

**SEVEN**

PUBLICAÇÕES ACADÊMICAS  
2023

# INTRODUÇÃO À SUBESTAÇÃO E SEUS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS

Paulo Roberto Duailibe Monteiro



**SEVEN**

PUBLICAÇÕES ACADÊMICAS  
2023

# INTRODUÇÃO À SUBESTAÇÃO E SEUS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS

Paulo Roberto Duailibe Monteiro

**EDITORA CHEFE**

Profº Me. Isabele de Souza Carvalho

**EDITOR EXECUTIVO**

Nathan Albano Valente

**AUTOR DO LIVRO**

Paulo Roberto Duailibe Monteiro

**PRODUÇÃO EDITORIAL**

Seven Publicações Ltda

**EDIÇÃO DE ARTE**

Alan Ferreira de Moraes

**EDIÇÃO DE TEXTO**

Natan Bones Petitemberte

**BIBLIOTECÁRIA**

Tábata Alves da Silva

**IMAGENS DE CAPA**

AdobeStok

**ÁREA DO CONHECIMENTO**

Engenharias

2023 by Seven Editora

Copyright © Seven Editora

Copyright do Texto © 2023 Os Autores

Copyright da Edição © 2023 Seven Editora

O conteúdo do texto e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva do autor, inclusive não representam necessariamente a posição oficial da Seven Publicações Ltda. Permitido o download da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos ao autor, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

Todos os manuscritos foram previamente submetidos à avaliação cega pelos pares, membros do Conselho Editorial desta Editora, tendo sido aprovados para a publicação com base em critérios de neutralidade e imparcialidade acadêmica.

A Seven Publicações Ltda é comprometida em garantir a integridade editorial em todas as etapas do processo de publicação, evitando plágio, dados ou resultados fraudulentos e impedindo que interesses financeiros comprometam os padrões éticos da publicação.

Situações suspeitas de má conduta científica serão investigadas sob o mais alto padrão de rigor acadêmico e ético.



O conteúdo deste Livro foi enviado pelo autor para publicação de acesso aberto, sob os termos e condições da Licença de Atribuição Creative Commons 4.0 Internacional

## **CORPO EDITORIAL**

### **EDITORA-CHEFE**

Profº Me. Isabele de Souza Carvalho

### **CORPO EDITORIAL**

Pedro Henrique Ferreira Marçal. Vale do Rio Doce University

Adriana Barni Truccolo- State University of Rio Grande do Sul

Marcos Garcia Costa Morais- State University of Paraíba

Mônica Maria de Almeida Brainer - Federal Institute of Goiás Campus Ceres

Caio Vinicius Efigenio Formiga - Pontifical Catholic University of Goiás

Egas José Armando - Eduardo Mondlane University of Mozambique.

Ariane Fernandes da Conceição- Federal University of Triângulo Mineiro

Wanderson Santos de Farias - Universidad de Desarrollo Sustentable

Maria Gorete Valus -University of Campinas



**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)**  
**(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)**

Introdução a subestação e seus principais  
equipamentos [livro eletrônico] / organizador  
Paulo Roberto Duailibe Monteiro. -- São José  
dos Pinhais, PR : Seven Events, 2023.  
PDF

Bibliografia.  
ISBN 978-65-84976-77-1

1. Circuitos elétricos 2. Eletricidade  
3. Energia elétrica 4. Engenharia elétrica  
5. Equipamentos elétricos 6. Redes elétricas  
I. Monteiro, Paulo Roberto Duailibe.

23-174727

CDD-621.31

**Índices para catálogo sistemático:**

1. Redes elétricas : Engenharia elétrica 621.31

**Tábata Alves da Silva** - Bibliotecária - CRB-8/9253

**DOI** – 10.56238/introsubprin-001

**Seven Publicações Ltda**  
CNPJ: 43.789.355/0001-14  
editora@sevenevents.com.br  
São José dos Pinhais/PR

## **DECLARAÇÃO DO AUTOR**

O autor deste trabalho DECLARA, para os seguintes fins, que:

Não possui nenhum interesse comercial que gere conflito de interesse em relação ao conteúdo publicado;

Declara ter participado ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente nas seguintes condições: "a) Desenho do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação dos dados; b) Elaboração do artigo ou revisão para tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão";

Certifica que o texto publicado está completamente livre de dados e/ou resultados fraudulentos e defeitos de autoria;

Confirma a citação correta e referência de todos os dados e interpretações de dados de outras pesquisas;

Reconhece ter informado todas as fontes de financiamento recebidas para realizar a pesquisa; Autoriza a edição do trabalho, incluindo registros de catálogo, ISBN, DOI e outros indexadores, design visual e criação de capa, layout interno, bem como seu lançamento e divulgação de acordo com os critérios da Seven Eventos Acadêmicos e Editora.

## **DECLARAÇÃO DA EDITORA**

A Seven Publicações DECLARA, para fins de direitos, deveres e quaisquer significados metodológicos ou legais, que:

Esta publicação constitui apenas uma transferência temporária de direitos autorais, constituindo um direito à publicação e reprodução dos materiais. A Editora não é co-responsável pela criação dos manuscritos publicados, nos termos estabelecidos na Lei de Direitos Autorais (Lei 9610/98), no art. 184 do Código Penal e no art. 927 do Código Civil; O(s) autor(es) é(são) exclusivamente responsável(eis) por verificar tais questões de direitos autorais e outros, isentando a Editora de quaisquer danos civis, administrativos e criminais que possam surgir.

Autoriza a **DIVULGAÇÃO DO TRABALHO** pelo(s) autor(es) em palestras, cursos, eventos, shows, mídia e televisão, desde que haja o devido reconhecimento da autoria e edição e sem qualquer finalidade comercial, com a apresentação dos devidos **CRÉDITOS** à **SEVEN PUBLICAÇÕES**, sendo o(s) autor(es) e editora(es) responsáveis pela omissão/exclusão dessas informações;

Todos os e-books são de acesso aberto, portanto, não os venda em seu site, sites parceiros, plataformas de comércio eletrônico ou qualquer outro meio virtual ou físico. Portanto, está isento de transferências de direitos autorais para autores, uma vez que o formato não gera outros direitos além dos fins didáticos e publicitários da obra, que pode ser consultada a qualquer momento.

Todos os membros do conselho editorial são doutores e vinculados a instituições públicas de ensino superior, conforme recomendado pela CAPES para obtenção do Qualis livro;

A Seven Eventos Acadêmicos não atribui, vende ou autoriza o uso dos nomes e e-mails dos autores, bem como de quaisquer outros dados deles, para qualquer finalidade que não seja a divulgação desta obra, de acordo com o Marco Civil da Internet, a Lei Geral de Proteção de Dados e a Constituição da República Federativa.



## AUTOR DO LIVRO

### **Paulo Roberto Duailibe Monteiro**



Natural de São Luís do Maranhão, cursou o primário e o ginásio no Colégio Maristas em São Luís do Maranhão e o científico no Colégio Zaccaria no Rio de Janeiro. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Católica de Petrópolis (1977), mestrado em Engenharia de Produção (1996) e doutorado em Engenharia Civil (2016) pela Universidade Federal Fluminense-UFF. É Professor do Departamento de Engenharia Elétrica e Professor do Programa de Pós-Graduação do Mestrado Profissional em Montagem Industrial da UFF. Foi Pesquisador do Laboratório de Energia dos Ventos (LEV-UFF) até 2005, sendo vencedor do Prêmio Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia Elétrica na categoria Órgão e Empresas da Administração Pública - PROCEL, nos anos de 2003 e 2004 e participou ativamente da criação do Laboratório de Luminotécnica da UFF – LABLUX. Os seus interesses de pesquisa incluem técnicas de alta tensão, subestações de energia elétrica, equipamentos elétricos, eletricidade industrial, planejamento de redes de distribuição de energia, eficiência energética e transição energética.

## APRESENTAÇÃO

Este livro se destina a profissionais da Engenharia Elétrica que atuam na área de projetos, principalmente aqueles que estão iniciando nessa atividade. Com base na experiência acumulada ao longo dos anos procurou-se colocar à disposição dos engenheiros e projetistas informações de normas e boas práticas de engenharia acessíveis num só lugar de forma a proporcionar uma aplicação fácil e direta.

Paulo Roberto Duailibe Monteiro



# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>11</b>
<b>2 CONCEITOS GERAIS.....</b>	<b>12</b>
2.1 DEFINIÇÃO BÁSICA DE UMA SUBESTAÇÃO.....	12
2.2 CLASSIFICAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES.....	12
<b>2.2.1 Função no sistema elétrico.....</b>	<b>12</b>
<b>2.2.2 Quanto à sua instalação.....</b>	<b>12</b>
2.3 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO E SUAS FUNÇÕES.....	13
<b>2.3.1 Equipamentos de transformação.....</b>	<b>13</b>
<b>2.3.2 Equipamentos de manobra.....</b>	<b>13</b>
<b>2.3.3 Equipamentos para compensação de reativos.....</b>	<b>13</b>
<b>2.3.4 Equipamentos de proteção.....</b>	<b>14</b>
<b>2.3.5 Equipamentos de medição.....</b>	<b>14</b>
<b>3 PRINCIPAIS ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES DE MÉDIA E ALTA TENSÃO.....</b>	<b>15</b>
3.1 RADIAL SIMPLES – SUBESTAÇÃO UNITÁRIA.....	15
3.2 RADIAL SIMPLES - BARRAMENTO SIMPLES.....	15
3.3 RADIAL EXPANDIDO.....	16
<b>3.3.1 Arranjo com dois transformadores com e sem chave de contorno para o disjuntor de entrada.....</b>	<b>16</b>
<b>3.3.2 Arranjo com três transformadores com disjuntores no primário e chave de contorno nos disjuntores.....</b>	<b>17</b>
3.4 PRIMÁRIO SELETIVO.....	18
<b>3.4.1 Arranjo de subestação com duas entradas com um ou mais transformadores.....</b>	<b>18</b>
3.5 BARRAMENTO PRINCIPAL E TRANSFERÊNCIA.....	21
3.6 BARRAMENTO DUPLO UM DISJUNTOR.....	22
<b>4 ARRANJOS FÍSICOS DE SUBESTAÇÕES.....</b>	<b>23</b>
4.1 ARRANJOS FÍSICOS DAS SUBESTAÇÕES DE 13,8 kV.....	23
4.2 ARRANJO FÍSICO DE UMA SUBESTAÇÃO DE 69 E 138 kV DO TIPO BARRA SIMPLES.....	28
4.3 ARRANJO FÍSICO DE UMA SUBESTAÇÃO DE 230 kV DO TIPO BARRAMENTO DUPLO COM UM DISJUNTOR.....	33

4.4 DISTÂNCIAS MÍNIMAS NO AR, ENTRE FASE-TERRA E ENTRE FASES PARA O PROJETO DE SUBESTAÇÕES.....	35
<b>4.4.1 Distância fase-terra.....</b>	<b>35</b>
<b>4.4.2 Distância fase-fase.....</b>	<b>35</b>
4.5 TABELAS PARA PROJETOS DE SUBESTAÇÃO.....	36
<b>5 SELEÇÃO DE NÍVEIS DE TENSÃO.....</b>	<b>38</b>
5.1 SELEÇÃO DA TENSÃO DA SUBESTAÇÃO.....	38
5.2 SELEÇÃO DA TENSÃO DA REDE PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO INTERNA DE UMA INDUSTRIA.....	38
5.3 SELEÇÃO DA TENSÃO NOMINAL DOS MOTORES.....	39
<b>6 EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS.....</b>	<b>40</b>
6.1 TRANSFORMADORES DE FORÇA.....	40
6.2 TRANSFORMADORES DE CORRENTE.....	43
<b>6.2.1 Princípios fundamentais.....</b>	<b>43</b>
<b>6.2.2 Principais tipos construtivos.....</b>	<b>44</b>
<b>6.2.3 Principais características elétricas dos TC's.....</b>	<b>47</b>
<b>6.2.4 Designação normativa dos TC's.....</b>	<b>48</b>
<b>6.2.5 Determinação da corrente primária nominal (In1) do TC.....</b>	<b>50</b>
6.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.....	50
<b>6.3.1 Princípios fundamentais.....</b>	<b>50</b>
<b>6.3.2 Principais características dos TP's.....</b>	<b>51</b>
<b>6.3.3 Designação normativa dos TP's.....</b>	<b>52</b>
<b>6.3.4 Grupos de ligação.....</b>	<b>53</b>
6.4 CHAVES SECIONADORAS.....	53
<b>6.4.1 Tipos construtivos.....</b>	<b>54</b>
<b>6.4.2 Tipos de operação e comando.....</b>	<b>60</b>
<b>6.4.3 Características elétricas.....</b>	<b>60</b>
6.5 DISJUNTORES.....	61
<b>6.5.1 Disjuntores a óleo.....</b>	<b>62</b>
<b>6.5.2 Disjuntores a ar comprimido.....</b>	<b>63</b>



