



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Título: Projeto de uma subestação tipo abrigada de 600 kVA

SAMUEL THIMÓTEO SILVA SANTOS

CAMPINA GRANDE, PARAÍBA

AGOSTO DE 2011

SAMUEL THIMÓTEO SILVA SANTOS

RELATÓRIO DE ESTÁGIO

Relatório de Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento parcial às exigências para obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luis Reyes Rosales Montero

Campina Grande, Paraíba
12 de Agosto de 2011

SAMUEL THIMÓTEO SILVA SANTOS

RELATÓRIO DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Relatório de trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento parcial às exigências para obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Relatório aprovado em ____ de _____ de 2011

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Luis Reyes Rosales Montero
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador

Professor Convidado
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Campina Grande, Paraíba
Agosto de 2011

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Luis Reyes pelas contribuições dadas, dúvidas esclarecidas, conselhos e tudo mais. Ao professor Talvanes, Adail e Tchaikovsky pela compreensão, ajuda e apoio dado.

A todos os grandes e inesquecíveis amigos que fiz durante o curso de engenharia elétrica.

RESUMO

Este trabalho aborda o projeto de construção de uma subestação tipo abrigada de 600 kVA da classe de tensão de 15 kV. Os aspectos técnicos, proteção, equipamento, normas são discutidos

Sumário

1	INTRODUÇÃO	8
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	8
2.1	DEFINIÇÃO BÁSICA DE UMA SUBESTAÇÃO.....	8
2.2	PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO.....	11
2.2.1	<i>Transformadores de Força</i>	12
2.2.2	<i>Transformador de Corrente</i>	19
2.2.3	<i>Chave Seccionadora</i>	24
2.2.4	<i>Disjuntores de Média Tensão</i>	25
2.2.5	<i>Relé de Sobrecorrente</i>	27
2.2.6	<i>Compensação de Reativos</i>	34
3	PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES	38
3.1	PRINCÍPIO BÁSICO	38
3.2	PROTEÇÃO DO TRANSFORMADOR	40
4	ACIDENTES COM ANIMAIS SILVESTRES	41
5	AS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO NO SISTEMA RADIAL SIMPLES.....	42
5.1	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO 1 ϕ -TERRA.....	42
5.2	O CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO NO SISTEMA RADIAL	42
5.3	CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO NO SISTEMA RADIAL.....	44
5.4	O CURTO-CIRCUITO MÍNIMO FASE TERRA NO SISTEMA RADIAL	47
6	O CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO [1]	47
6.1	IMPEDÂNCIA DOS TRANSFORMADORES DA SUBESTAÇÃO:	47
6.2	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA.....	50
7	LAYOUT DA SUBESTAÇÃO	50
7.1	PROTEÇÃO CONTRA CONTATOS DIRETOS	51
7.2	PROTEÇÃO POR MEIO DE BARREIRAS OU INVÓLUCROS.....	51
7.3	PROTEÇÃO POR MEIO DE OBSTÁCULOS	52
7.4	SECCIONAMENTO AUTOMÁTICO DA ALIMENTAÇÃO	52
7.5	VENTILAÇÃO E CONTROLE DA TEMPERATURA	54
8	DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DE UMA SUBESTAÇÃO	55
1)	DIMENSIONAMENTO DO BARRAMENTO DE COBRE:	55

2)	DIMENSIONAMENTO DOS TIRANTES DE LATÃO PARA BUCHAS DE PASSAGENS	55
3)	DIMENSIONAMENTO DO BARRAMENTO DE BAIXA TENSÃO:.....	56
4)	DIMENSIONAMENTO DE CHAVES PRIMÁRIAS	56
5)	DIMENSIONAMENTO DAS MUFLAS TERMINAIS	57
9	CÁLCULO DAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA	59
9.1	CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....	66
9.2	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO	67
10	CONCLUSÃO	72
11	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	72
12	ANEXO I – DESENHO DA SUBESTAÇÃO DO ICS	74
13	74

1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho tem a finalidade de projetar uma subestação tipo abrigada para o Instituto de Ciências da Saúde- ICS, localizado no campus da UFBA em Salvador-BA como requisito técnico da Coelba, de que uma edificação de uso coletivo que possua demanda superior a 112 kVA devem dispor de subestação própria para fornecimento de energia elétrica em média tensão. A subestação tem fins de transformação, operação e proteção.

A localização da subestação será no pavimento térreo do prédio, numa sala de $9,84 \times 6,0$ de área, o que demanda cuidados especiais de segurança.

Primeiramente faremos à especificação geral dos equipamentos destinados a transformação, proteção e manobra. Em seguida faremos um estudo de curto-circuito da subestação para efeito de especificação de equipamentos de transformação e proteção. Também trataremos da compensação de reativos dos transformadores de potencial.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Definição Básica de uma subestação

Uma subestação é um conjunto de equipamentos de manobra e transformação e ainda compensação de reativos usado para dirigir o fluxo de energia de um sistema de potencia e possibilitar a sua diversificação através de rotas alternativas, possuindo ainda dispositivos de proteção capazes de isolar os diferentes tipos de faltas que ocorrem no sistema e isolar os

trechos onde essas faltas ocorrem. Também é usada para transformar a energia elétrica em níveis adequados de utilização [1].

Podemos classificá-las da seguinte maneira:

- Subestação Central de Transmissão- usada para elevar os níveis de tensão para transmitir potencia por longos trechos de forma econômica.
- Subestação Receptora de Transmissão- é aquela localizada geralmente na periferia dos grandes centros consumidores conectada à subestação central de transmissão por linhas de alta tensão.
- Subestação de Subtransmissão - é de onde partem os ramais distribuidores primários para a alimentação dos transformadores de distribuição até o consumidor final ou alimentam subestações de consumidor.
- Subestação de Consumidor – é aquela construída em propriedade particular que possua grande demanda de carga, tais como indústrias de médio ou grande porte ou prédios de uso coletivo.

Esquemas de Manobra de Subestação da classe de 15 kV

Uma subestação acima de 300 kVA utilizando dois transformadores em paralelo, o esquema de manobra utilizado é o da figura 1. No caso da proteção geral atuar desligando o sistema por falha num dos transformadores, esse pode ser retirado do sistema por sua respectiva chave seccionadora enquanto se providencia a manutenção do equipamento e religamento do disjuntor geral para suprimento de parte da carga da instalação.

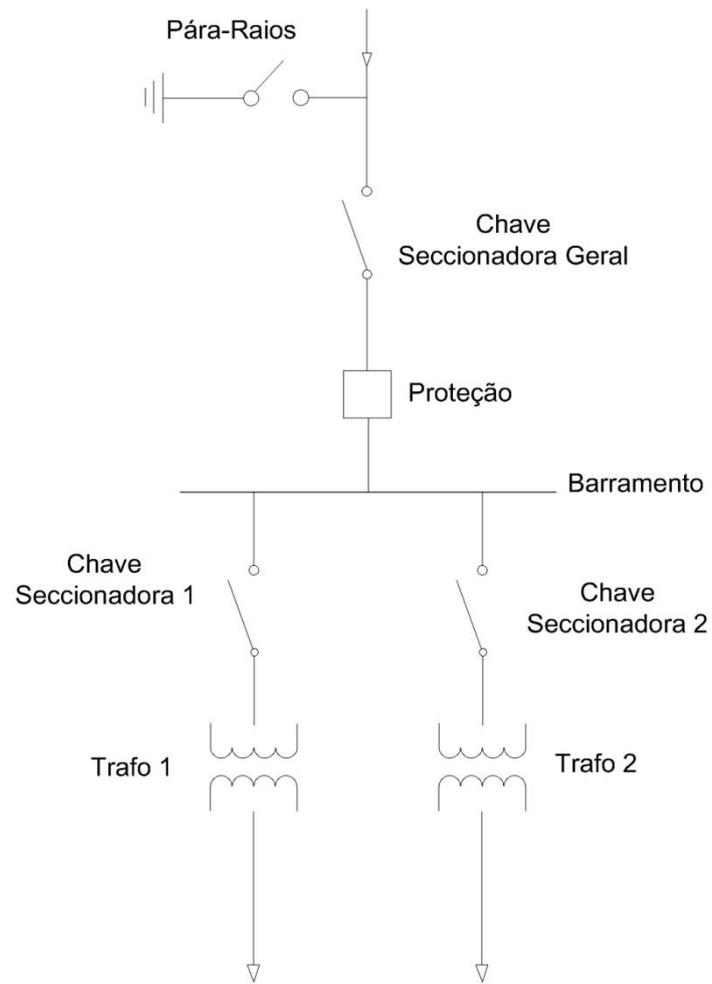


Figura 1 – Esquema de manobra de uma subestação

Para subestações de médio porte utiliza-se uma proteção para cada transformador, como visto na figura 2.

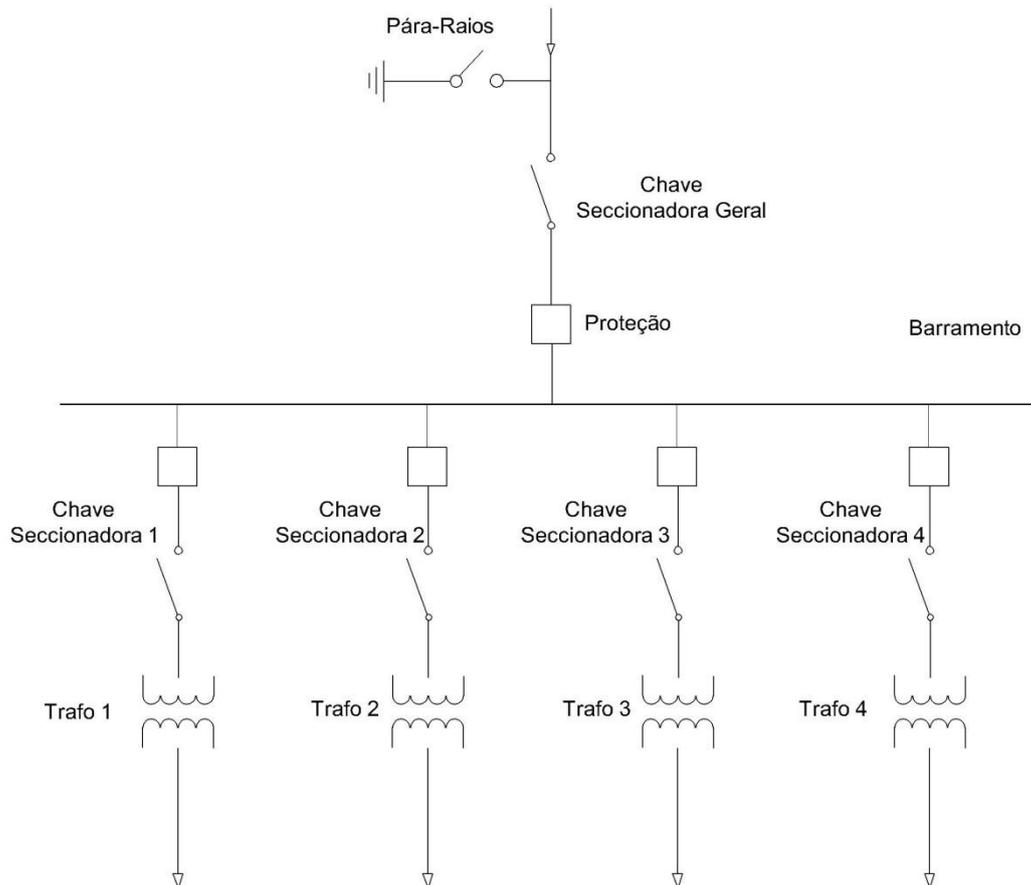


Figura 2 – Esquema de manobra de subestação de médio porte.

A Norma de Distribuição Unificada (NDU) 002 da Energisa – Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária- afirma que para consumidores com demanda superior a 75 kW e inferior a 2500 kW, fornecimento deve ser em tensão primária. A Coelba, em sua norma Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão à Edificações de uso Coletivo, afirma que consumidores com demanda acima de 112.5 kVA de potencia devem possuir subestação própria. A tensão primária de fornecimento para ambos é de 13.8 kV.

2.2 Principais Equipamentos de Uma Subestação

Podemos dividir os equipamentos de uma subestação quanto a sua função da seguinte forma:

Equipamentos de Transformação:

- Transformador de Força
- Transformador de Instrumentação

Equipamentos de Manobra:

- Chave Seccionadora
- Disjuntores

Compensação de Reativos:

- Reator de derivação ou série
- Banco de Capacitor
- Compensador Síncrono
- Compensador Estático

Equipamentos de Proteção:

- Pára-Raios
- Relés
- Fusíveis

Equipamentos de Medição: São instrumentos destinados a medir grandezas tais como corrente, tensão, frequência, potencia ativa e reativa, etc. Em geral estes equipamentos são fornecidos pelas concessionárias de energia elétrica.

Devido ao assunto de equipamentos elétricos ser muito amplo, iremos tratar dos principais aspectos dos equipamentos utilizados nesse projeto.

2.2.1 Transformadores de Força

Transformador é um equipamento de operação que por meio de indução eletromagnética transfere energia de um circuito primário, para um circuito secundário sendo mantida a mesma frequência, porém com tensões e correntes diferentes. Os Transformadores de força são o principal elemento de acoplamento entre sistemas elétricos de níveis de tensão diferentes.

Podem ser classificados quanto ao número de fases:

- Monobucha (F-T);
- Monofásico (F-N);
- Bifásico (2F);
- Trifásico (3F).

Os transformadores são construídos com as mais diversas características que dependem do tipo de carga que se quer alimentar ou mesmo do ambiente onde se pretende instalá-los. Os transformadores trifásicos, objeto deste estudo, podem ter seus enrolamentos ligados de três diferentes maneiras, dependendo da conveniência do sistema em que serão aplicados.

Podem ainda ser classificados quanto ao seu meio isolante, podendo ser a óleo mineral, a líquidos isolantes sintéticos pouco inflamáveis ou a seco.

O óleo mineral é obtido do fracionamento do petróleo sendo o líquido mais comumente usado, porém seu uso é proibido em prédios comerciais e residenciais por apresentar um baixo ponto de combustão. A rigidez dielétrica do óleo mineral deve ser de 30 kV/mm, sendo que a umidade e outras impurezas podem fazer com que sua rigidez dielétrica seja bastante prejudicada.

O óleo isolante sintético é constituído de polímeros sintéticos cujo principal elemento é o silício. Algumas concessionárias permitem o seu uso em edifícios residenciais e comerciais devido ao óleo siliconado ser não-propagante de chamas e ser não tóxico e quimicamente inerte.

O óleo mineral junto com os líquidos isolantes sintéticos tem duas funções principais: permitir a isolação das bobinas internas do transformador evitando a formação de arcos elétricos e dissipar o calor originado das perdas por efeito joule do transformador.

2.2.1.1 Transformadores a seco

Os transformadores a seco são utilizados em instalações que requeiram um nível de segurança elevado em se tratando de explosão de líquidos inflamáveis. A construção do seu núcleo é similar a dos transformadores a óleo com ligas de ferro-silício laminada ou liga amorfa isolados com resina epóxi. A resina epóxi é um plástico termo fixo que se endurece quando misturada a um catalisador ou “endurecedor”. São utilizados em produtos diversos desde placas de circuito impresso, pranchas de surfe, encapsulamento de componentes eletrônicos e pisos industriais.



Figura 3: Transformador Trifásico a Seco (WEG.net)

Os enrolamentos de média tensão devem ser constituídos de fios ou fitas de alumínio ou cobre. Após a sua conformação deverão ser encapsulados a vácuo, em resina epóxi ou similar. Os enrolamentos de baixa tensão devem ser constituídos de fios ou fitas ou folhas de cobre ou alumínio, tendo preferência o uso de folhas com largura igual à altura da própria bobina, isoladas e coladas umas às outras.

Os enrolamentos e isolamentos devem ser projetados e construídos de forma a resistirem sem danos, em quaisquer condições de carga e de tensão, a todos os esforços mecânicos, efeitos térmicos e solicitações dielétricas, aos quais poderão estar sujeitos durante a operação do transformador. As bobinas devem ser constituídas de forma a obter alto grau de resistência à umidade.

Os transformadores devem ter os enrolamentos primários ligados em triângulo e secundários em estrela, sendo o deslocamento angular entre eles de 30° , com fases de tensão secundária atrasada em relação às correspondentes de tensão do primário. Os transformadores

devem ser projetados e construídos para resistirem aos efeitos mecânicos e térmicos causados por curtos-circuitos externos.

2.2.1.2 Características Elétricas e Térmicas

1. Potência Nominal

Representa a potência aparente que o transformador foi projetado para trabalhar continuamente ao longo de toda a sua vida útil e que determina a corrente nominal que circula, sob tensão nominal, nos terminais do transformador para condições térmicas e ambientais a que se destina.

2. Tensão Nominal

A tensão de linha aplicada nos terminais do transformador.

3. Relação de Transformação

A relação de transformação do transformador é dado por (1):

$$\frac{V_1}{N_1} = \frac{V_2}{N_2} \quad (1)$$

Onde:

V_1 - é a tensão no primário do transformador;

V_2 - é a tensão no secundário do transformador;

N_1 - é o número de espiras no primário;

N_2 - é o número de espiras no secundário;

4. Corrente Nominal

A corrente de linha que circula nos terminais do transformador. Essa corrente pode ser obtida a partir da tensão nominal e da potência nominal dos transformadores.

Para transformadores trifásicos:

$$I_{nt} = \frac{P_{nt}}{\sqrt{3} \times V_{nt}} \quad (2)$$

Onde:

P_{nt} - Potência nominal do transformador;

V_{nt} - tensão de linha do transformador.

I_{nt} - corrente de linha do transformador

5. Freqüência Nominal

É a freqüência de rede elétrica para o qual o transformador foi projetado.

6. Rendimento

Rendimento é a relação entre a potência elétrica fornecida no secundário do transformador e a potência elétrica que o primário do mesmo absorve.

7. Impedância Percentual

Impedância percentual ou também tensão nominal de curto-circuito

Curto-circuitando os terminais secundários do transformador e alimentando o primário de tal forma que faça circular a corrente nominal no secundário do transformador. Seu valor é numericamente igual a impedância percentual e é um dado de placa do transformador.

2.2.1.3 Perdas

Os transformadores apresentam perdas devido ao fluxo de dispersão, resistência do cobre e do núcleo do transformador e perdas devido a reversão do fluxo magnético no núcleo. As perdas são as dissipadas em forma de calor pelos enrolamentos primário e secundário e pelo núcleo do transformador.

1. Perdas no cobre:

Resultam da resistência dos fios de cobre nas espiras primárias e secundárias. As perdas pela resistência do cobre são perdas sob a forma de calor (efeito Joule) e não podem ser evitadas.

2. Perdas no ferro

Podem ser divididas em duas:

- Perdas por histerese: energia transformada em calor na reversão da polaridade magnética do núcleo transformador.
- Perdas por correntes parasitas: quando uma massa de metal condutor se desloca num campo magnético, ou é sujeita a um fluxo magnético variável no tempo, circulam nela correntes induzidas. Essas correntes produzem calor devido às perdas na resistência do ferro (perdas por correntes de Foucault).

As perdas no núcleo do transformador podem ser minimizadas utilizando-se materiais de maior resistência e permeabilidade magnética no núcleo do transformador.

Estimativas da Eletrobrás indicam que de toda a energia gerada no Brasil, 14% é perdida na transmissão e distribuição e dessas, 30% se devem a perdas nos transformadores. Na Europa, estima-se que um terço de toda a energia perdida nos sistemas de distribuição e transmissão [10].

Atualmente há um esforço enorme em substituir os transformadores de FeSi (Ferro-Silício) por transformadores de ligas amorfas e nanocristalinas, principalmente na zona rural onde os transformadores operam em baixa carga. Os transformadores de liga amorfa reduzem as perdas em até 80% comparados aos de FeSi (Ferro-Silício) [11].

2.2.1.4 As Ligas Amorfas

As ligas amorfas são materiais metálicos de estrutura não cristalina, pois não possuem uma estrutura ordenada.

A fórmula geral para as ligas amorfas termicamente estáveis é: $M_a Y_b Z_c$, onde M é um ou mais metais do grupo constituído pelo ferro, níquel, cobalto, vanádio e cobre; Y representa elementos como o fósforo, boro e carbono; Z representa elementos como alumínio, silício, antimônio, estanho, germânio, índio, e berilo; enquanto as letras a, b, e c representam os percentuais atômicos e suas faixas são 60 a 90 para a, 10 a 30 para b e 0.1 a 15 para c [12].

O primeiro transformador de material amorfo foi construído no Lincoln Laboratory no MIT, tratava-se de um transformador de 15 kVA com núcleo toroidal. Quando comparado com transformadores de FeSi de grãos-orientados de mesma potência, o novo transformador mostrou-se bastante superior no que diz respeito a redução de perdas e uma menor corrente de excitação. Houve uma redução de 60% nas perdas totais sendo 87% nas perdas do núcleo e 21% nas perdas no cobre. A corrente de excitação foi reduzida de 2.5 A nos transformadores de FeSi para 0.12 A nos de liga amorfa. Esse resultado se explica pelo fato das ligas amorfas apresentarem uma maior resistência e uma maior permeabilidade magnética.

Dentre as ligas amorfas, as composições básicas de 80% de ferro-níquel e 20% de metalóides (fósforo, boro, silício ou molibidênio) são as que reúnem as melhores características para uso de transformadores na frequência industrial. Em especial a liga amorfa $Fe_{78}Be_{13}Si_9$ vem apresentando os melhores resultados [12].

A tabela 1 mostra um estudo comparativo das perdas no núcleo dos transformadores de liga aço-silício e liga amorfa.

Tabela 1: Comparativos de perdas entre transformadores de liga amorfa e liga aço-silício [11].

Perdas do Transformador (kVA, 3ϕ)	Perdas no Núcleo (W)	Perdas no Núcleo (W)	Perdas no Cobre (W)	Perdas no Cobre (W)
	Aço-Silício	Liga Amorfa	Aço-Silício	Liga Amorfa
100	180	55	1648	1750
160	210	90	2954	3100
250	310	130	3440	3500
400	415	160	4625	4600
630	575	220	5835	6000
1000	1029	374	5983	5626
2500	2251	843	13401	13234

2.2.1.5 Corrente de Inrush

Quando se procede a energização do transformador de força, ocorre uma corrente transitória de magnetização do transformador que pode atingir picos de 8 a 12 vezes a corrente nominal do transformador chamada de corrente de inrush ou corrente de magnetização. Essa corrente caracteriza-se por ter um alto conteúdo harmônico cuja predominância está na corrente de 2º harmônico. A tabela 2 mostra a distribuição da corrente entre os harmônicos [4].

Tabela 2. : Corrente de Inrush dos transformadores de força [4].

Corrente de Inrush	
Harmônicos	% em relação a fundamental
2 ° Harmônico	63%
4° Harmônico	26.8 %
5° Harmônico	5.1 %
6° Harmônico	4.1 %
7° Harmônico	3.7 %
8° Harmônico	2.4 %

A corrente de Inrush diferencia-se da corrente de curto-circuito por seu forte conteúdo harmônico que decaem em aproximadamente 0.1 s e também a corrente de inrush ocorre nas três fases do sistema. A corrente de curto-circuito tem a forma predominantemente senoidal e frequência de 60 Hz, decaindo exponencialmente dependendo do fator de assimetria. A corrente de curto-circuito ocorre somente nas fases em falta [2].

A corrente de pico de inrush depende:

- Do porte de transformador;
- Porte do sistema elétrico;
- Impedância equivalente até o ponto do transformador;
- Tipo de material ferromagnético no núcleo do transformador;
- Fluxo magnético remanente no núcleo do transformador;
- Valor da tensão no instante da energização.

2.2.2 Transformador de Corrente

O transformador de Corrente (TC) é um equipamento que procura reproduzir em seus terminais secundários a forma de onda da corrente dos terminais primários, mas em um nível compatível com os instrumentos de medição ou relé a ele conectado. São divididos em dois tipos de acordo com a sua finalidade: transformadores de corrente para serviços de medição e transformadores de corrente para serviço de proteção cada um com características próprias. Devido ao transformador de corrente para serviço de medição ser fornecido pela

concessionária, esse trabalho tratará essencialmente dos transformadores de corrente para serviço de proteção.

2.2.2.1 Aspectos Construtivos

Na figura 4 mostra de forma esquemática a constituição de um transformador de corrente.

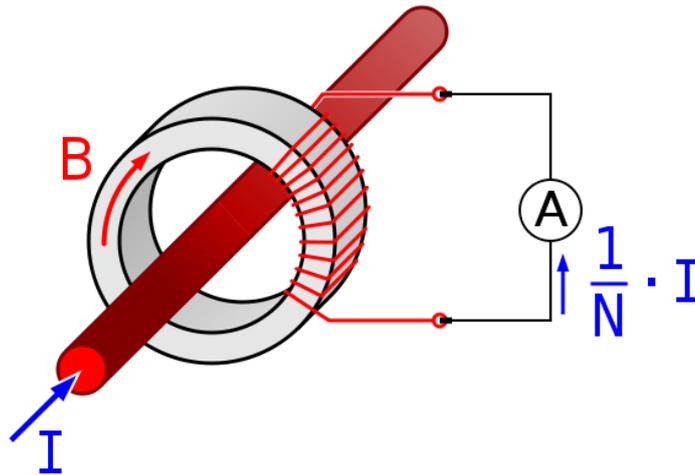


Figura 4 - Esquema de um TC

Para que se minimize a queda de tensão nos terminais do primário do TC, a bitola dos fios da bobina deve ser de grande seção para diminuir a resistência e ter poucas espiras para se diminuir a reatância.

A corrente do primário pode variar de zero até a máxima corrente de curto circuito prevista na carga e o TC deve ser dimensionado para suportar as solicitações dinâmicas e térmicas dessas correntes. O padrão da ABNT para os TCs brasileiros é de 5 A no secundário.

A figura 3 mostra o circuito equivalente do TC.

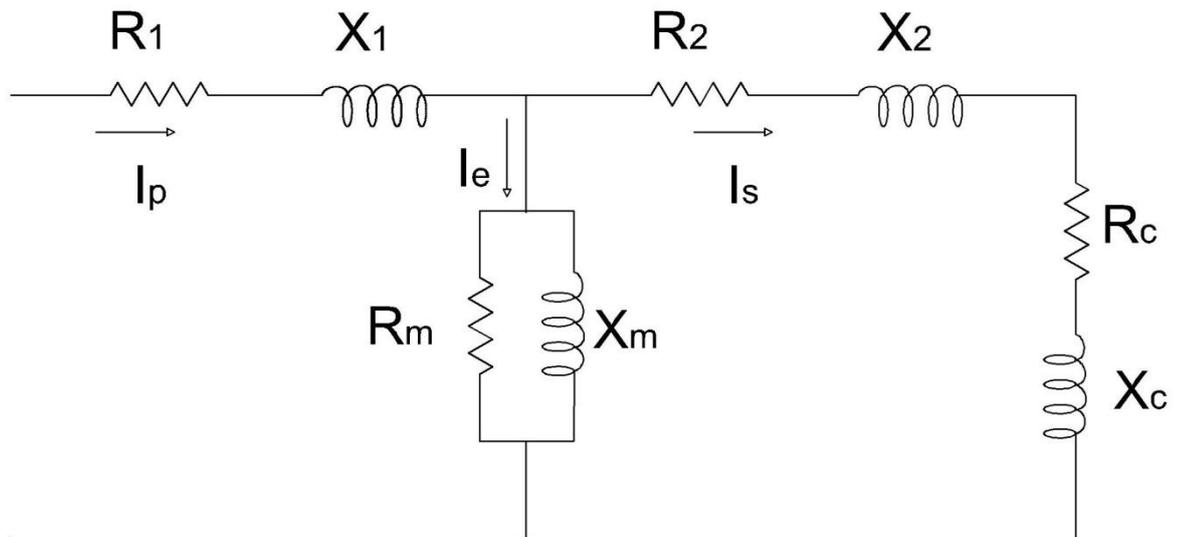


Figura 3: Circuito equivalente de um TC

Onde:

\dot{I}_p - é a corrente do primário;

\dot{I}_s - é a corrente do secundário;

\dot{I}_e - é a corrente de magnetização;

Aplicando a Lei de Kirchoff ao circuito da figura 3, chega-se as equações 1 e 2:

$$\frac{\dot{I}_p}{RTC} = \dot{I}_s + \dot{I}_e \quad (3)$$

$$\frac{\dot{I}_s}{RTC} = \dot{I}_p + \dot{I}_e \quad (4)$$

A corrente \dot{I}_e é responsável pelo erro de módulo e fase no secundário do transformador.

A utilização de TCs de liga nanocristalina diminui o erro de ângulo de fase consideravelmente devido a permeabilidade da liga nanocristalina $Fe_{73,5}Cu_1Nb_3Si_{13,5}B_9$ comparada as ligas de FeSi (Ferro-Silício) com o mesmo valor nominal, o que resulta em menores correntes de magnetização e perdas por efeito Joule. [10]

A seguir são descritas as características dos TC's de proteção.

2.2.2.2 Classe

Dividem-se em duas classes:

- TCs de classe L

São aqueles que devido a bitola do primário ser larga para permitir a passagem de grandes correntes fica impraticável o enrolamento do fio. O secundário possui varias espiras para permitir o maior acoplamento magnético possível. São exemplos TCs do tipo Bucha e do tipo Janela, figura 4.

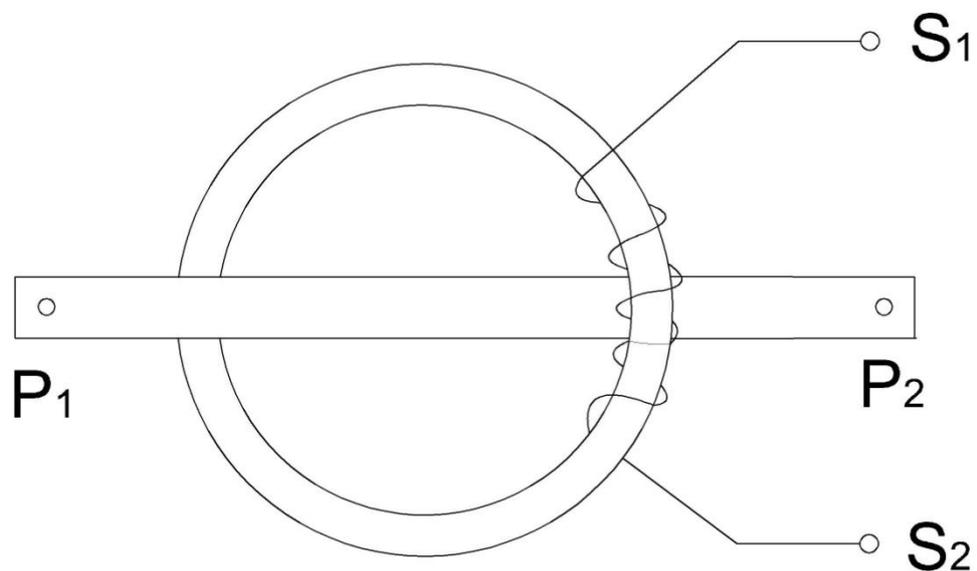


Figura 4: TC do tipo Bucha

- TCs de classe H

São os TCs que possuem alta reatância, ou seja, suas bobinas do primário são enroladas no primário do TC. Um exemplo pode ser visto na figura 5.

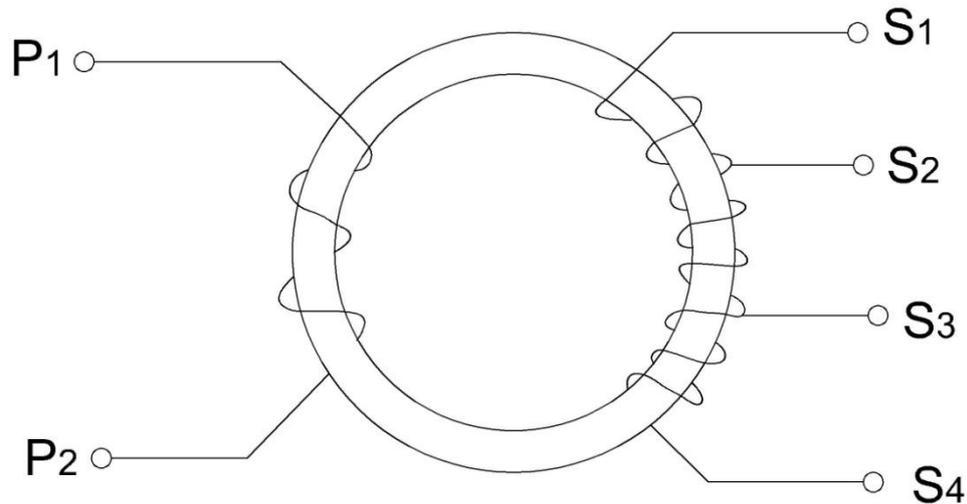


Figura 5: Esquema de ligação TC do tipo alta reatância

2.2.2.3 Classe de exatidão

Os TC's para serviço da proteção podem ser agrupados em uma das seguintes classes de exatidão:

Classe 5: com erro percentual de 5%;

Classe 10: com erro percentual de 10%.