<b>6.5.3 Disjuntores a SF<sub>6</sub></b> .....	<b>64</b>
<b>6.5.4 Disjuntores a vácuo</b> .....	<b>66</b>
<b>6.5.5 Principais sistemas de acionamento</b> .....	<b>67</b>
6.5.5.1 Acionamento por solenóide.....	67
6.5.5.2 Acionamento a mola.....	67
6.5.5.3 Acionamento a ar comprimido.....	69
6.5.5.4 Acionamento hidráulico.....	69
<b>6.5.6 Componentes e modelos de disjuntores de alta tensão</b> .....	<b>70</b>
<b>6.5.7 Definições e características elétricas</b> .....	<b>72</b>
<b>6.5.8 Seleção dos disjuntores</b> .....	<b>77</b>
<b>6.6 PARA-RAIOS</b> .....	<b>77</b>
<b>6.6.1 Para-raios com Gap e resistor não linear</b> .....	<b>78</b>
<b>6.6.2 Para-raios de Óxido de Zinco</b> .....	<b>78</b>
<b>6.6.3 Critérios de seleção e aplicação</b> .....	<b>79</b>
<b>6.6.4 Componentes do para-raios</b> .....	<b>82</b>
<b>6.7 RESISTORES DE ATERRAMENTO</b> .....	<b>83</b>
<b>7 ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO</b> .....	<b>84</b>
7.1 CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....	86
7.2 EXEMPLO NUMÉRICO.....	91
<b>8 PROTEÇÃO</b> .....	<b>95</b>
8.1 PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES EM SUBESTAÇÕES.....	95
<b>8.1.1 Introdução</b> .....	<b>95</b>
<b>8.1.2 Proteção contra curto-circuito interno</b> .....	<b>95</b>
<b>8.1.3 Proteção de retaguarda</b> .....	<b>96</b>
<b>8.1.4 Esquemas de proteção</b> .....	<b>96</b>
8.1.4.1 Primário a 15 kV e secundário em baixa tensão para $S \leq 225$ kVA e $225\text{kVA} < S \leq 1000$ kVA.....	96
8.1.4.2 Primário $\geq 15$ kV e secundário em média tensão e $S \geq 1000$ kVA.....	97
<b>8.1.5 Funções dos relés e aplicação</b> .....	<b>97</b>

<b>8.1.6 Descrição das principais proteções.....</b>	<b>98</b>
8.1.6.1 Proteção Diferencial Percentual (ANSI 87).....	<b>98</b>
8.1.6.2 Proteção de Sobrecorrente (ANSI 51).....	<b>99</b>
8.1.6.3 Proteção por meio de Relés de Pressão e/ou Gás (ANSI 63).....	<b>99</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>100</b>



As Subestações de Energia Elétrica desempenham um papel importante no Sistema Elétrico de Potência (SEP) uma vez que o sistema de transmissão realiza o transporte de grandes blocos de energia, desde a geração até os centros de consumo, num ambiente onde são exigidos altos níveis de desempenho e segurança. Nesse sentido, o arranjo da subestação exerce importância significativa, pois é essencial para o bom desempenho do sistema elétrico e para elevar sua performance, transportando assim, a energia da forma mais eficiente possível (MONTEIRO E MIRANDA, 2021).

A definição do arranjo das subestações é uma parte importante em um projeto, uma vez que possui alto impacto nos custos do projeto e também no resultado esperado do mesmo. Marson (2017) destaca a importância de investimentos direcionados ao sistema elétrico e acrescenta que os SEP podem contribuir para utilização da energia de forma eficiente e sustentável, colaborando, inclusive, para o crescimento da indústria. Além disso, alerta sobre a configuração utilizada no Brasil uma vez que os sistemas de energia elétrica demonstram que diversas melhorias e investimentos ainda se fazem necessários.

Estudo de arranjo de subestações é um assunto bastante complexo, devido a vários fatores que devem ser considerados na análise e ao caráter da abordagem que as vezes possuem aspectos contraditórios, como por exemplo, arranjos que apresentam simplicidade operacional e do sistema de proteção, o que é desejável, sem, no entanto, apresentar outras características importantes para a operação do sistema (MONTEIRO E MIRANDA, 2021).

Diversos fatores influenciam na definição do esquema de barramento de subestação (SE) mais adequado, tais como o custo, a facilidade do arranjo físico, a confiabilidade, a flexibilidade operacional, a facilidade de expansão, a segurança, e o sistema de proteção e controle. Devido à importância e sua complexidade de análise, o arranjo de SEs tem sido objeto de estudo de diversos autores e instituições (MONTEIRO E MIRANDA, 2021).

RIBEIRO, Tiago et al.(2020), apresentam uma metodologia baseada em quatro estudos e exemplifica sua aplicação com uma análise comparativa entre duas alternativas topológicas de subestação industrial hipotética, sendo uma com arranjo do tipo radial com secundário seletivo de uma subestação com um transformador principal e um reserva e a outra, com dois transformadores principais e um reserva Os estudos que fazem parte da metodologia proposta são o fluxo de potência, o cálculo do curto-circuito, a confiabilidade e a análise econômica.

Em virtude da importância fundamental das subestações para o desempenho e segurança do sistema elétrico, este documento foi elaborado contendo conceitos e alguns tipos de subestações de alta e média tensão e seus principais equipamentos, fazendo uma abordagem discursiva de alguns arranjos de subestações de unidades consumidoras industriais de médio e grande porte, com o intuito de colaborar para a concepção de projetos de subestações de consumidores industriais e comerciais.

### 2.1 DEFINIÇÃO BÁSICA DE UMA SUBESTAÇÃO

Uma subestação (SE) é um conjunto de equipamentos de manobra e/ou transformação e ainda eventualmente de compensação de reativos usado para dirigir o fluxo de energia em sistema de potência e possibilitar a sua diversificação através de rotas alternativas, possuindo dispositivos de proteção capazes de detectar os diferentes tipos de faltas que ocorrem no sistema e de isolar os trechos onde estas faltas ocorrem.

### 2.2 CLASSIFICAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES

As subestações podem ser classificadas quanto à sua função e a sua instalação.

#### 2.2.1 Função no sistema elétrico

##### • Subestação Transformadora:

É aquela que converte a tensão de suprimento para um nível diferente, maior ou menor, sendo designada, respectivamente, *SE Transformadora Elevadora* e *SE Transformadora Abaixadora*.

Geralmente, uma subestação transformadora próximas aos centros de geração é uma SE elevadora. Subestações no final de um sistema de transmissão, próximas aos centros de carga, ou de suprimento a uma indústria é uma SE transformadora abaixadora.

##### • Subestação Seccionadora, de Manobra ou de Chaveamento:

É aquela que interliga circuitos de suprimento sob o mesmo nível de tensão, possibilitando a sua multiplicação. É também adotada para possibilitar o seccionamento de circuitos, permitindo sua energização em trechos sucessivos de menor comprimento.

#### 2.2.2 Quanto à sua instalação

##### • Subestação Externa ou Ao Tempo:

É aquela em que os equipamentos são instalados ao tempo e sujeitos portanto às condições atmosféricas desfavoráveis de temperatura, chuva, poluição, vento, etc., as quais desgastam os materiais componentes, exigindo, portanto, manutenção mais freqüente e reduzem a eficácia do isolamento.

##### • Subestação Interna ou Abrigada:

É aquela em que os equipamentos são instalados ao abrigo do tempo, podendo tal abrigo consistir de uma edificação e de uma câmara subterrânea.

Subestações abrigadas podem consistir de cubículos metálicos, além de subestações isoladas a gás, tal como o hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>).

## 2.3 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO E SUAS FUNÇÕES

Os principais equipamentos pertencentes em uma subestação são:

### 2.3.1 Equipamentos de transformação

- **Transformador de força:**

Sem os transformadores de força seria praticamente impossível o aproveitamento econômico da energia elétrica, pois a partir deles foi possível a transmissão em tensões cada vez mais altas, possibilitando grandes economias nas linhas de transmissão em trechos cada vez mais longos.

- **Transformadores de instrumentos (transformadores de corrente e transformadores de potencial):**

Os transformadores de instrumentos (TC's e TP's) têm a finalidade de reduzir a corrente ou a tensão respectivamente a níveis compatíveis com os valores de suprimento de relés e medidores.

### 2.3.2 Equipamentos de manobra

- **Disjuntores:**

Os disjuntores são os mais eficientes e mais complexos aparelhos de manobra em uso de redes elétricas, destinados à operação em carga, podendo sua operação ser manual ou automática.

- **Chaves seccionadoras:**

As chaves seccionadoras são dispositivos destinados a isolar equipamentos ou zonas de barramento, ou ainda, trechos de linhas de transmissão. Somente podem ser operadas sem carga, muito embora possam ser operadas sob tensão.

### 2.3.3 Equipamentos para compensação de reativos

- **Reator derivação ou série**

- **Capacitor derivação ou série**

- **Compensador síncrono**

- **Compensador estático:**

Desses equipamentos o que é utilizado com mais frequência nas SEs receptoras de pequeno e médio porte é o capacitor derivação para correção do fator de potência e eventualmente o reator série, para limitação da corrente de curto-circuito e, não instalados propriamente na SE, mas sim internamente, no sistema de distribuição da indústria. Assim, os equipamentos de compensação de reativos não fazem parte deste documento, sendo objeto de outro documento específico sobre o assunto.



### 2.3.4 Equipamentos de proteção

- **Pára-Raios:**

O pára-raios é um dispositivo protetor que tem por finalidade limitar os valores dos surtos de tensão transitantes que, de outra forma, poderiam causar severos danos aos equipamentos elétricos. Eles protegem o sistema contra descargas de origem atmosféricas e contra surtos de manobra.

- **Relés:**

Os relés têm por finalidade proteger o sistema contra faltas, permitindo através da atuação sobre disjuntores, o isolamento dos trechos de localização das faltas.

- **Fusíveis:**

O fusível se destina a proteger o circuito contra curtos, sendo também um limitador da corrente de curto. Muito utilizado na indústria para a proteção de motores.

### 2.3.5 Equipamentos de medição

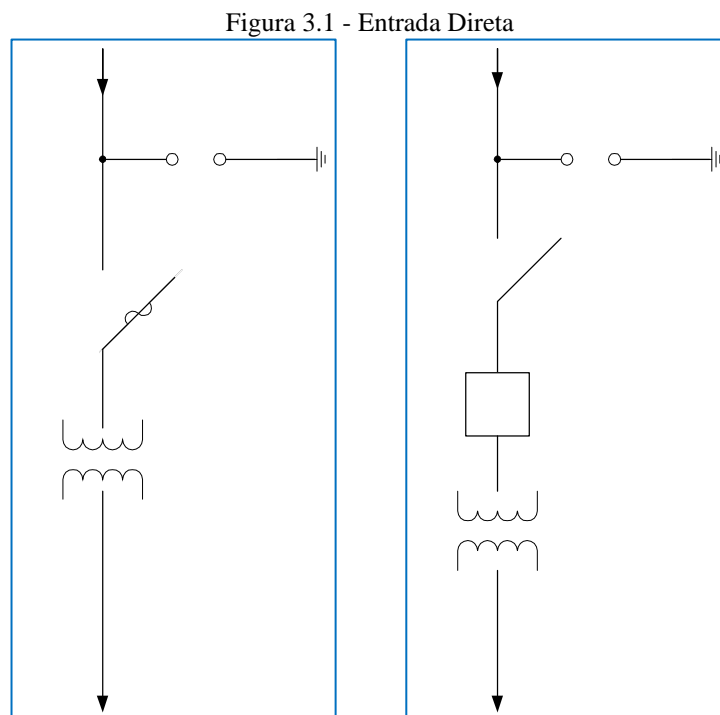
Constituem os instrumentos destinados a medir grandezas tais como corrente, tensão, frequência, potência ativa e reativa, etc.