Por exemplo, um TC de classe 10 significa que para o seu fator de sobrecorrente (definido abaixo) o TC apresenta um erro de medição de no máximo 10%.

2.2.2.4 Fator de Sobrecorrente

É definida como a relação entre a corrente máxima de curto-circuito e a corrente nominal para o qual o TC mantém a sua classe de exatidão.

$$F_s = \frac{I_{cs}}{I_{np}} \quad (5)$$

Onde:

F_s - fator de sobrecorrente

I_{cs} - corrente de curto-circuito

I_{np} - corrente nominal no primário

Por exemplo, um TC de fator de sobrecorrente de 20 e classe de exatidão 10 mantém a fidelidade da medição em 10% para correntes de até 20 vezes a corrente nominal.

2.2.2.5 Carga admissível

É a máxima carga que pode ser ligada ao secundário do TC sem que o erro de medição seja maior do que sua classe de exatidão.

Classe de Exatidão pela ANSI

Pela ANSI as possíveis classes de exatidão são:

$$\begin{pmatrix} 2.5 \\ 5 \\ 10 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} L \\ H \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 10 \\ 20 \\ 50 \\ 100 \\ 200 \\ 400 \\ 800 \end{pmatrix}$$

Por exemplo, um TC 10L400 é um TC de baixa reatância em que para uma corrente no secundário de até 400 A tem uma precisão de 10%.

Já um TC 5H20 é um TC de alta reatância cujo corrente no secundário pode atingir até 20 A com 5% de precisão.

2.2.3 Chave Seccionadora

Equipamento destinado a isolar trechos de circuitos, equipamentos e eles ligados de modo visível, por questões de manutenção mas não são equipamentos destinados a interrupção de circuitos sob falta. Para subestações cuja capacidade seja menor ou igual a 300 kVA pode-se usar como proteção na alta tensão chave seccionadora e fusível [7].



Figura 6: Exemplo de chave Seccionadora classe 15 kV (www.eletrosud.com.br)

Podem ser do tipo monopolares ou tripolares, do tipo manual ou automático.

Em geral as chaves seccionadoras tripolares para classe de tensão de 15 kV têm corrente nominal de 400 A.

2.2.4 Disjuntores de Média Tensão

É o principal elemento de proteção das subestações capaz de interromper grande potência de curto-circuito como também pode servir como equipamento de manobra.

Necessitam de um acionador para operarem, que pode ser um relé ou botões em uma sala de operação.

O disjuntor deve ser capaz de suportar a corrente nominal da linha durante toda a sua vida útil e ainda ser submetido a condições climáticas variáveis e ainda ser de total confiabilidade no que diz respeito as suas especificações técnicas durante o curto-circuito. Para que possa ter a sua confiabilidade assegurada, o disjuntor deve ser submetido a um padrão rigoroso de controle de qualidade, ensaios dos materiais, controle do processo de fabricação, ensaio e revisão final. O disjuntor deve ser capaz de eliminar o arco elétrico que surge durante o chaveamento sem perder suas características técnicas.

O arco elétrico é um fenômeno que ocorre quando se separam dois terminais de um circuito que conduz determinada corrente de carga, de sobrecarga ou defeito. Pode ser definido também como um canal condutor formado num meio fortemente ionizado, provocando um intenso brilho e elevando, consideravelmente, a temperatura do meio em que se desenvolve [2]. Uma das principais funções dos dispositivos de extinção de arco é deionizar a zona de interrupção quando a corrente atinge o ponto zero do ciclo alternado, evitando-se que haja um novo arco.

Se não for extinto a tempo, o arco elétrico pode causar ainda o derretimento dos terminais do disjuntor. O arco pode atingir cerca de 4.000K (3.726°C) na sua periferia, podendo chegar aproximadamente a 15.000K (14.726°C) no seu núcleo. Os valores dessas temperaturas podem variar em função do meio extintor.

O princípio de funcionamento dos disjuntores está na absorção da energia durante o arco elétrico. Os disjuntores são classificados quanto às características do seu meio extintor de arco elétrico.

Podemos classificá-los como:

- Disjuntores a óleo

- Disjuntores a vácuo
- Disjuntores a hexafluoreto de enxofre (SF_6)

Disjuntores a óleo:

A câmara de extinção do disjuntor é composta por um tanque com óleo mineral. Durante o arco elétrico, a parte do óleo que envolve o arco se gaseifica formando hidrogênio com uma menor percentagem de acetileno e metano elevando-se a pressão na câmara que por sua vez faz com que haja um fluxo de óleo sobre o arco, causando a extinção do arco. A parte do óleo gaseificada se condensa tão logo o óleo esfrie.

Disjuntores a Vácuo

São os disjuntores que utilizam câmara de vácuo como elemento extintor de arco elétrico. Mediante a separação dos contatos, surge um arco entre eles de grande intensidade, acompanhado de certa quantidade de vapor metálico resultante de uma pequena decomposição dos contatos formando um plasma. Após a extinção do arco, é restabelecida a rigidez dielétrica entre os contatos do disjuntor. A intensidade com que se forma o vapor metálico durante a interrupção do arco é diretamente proporcional à intensidade da corrente que é interrompida. O arco não sofre nenhum processo de resfriamento durante a sua extinção, o que diferencia substancialmente esse tipo de disjuntor de muitos outros [2].

Disjuntor a Hexafluoreto de Enxofre (SF_6)

Hexafluoreto de Enxofre é um gás sintético de elementos flúor e enxofre de fórmula química SF_6 utilizado na indústria elétrica como meio isolante e como extintor de arco elétrico, tanto em disjuntores como em subestações blindadas. Não é um gás tóxico, mas quando liberado no ambiente pode causar asfixia. Por ser mais denso do que o ar, acaba expulsando o oxigênio.



Figura 7: Disjuntor de Média Tensão com Relé (ABB)

2.2.5 Relé de Sobrecorrente

Os réles de sobrecorrente são associados aos disjuntores para que a partir das entradas feitas a partir dos TCs são capazes de reconhecer uma situação anormal e disparar um sinal de abertura do disjuntor. Os relés podem ser pensados como unidades lógicas que recebem um conjunto de entradas, processam essas entradas e emitem um comando de abertura do disjuntor.

Podem ser classificados os seguintes tipos de relés de sobrecorrente:

- Quanto a forma de instalação
 - 1) Relé Primário
 - 2) Relé Secundário

- Quanto a corrente de ajuste
 - 1) Tracionamento de mola;
 - 2) Variação de entreferro;
 - 3) Mudança de taps;
 - 4) Variação de elemento no circuito;
 - 5) Controle por software.

- Tempo de atuação

- 1) Relé instantâneo
- 2) Relé Temporizado
 - a) Tempo definido
 - b) Tempo Inverso
 - i. Inverso;
 - ii. Moderadamente inverso;
 - iii. Muito Inverso;
 - iv. Extremamente Inverso.

Os relés eletromecânicos estão caindo em desuso devido as melhorias trazidas pelos relés digitais e praticamente as concessionária não adquirem relés eletromecânicos, apenas utilizam os que ainda possuem em linhas de menor importância. Por isso será apresentado resumidamente somente as principais características dos relés digitais. Podemos citar:

- Redução do carregamento do transformador TC devido ao menor consumo do relé microprocessado comparado aos relés eletromecânicos;
- Maior confiabilidade;
- Possibilidade de serem ajustados a distância;
- Elevada precisão e confiabilidade;
- Permite o religamento dos disjuntores;
- Seqüência de eventos;
- Sincronização via GPS;
- Permite a medição das grandezas que causaram a falha.
- Podem simular as curvas de tempo inverso dos relés eletromecânicos;

A seguir segue uma lista dos elementos de indicação e operação comumente encontradas nos relés digitais:

a) Display

É utilizado para visualizar valores de tap e configuração, valores armazenados na memória de massa e etc.

b) Teclas

Utilizadas para ajuste de função e parâmetros do relé.

Relé de Sobrecorrente Instantâneo

O relé de sobrecorrente instantâneo atua instantaneamente para qualquer corrente maior que seu ajuste.

Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso

Nos reles de sobrecorrente de tempo inverso não se escolhe o tempo de atuação, mas sim a curva de atuação.

As curvas características de tempo inverso dos relés foram padronizadas por diversas organizações como IEEE, ANSI, IEC. Nos relés digitais atuais, o ajuste das curvas é dado por uma função normalizada de tempo de atuação \times múltiplo da corrente de ajuste.

A curva IEC do relé é dada por (5) [3]:

$$t_{\text{atuação do relé}} = T_{\text{curva}} \left(\frac{K}{M^\alpha - \beta} + L \right) \quad (6)$$

Onde:

T_{curva} - múltiplo de tempo das curvas de tempo do relé.

$t_{\text{atuação do relé}}$ - tempo de atuação do relé, em segundos

$M = \frac{I}{I_{\text{ajuste}}}$ - Múltiplo de ajuste do relé;

I - corrente no secundário do TC

I_{ajuste} - Corrente de ajuste do relé;

K , α , L e β são coeficientes fornecido pela tabela 3:

Tabela 3: Parâmetros de curvas normalizadas IEC, IEE, I²t [3]

Norma	Tipo de Curva	K	α	L	β
IEC	Curva Inversa	0.14	0.02	0	1
	Moderadamente Inversa	0.05	0.04	0	1
	Muito Inversa	13.5	1	0	1
	Extremamente Inversa	80	2	0	1
IEEE	Moderadamente Inversa	0.515	0.02	1.14	1
	Muito Inversa	196.2	0.02	4.91	1
	Extremamente Inversa	282	2	1.217	1
I ² t	Curva I ² t	100	2	0	0
todas	Tempo Definido	0	-	qualquer	1

2.2.5.1 Ajuste das unidades temporizadas de fase (51) e neutro (51N)

Os relés digitais caracterizam por três tipos de funções:

- Funções de Proteção:

O tipo de proteção que o relé está ajustado para monitorar, como exemplo pode ser ajustado para as suas funções de rele de tensão, relé de corrente, relé de frequência e etc.

- Funções de Medição:

São aquelas que exercem a supervisão do sistema elétrico. Algumas medições são registradas diretamente pelo relé, tais como tensão e corrente, outros são feitos por meio de cálculos numéricos, tais como potência e fator de potência.

- Funções Preditivas:

Permite formar um banco de dados, por exemplo, da quantidade de abertura de um disjuntor, das parada e religamento durante uma faixa de tempo de um motor.

Quanto a temporização:

- Relés de sobrecorrente de tempo inverso com elemento instantâneo;
- Relés de sobrecorrente de tempo inverso;
- Relé de sobrecorrente de tempo definido com elemento instantâneo;

5. Cada fabricante já incorpora o seu relé ao disjuntor como pode ser observado na figura. Os principais parâmetros que devem ser utilizados para a especificação de um relé são:

Função 50 – Fase instantânea

- Ajuste da corrente de instantâneo
- Temporização

Função 50N – Neutro instantâneo

- Ajuste da corrente de instantâneo
- Temporização

Função 51 – Fase Temporizado

- Tipo de curva tempo-corrente
- Ajuste de Corrente Temporizada
- Temporização

Função 51N – Neutro Temporizado

- Tipo de curva tempo-corrente
- Ajuste de Corrente Temporizada
- Temporização

2.2.5.2 Rele de Sobrecorrente de Neutro

As correntes no secundário dos TCs são réplicas das correntes no primário como mostra o esquema da figura 6.

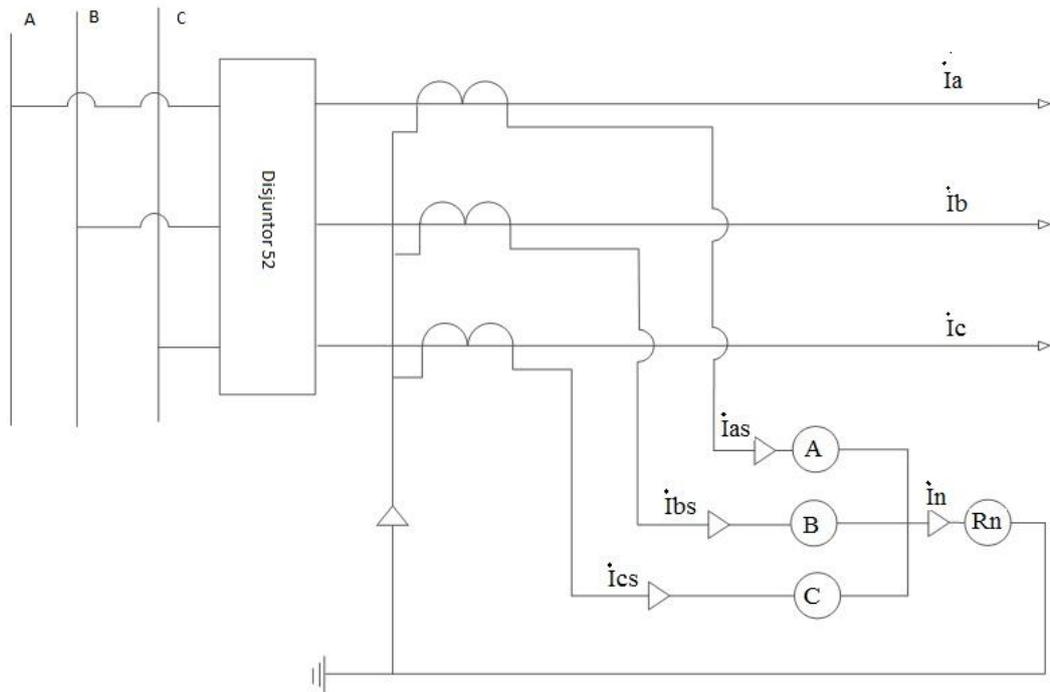


Figura 8: Ligação de TCs de fase e de Neutro [3]

As somas das correntes de seqüência do secundário dos TCs aparecem no neutro do transformador aterrado, assim:

$$\dot{i}_N = \dot{i}_{as} + \dot{i}_{bs} + \dot{i}_{cs} \quad (7)$$

A soma das correntes de seqüência zero corresponde as correntes de neutro.

$$\dot{i}_N = 3\dot{i}_O \quad (8)$$

No trecho onde se localiza o relé de neutro somente passa corrente de seqüência zero. Dessa forma, as faltas que não geram corrente de seqüência zero são sensibilizadas pelos relés de fase enquanto as situações que geram componentes de seqüência zero são sensibilizadas pelo relé de neutro.

Todo sistema elétrico se não é equilibrado é levemente desequilibrado, principalmente próximo as zonas de distribuição. Os relés de neutro devem ter uma tolerância ao desequilíbrio considerado normal na linha.

A fórmula de ajuste do relé de fase temporizado é dada por:

$$(1.4 \text{ a } 1.5)I_{nominal} \leq I_{ajuste} \leq \frac{I_{cc2\phi}}{a} \quad (9)$$

Onde:

$I_{nominal}$ - corrente nominal de carga;

I_{ajuste} - corrente de ajuste do relé de fase;

$I_{cc2\phi}$ - corrente de curto-circuito bifásico no final da linha, sendo a corrente bifásica a menor corrente de curto-circuito.

a – fator de garantia dado pelo fabricante de quantas vezes a corrente de ajuste há garantia de atuação do relé. Para relés eletromecânicos o valor de a é 1.5 e para relés digitais o valor de a é 1.1.

Os relés devem suportar as variações no sistema elétrico, variações de 40% a 50% nas correntes de carga são permitidas como uma folga. O a que aparece mais a direita é para garantir a atuação do relé para correntes de curto-circuito 10% acima da corrente de ajuste para o pior caso, que é a corrente de curto-circuito mínima.

Para o relé operar a corrente de sobrecarga ou curto-circuito deve ser maior do que a corrente de ajuste I_{ajuste} .

Defini-se M como quantas vezes a corrente de defeito é maior do que a corrente de ajuste.

$$M = \frac{I_s}{I_{ajuste}} = \frac{I_p}{RTC \times I_{ajuste}} \quad (10)$$

Onde

I_s - a corrente nominal no secundário do TC;

I_p - corrente nominal no primário do TC;

RTC - relação de transformação do TC;

I_{ajuste} - corrente de ajuste do relé.

A fórmula de ajuste do relé de neutro temporizado é dada por:

$$(10\% \text{ a } 40\%)I_{nominal} \leq I_{an} \leq \frac{I_{cc1\phi-terra}}{a} \quad (11)$$

Onde:

$I_{nominal}$ – corrente nominal do circuito;

I_{an} - corrente de ajuste nominal;

$I_{cc1\phi-terra}$ – corrente de curto-circuito fase-terra mínimo.

a – fator de garantia dado pelo fabricante de quantas vezes a corrente de ajuste há garantia de atuação do relé. Para relés eletromecânicos o valor de a é 1.5 e para relés digitais o valor de a é 1.1

Atuará a unidade temporizada se a corrente de defeito satisfizer a (11):

$$1.1I_{ajuste\ do\ relé} \leq I_{CC} \leq I_{ajuste\ do\ instantâneo} \quad (12)$$

Atuará a unidade instantânea se:

$$I_{CC} \geq I_{ajuste\ do\ instantâneo} \quad (13)$$

2.2.6 Compensação de Reativos

O consumo de energia elétrica em uma instalação pode ser dividido em:

- Energia ativa: usada na forma de energia mecânica por motores, consumido em forma de calor e etc.
- Energia reativa: máquinas de indução requerem um campo eletromagnético para o seu funcionamento, por isso a necessidade de dois tipos de potência.

A maioria das cargas residências consome energia reativa indutiva, pois constituem basicamente de motores de indução, transformadores, reatores de lâmpadas de descarga, fornos a arco e etc. Enquanto a energia ativa produz trabalho, a energia reativa apenas consome espaço no sistema elétrico, onde se poderia estar transmitindo energia ativa.

O relação entre potência aparente, potência reativa e potência ativa são relacionadas por meio de um triangulo retângulo, mostrado na figura 7:

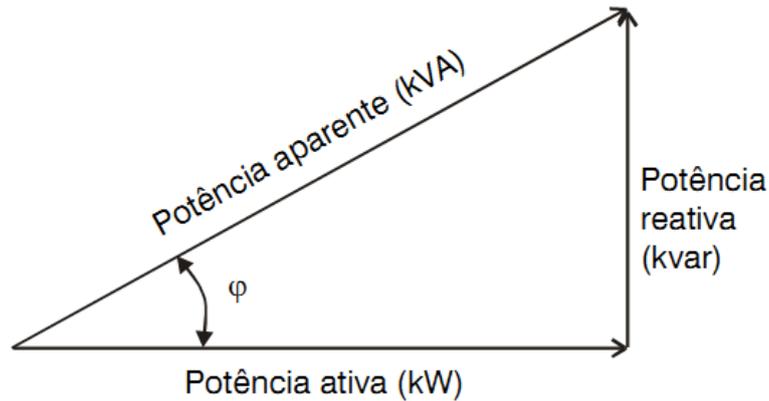


Figura 9: Triângulo de Potência

O fator de potência pode ser calculado usando a fórmula 12:

$$FP = \frac{kW}{kVA} = \cos\varphi = \cos\left(\tan^{-1}\frac{kvar}{kW}\right) \quad (14)$$

Todo sistema de alimentação é comprometido com uma instalação com baixo fator de potência, desde as linhas de transmissão até os geradores de uma usina. Tanto que as concessionárias de energia elétrica cobram pelos reativos consumidos por uma instalação quando o fator de potência está abaixo do que estabelece a legislação. Para aumentar o fator de potência de uma instalação, podem-se utilizar máquinas síncronas, utilizar capacitores ou aumentar o consumo de energia ativa.

O aumento do consumo de energia ativa de uma instalação pode ser conseguido utilizando equipamentos com alto fator de potência em uma jornada mais longa que a usual ou adicionando-se novas máquinas de alto fator de potência à instalação. A carga adicional não pode ser superior a demanda máxima contratado sob o prejuízo de multa.

Outra forma de se proceder para aumentar o fator de potência de uma instalação é utilizando máquinas síncronas funcionando de forma superexcitadas, mas essa opção é geralmente cara sendo recomendado somente quando se adicionam cargas mecânicas superiores a 200 CV na instalação.

O método mais usual e econômico para aumentar o fator de potência da instalação é a utilização de banco de capacitores.

2.2.6.1 Banco de Capacitores

Denomina-se capacitor um equipamento formado por duas placas condutoras próximas capazes de acumular energia por meio do campo elétrico formado entre as placas quando se aplica uma diferença de potencial entre as placas, de tal forma que todas as linhas de campo elétrico que saem de uma placa atingem a outra placa.



Figura10: Banco de Capacitores para correção do fator de Potência (www.weg.net)

O capacitor é especificado pela quantidade de carga que ele é capaz de armazenar no seu campo elétrico, dada pela equação12:

$$C = \frac{q}{V} \quad (15)$$

C – capacitância do capacitor, medido em F (farad);

V – tensão aplicada, em V.

Assim, quando aplicamos um volt aos terminais de um capacitor de 1 farad, armazenase entre as placas do capacitor 6.25×10^{18} elétrons, ou 1 coulomb.

O Farad é uma unidade demasiadamente grande, assim como o Coulomb. Na pratica costuma-se especificar os capacitores de acordo com os seus submúltiplos:

- 1 milifarad (1mF): 10^{-3} F;
- 1 microfarad (1 μ F): 10^{-6} F;
- 1 nanofarad (1nF): 10^{-9} F;

A energia media acumulada nos terminais do capacitor é dada por (13):

$$E = \frac{1}{2} \times C \times V_p^2 \quad (16)$$

Onde:

E – energia armazenada, em joule;

C – capacitância do capacitor, em farad;

V_p – valor de pico da tensão aplicada, em volts.

Os capacitores são designados por sua potência nominal reativa. A capacitância do capacitor pode ser obtida de acordo com (14):

$$C = \frac{1.000 \times P_c}{2\pi \times f \times V_n^2} \quad (17)$$

Onde:

P_c - potência nominal do capacitor, em kVAr;

f - frequência nominal, Hz;

V_n - tensão nominal, em kV;

C - capacitância, em μ F.

Os capacitores devem funcionar na frequência industrial de 60 Hz. Os capacitores de baixa tensão são utilizados para tensões de utilização de 220, 380, 440 e 480 V. Os fabricados para funcionar em tensão primária são padronizados para tensões de 2.300 V, 3810 V, 4160 V, 4800 V, 6.600 V, 7620 V, 7967 V, 13.200 V e 13800 V [2].

Os capacitores não podem ser submetidos a uma tensão superior a 110% da sua tensão nominal em regime contínuo. Segundo a NBR 5282 – Capacitores de Potencia, para sobretensões acima de 110% da tensão nominal, a norma especifica os tempos máximos que podem ser submetidos os capacitores:

- Duração de 0,1 s: $2.2 \times V_n$;
- Duração de 0.25 s: $2.0 \times V_n$;
- Duração de 1 s: $1.75 \times V_n$;
- Duração de 15 s: $1.40 \times V_n$;
- Duração de 1 min: $1.30 \times V_n$;
- Duração de 5 min: $1.20 \times V_n$;
- Duração de 30 min: $1.15 \times V_n$.

2.2.6.2 Dimensionamento da Potencia Reativa para Correção do Fator de Potencia do Transformador de Força

A da potencia reativa que um capacitor deve ser capaz de produzir pode ser calculado pela fórmula 14:

$$Q_0 = \sqrt{(I_0 \times S_n / 100)^2 - P_0^2} \quad (18)$$

Onde:

Q_0 - potência reativa (kVAr);

I_0 - corrente em vazio do transformador em A;

S_n - corrente nominal do secundário do transformador;

P_0 - potência de perdas a vazio em W.

Recomenda-se utilizar $0.95Q_0$.

3 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES

3.1 Princípio Básico

Um sistema elétrico está sujeito a falhas de diversas origens, mas que geralmente se manifestam sobre a forma de sobrecorrentes e sobretensões, o que pode causar risco a segurança e prejuízos econômicos. Assim o estudo da proteção dos sistemas elétricos é tão fundamental quanto o próprio sistema elétrico, já que não se pode pensar em um sistema elétrico sem proteção.

A filosofia de proteção em um sistema radial geralmente se baseia em zonas de proteção, em cada porção do sistema elétrico possui o seu dispositivo de proteção formando uma cadeia desde a fonte até a distribuição em tensão de uso. O relé pode ser pensado como um dispositivo lógico que analisa as entradas (geralmente tensão e corrente) e decide se há uma anormalidade ou falta no sistema elétrico. Se for detectada uma falta ele deve atuar dentro de sua área de atuação. A proteção contra sobrecorrente baseia-se no fato de que correntes de curto-circuito são bem maiores do que a corrente de carga do sistema. Os relés de sobrecorrente e os fusíveis usam o principio de que quando a corrente excede determinado valor pré-estabelecido, isto indica a presença de uma falta, que deve ser interrompida o mais depressa possível. Este tipo de proteção aplica-se a sistemas radiais que geralmente são um braço do sistema em anel.

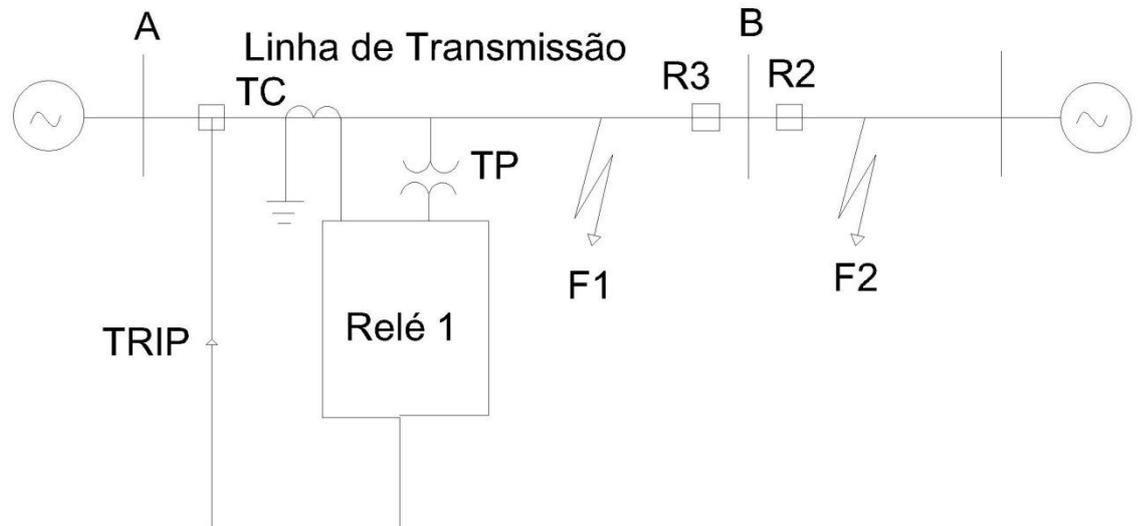


Figura 11: Típico Sistema de proteção [4]

Nesse sistema pode-se observar que relé R3 é sensibilizado por ambas as correntes de falta I_1 e I_2 , pois ambas passam da fonte até a falta pelo relé R3. O relé R2 é sensibilizado somente pela corrente I_2 , pois a corrente I_1 passa somente por R1 devido o sistema ser radial simples, assim a seletividade pode ser realizada naturalmente. Esse tipo de proteção é chamado de não-direcional. Criam-se então as zonas de proteção dos relés, onde o relé R2 tem prioridade em atuar na sua zona de atuação. Conseguem-se isso por meio de atrasos de tempo entre os relés de toda a cadeia de proteção da linha.

A seletividade é a propriedade dos dispositivos de não atuarem ao mesmo tempo para uma mesma falta, dentro da interseção das suas zonas de proteção.

Numa subestação do tipo abrigada, deve-se haver seletividade entre o dispositivo de proteção da concessionária e o dispositivo de proteção da subestação.

A NBR 14039 afirma que para subestação com capacidade instalada inferior a 300 kVA, a proteção na média tensão pode ser feita por meio de disjuntores acionados por relé secundário com as funções ANSI 50,51 e 50N, 51N ou por meio de fusíveis e chave seccionadora, sendo a proteção na baixa tensão feita por meio de disjuntores.

Para instalações onde a capacidade instalada é superior a 300 kVA, a proteção contra sobrecorrente deve ser feita por meio de disjuntores acionados por relé secundário na média tensão com as funções ANSI 50,51 e 50N, 51N onde é fornecido o neutro.

O tempo de coordenação Δt , expressão em (15), é a mínima diferença de tempo que deve haver entre dois relés para haver coordenação entre eles.

$$t_{rele \ a \ montante} - t_{rele \ a \ jusante} = \Delta t \quad (19)$$

Onde:

$t_{rele \ a \ montante}$ - é o tempo de atuação do relé a montante;

$t_{rele \ a \ jusante}$ - é o tempo de atuação do relé a jusante;

Δt - tempo de coordenação.

No cálculo de Δt devem ser levados em consideração, por exemplo para uma falta na zona de atuação do relé R2 da figura 8, o tempo de abertura do disjuntor associado ao relé R2, o tempo de extinção do arco elétrico na câmara de extinção do disjuntor e ainda um tempo adicional de segurança para garantir a não atuação do relé a R3.

A seletividade entre relés de sobrecorrente micro processados é garantida se a diferença entre os tempos de atuação entre eles for de 0.3 s. Para relés eletromecânicos, essa diferença é de 0.4 ou 0.5s. A coordenação dos relés de sobrecorrente de tempo inverso com elemento instantâneo é a melhor possível [3].

3.2 Proteção do Transformador

A proteção do transformador é focada na proteção contra o sobreaquecimento e proteção contra o curto-circuito. A quantidade de dispositivos envolvidos na proteção do transformador depende da sua potência, tipo e importância na instalação onde uma parada ou queima levaria a prejuízos econômicos significativos.

As faltas internas do transformador ocorrem entre as espiras e são em geral menores do que a corrente nominal do transformador, este tipo de falha requer, normalmente, a função de proteção diferencial (87T), visto que as correntes geradas não sensibilizam os relés de sobrecorrente.

As faltas externas são faltas fora do transformador ou fora da zona de proteção dos relés diferenciais. Normalmente, as proteções para esta falta são proteção de retaguarda coordenada com outras proteções do sistema.

4 ACIDENTES COM ANIMAIS SILVESTRES

O contato de animais com algum equipamento pode ocasionar prejuízos ao funcionamento das subestações, bem como morte de alguns indivíduos da fauna local e comprometimento do fornecimento de energia para a população atendida pela subestação. Para evitar possíveis acidentes com estes animais deve-se realizar uma série de ações mitigadoras, das quais podemos citar a retirada de ninhos e/ou colméias de estruturas nas subestações e realocação em árvores ou arbustos próximos do local da retirada com a devida autorização do IBAMA e também, a utilização de barreiras físicas para evitar o contato de animais. Também é possível a utilização de manta isolante para evitar o contato de animais silvestres com os equipamentos, evitando assim acidentes em geral e a interrupção do funcionamento do sistema em subestações ao tempo. Também deve-se realizar o monitoramento dos acidentes com a fauna dentro das subestações e implementar, novos mecanismos que impeçam os animais de se acidentarem com os equipamentos operados nas subestações.

Utilização de produtos químicos no combate a roedores, animais peçonhentos e insetos. A presença de roedores, animais peçonhentos e insetos é um problema nas de instalação de uma subestação, pois pode haver contato dos mesmos com cabos eletrificados gerando curto-circuito e prejudicando a transmissão de energia. Além de colocar em risco a saúde e integridade física dos funcionários. O controle por ação de compostos químicos no caso de roedores, escorpiões e aranhas consiste na eliminação ou redução considerável das populações nas instalações das subestações através da utilização de substâncias químicas. Deve-se fazer o controle de roedores, animais peçonhentos e insetos por meio da dedetização das casas de controle e instalações com rigorosos critérios para utilização de defensivos e estabelecendo formas adequadas de manejo para que não ocorram vazamentos e conseqüentemente prejuízos ao solo e aos outros indivíduos da fauna silvestre. Apresentar relatório do monitoramento dos acidentes com a fauna dentro das subestações e implementar, sempre que necessário, novos mecanismos que impeçam que os animais se acidentem com os equipamentos operados nas subestações.