Entre os vários arranjos de subestações de consumidor de média e alta tensão encontrados instalados, pode ser destacado, pela sua frequência de utilização, o barramento simples, que também pode ser chamado de radial simples e suas variações. As topologias de distribuição, referente aos circuitos primários, mais comuns são as seguintes:

- Radial Simples
- Radial Expandido
- Primário Seletivo
- Barramento principal e transferência
- Barramento duplo

### 3.1 RADIAL SIMPLES – SUBESTAÇÃO UNITÁRIA

Em SE's receptoras com uma só entrada e um só transformador não é necessário barramento, podendo ser prevista uma alimentação direta. A Figura 3.1 mostra esquemas de subestações com entrada direta.



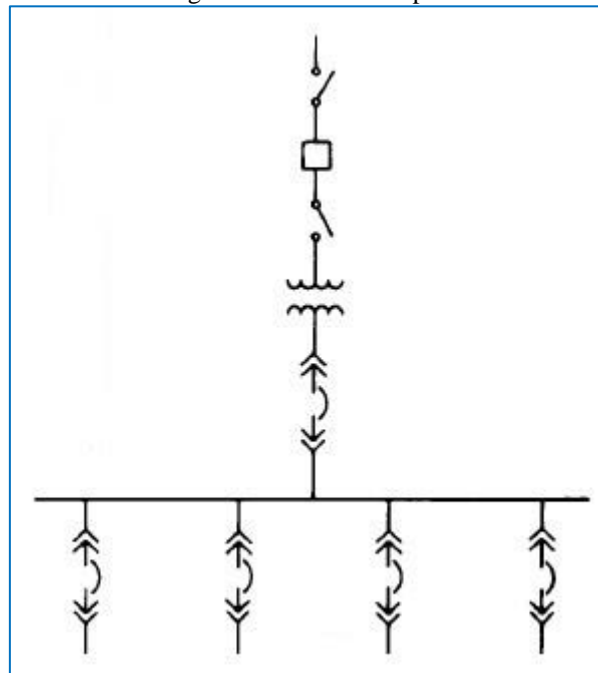
### 3.2 RADIAL SIMPLES - BARRAMENTO SIMPLES

Um único circuito primário e um único transformador de distribuição alimentam todas as cargas. A distribuição para as cargas é feita, normalmente, na própria tensão de utilização, não é utilizada a duplicação de equipamentos e tem o menor custo de investimento dentre todos arranjos de

distribuição. Possui simplicidade de operação e facilidade de expansão sendo que a perda de qualquer componente resulta na interrupção do fornecimento. O sistema deve ser desligado para manutenção e ampliações.

É o sistema de distribuição adequado para pequenas plantas que podem sofrer interrupções no fornecimento de energia elétrica, inclusive para manutenção. A Figura 3.2 apresenta o diagrama unifilar da topologia de distribuição radial simples.

Figura 3.2 - Radial simples



Havendo mais de uma entrada, e/ou mais de um transformador em SE receptora o barramento simples é o esquema de maior simplicidade e menor custo, com confiabilidade compatível com este tipo de suprimento. A seguir são apresentados arranjos com as principais variações encontradas em SE's de barramento simples.

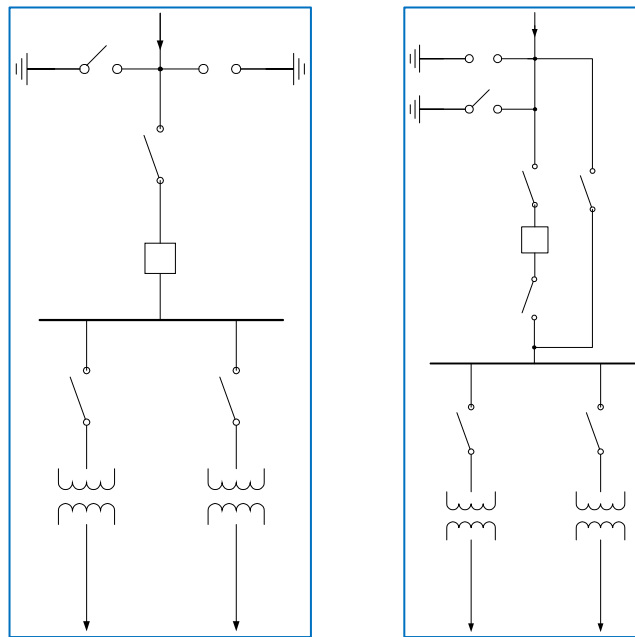
### 3.3 RADIAL EXPANDIDO

#### 3.3.1 Arranjo com dois transformadores com e sem chave de contorno para o disjuntor de entrada

O defeito em qualquer transformador causa a abertura do disjuntor, desligando por completo a SE, cabe ao operador identificar a unidade afetada, isolá-la através dos respectivos seccionadores e providenciar o religamento do disjuntor. As Figuras 3.3 e 3.4 apresentam os diagramas unifilares.



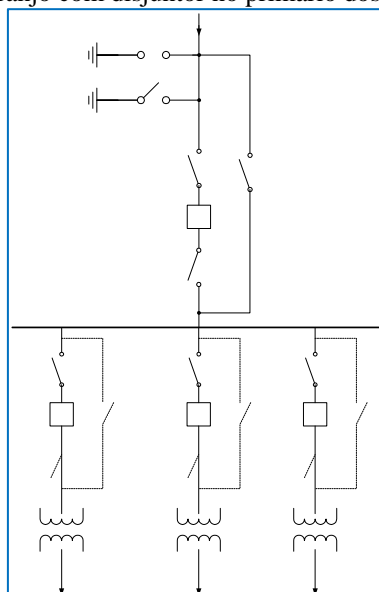
Figura 3.3 - Barramento simples com 2 transformadores sem chave de contorno  
 Figura 3.4 - Barramento simples com 2 transformadores com chave de contorno



### 3.3.2 Arranjo com três transformadores com disjuntores no primário e chave de contorno nos disjuntores

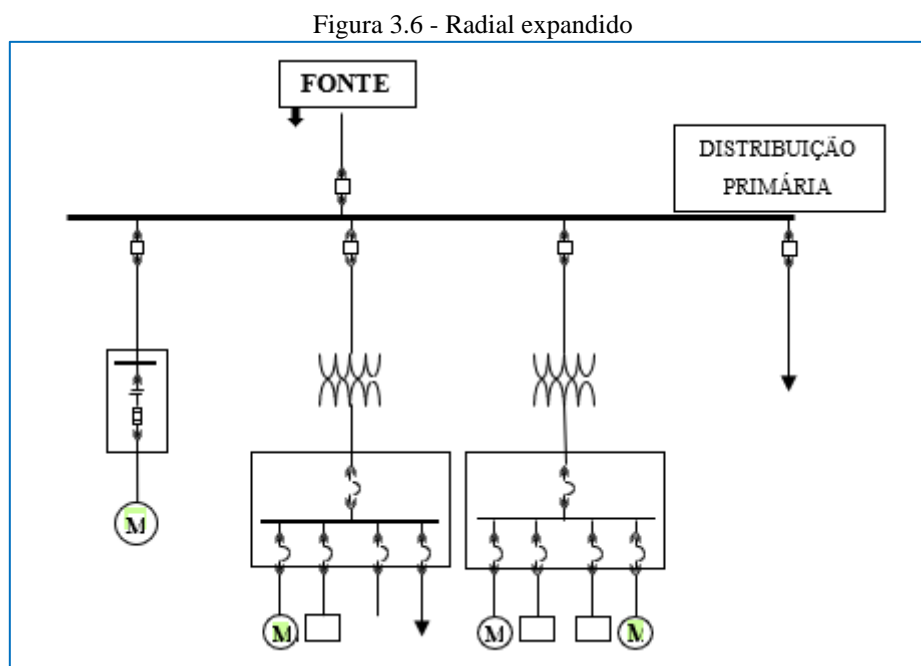
Este esquema, utilizado em SE's de maior porte, limita o desligamento ao transformador defeituoso, introduzindo disjuntor individual para cada transformador. O acréscimo de chaves de isolamento e de contorno (*by-pass*) dá maior flexibilidade à operação, às custas de maior complexidade nos circuitos de controle (aumentando os intertravamentos) e de proteção (adicionando transferência de disparo no caso de contorno de um disjuntor). A Figura 3.5 apresenta o diagrama unifilar.

Figura 3.5 - Arranjo com disjuntor no primário dos transformadores



Uma derivação desse para aplicação em média tensão é o Radial Expandido, que é muito utilizado nas subestações de 13,8 kV em cubículos. Nessa forma construtiva na média tensão, é dispensado uso das chaves seccionadoras tanto de isolamento de equipamentos quanto de contorno, pois normalmente se usa disjuntores extraíveis. No arranjo radial expandido, um único circuito de distribuição primária alimenta várias subestações perto das cargas. Cada subestação unitária alimenta as cargas via circuitos radiais de distribuição secundária. Não é utilizada a duplicação de equipamentos e tem o menor custo de investimento dentre todos arranjos de distribuição, exceto o da subestação unitária, possui simplicidade de operação e facilidade de expansão. A perda de qualquer componente resulta em interrupção no fornecimento.

O sistema deve ser desligado para manutenção e ampliações. É o sistema de distribuição adequado para plantas que podem sofrer interrupções no fornecimento de energia elétrica, inclusive para manutenção. É utilizado quando houver grandes blocos de carga para serem alimentados. A Figura 3.6 apresenta o diagrama unifilar.



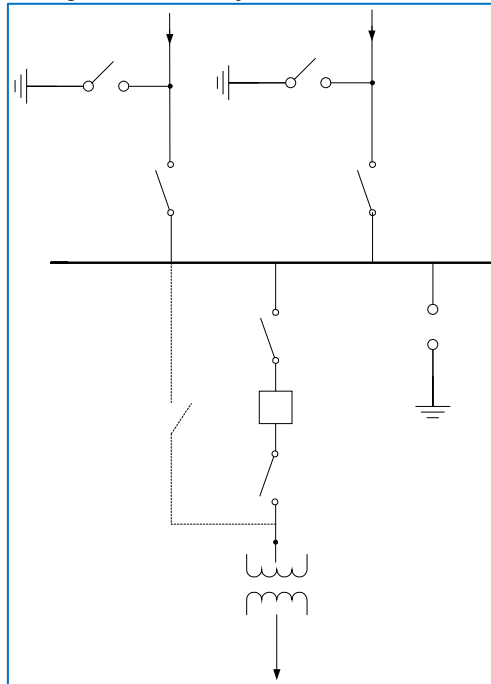
### 3.4 PRIMÁRIO SELETIVO

#### 3.4.1 Arranjo de subestação com duas entradas com um ou mais transformadores

As figuras 3.7, 3.8, 3.9 e 3.10 apresentadas a seguir mostram esquemas para SE's com duas entradas radiais, com um ou mais transformadores.

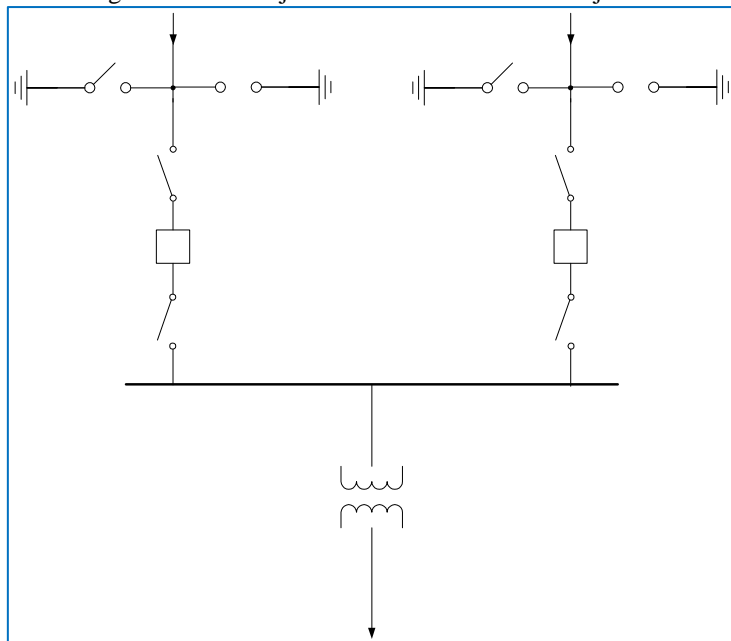
O arranjo da Figura 3.7 só permite a alimentação da SE por uma entrada de cada vez, mediante intertravamento adequado, obrigando o desligamento momentâneo da carga quando for necessária a transferência de fonte.

Figura 3.7 - Arranjo com duas entradas



Se as entradas puderem ser ligadas em paralelo, obtém-se maior confiabilidade com o esquema da Figura 3.8, onde cada entrada sendo dotada de disjuntor próprio, pode ser desligada em caso de falha, independentemente de outra. Neste caso, o(s) disjuntor(es) não precisa(m) de chave de contorno face a existência da segunda entrada.

Figura 3.8 - Arranjo com duas entradas com disjuntor





Havendo dois transformadores, pode ser seccionada a barra para tornar a operação mais flexível, conforme Figura 3.9. Se for necessário evitar a interrupção total do suprimento ao ser desligado um transformador, instala-se um disjuntor para seccionar a barra, conforme Figura 3.10.

Figura 3.9 - Arranjo com barramento seccionado por chave

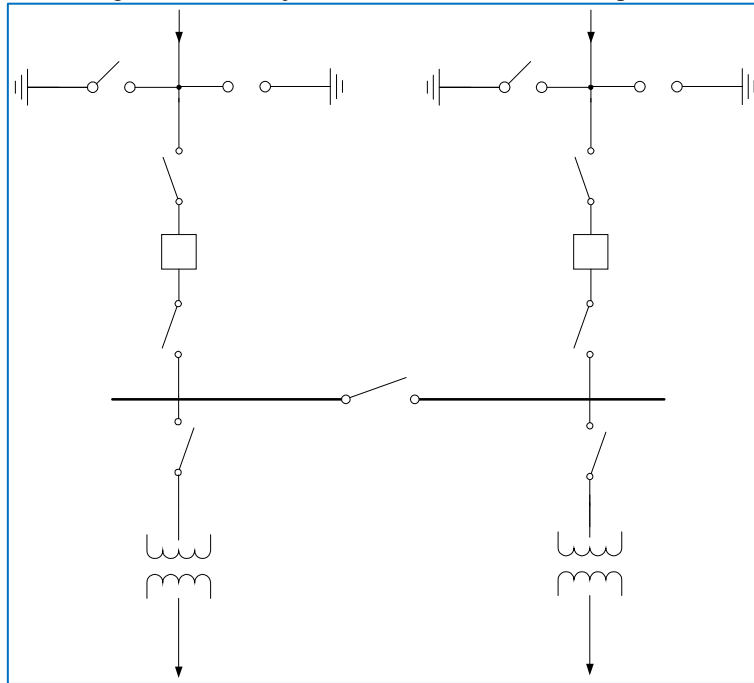
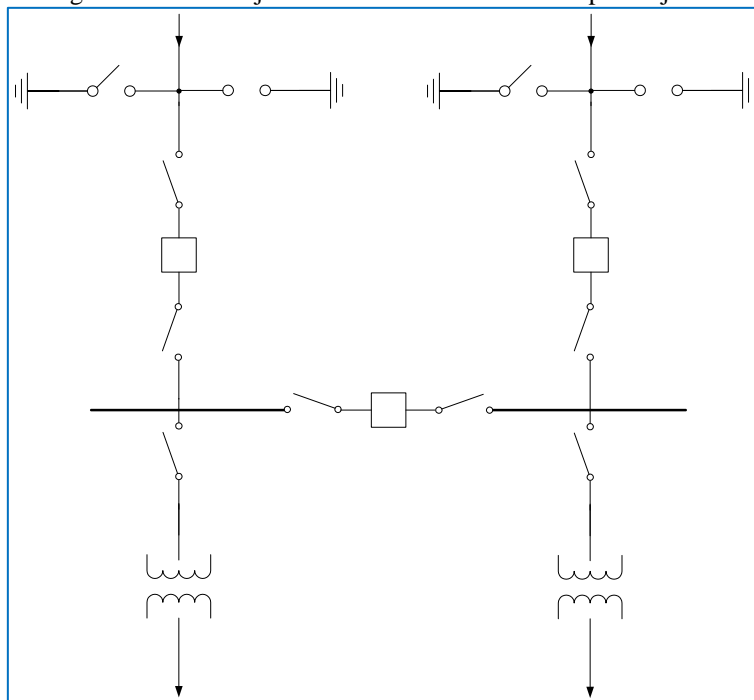


Figura 3.10 - Arranjo com barramento seccionado por disjuntor



O arranjo da Figura 3.10, também chamado de Primário Seletivo, provê alternativa contra perda de uma fonte de suprimento primária. Dois circuitos de distribuição primária alimentados por fontes distintas alimentam as várias subestações situadas nos centros de carga. Cada subestação é conectada a dois alimentadores primários independentes, via dispositivos de chaveamento, de modo a se obter uma fonte normal e uma fonte alternativa independentes. Em caso de perda da fonte normal, a alimentação dos transformadores é chaveada para a fonte alternativa (manual ou automática), mas há interrupção momentânea do fornecimento. A proteção também deve ser chaveada.

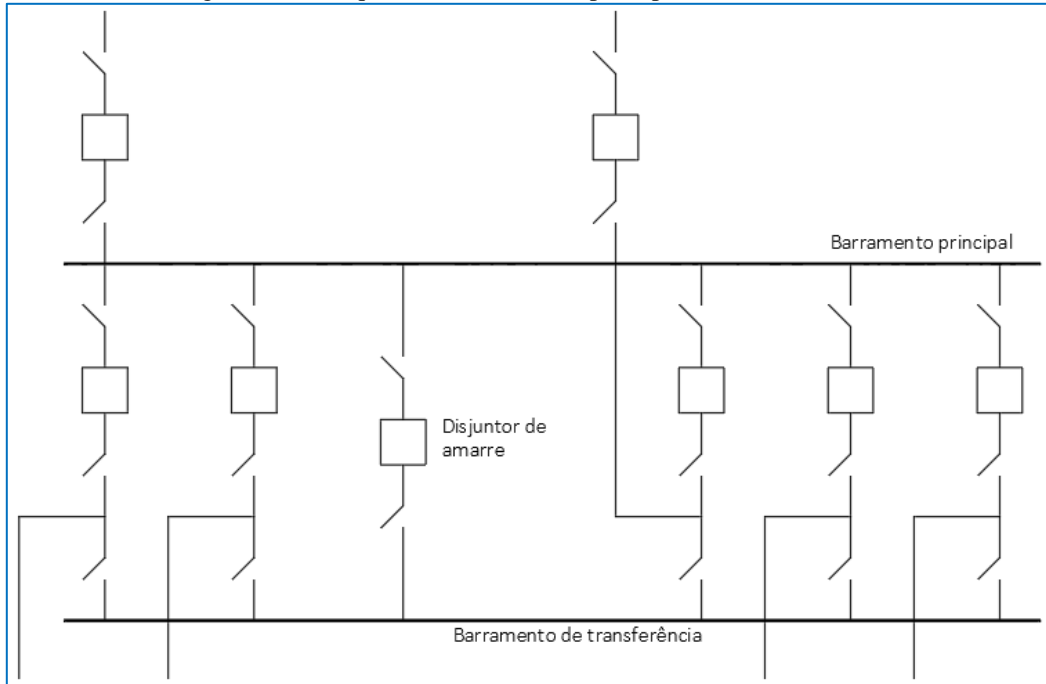
Cada subestação unitária alimenta as cargas via circuitos radiais de distribuição secundária. Caso haja possibilidade de paralelismo entre as fontes, a manutenção nos alimentadores primários e nos dispositivos de chaveamento primário pode ser executada sem interrupção no fornecimento de energia para as cargas. Sistema mais caro quando comparado com o radial simples.

As SE's receptoras destinadas às indústrias que aparecerem com maior frequência são na faixa de tensão de 13,8 a 138 kV, prevalecendo em sua grande maioria as SE's de pequeno porte de 13,8 kV. Os arranjos de barramentos mais utilizados são os da Figura 3.6 para subestações de 13,8 kV em cubículo abrigada, e os da Figura 3.3 para subestações de 69 e 138 kV do tipo AIS ao tempo, onde se obtém uma economia com a utilização de chaves seccionadoras no primário dos transformadores. Porém, deve ser considerado que, embora a recomposição seja rápida, a atuação do disjuntor geral desliga os dois transformadores.

### 3.5 BARRAMENTO PRINCIPAL E TRANSFERÊNCIA

O esquema de barramento principal e transferência acrescenta um barramento de transferência ao esquema de barramento simples. Possui também um disjuntor de interligação que liga os dois barramentos. A Figura 3.11 apresenta o diagrama unifilar simplificado desse esquema.

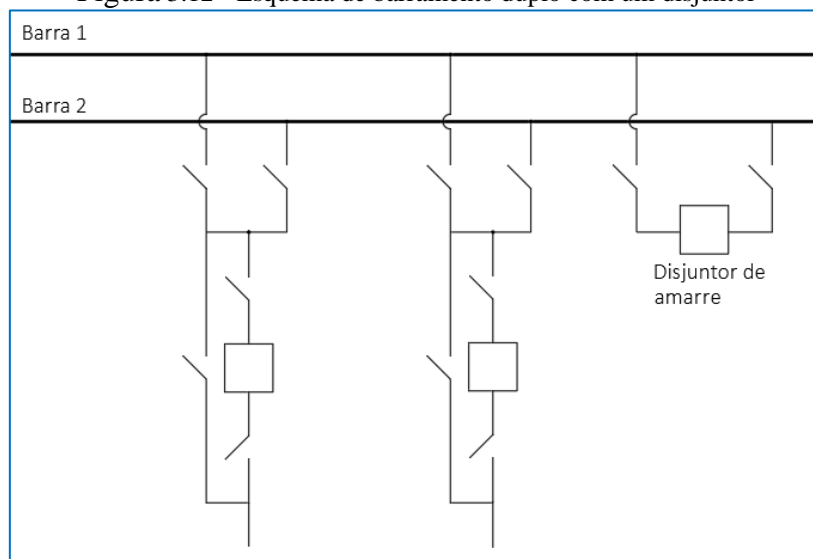
Figura 3.11 - Esquema de barramento principal e de transferência



### 3.6 BARRAMENTO DUPLO UM DISJUNTOR

O esquema de barramento duplo com um disjuntor utiliza dois barramentos principais, e cada vão de entrada de circuito na subestação inclui dois seccionadores de barramento. Um disjuntor de amarre interliga os dois barramentos principais e, quando fechado, permite a transferência de um circuito de um barramento para o outro, sem a necessidade de desenergizar o circuito, através da operação da chave seletora de barramento. Todos os circuitos podem operar ligados ao barramento 1 ou ao barramento 2, também pode-se operar com metade dos circuitos ligados ao barramento 1 e metade ao barramento 2. A Figura 3.12 apresenta o digrama unifilar simplificado desse esquema.

Figura 3.12 - Esquema de barramento duplo com um disjuntor



Neste item são apresentados alguns dos principais arranjos utilizados nas SE's receptoras.

## 4.1 ARRANJOS FÍSICOS DAS SUBESTAÇÕES DE 13,8 kV

Alguns dos principais tipos de arranjos físicos característicos das subestações de 13,8 kV são mostrados neste subitem. As 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam o diagrama unifilar e o arranjo físico de uma subestação abrigada em 13,8 kV.