5 AS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO NO SISTEMA RADIAL SIMPLES

Nessa parte do trabalho vamos falar sobre as correntes de curto-circuito do sistema radial simples quando esse sistema é um braço do sistema em anel.

5.1 Corrente de Curto-Circuito 1 ϕ -Terra

Caracteriza-se por ser uma falta onde a corrente de curto-circuito é pequena no final do alimentador, sendo difícil os dispositivos de proteção serem sensibilizados. Essa dificuldade também ocorre quando o condutor cai em areia silicosa, pois forma-se no condutor uma camada vitrificada que com o religamento a proteção não atua causando uma situação de perigo.

Para melhorar a sensibilidade costuma-se utilizar um condutor neutro aterrado em vários pontos do circuito desde a subestação, assim diminuindo a resistência de retorno da corrente pelo neutro e aumentando a sensibilidade da proteção. Esse esquema pode ser visto na figura 12.

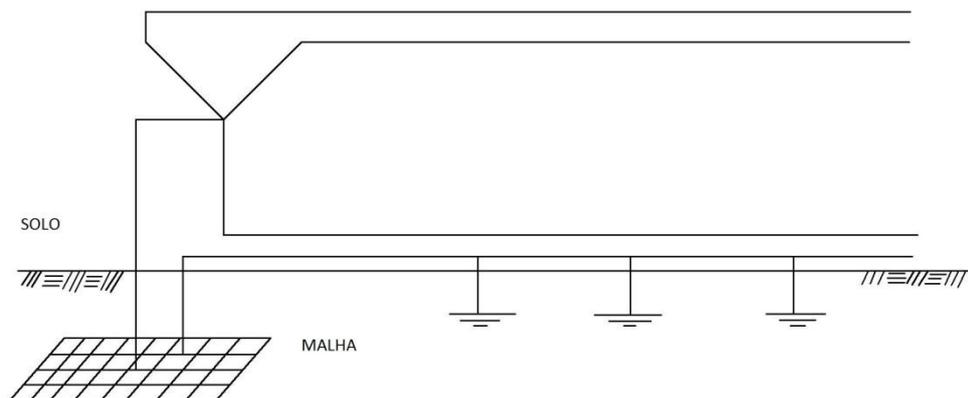


Figura 12: Aterramento de Neutro desde a subestação [5]

5.2 O Curto-Circuito Trifásico no sistema radial

Para fins de proteção necessitamos do módulo da corrente de curto-circuito. Procedese fazendo o circuito equivalente de Thévenin como mostrado na figura 13, onde Z_1 é a

impedância de seqüência positiva acumulada desde a fonte geradora até o ponto de curto-circuito.

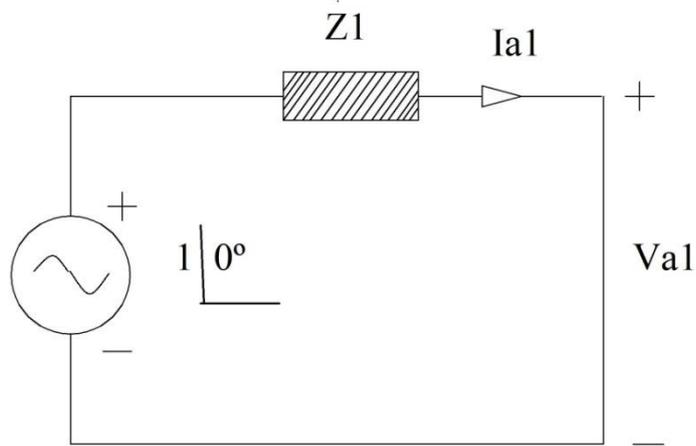


Figura 13: Equivalente de Thévenin

A corrente de curto-circuito 3 ϕ é dada por (16):

$$\begin{pmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{b0} \\ \dot{I}_{c0} \end{pmatrix} \quad (20)$$

Assim:

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a0} + \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} \quad (21)$$

E como $\dot{I}_{a0} = 0$ e $\dot{I}_{a2} = 0$ encontramos:

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a1} \quad (22)$$

Assim, concluímos que $I_a = \frac{1}{|Z_1|} pu$.

Portanto o curto-circuito 3 ϕ é dado por (19):

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{|Z_1|} I_{base} \quad (23)$$

Onde:

Z_1 - é a impedância equivalente de seqüência positiva do circuito;

I_{base} - é a corrente base.

5.3 Curto-Circuito Bifásico no Sistema Radial

Como o sistema radial em questão se encontra longe do gerador, pode-se afirmar que a impedância de seqüência positiva é igual à impedância de seqüência negativa. E como se trata de um curto-circuito em que não há circulação de corrente pela terra, a componente de seqüência zero é nula.

Para o curto circuito bifásico, as impedâncias são conectadas em paralelo.

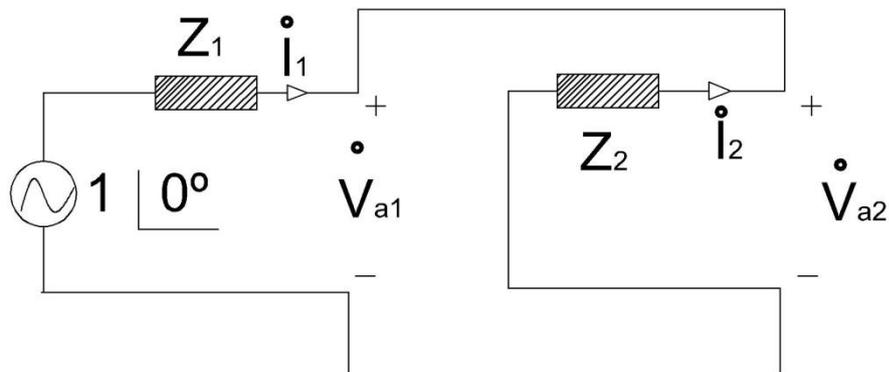


Figura 13: Curto-circuito Bifásico

$$\dot{Z}_1 = \dot{Z}_2 \quad (24)$$

$$\dot{i}_{a1} = \frac{1}{2\dot{Z}_1} \quad (25)$$

Segue que em módulo:

$$I_{a1} = \frac{1}{2|Z_1|} \times I_{base} \quad (26)$$

Pela observação de que a impedância de seqüência positiva é igual a seqüência negativa temos:

$$I_{a1} = -I_{a2} \quad (27)$$

Substituindo na matriz de transformação 16:

$$\begin{pmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 0 \\ \dot{I}_{a1} \\ -\dot{I}_{a1} \end{pmatrix} \quad (28)$$

$$\dot{I}_a = 0 \quad (29)$$

$$\dot{I}_b = 1.0 + a^2 \dot{I}_{a1} - a \dot{I}_{a1} = \dot{I}_{a1} (a^2 - a) \quad (30)$$

$$\dot{I}_c = 1.0 + a \dot{I}_{a1} - a^2 \dot{I}_{a1} = -\dot{I}_{a1} (a^2 - a)$$

$$a^2 - a = \sqrt{3} \times -j \quad (32)$$

$$\dot{I}_b = \dot{I}_{a1} \times \sqrt{3} \times -j \quad (33)$$

$$\dot{I}_b = \frac{1}{2|Z_1|} \times \sqrt{3} \times -j \quad (34)$$

Em módulo obtemos:

$$I_b = \frac{\sqrt{3}}{2|Z_1|} I_{base} \quad (35)$$

$$I_c = -\frac{\sqrt{3}}{2|Z_1|} I_{base} \quad (36)$$

Comparando com a equação 19:

$$I_{bifásico} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{trifásico} \quad (37)$$

O Curto-Circuito Fase-Terra

O curto-circuito monofásico envolve a terra por isso há circulação de componentes de seqüência zero.

O modelo considerado é o da figura 14:

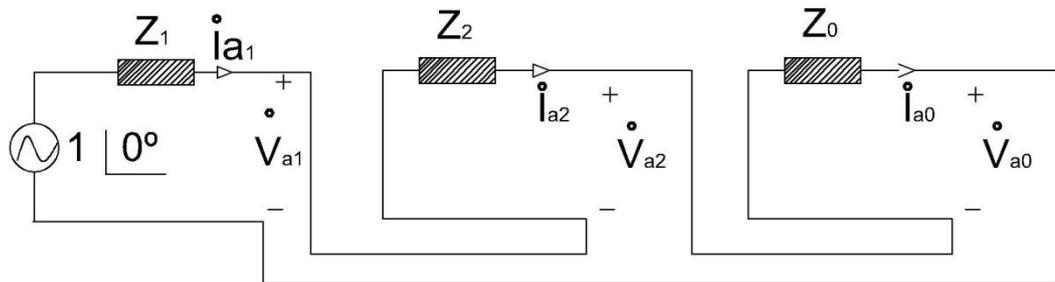


Figura 14: Curto- Circuito Fase-Terra

Z_0 é a impedância acumulada até o ponto de defeito:

$$\dot{Z}_1 = \dot{Z}_2 \quad (38)$$

$$\dot{I}_{a0} = \dot{I}_{a1} = \dot{I}_{a2} = \frac{1}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_0} = \frac{1}{2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0} \quad (39)$$

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a0} + \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} = 3\dot{I}_{a1} = \frac{3}{2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0} \quad (40)$$

O módulo da corrente de curto-circuito monofásico para terra é:

$$I_{cc1\phi-terra} = \frac{3}{2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0} I_{base} \quad (41)$$

Qualquer impedância conectada entre o ponto neutro do transformador e o terra aumenta a impedância de seqüência zero global. Isto tem um efeito de reduzir as correntes de

seqüência zero e isto é freqüentemente utilizada nas redes de distribuição como forma de controlar a magnitude da corrente sob condições de falta.

5.4 O Curto-Circuito Mínimo Fase Terra no Sistema Radial

Nesse modelo, a impedância de defeito é anexada no circuito de seqüência zero.

$$I_{cc1\phi-terra} = \frac{3}{2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0 + \frac{3\dot{Z}_d}{Z_{base}}} \quad (42)$$

6 O CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO [1]

A concessionária fornece a corrente de curto-circuito no ponto de entrega de energia e a impedância reduzida do sistema.

A potência de curto-circuito no ponto de entrega é dada por:

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times V_{np} \times I_{cc} \text{ kVA} \quad (43)$$

Onde:

P_{cc} - potência de curto-circuito no ponto de entrega, em kVA;

V_{np} - tensão nominal primária no ponto de entrega em kV;

I_{cc} - corrente de curto-circuito simétrica, em A.

6.1 Impedância dos transformadores da subestação:

É necessário conhecer as perdas ôhmicas no cobre, a impedância percentual do transformador, tensão nominal do transformador e a potência nominal do transformador.

1) Impedância percentual do transformador

- Resistência (R_{pu}):

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{P_{nt}} \quad (44)$$

A resistência R_{pu} será dada por:

$$R_{pu} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 (pu) \quad (45)$$

- Reatância (X_{ut})

Fazendo a mudança de base da impedância percentual do transformador:

$$Z_{ut} = Z_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 (pu) \quad (46)$$

A reatância unitária é dada por:

$$X_{ut} = \sqrt{Z_{ut}^2 - R_{ut}^2} \quad (47)$$

A impedância do transformador para a base selecionada será:

$$Z_{ut} = R_{ut} + jX_{ut} (pu) \quad (48)$$

2) Impedância do circuito que conecta o transformador ao QGF (Quadro Geral de Força)

- Resistência:

$$R_{c1\Omega} = \frac{R_{u\Omega} \times L_{c1}}{N_{c1}} (\Omega) \quad (49)$$

Em p.u. fica:

$$R_{c1} = R_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{V_b^2} (pu) \quad (50)$$

Onde:

$R_{u\Omega}$ - resistência do condutor de seqüência positiva, em $m\Omega/m$.

L_{c1} - comprimento do circuito medido entre os terminais do transformador e o ponto de conexão com o barramento, dado em m.

N_{c1} - número de condutores por fase do circuito.

- Reatância ($X_{c1\Omega}$):

Reatância total do cabo:

$$X_{c1\Omega} = \frac{X_{u\Omega} \times L_{c1}}{N_{c1}} (\Omega) \quad (38)$$

Transformando para p.u.:

$$X_{c1} = X_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{V_b^2} (pu) \quad (52)$$

Onde:

X_{c1} - reatância de seqüência positiva do condutor fase, em pu.

Quando há dois transformadores ligados em paralelo deve-se calcular a impedância série de cada transformador com o circuito que liga o QGF e depois calculando as impedâncias em paralelo.

3) Impedância do barramento do QGF

- Resistência:

$$R_{b1\Omega} = \frac{R_{u\Omega} \times L_b}{N_b} (\Omega) \quad (53)$$

Onde:

$R_{u\Omega}$ - resistência da barra em m Ω /m;

N_b - número de barras em paralelo;

L_b - comprimento da barra, em m.

A resistência em pu é dada por:

$$R_{c1} = R_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{V_b^2} (pu) \quad (54)$$

- Reatância:

$$X_{b1\Omega} = \frac{X_{u\Omega} \times L_b}{N_{b1}} (\Omega) \quad (55)$$

A reatância por unidade é dada por:

$$X_{b1} = X_{b1\Omega} \times \frac{P_b}{V_b^2} (pu) \quad (56)$$

$$Z_{ub1} = R_{ub1} + jX_{ub1} (pu) \quad (57)$$

A impedância de curto-circuito é o somatório de todas as impedâncias desde a fonte até o ponto de curto-circuito.

$$Z_{tot} = \sum (R_{ui} + jX_{ui}) (pu) \quad (58)$$

São genericamente a resistência e a reatância unitárias de cada impedância do sistema até o ponto onde se pretende calcular a corrente de curto-circuito.

A corrente de curto-circuito simétrica, valor eficaz é dado por (38):

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1000 \times Z_{tot}} \text{ (kA)} \quad (59)$$

Onde:

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} \text{ (A)} \quad (60)$$

- Corrente Assimétrica de curto-circuito trifásico:

$$I_{ca} = F_a \times I_{cs} \text{ (kA)} \quad (61)$$

Onde:

F_a – fator de assimetria.

- 4) Impulso de Corrente de Curto-Circuito:

$$I_{cim} = \sqrt{2} \times I_{ca} \text{ (kA)} \quad (62)$$

6.2 Corrente de curto-circuito fase-terra

Para o cálculo da corrente de curto-circuito fase-terra em sistemas onde o transformador é ligado em delta-estrela aterrado, não se leva em consideração as correntes de seqüência zero da rede primária, pois estas ficam confinadas no delta do transformador.

7 LAYOUT DA SUBESTAÇÃO

O layout de uma subestação está relacionado ao dimensionamento do espaço para os cubículos de medição, corredores, painéis, espaço para entrada de ar e dissipação de calor, espaçamento entre partes vivas, nível de iluminação entre outras.

Não permitida a instalação de lâmpadas no teto da subestação, devendo essas ser instaladas de preferência nas paredes, de modo que a manutenção dessas lâmpadas não seja interferida pela linha de média tensão.

Também é aconselhado o uso de iluminação portátil de emergência acionada à bateria no caso de falta de energia com autonomia de 2 horas.

A iluminação natural deve ser aproveitada por meio de janelas protegidas por cobogós e tela de aramada para evitar a entrada de pequenos animais como rato, lagartixa e etc.

O interruptor deve ser colocado próximo a porta de entrada.

A localização das lâmpadas deve ser de tal forma que não haja formação de sombra na chave de medição e nem nos aparelhos de medição.

O pé-direito mínimo para subestações do tipo abrigada com entrada subterrânea é de 2.70 m e para subestações com entrada aérea o pé-direito mínimo é de 5.50 m.

As janelas de circulação de ar e iluminação artificial deve ser protegidas por dentro com tela de arame zincada 12 BWG com malha de máxima de 13 mm e mínima de 5 mm.

As janelas de entrada de ar frio devem estar a 50 cm do piso e as janelas de saída de ar quente devem estar o mais próximo possível do teto. Os cabos de média tensão deverão entrar na subestação por canaletas cobertas até os transformadores. Os cabos de baixa tensão também devem ir até o quadro geral por meio de canaletas. O corredor de passagem deve possuir largura mínima de 70 cm com todas as portas ou painéis abertos. A subestação deve possuir duas portas metálicas abrindo para fora. O piso da subestação deve suportar os esforços mecânicos do transformador, que no caso é o equipamento de maior porte da instalação. A cobertura deve ser feita com laje impermeabilizada totalmente contra infiltrações.