Figura 4.1 - SE 13,8 kV AIS abrigada em cabine de alvenaria - Diagrama unifilar

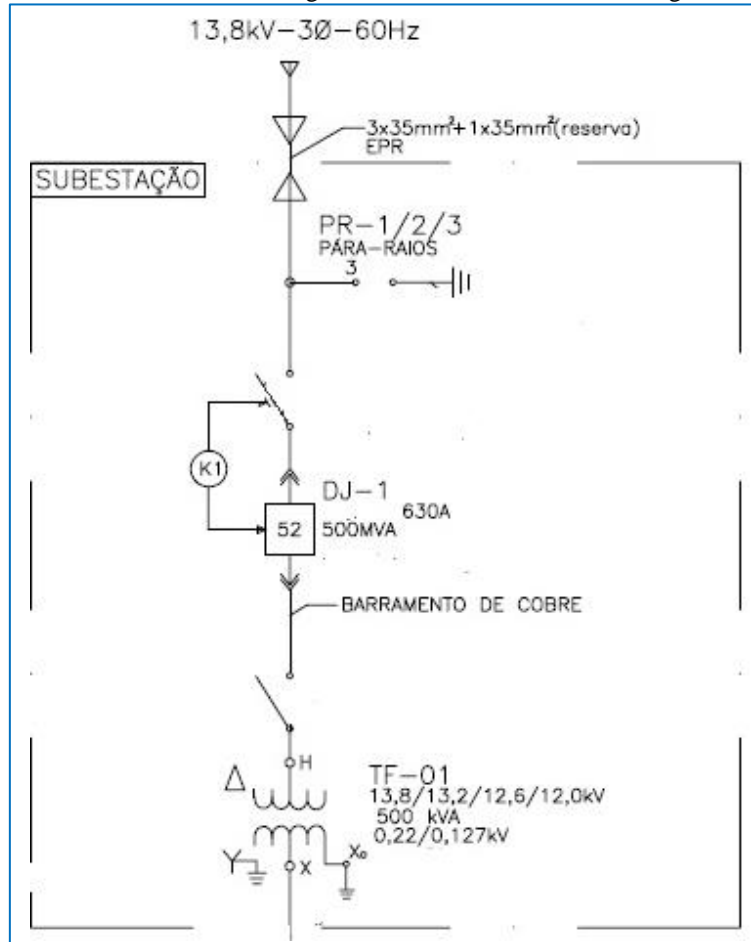




Figura 4.2 - SE 13,8 kV AIS abrigada em cabine de alvenaria - Planta Baixa

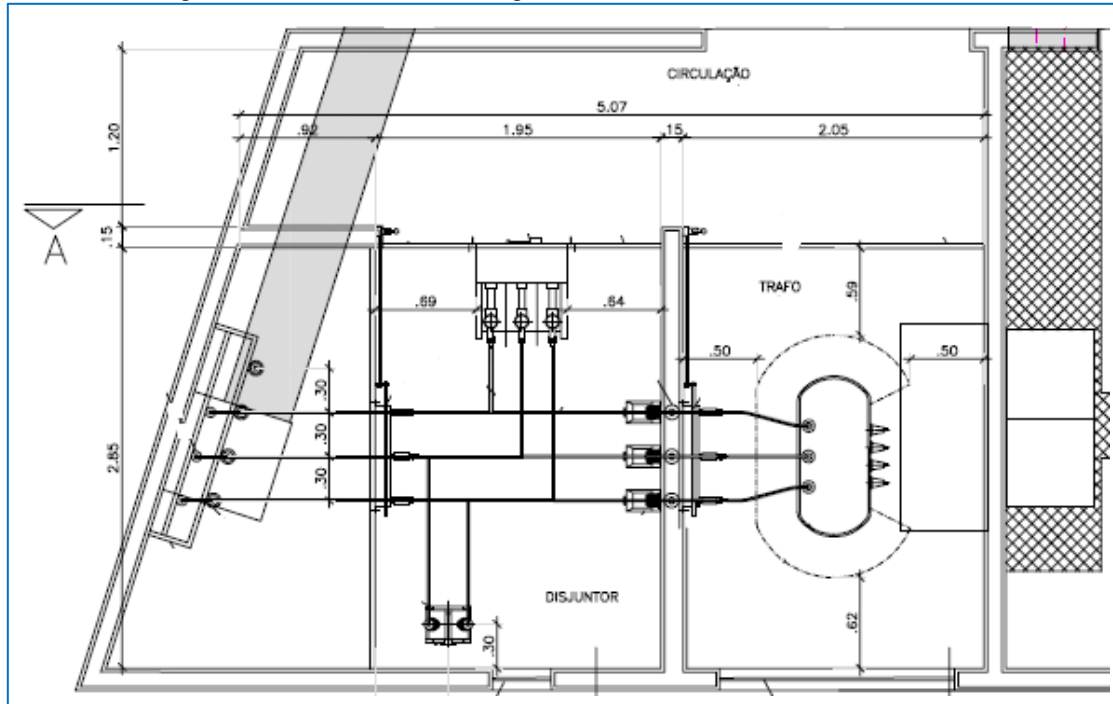
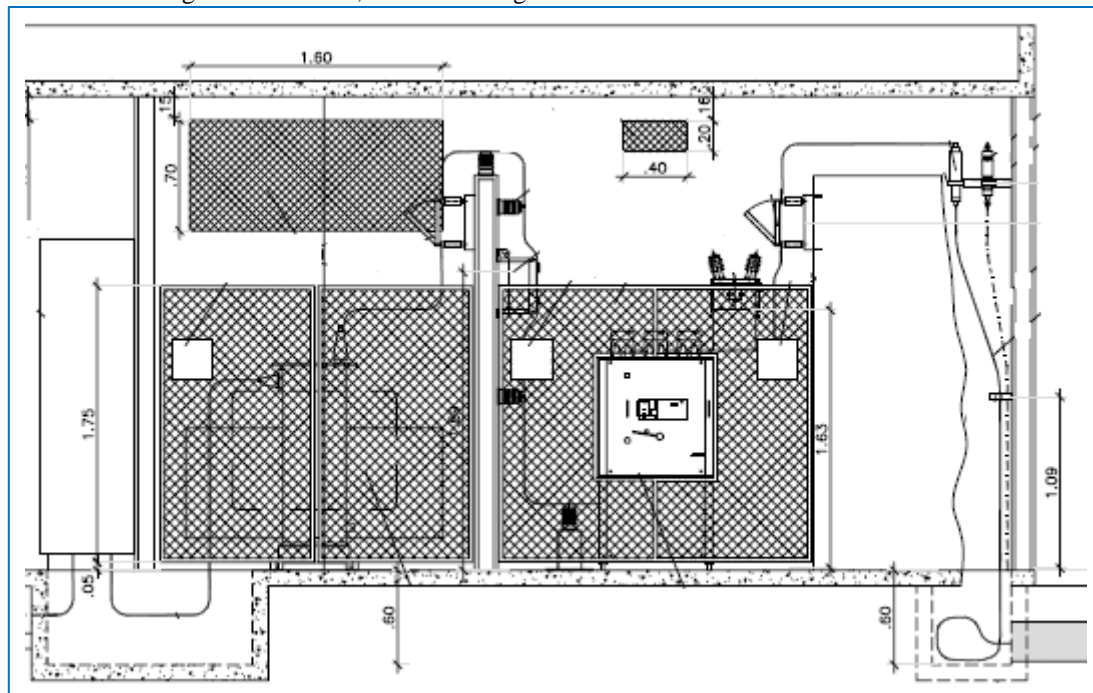


Figura 4.3 - SE 13,8 kV AIS abrigada em cabine de alvenaria - Corte A-A



A Figura 4.4 apresenta a planta baixa de uma SE semi-abrigada de 13,8 / 4,16 kV e a Figura 4.5 mostra um corte dessa SE.