7.1 Proteção contra contatos diretos

A NBR 14039 afirma que pessoas e animais devem ser protegidos contra os perigos em que possa resultar do contato com as partes vivas da instalação.

Essa proteção deve-se principalmente por:

Proteção por isolamento das partes vivas- as partes vivas devem ser completamente recobertas por uma isolamento que só possa ser retirada com a sua destruição. Se a isolamento que recobre a parte viva puder ser retirada sem a sua destruição, não é considerada como proteção contra contatos diretos.

7.2 Proteção por meio de barreiras ou invólucros

Invólucro: elemento que assegura proteção de um equipamento contra determinadas influências externas e proteção contra contatos diretos em qualquer direção.

Barreira: elemento que assegura proteção contra contatos diretos, em todas as direções habituais de acesso.

7.3 Proteção por meio de obstáculos

Obstáculo é entendido como uma barreira que impede o contato acidental de uma pessoa mas não impede o contato deliberado com a parte viva. Os obstáculos podem ser retirados sem auxílio de ferramentas, porém não podem ser retirados por ação involuntária.

A proteção por meio de obstáculos destina-se a colocar as partes vivas fora de alcance evitando assim contatos acidentais. Normalmente, são usados como obstáculos em média tensão anteparos fabricados com telas que devem ter abertura da malha máxima de 20 mm. As distâncias mínimas podem ser obtidas da Tabela 4 com referência a figura 13.

Proteção contra contatos indiretos

A proteção contra contatos indiretos deve ser feita por meio de aterramento e ligação equipotencial e seccionamento automático da alimentação no caso de falta que vise garantir a integridade dos sistemas de aterramento e ligação equipotencial.

Para subestações abrigadas a tensão de contato limite não deve exceder a 50 V. Esta regra é satisfeita se existir uma ligação equipotencial reunindo:

- Condutor de proteção principal;
- A equipotencialização das partes metálicas estranhas à instalação, ou seja, todas as partes metálicas da instalação devem estar no mesmo potencial de terra.

7.4 Seccionamento automático da Alimentação

Para instalações com potência instalada maior do que 300 kVA a NBR 14039 afirma que a proteção geral na média tensão deve ser feita por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários com as funções fase e neutro.

Quando a subestação de transformação fizer parte integrante da edificação residencial e/ou comercial, somente é permitido o emprego de transformadores a seco e disjuntores a vácuo ou SF₆, mesmo que haja paredes de alvenaria e portas corta-fogo.

O acesso a pessoal BA4 e BA5 deve ser feito por meio de porta, abrindo para fora, com dimensões mínimas de 0,80 m x 2,10 m. Quando utilizada também para acesso de materiais, a porta deve ter dimensões adequadas. A porta deve ser provida de fecho de segurança externo, permitindo livre abertura do lado interno.

7.5 Ventilação e Controle da Temperatura

Devido a dissipação de calor, dadas as perdas por efeito Joule dos equipamentos da subestação, é necessário prover os diferentes pontos que compõem a subestação de aberturas adequadas para circulação do ar de refrigeração, de forma natural ou forçada. A ventilação natural deverá ser aproveitada sempre que possível.

As aberturas para ventilação natural devem ser dispostas para promover a circulação de ar. Para isso, elas devem ser colocadas sempre que possível em paredes opostas de modo a facilitar, na trajetória de circulação de ar, a dissipação do calor contido na carcaça dos equipamentos.

Uma maneira simplista de determinar as dimensões das aberturas de ventilação, entrada e saída, é atribuir 0,30 m² de área para cada 100 KVA de potência instalada de transformação. Quanto maior a for a diferença entre a distância da abertura de saída de ar para o exterior e o centro do tanque do equipamento, melhores serão as condições de dissipação de calor, em virtude de uma melhor circulação do ar. As aberturas devem ser construídas em forma de chicana e protegidas externamente por tela resistente.

Resumindo, para evitar possíveis entradas de água através de enxurradas de chuvas ou corpos estranhos no interior da subestação, as entradas de ventilação devem ter algumas características como:

- A entrada de ar natural deve estar no mínimo 20 cm acima do piso exterior;
- Construída em forma de chicana;
- Protegida externamente por tela metálica resistente com malha de abertura mínimo de 5 mm e máximo de 13 mm.

De acordo com a NBR14039/05, a temperatura não deve ultrapassar 15°C entre a temperatura externa e a temperatura a um metro de um equipamento a plena carga dentro da subestação. A temperatura interna não deve ser superior a 35°C

quando houver operadores permanentes. Se a temperatura externa for superior a 35°C, a temperatura interna poderá igualar a este valor.

Quando a disposição do local ou a potência térmica a evacuar não permitir a utilização da ventilação natural, é necessário recorrer a uma ventilação forçada. A quantidade de ar na ventilação deve ser determinada a partir da quantidade de ar a evacuar e da diferença admissível entre temperaturas do local e do ar exterior no verão.

8 DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DE UMA SUBESTAÇÃO

1) Dimensionamento do barramento de cobre:

Tabela 5: Dimensionamento do Barramento de Média Tensão [9]

Subestações abrigadas em 11,4kV, 13,8kV e 22kV					
POTÊNCIA TOTAL DOS TRANSFORMADORES (kVA)	TUBO		BARRA	VERGALHÃO	
	IPS	mm ²	Polegadas	mm ²	Polegadas
Até 1100	3/8	17,2	3/4x3/16	6,3	1/4
De 1101 a 1800	1/2	21,3	3/4x3/16	8,0	5/16
De 1801 a 2500	1/2	21,3	3/4x3/16	9,5	3/8
>2500	Apresentar memória de cálculo				

Os barramentos de cobre serão barras de $\frac{3}{4} \times \frac{3}{16}$ polegadas.

Afastamento do barramento: 400 mm. A cada 3 metros os barramentos devem ter suporte de sustentação.

2) Dimensionamento dos Tirantes de Latão Para Buchas de Passagens

Tabela 6: Dimensionamento dos tirantes de latão para Buchas de Passagem

POTÊNCIA TOTAL DOS TRANSFORMADORES (kVA)	DIÂMETRO MÍNIMO	
	Polegadas	Milímetros
Até 1000	3/8"	9,5
De 1001 a 2000	1/2"	13
De 2001 a 2500	5/8"	16
>2500	Apresentar memória de cálculo	

De acordo com a potência dos transformadores, o diâmetro mínimo deve ser de 9.5 mm (diâmetro mínimo).

3) Dimensionamento do barramento de baixa tensão:

Tabela 5: Dimensionamento de Barramento de Baixa Tensão [9]

CORRENTE I (A)	SEÇÃO MÍNIMA – COBRE S (mm ²)
ATÉ 300	180
DE 301 A 400	210
DE 401 A 450	240
DE 451 A 500	270
DE 501 A 600	300
DE 601 A 650	330
DE 651 A 750	400
DE 751 A 900	480
DE 901 A 1200	600
DE 1201 A 1500	900
DE 1501 A 1800	1100
DE 1801 A 2400	1200
Acima de 2400	S (NOTA 1)

A corrente de carga considerando a reserva é de 2099.45 A, logo o barramento de baixa tensão deve ser de 1200 mm².

4) Dimensionamento de Chaves primárias

Chave seccionadora com capacidade para 400 A E 15 kV.

5) Dimensionamento das Muflas Terminais

Termocontráteis de 15 kV

6) Dimensionamento das Janelas de Ventilação:

A área útil total das janelas de ventilação devem ser 18000 cm² construídas 30 cm acima do piso e na altura máxima do teto junto aos transformadores.

As janelas devem ser protegidas com tela aramada e chicanas.

7) Dimensionamento dos cabos de Média Tensão

Cabos de média tensão de 10 mm² instalados em trifólio.

8) Dimensionamento dos Alimentadores do QGF

- Para o transformador de 300 kVA:

$$300 \text{ kVA} = \sqrt{3} \times I_N \times V_N$$

$$I_N = \frac{300 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 220} = 787.32 \text{ A}$$

Dois cabos por fase, cada cabo de 240 mm² EPR.

- Para o transformador de 500 kVA:

$$500 \text{ kVA} = \sqrt{3} \times I_N \times V_N$$

$$I_N = \frac{500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 220} = 1312.2 \text{ A}$$

Seis cabos por fase, cada cabo de 150 mm² EPR.

Será adotado o método de Instalação 61A (cabos unipolares em canaleta fechada não ventilada).

Método de instalação D – 3 condutores carregados.

Serão utilizados 3 condutores de seção 240 mm² por fase.

Fator de correção de corrente:

Não será utilizado fator de correção de corrente, pois os condutores serão instalados de modo que o espaçamento entre eles será maior do que o dobro do seu diâmetro.

9) Considerações sobre carga:

A carga elétrica do prédio é constituída de:

Ar-condicionado: 274950 VA

Elevadores: 14000 VA

Demais Cargas: 474881 VA

Total da carga instalada: $474881 \cdot 0.6 + 274950 + 14000$

Total da carga instalada: 573878.6 kVA

10) Dimensionamento dos Transformadores

Serão utilizados dois transformadores a seco funcionando em paralelo, um de 300 kVA e outro de 500 kVA.

As especificações de cada transformador são as seguintes:

1 Transformador de 300 kVA.

Relação de transformação: 13.8kV/220V

Potência: 300 kVA

Norma de Fabricação: NBR 5356/93

Refrigeração: AN - Ar Natural

Atmosfera: Não é Agressiva

Grau de Proteção: IP00

Classe do Material Isolante (155°C) F

Classe de Tensão (kV): 15 kV

Tensão Primária: 13,8/13,2/12,6/12,0/11,4 kV

Tensão Secundária: 220/127 V

Grupo de ligação Dyn1

Primário: Triângulo (delta)

Secundário: Estrela com neutro acessível

Deslocamento Angular: 30°

Frequência nominal: 60 Hz

Perdas totais: 3900 W

Corrente de excitação: 1,2 %

Impedância a 75° C : 6 %

Comprimento (C) : 1440 mm

Largura (L) : 620 mm

Altura (A) : 1310 mm

Peso: 1200 kg

9 CÁLCULO DAS IMPEDÂNCIAS DE SEQÜENCIA

As impedâncias de seqüência no ponto de entrega foram entregues pela concessionária:

$$Z_1 = 0.4509 + j1.2812 \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.7605 + j4.6645 \text{ pu}$$

Onde:

Z_1 - impedância de seqüência positiva;

Z_0 - impedância de seqüência negativa.

Sendo a base:

Tensão base: 11.9 kV

Potencia base: 100 MVA

Calculo da impedância dos elementos do circuito.

Base adotada:

$$P_b = 1000 \text{ kVA}$$

$$V_{bAT} = 13.8 \text{ kV}$$

$$Z_{rede 1} = 0.00335286 + j0.00952693(\text{pu})$$

$$Z_{rede 0} = 0.00565503 + j0.0346849(\text{pu})$$

Onde:

P_b - Potencia base;

V_{bAT} - Tensão base em alta tensão;

V_{bBT} - Tensão base em baixa tensão;

Z_{bAT} - impedância base em alta tensão;

Z_{bBT} - impedância base em baixa tensão;

I_{bAT} - corrente base em alta tensão;

I_{bBT} - corrente base em baixa tensão.

$Z_{rede 1}$ – impedância de seqüência positiva da rede na base estabelecida.

$Z_{rede 0}$ – impedância de seqüência zero da rede na base estabelecida.

- 1) Impedância dos Cabos de média Tensão

- Resistência:

$$R_c = 0.2221 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$R_{uc1} = \frac{0.2221 \times 8}{1000} = \frac{1.7768}{1000} = 0.0017768 \Omega$$

$$R_{uc1} = 0.0017768 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2} = 0.0000093299 \text{ (pu)}$$

- Reatância:

$$X_{uc1} = 0.1207 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$X_{uc1} = \frac{0.1207 \times 8}{1000} = \frac{0.642}{1000 \times 2} = 0.0009656 \Omega$$

$$X_{uc1} = 0.0009656 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2}$$

$$X_{uc1} = 0.00000507036$$

$$Z_{1L240mm} = 0.0000093299 + j0.00000507036 \text{ (pu)}$$

2) Impedância do Transformador

Para o transformador de 300 kVA

- Resistência:

$$P_{nt} = 300 \text{ kVA}$$

$$R_{pt} = \frac{3900}{10 \times 300} = 1.3\% = 0.013 \text{ pu}$$

$$R_{ut} = 0.013 \times \left(\frac{13.8}{13.8}\right)^2 \times \frac{1000}{300} = 0.043333 \text{ pu}$$

- Reatância:

$$Z_{ut} = 0.06 \times \left(\frac{13.8}{13.8}\right)^2 \times \frac{1000}{300} = 0.2 \text{ pu}$$

$$X_{ut} = \sqrt{Z_{ut}^2 - R_{ut}^2} = \sqrt{0.2^2 - 0.043333^2}$$

$$X_{ut} = 0.19524855 \text{ pu}$$

- Impedância:

$$Z_{u1t300kVA} = 0.043333 + j0.19524855 \text{ (pu)}$$

Onde:

$Z_{u1t300kVA}$ - é a impedância de seqüência positiva do transformador de 300 kVA

Impedância de seqüência zero do transformador:

A impedância para ligação delta-estrela aterrado será igual a impedância de seqüência positiva do transformador visto do lado em estrela, logo:

$$Z_{u0t300kVA} = 0.04333 + j0.038122 (pu)$$

Onde:

$Z_{u0t300kVA}$ - é a impedância do transformador de 300 kVA

3) Impedância do transformador de 500 kVA:

- Resistência:

$$P_{nt} = 500 \text{ kVA}$$

$$R_{pt} = \frac{6400}{10 \times 500} = 1.28\% = 0.0128 pu$$

$$R_{ut} = 0.0128 \times \left(\frac{13.8}{13.8}\right)^2 \times \frac{1000}{500} = 0.0256pu$$

Onde:

R_{ut} - é a resistência do transformador na base adotada.

- Reatância:

$$Z_{ut} = 0.06 \times \left(\frac{13.8}{13.8}\right)^2 \times \frac{1000}{500} = 0.12 (pu)$$

$$X_{ut} = \sqrt{Z_{ut}^2 - R_{ut}^2} = \sqrt{0.12^2 - 0.0256^2}$$

$$X_{ut} = 0.1172375 (pu)$$

- Impedância:

$$Z_{u1t500kVA} = 0.0256 + j0.1172375 (pu)$$

Onde:

$Z_{u1t500kVA}$ - impedância de seqüência positiva do transformador de 500 kVA.

Impedância de seqüência zero do transformador:

A impedância para ligação delta-estrela aterrado será igual a impedância de seqüência positiva do transformador visto do lado em estrela, logo:

$$Z_{u0t} = 0.0256 + j0.1172375(pu)$$

Onde:

Z_{u0t} - é a impedância de seqüência zero do transformador de 500 kVA.

- 4) Impedância do circuito que liga o QGF ao transformador de 300 kVA

Impedância de Seqüência Positiva

$L = 6$ m.

2 condutores de 240 mm^2 por fase

Utilizando a tabela 5, obtemos:

Tabela 5: Impedância de Seqüência positiva e seqüência zero para os condutores de seção 150 mm^2 e 240 mm^2 [1]

Seção	Impedância de Seqüência Positiva (mΩ/m)		Impedância de Seqüência Zero (mΩ/m)	
	Resistência	Reatância	Resistência	Reatância
150	0.1502	0.1074	1.9502	2.4843
240	0.0958	0.1070	1.8958	2.4312

- Resistência:

$$R_c = 0.0958 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$R_{uc1} = \frac{0.0958 \times 6}{1000 \times 2} = \frac{0.5748}{1000 \times 2} = 0.0002874 \Omega$$

$$R_{uc1} = 0.0002874 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2} = 0.000001509136736 \text{ (pu)}$$

- Reatância:

$$X_{uc1} = 0.1070 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$X_{uc1} = \frac{0.1070 \times 6}{1000 \times 2} = \frac{0.642}{1000 \times 2} = 0.000321\Omega$$

$$X_{uc1} = 0.000321 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2}$$

$$X_{uc1} = 0.00000168557$$

$$Z_{1L240mm} = 0.000001509136736 + j0.00000168557 \text{ (pu)}$$

Onde:

$Z_{1L240mm}$ - é a impedância de seqüência positiva entre o transformador de 300 kVA e o QGF.

Impedância de Seqüência Zero

- Resistência:

$$R_{uc0} = 1.8958 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$R_{uc0} = \frac{1.8958 \times 6}{1000 \times 2} = \frac{11.3748}{1000 \times 2} = 0.0056874 \Omega$$

$$R_{uc0} = 0.0056874 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2}$$

$$R_{uc0} = 0.000029864524 \text{ (pu)}$$

- Reatância:

$$X_{uc0} = 2.4312 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$X_{uc0} = \frac{2.4312 \times 6}{1000 \times 2} = \frac{14.5872}{1000 \times 2} = 0.0072936 \Omega$$

$$X_{uc0} = 0.0072936 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2} = 0.0000382986767 \text{ (pu)}$$

$$Z_{0L240mm} = 0.000029864524 + j0.0000382986767 \text{ (pu)}$$

Onde:

$Z_{0L240mm}$ - é a impedância de seqüência do cabo entre o transformador de 300 kVA ate o QGF.

Impedância de Seqüência Positiva

$L = 6 \text{ m}$.

6 condutores de 150 mm^2 por fase

Utilizando a tabela 5, obtemos:

- Resistência:

$$R_c = 0.1502 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$R_{uc1} = \frac{0.1502 \times 6}{1000 \times 6} = \frac{0.1502}{1000} = 0.0001502 \Omega$$

$$R_{uc1} = 0.0001502 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2} = 0.000000788699853 pu$$

- Reatância:

$$X_{uc1} = 0.1074 m\Omega/m$$

$$X_{uc1} = \frac{0.1074 \times 6}{1000 \times 6} = \frac{0.1074}{1000} = 0.0001074 \Omega$$

$$X_{uc1} = 0.0001074 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2} = 0.00000056185675 pu$$

$$Z_{1L150mm} = 0.000000788699853 + j0.00000056185675 (pu)$$

Onde:

$Z_{1L150mm}$ - é a impedância do cabo que liga o transformador de 500 kVA ao QGF.

Impedância de Seqüência Zero

- Resistência:

$$R_{uc0} = 1.9502 m\Omega/m$$

$$R_{uc0} = \frac{1.9502 \times 6}{1000 \times 6} = \frac{1.9502}{1000} = 0.0019502 \Omega$$

$$R_{uc0} = 0.0019502 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2} = 0.00001024049569 (pu)$$

- Reatância:

$$X_{uc0} = 2.4843 m\Omega/m$$

$$X_{uc0} = \frac{2.4843 \times 6}{1000 \times 6} = \frac{2.4843}{1000} = 0.0024843 \Omega$$

$$X_{uc0} = 0.0024843 \times \frac{1000}{1000 \times (13.8)^2} = 0.00001304505356 (pu)$$

Impedância de Seqüência zero:

$$Z_{0L150mm} = 0.00001024049569 + j0.00001304505356 \text{ (pu)}$$

Onde:

$Z_{0L150mm}$ - impedância de seqüência zero do cabo que liga transformador de 500 kVA até o QGF.

3. Impedância equivalente no trecho de circuito entre os transformadores e o QGF

Impedância em série do circuito que liga o QGF ao transformador de 300 kVA:

$$Z_{1s1} = Z_{1L240mm} + Z_{u1t300kVA}$$

$$Z_{1s1} = 0.043334509 + j0.195250235$$

$$Z_{1s0} = Z_{0L240mm} + Z_{u0t300kVA}$$

$$Z_{0s1} = 0.043362864 + j0.195286848$$

Onde:

Z_{1s1} - é a impedância de seqüência positiva serie do transformador de 300 kVA e da linha de baixa tensão.

Z_{0s1} - é a impedância de seqüência positiva serie do transformador de 300 kVA e da linha de baixa tensão.

4. Impedância em série do circuito que liga o QGF ao transformador de 500 kVA:

$$Z_{1s2} = Z_{1L150mm} + Z_{u1t500kVA}$$

$$Z_{1s2} = 0.025600788 + j0.117238061$$

$$Z_{0s2} = Z_{0L240mm} + Z_{u0t500kVA}$$

$$Z_{0s2} = 0.02561024 + j0.117250545$$

Z_{1s2} - é a impedância de seqüência positiva serie do transformador de 500 kVA e da linha de baixa tensão.

Z_{0s2} - é a impedância de seqüência positiva serie do transformador de 500 kVA e da linha de baixa tensão.

5. Impedância Paralela dos transformadores e seus respectivos circuitos.

Impedância de seqüência positiva:

$$Z_{upt1} = \frac{Z_{1s1} \times Z_{1s2}}{Z_{1s1} + Z_{1s2}}$$

$$Z_{upt1} = 0.016105269 + j0.073250962 \text{ (pu)}$$

Onde:

Z_{upt1} - é a impedância de seqüência positiva paralela dos circuitos do transformador em serie com seus circuitos de alimentação do QGF.

Impedância de seqüência zero:

$$Z_{upt0} = \frac{Z_{0s1} \times Z_{0s2}}{Z_{0s1} + Z_{0s2}}$$

$$Z_{upt0} = 0.016203611 + j0.07324099 \text{ (pu)}$$

Onde:

Z_{upt1} - é a impedância de seqüência negativa paralela dos circuitos do transformador em serie com seus circuitos de alimentação do QGF.

6. Impedância Acumulada até o QGF:
 - Impedância de seqüência positiva:

$$Z_{ac1} = 0.019467458 + j0.082782962$$

Onde:

Z_{ac1} - é a impedância de seqüência positiva acumulada até o quadro QGF.

- Impedância de seqüência zero:

$$Z_{ac0} = 0.016203611 + j0.07324099$$

Onde:

Z_{ac0} - é a impedância de seqüência zero acumulada até o quadro QGF.

9.1 Cálculo das Correntes de Curto-Circuito

- Corrente de curto-circuito simétrica trifásica:

$$I_{cc\ 3\phi} = \frac{1}{Z_1} = \frac{1}{0,019467458 + j0,082782962} = 11,75901 \text{ (pu)}$$

$$I_{cc\ 3\phi} = 11,75901 \times 41,8382 \times \frac{13800}{220} = 30860,30018 \text{ A}$$

- Curto-Circuito Simétrico Bifásico:

$$I_{cc\ 2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc\ 3\phi}$$

$$I_{cc\ 2\phi} = 26752,80 \text{ A}$$

- Corrente de Curto Circuito Monofásica Máxima:

$$I_{cc\ fase-tera\ máximo} = \frac{3}{2 \times Z_1 + Z_0} \text{ (pu)}$$

Onde

Z_0 - é a impedância de seqüência zero acumulada da rede até o QGF;

Z_1 - é a impedância sequencia positiva acumulada da rede até o QGF.

$I_{cc\ fase-tera\ máximo}$

$$= \frac{3}{2 \times (0,019467458 + j0,082782962) + 0,016203611 + j0,07324099} \text{ (pu)}$$

$$I_{cc\ fase-tera\ máximo} = 12.24041257 \text{ (pu)}$$

$$I_{cc\ fase-tera\ máximo} = 32123,69 \text{ A}$$

- Corrente de Curto-Circuito Monofásica Mínima:

$$I_{cc\ fase-tera\ mínimo} = \frac{3}{2 \times Z_1 + Z_0 + 3(Z_c + Z_m)} \text{ (pu)}$$

Onde

Z_m - é a impedância da malha de terra, aqui considerada 10 Ω ;

Z_c - impedância de contato, aqui considerado 100/3 Ω .

$$I_{cc\ fase-tera\ mínimo} = 4,14009 \text{ (pu)}$$

$$I_{cc\ fase-tera\ mínimo} = 173,21424 \times \frac{13800}{220} = 10865,256 \text{ A}$$

$$I_{cc\ fase-tera\ mínimo} = 110865,256 \text{ A}$$

9.2 Dimensionamento da proteção

Dimensionamento do TC

A corrente de curto-circuito fornecida pela Coelba no ponto de entrega de energia foi:

Correntes de Curto-Circuito	
$I_{cc3\phi} \text{ (assimétrica)}$	5.656 A
$I_{cc3\phi}$	5.059 A
$I_{cc2\phi}$	4.381 A
$I_{cc1\phi-terra} \text{ (max)}$	2780 A
$I_{cc1\phi-terra} \text{ (min)}$	169 A

- Corrente de carga nominal:

$$573.878 \text{ kVA} = \sqrt{3} \times I_N \times V$$

$$I_N = 24,01 \text{ A}$$

- Corrente de Curto-Circuito:

$$I_N = \frac{5,059}{FS}$$

Para um TC com FS de 20:

$$I_N = \frac{5,059}{20}$$

$$I_{NTC} = 252,95$$

Examinando as correntes I_N e I_{NTC} observamos que o TC deve suportar uma corrente de até 252.95 A sem sair da sua classe de exatidão. Escolhemos um TC com corrente primária nominal de 300 A e RTC 60:1.

Seleção do Tap temporizado do relé de fase (Função 51 ANSI)

O relé de retaguarda da concessionária é um relé eletromecânico ABB C-11, cujas curvas $M \times tempo$ são dadas na figura 16:

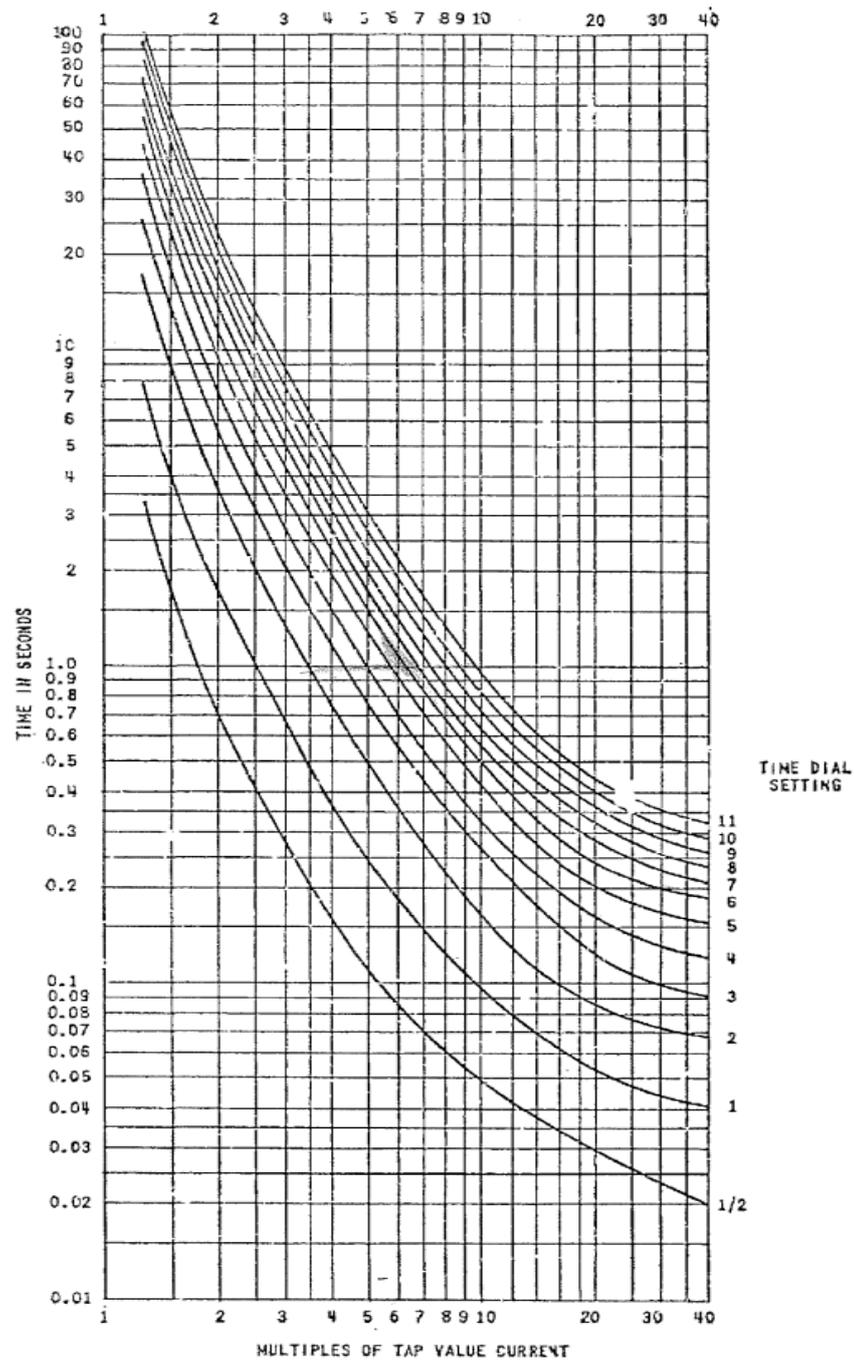


Figura 16 – Gráfico $M \times Tempo$ do relé C-11 ABB

O relé de fase (51) utiliza a curva 3 com M igual a 6 do gráfico da figura 16. O relé de neutro (51N) utiliza a curva 4 com M igual a 6 da figura 16.

A corrente mínima de curto-circuito no QGF é de:

$$I_{cc\ 2\phi} = 26752,80\ A$$

A corrente de curto-circuito 2ϕ no QGF refletida no primário do transformador é:

$$I_{cc\ 2\phi AT} = 445,88\ A$$

A corrente de ajuste do relé é calculada a partir de (9):

$$\frac{(1,4 \text{ a } 1,5)I_{nominal}}{RTC} \leq I_{ajuste} \leq \frac{I_{cc2\phi}}{aRTC}$$

$$\frac{(1,4 \text{ a } 1,5)24,01}{60} \leq I_{ajuste} \leq \frac{426,494}{1,1 \times 60}$$

Logo, a corrente de ajuste da unidade temporizada será dada por:

$$I_{ajuste} = 1 A$$

Iremos escolher a corrente de atuação como 1 A visto que a corrente de carga é muito inferior a corrente de curto-circuito.

O múltiplo M do relé de sobrecorrente é escolhido de acordo com (10):

$$M = \frac{I_{cc2\phi}}{RTC \times I_{ajuste}} = \frac{339,1822}{60 \times 1}$$

$$M = 7,10823$$

Para sabermos o tempo de atuação do relé, devemos utilizar (9) para curvas de tempo muito inversas como parâmetros da fórmula, segundo a normatização da IEC. O time dial escolhido é 0,1 para se respeitar a diferença de 0,3 s entre o relé da concessionária e o relé da subestação.

$$t_{atua\ ç\tilde{a}o \text{ do relé}} = T_{curva} \left(\frac{K}{M^{\alpha-\beta}} + L \right) \quad (9)$$

Observando a tabela 3, os parâmetros da curva muito inversa são:

$$K = 13,5, \alpha = 1, L = 0, \beta = 1.$$

$$t_{atua\ ç\tilde{a}o \text{ do relé}} = 0,1 \left(\frac{13,5}{7,10823^1 - 1} + 0 \right)$$

$$t_{atua\ ç\tilde{a}o \text{ do relé}} = 0,220133 s$$

Olhando a figura 14 para um M de 4, vemos que o tempo de atuação do relé da concessionária a montante da subestação é de 0,65 s.

Utilizando os valores na condição expressa por 19:

$$t_{rele \text{ a montante}} = 0,65 s \text{ e } t_{rele \text{ a jusante}} = 0,220133 s$$

$$t_{rele \text{ a montante}} - t_{rele \text{ a jusante}} = 0,429867 s$$

Assim a condição é satisfeita e garante-se a seletividade entre os relés.

Seleção do Tap instantâneo do relé de fase (Função 50)

A unidade instantânea deverá atuar se for satisfeita a condição (13):

$$I_{ajuste \text{ do instantâneo}} < I_{CC} \quad (13)$$

A corrente de ajuste do relé deve ser então:

$$I_{ajuste \text{ inst.}} < \frac{339,1822}{60}$$

$$I_{ajuste \text{ inst.}} < 5,65$$

Utiliza-se a corrente de ajuste instantânea de 6 A.

Seleção do Tap temporizado do relé de neutro (Função 51N)

Admitindo um desbalanceamento máximo da carga de 40%, por (11):

$$\frac{(10\% \text{ a } 40\%)24,01}{RTC} \leq I_{ajuste \text{ neutro}} \leq \frac{I_{cc1\phi\text{-terra mínimo}}}{a \times RTC}$$

A corrente de curto-circuito monofásico mínima referido no primário é:

$$I_{cc1\phi\text{-terra mínimo}} = 103.533 \text{ A}$$

$$\frac{0.4 \times 24.01}{60} \leq I_{ajuste \text{ neutro}} \leq \frac{173.21424}{1.1 \times 60}$$

$$0.1601 \leq I_{ajuste \text{ neutro}} \leq 2.6244$$

$$I_{ajuste \text{ neutro}} = 0.2 \text{ A}$$

$$M = \frac{I_{cc1\phi\text{-terra mínimo}}}{RTC \times I_{ajuste \text{ neutro}}}$$

$$M = \frac{173.21424}{60 \times 0.2}$$

$$M = 14.4345$$

Curva selecionada: Muito inversa com dial time 0.1 s.