Figura 4.4 - SE 13,8 / 4,16 kV semi-abrigada - Planta Baixa

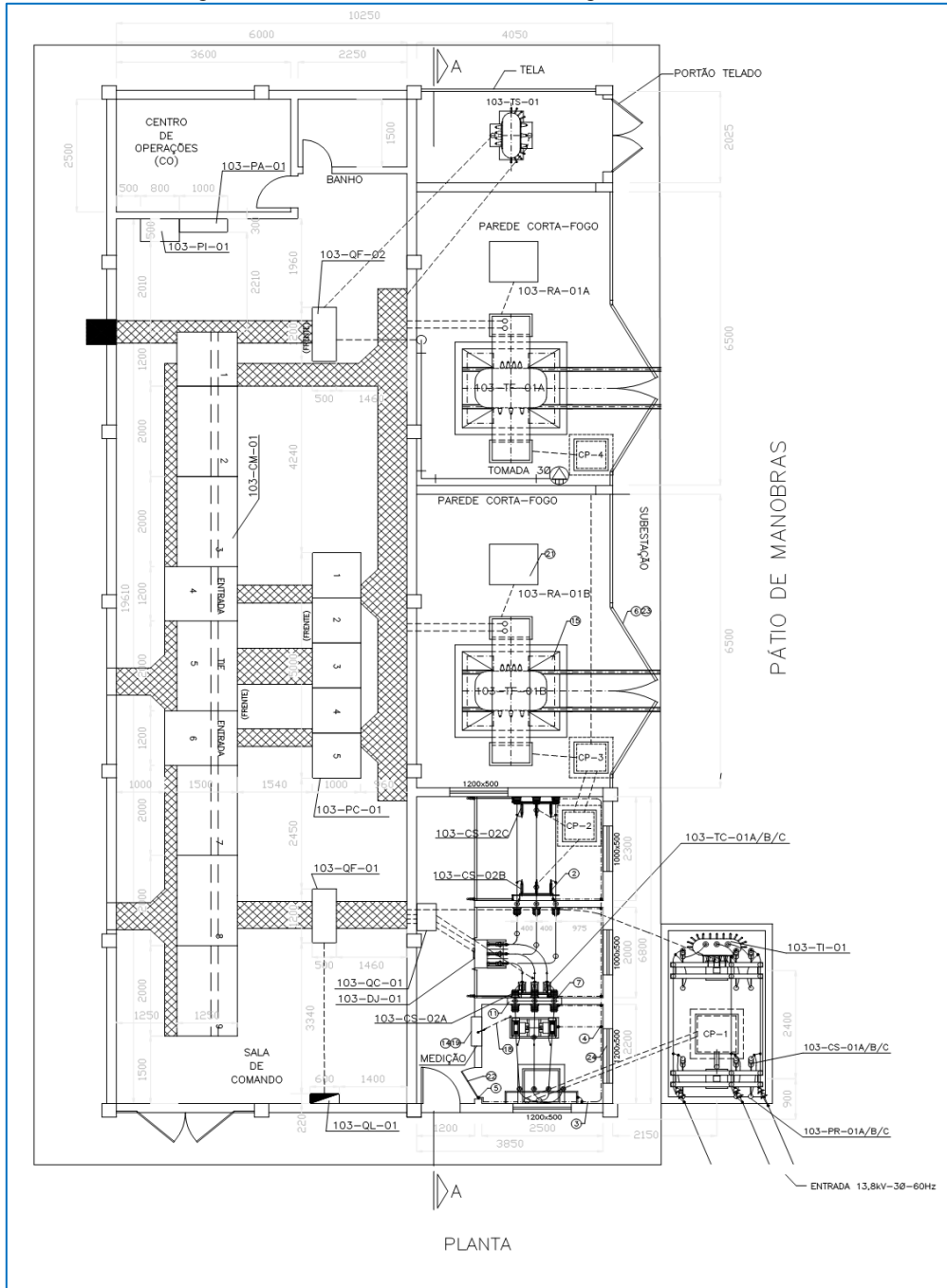
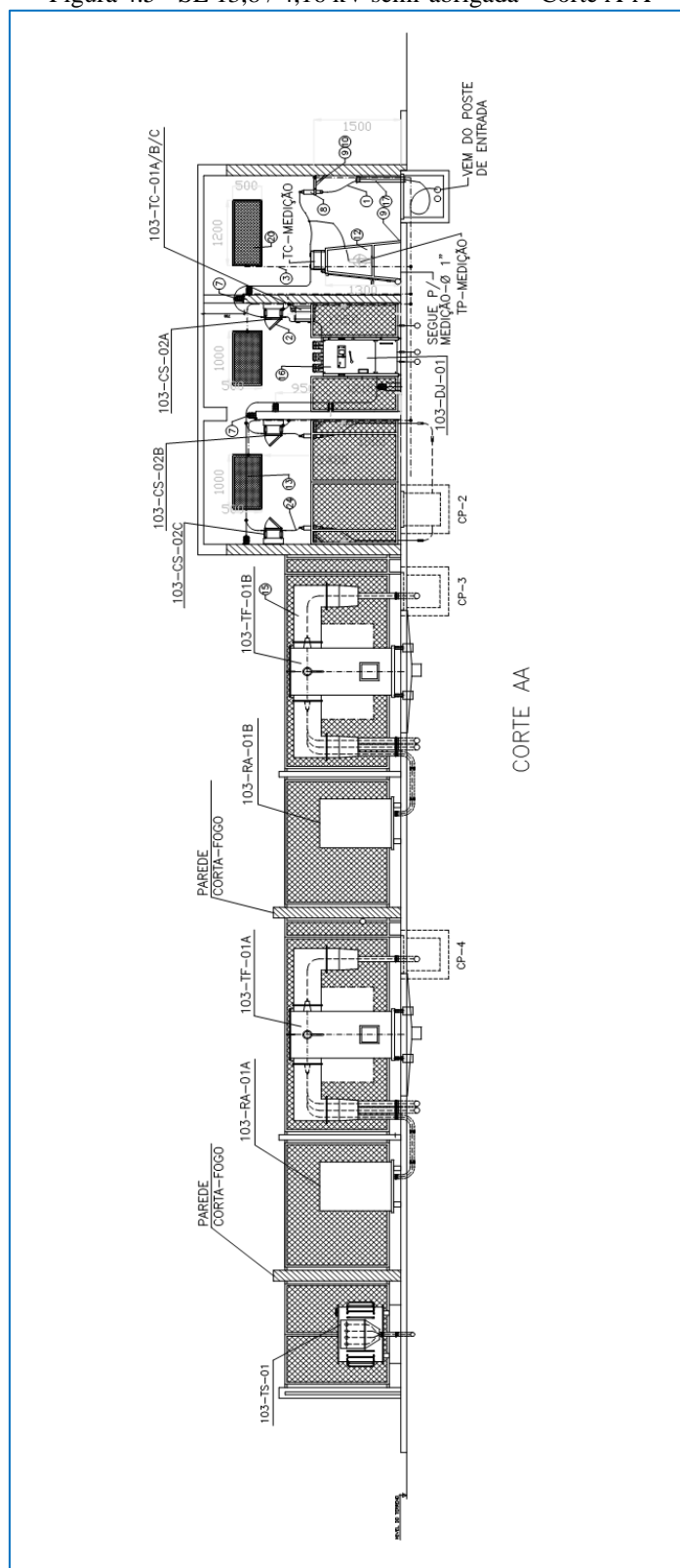
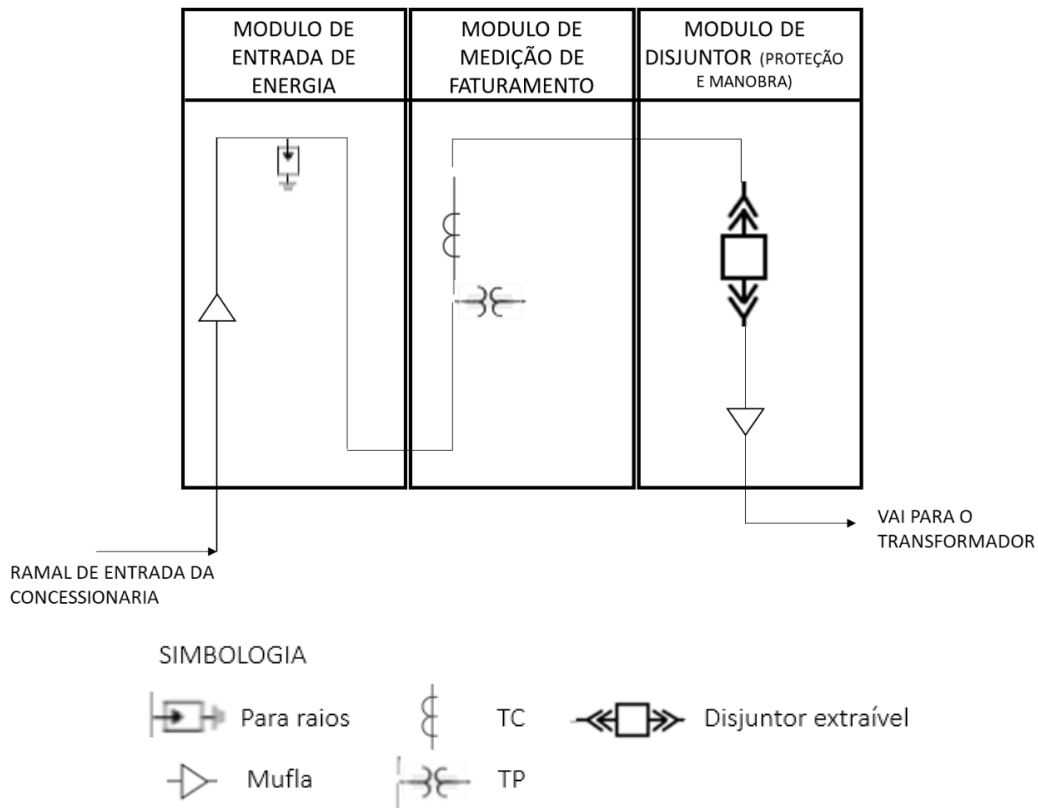


Figura 4.5 - SE 13,8 / 4,16 kV semi-abrigada - Corte A-A



A figura 4.6 apresenta um esquema de SE 13,8 kV em painel metálico, composto de três cubículos para instalação abrigada. Observe que o transformador não está instalado no painel.

Figura 4.6 - SE 13,8 kV em cubículos metálicos para instalação abrigada



Uma forma simples e econômica de instalar subestação de média tensão, adequada para área rural, é mostrada na Figura 4.7, onde são usados postes de concreto, cruzetas e isoladores de linha de distribuição para suporte do barramento composto de cabo nú. Os equipamentos de medição e proteção, os transformadores de corrente e potencial e o disjuntor estão instalados na cabine de alvenaria dentro da subestação.

Figura 4.7 - Vista Geral de SE de média tensão ao tempo AIS



## 4.2 ARRANJO FÍSICO DE UMA SUBESTAÇÃO DE 69 E 138 KV DO TIPO BARRA SIMPLES

As Figuras 4.8 e 4.9 apresentam a planta baixa e o corte longitudinal de uma subestação de 138 kV, AIS instalada ao tempo do tipo barra simples com um disjuntor de entrada, dois transformadores a óleo e chaves seccionadoras de abertura vertical no primário dos transformadores, chaves seccionadoras de isolamento de equipamentos, transformadores de corrente e potencial para medição de faturamento e proteção e para-raios, além de resistor de aterramento no neutro dos transformadores.

Figura 4.8 - SE de 138 kV ao tempo, AIS - Planta Baixa

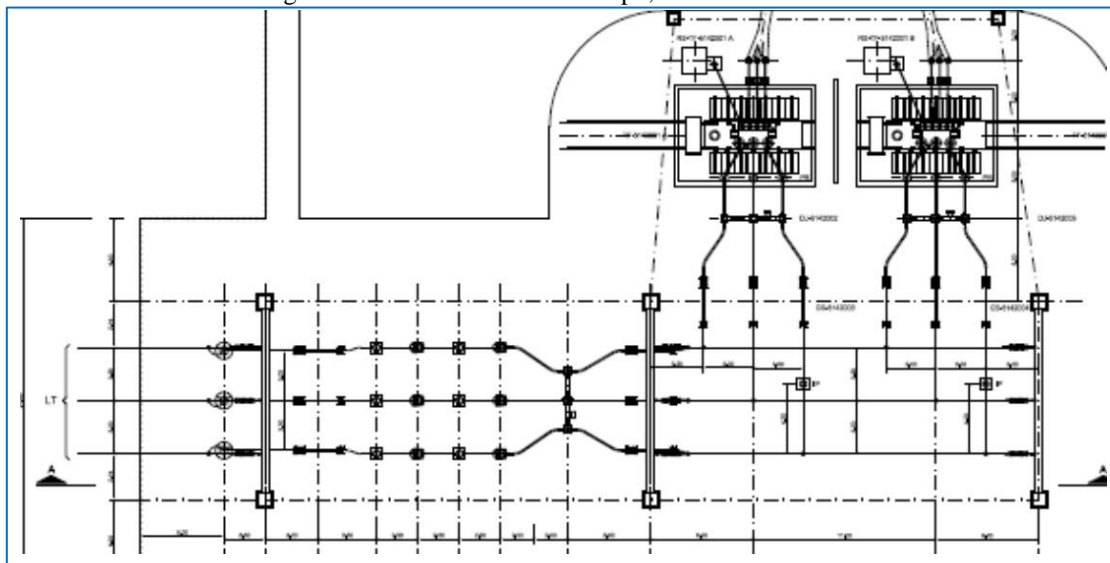
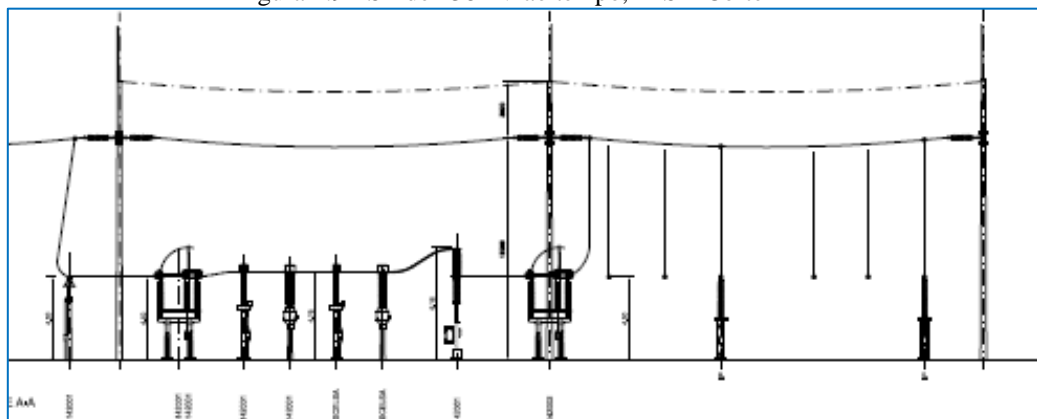


Figura 4.9 - SE de 138 kV ao tempo, AIS – Corte A-A



Com o objetivo de nortear a concepção do projeto de subestação de alta tensão, é apresentado na Figura 4.10 o diagrama unifilar de força com o sistema de proteção de uma subestação do 69-4,16 kV e as Figuras 4.11 e 4.12 mostram em detalhe o unifilar do ramal de entrada e o ramal de um dos transformadores de força. Essa subestação é do tipo barra simples, AIS instalação ao tempo e nas Figuras 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16 apresenta-se o projeto eletromecânico do pátio da subestação.

Figura 4.10 - SE de 69 – Diagrama Unifilar

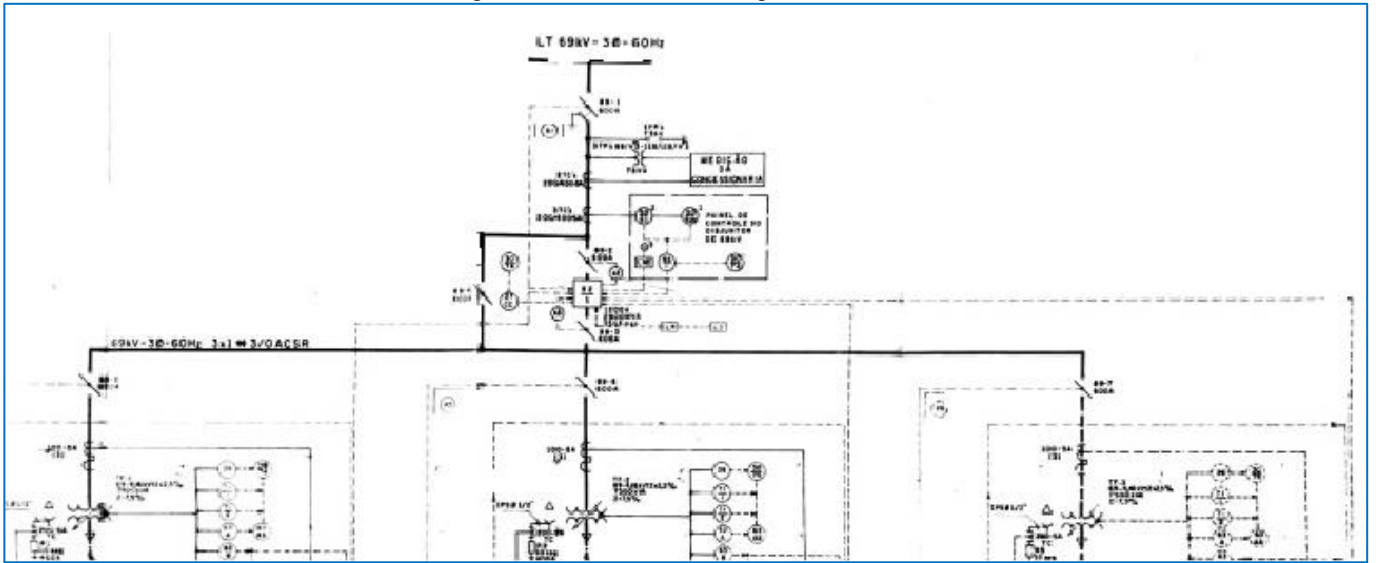


Figura 4.11 - Diagrama Unifilar ampliado do ramal de entrada da SE de 69 kV

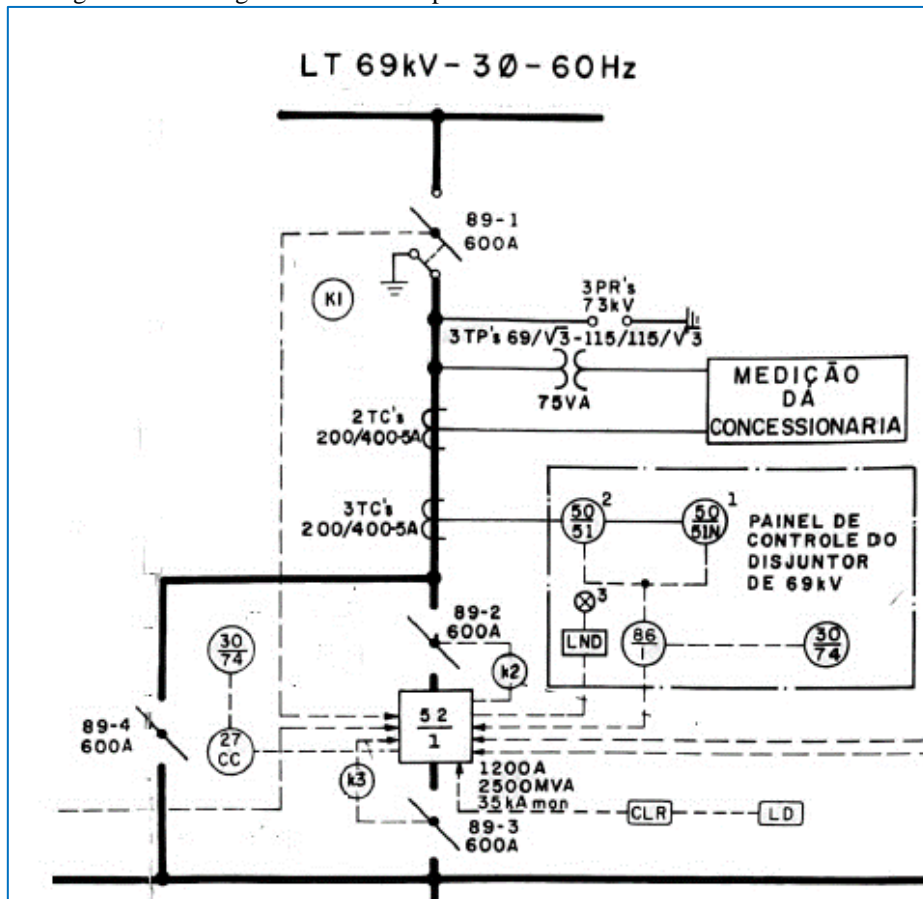




Figura 4.12 - Diagrama Unifilar ampliado do ramal do transformador da SE de 69 kV

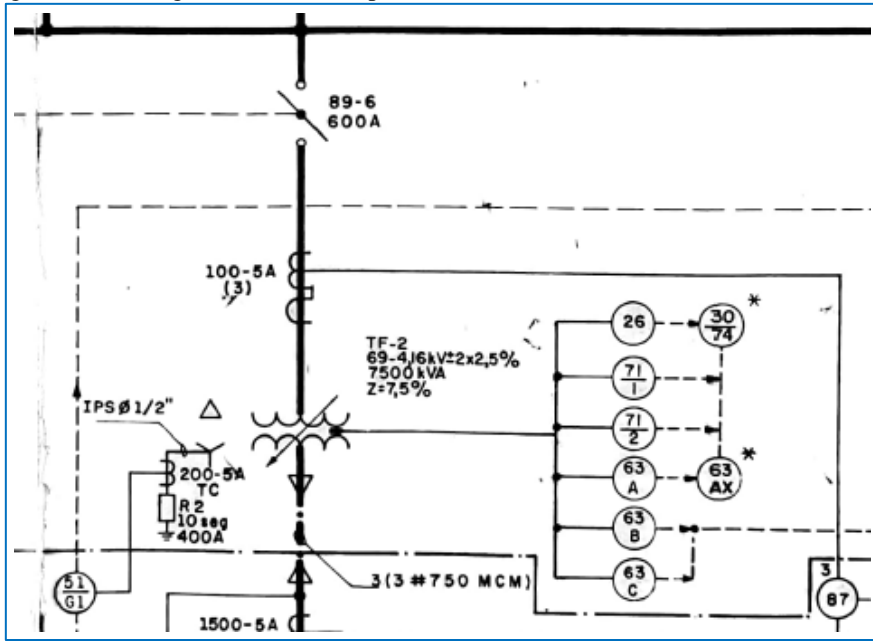


Figura 4.13 - Subestação de 69 kV – Planta baixa

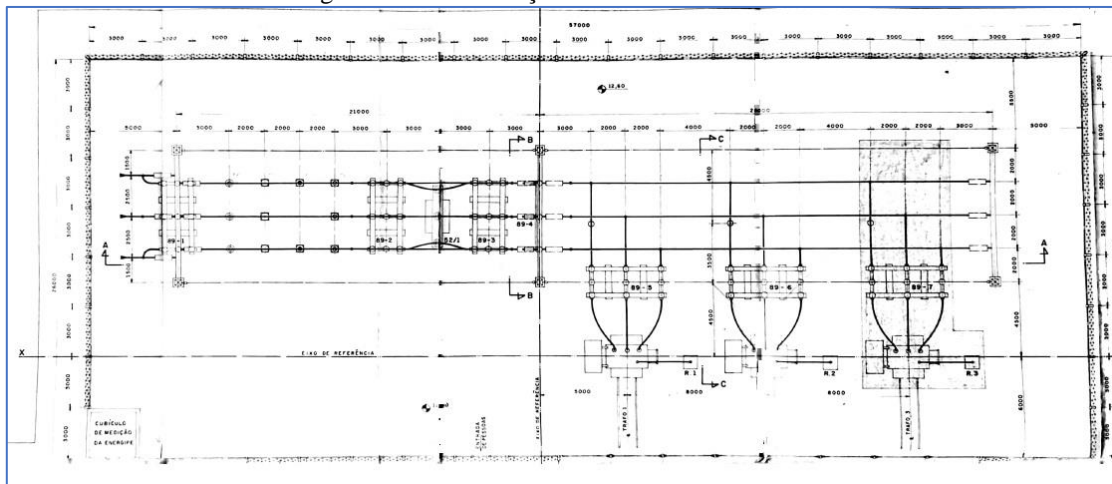


Figura 4.14 - Subestação de 69 kV – Corte A-A

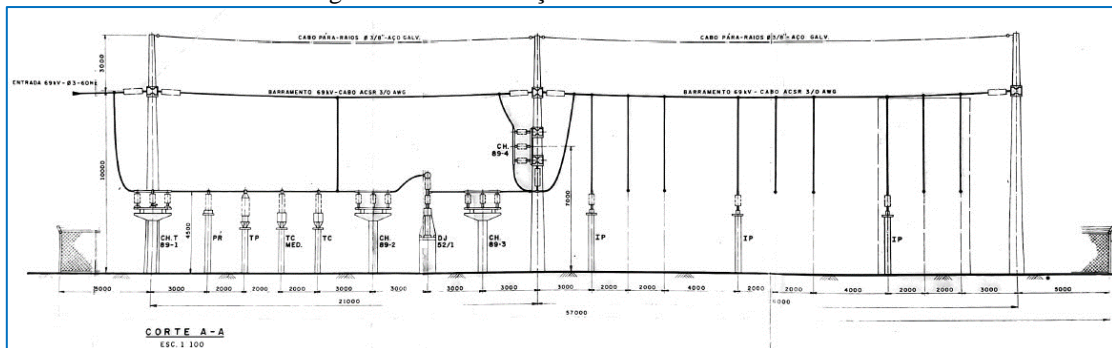


Figura 4.15 - SE de 69 kV – Corte B-B

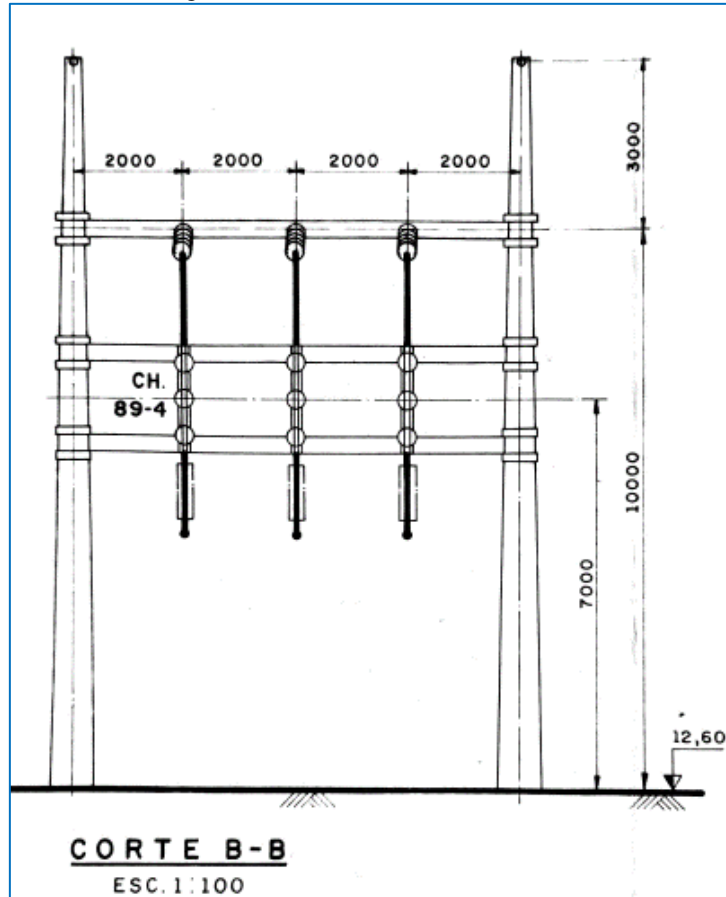
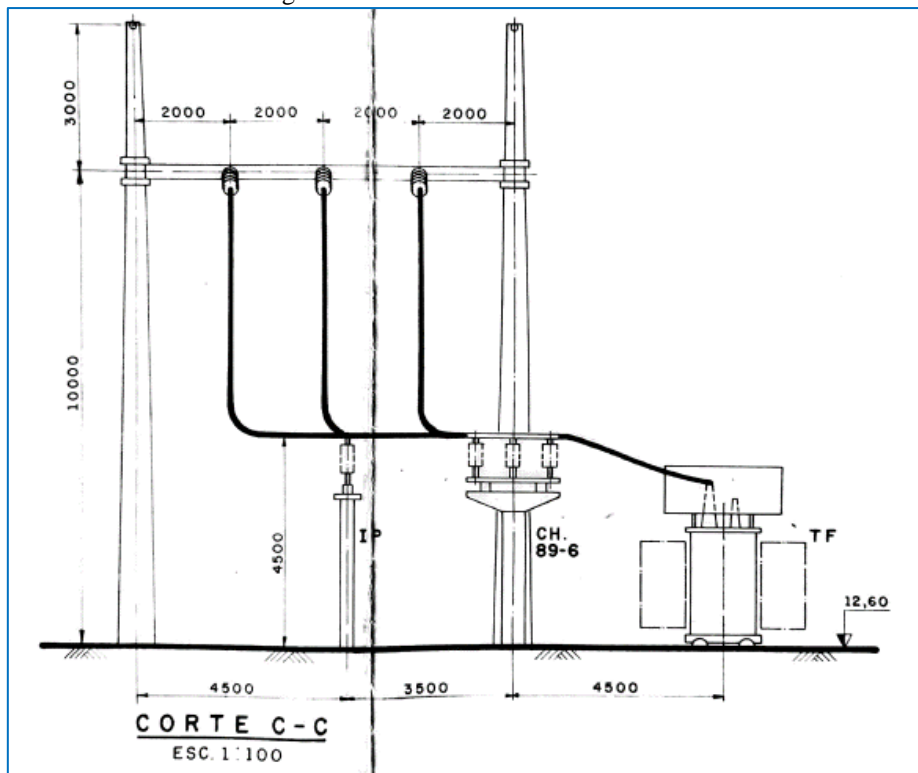


Figura 4.16 - SE de 69 kV – Corte C-C



A Figura 4.17, mostra a visão geral da subestação de 69 kV com as características do projeto eletromecânico apresentado.