Os parâmetros segundo a padronização IEC obtidos da tabela 3 são:

$$t_{atuação \text{ do relé}} = 0.1 \left(\frac{13.5}{14.4345^1 - 1} \right)$$

$$t_{atuação \text{ do relé}} = 0.1 \text{ s}$$

Para se constatar a seletividade com o relé da concessionária, utilizando (19):

$$t_{rele \text{ a montante}} - t_{rele \text{ a jusante}} = \Delta t$$

Onde:

$$t_{rele \ a \ montante} = 0.7 \ s$$

$$t_{rele \ a \ jusante} = 0.1 \ s$$

$$\Delta t = 0.6 \ s$$

Assim, o relé de neutro da subestação pode ser considerado seletivo com o relé de neutro da concessionária.

Seleção da corrente de ajuste do relé de neutro instantâneo (Função 50N)

Como no caso da unidade instantânea de fase, a unidade instantânea de neutro deve satisfazer a condição (13):

$$I_{ajuste \ do \ instant\ \grave{a}neo} < \frac{I_{cc1\phi-terra \ m\grave{a}ximo}}{RTC} \quad (13)$$

A corrente de ajuste do relé deve ser então:

$$I_{ajuste \ inst.} < \frac{173.21424}{60}$$

$$I_{ajuste \ inst.} < 2.886904$$

Utiliza-se a corrente de ajuste instantânea de 2.5 A no secundário do TC.

10 CONCLUSÃO

Neste trabalho de TCC houve a oportunidade de se realizar um trabalho prático, que é necessidade de um hospital-escola de ter uma subestação própria. Pode-se perceber a beleza dos componentes simétricos e suas interpretações físicas, as estratégias de proteção para diferentes tipos de linhas elétricas que envolvem desde o estudo do curto-circuito nos pontos em que se deseja proteger até o estudo e definição dos ajustes dos relés. As cargas do sistema elétrico são sempre dinâmicas, com uma crescente demanda de potência necessitando cada vez mais de estudos de proteção sempre que o nível de curto-circuito vai aumentando. A proteção de sistemas elétricos é um tema abrangente e um excitante campo de atuação.

11 REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] Mamede, J. Instalações Elétricas Industriais, Rio de Janeiro: LTC, 2007.
- [2] Mamede, J. Equipamentos Elétricos, Rio de Janeiro: LTC, 2007.
- [3] Kindermann, G. Proteção de Sistemas Elétricos, Volume 1. Florianópolis: Edição do Autor, 2005
- [4] Kindermann, G. Proteção de Sistemas Elétricos, Volume 2. Florianópolis: Edição do Autor, 2005
- [5] Kindermann, G. Curto-Circuito, Florianópolis: Edição do Autor, 1997
- [6] Kindermann, G. Aterramento Elétrico, Florianópolis: Edição do Autor, 2005
- [7] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 14039 – Instalações Elétricas de Média Tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2007.
- [8] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 14039 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

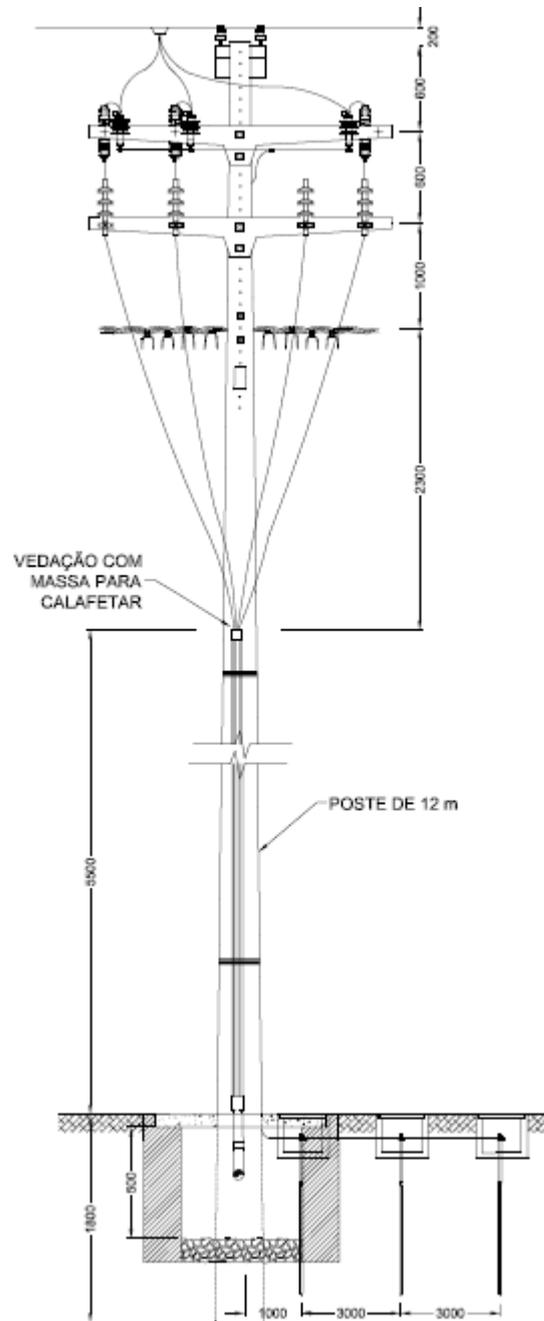
[9] NDU 02 Energisa

[10] Luciano B. A. Transformadores de distribuição de energia elétrica com núcleo de metal amorfo. Revista Eletrônica de Materiais e Processos, 2005.

[11] Campos M. L. B. Transformadores de distribuição de energia elétrica com núcleo de metal amorfo, Dissertação de Mestrado, USP, 2006.

[12] Luciano B. A. Fundamentos de Circuitos Magnéticos e Transformadores. UFCG, Publicação Interna, 2010.

12 ANEXO I – DESENHO DA SUBESTAÇÃO DO ICS



13

Figura 17 – Detalhe do Ponto de Entrega de Energia

LEGENDA:

- 1 – QUADRO GERAL DE FORÇA
- 2 – CABO DE ENERGIA, CLASSE 12/20kV, SINGELO, 50mm², EPR
- 3 – LUMINÁRIA DE EMERGÊNCIA
- 4 – TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE FORÇA, 500kVA, À SECO, IP-00
DY, 13,8kV – 220/127V, COM TAPS DE 10,2 A 13,8kV
COM TERMINAIS PRIMÁRIOS DO TIPO PLUG-IN
- 5 – TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE FORÇA, 300kVA, À SECO, IP-00
DY, 13,8kV – 220/127V, COM TAPS DE 10,2 A 13,8kV
COM TERMINAIS PRIMÁRIOS DO TIPO PLUG-IN
- 6 – CABO DE ENERGIA, EPR, CLASSE 0,6/1kV, SINGELO, 6x[3#150(#150)]+T#70mm²
- 7 – CABO DE ENERGIA, EPR, CLASSE 0,6/1kV, SINGELO, 2x[3#240(#240)]+T#150mm²
- 8 – TERMINAL DECONECTÁVEL PARA CABO SINGELO #50mm², CLASSE 12/20kV
- 9 – CABO DE COBRE NU #35mm²
- 10 – TELA DE PROTEÇÃO
- 11 – HASTE DE ATERRAMENTO DE $\phi 3/4"$ x 2,4m
- 12 – SOLDA EXOTÉRMICA
- 13 – ELETRODUTO DE PVC $\phi 4"$
- 14 – POÇO DE INSPEÇÃO PARA HASTE DE ATERRAMENTO (VER DET. 1)
- 15 – MEDIDOR DE ENERGIA
- 16 – DRENO DE $\phi 4"$
- 17 – EXTINTOR CO₂ 6kg
- 18 – INTERRUPTOR A 1,30m DO PISO
- 19 – TOMADA A 0,30m DO PISO
- 20 – LUMINÁRIA PARA LÂMPADA INCANDESCENTE DE 150W, h=2,00m
- 21 – ABERTURA DE VENTILAÇÃO COM COMBOGÓ TIPO VENEZIANA
EXISTENTE NA SUBESTAÇÃO
- 22 – PORTA METÁLICA A PROVA DE FOGO COM DISPOSITIVO
PARA CADEADO (1.000 x 2.100mm)
- 23 – BARRAMENTO DE EQUIPOTENCIALIZAÇÃO PRINCIPAL (BEP) – VER DETALHE 5

Figura 18 - Legandas

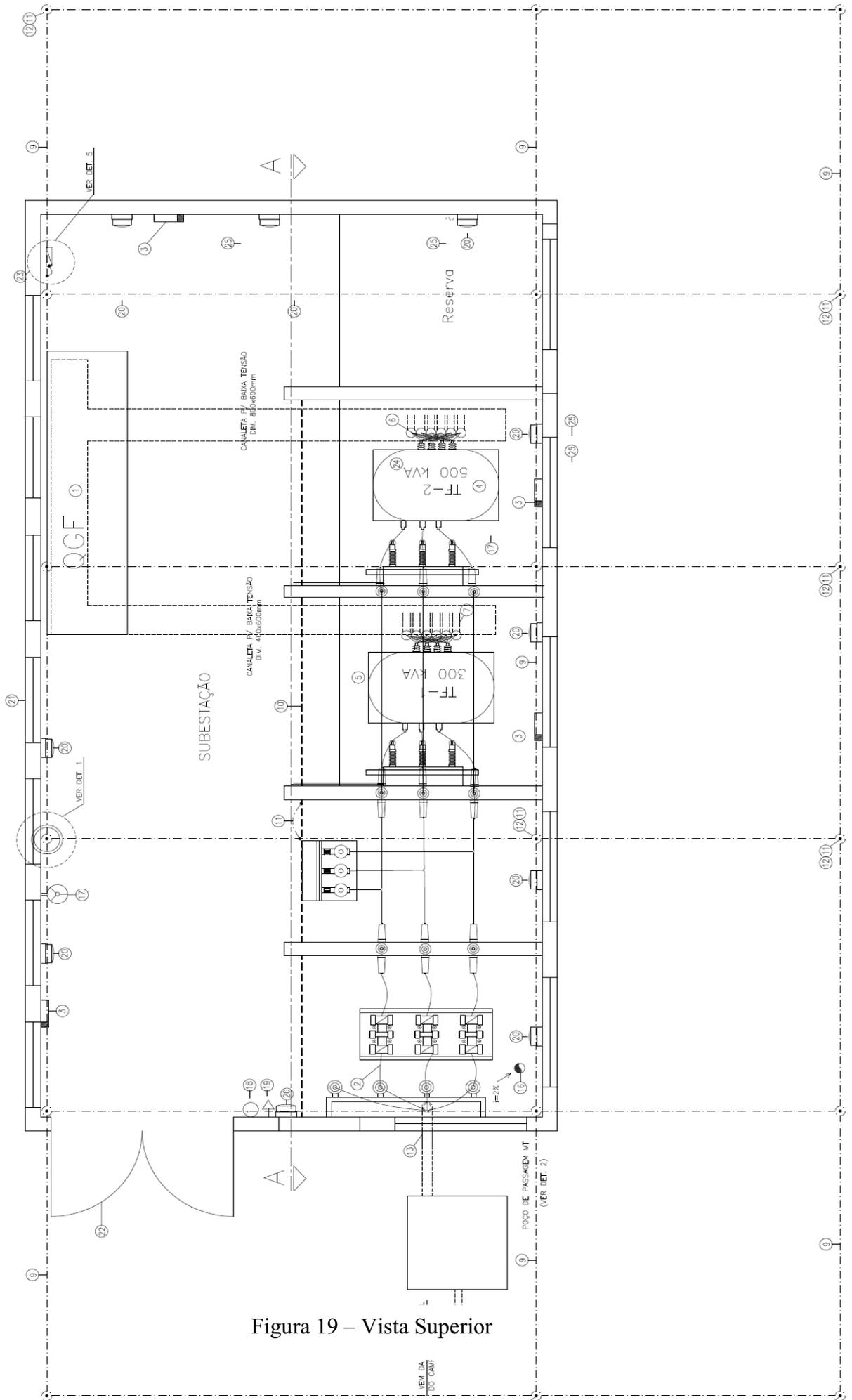


Figura 19 – Vista Superior

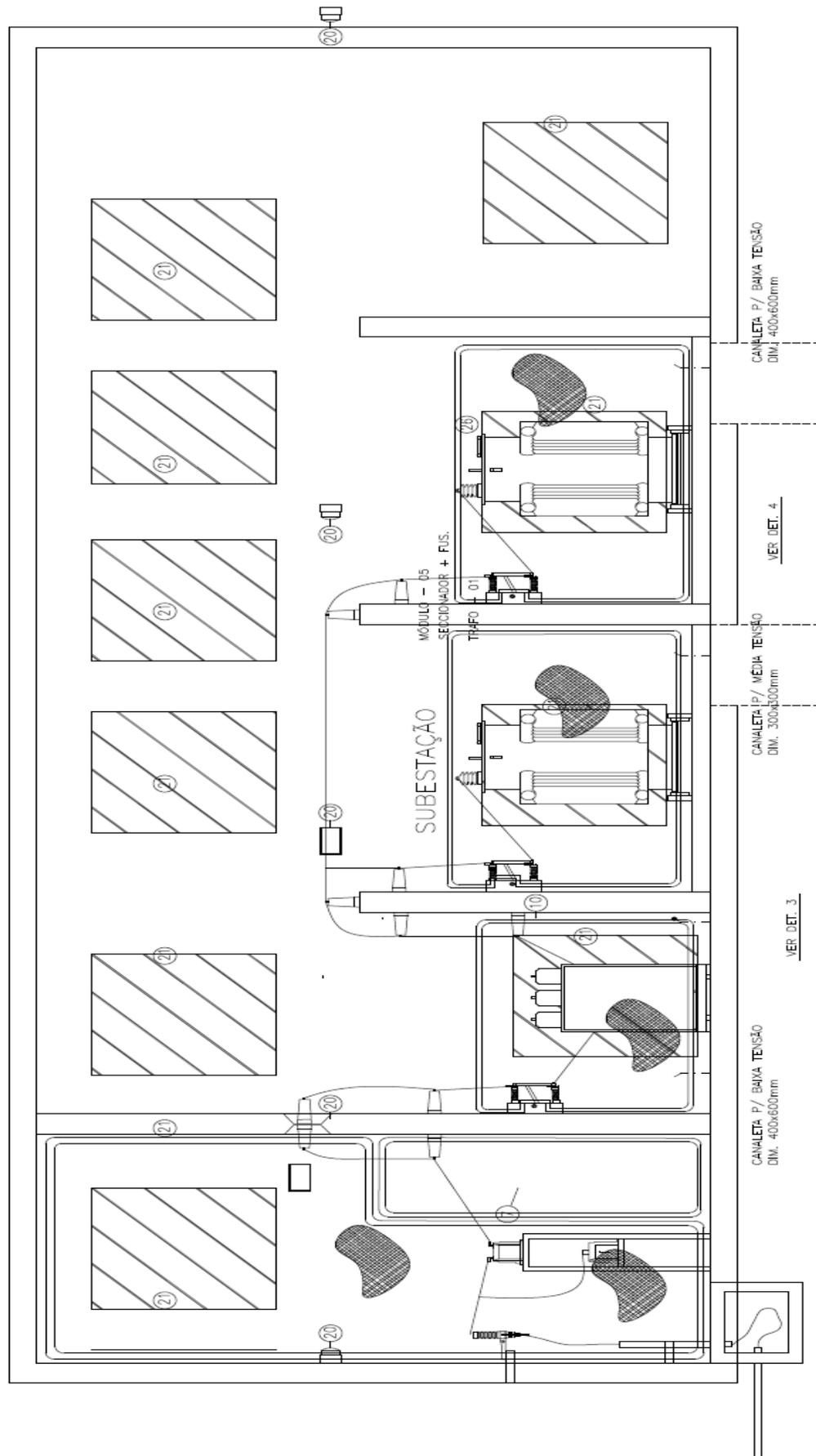


Figura 21 – Corte A-A'