Figura 4.17 - Visão geral da SE de 69 kV



Nas Figuras 4.18, 4.19 e 4.20 podem ser vistos detalhes de instalação de equipamentos de pátio de uma subestação de 69 kV.

Figura 4.18 - Vista com detalhe da instalação de disjuntor de 69 kV



Figura 4.19 - Vista com detalhe da instalação de transformadores para instrumentos em uma SE de 69 kV



Figura 4.20 - Vista com detalhe da instalação de chave seccionadora de 69 kV de dupla abertura lateral montada horizontalmente em uma SE de 69 kV



### 4.3 ARRANJO FÍSICO DE UMA SUBESTAÇÃO DE 230 KV DO TIPO BARRAMENTO DUPLO COM UM DISJUNTOR

Complementando a amostragem do espectro de modelos de arranjos físicos de subestações mais utilizados, em direção à faixa superior da alta tensão, apresenta-se nas Figuras 4.21 e 4.22 o diagrama unifilar simplificado e a planta baixa do pátio de uma subestação de 230 kV, AIS instalada ao tempo, respectivamente.

O esquema de barramento da subestação é do tipo barramento duplo com um disjuntor e quatro chaves, ou seja, utiliza dois barramentos principais, e todos os vão de entrada de circuito na subestação inclui duas chaves seletoras de barramento.

Figura 4.21 Subestação de 230 kV – Diagrama Unifilar simplificado com uma entrada linha e uma saída para a carga.

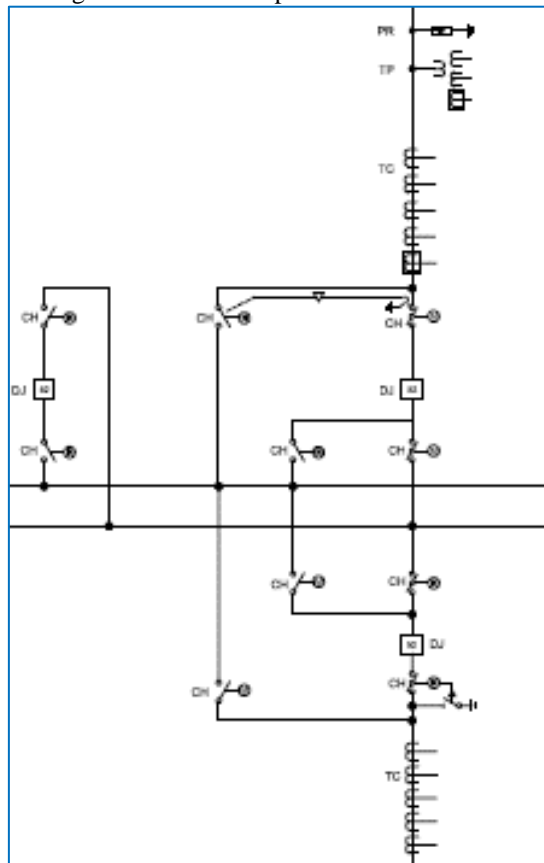
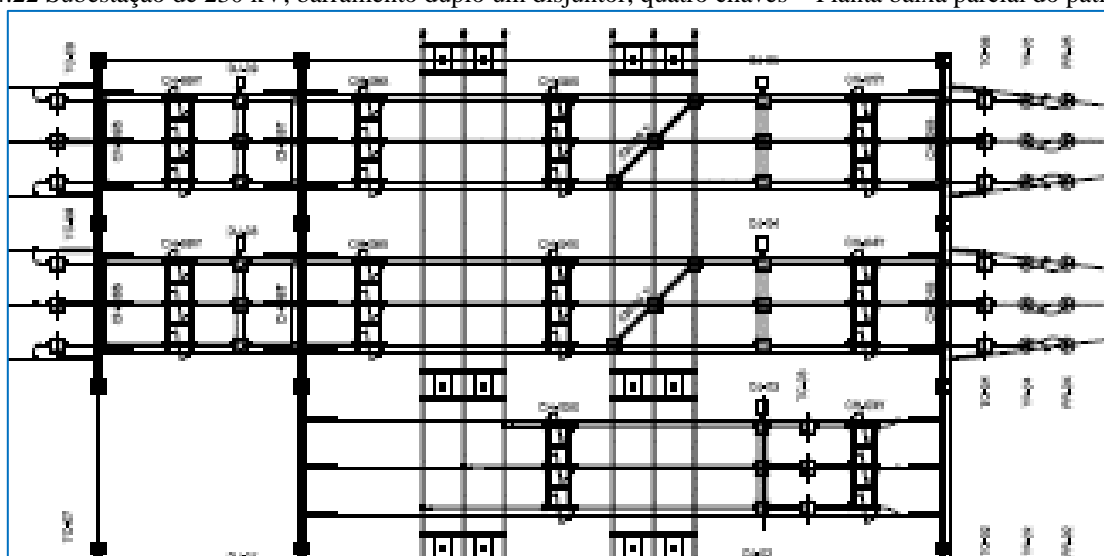


Figura 4.22 Subestação de 230 kV, barramento duplo um disjuntor, quatro chaves – Planta baixa parcial do pátio



## 4.4 DISTANCIAS MÍNIMAS NO AR, ENTRE FASE-TERRA E ENTRE FASES PARA O PROJETO DE SUBESTAÇÕES

### 4.4.1 Distância fase-terra

- **Em função da suportabilidade a impulso de manobra:**

$$U_{50\%} = k \cdot 500 \cdot d^{0,6} \quad (4.1)$$

Onde:

$U_{50\%}$  = tensão positiva de descarga para impulso de manobra com 50% de probabilidade, correspondendo a um gap sob condições secas (kV);

$K$  = fator de forma de gap, caracterizando a configuração dos eletrodos;

$d$  = distância no ar (m).

$$U_w = U_{50\%} (1 - 1,3 \sigma) \quad (4.2)$$

Onde:

$U_w$  = tensão suportável a impulso

$\sigma$  = desvio padrão (0,06 para testes de impulso de manobra, e 0,03 para testes de impulso atmosférico).

$$d = \left[ \frac{U_w}{(1-1,3\sigma)} \times \frac{1}{k \times 500} \right]^{1/0,6} \quad (m) \quad (4.3)$$

- **Suportabilidade a impulso atmosférico:**

Determina-se o coeficiente  $U_{50\%} / d$  em função de  $k$  (obtido da figura 4.23).

$$U_{50\%} = \frac{U_w}{(1-1,3\sigma)} \quad (4.4)$$

$\sigma = 0,03 \rightarrow$  imp. atm

Distância fase-terra: Divide-se  $U_{50\%}$  pelo coeficiente.

### 4.4.2 Distância fase-fase

É governada pelo impulso de manobra entre fases. Determina-se um fator  $P$  relacionando os impulsos de manobra fase-fase e fase-terra, através de estudos ou de medição no campo.

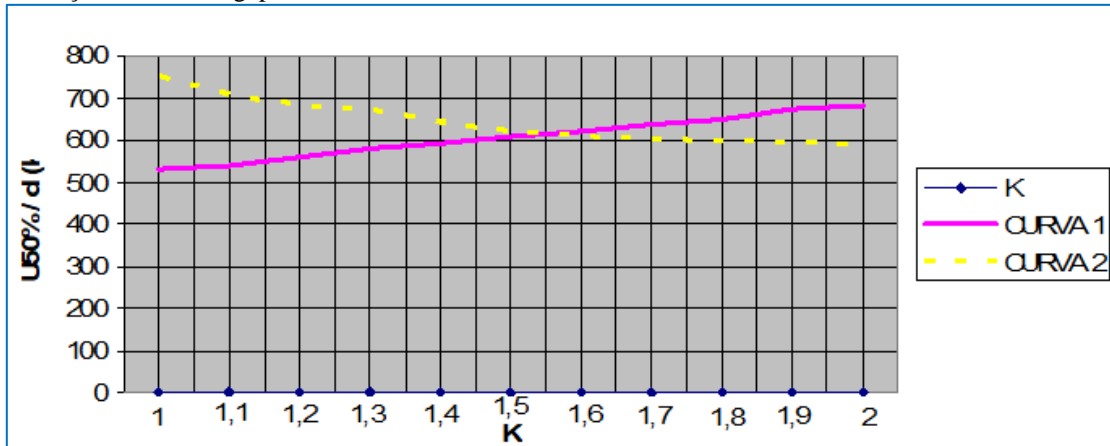


$$U_{50\%} = \frac{u_w}{(1-1,3\sigma)} \quad (4.5)$$

$\sigma = 0,06 \rightarrow$  imp. manobra

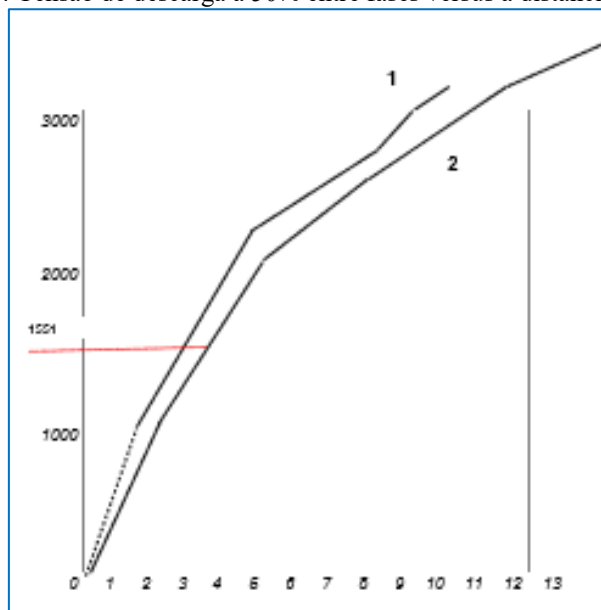
O valor da distancia d (entre fases) é obtido a partir da curva de tensão de descarga a 50%.

Figura 4.23 Coeficiente de segurança U50%/d de gaps no ar sem cadeias de isoladores para impulso atmosférico (1,2 x 50  $\mu$ s) em função do fator de gap K



Curva 1: polaridade positiva, a seco e sob chuva;  
Curva 2: polaridade negativa, a seco e sob chuva.

Figura 4.24 Tensão de descarga a 50% entre fases versus a distancia de gap “d”



1 configuração de eletrodo anel-anel  
2 configurações de eletrodo haste-haste

#### 4.5 TABELAS PARA PROJETOS DE SUBESTAÇÃO

Na indisponibilidade de dados e dos estudos pertinentes ao desenvolvimento do projeto eletromecânico da subestação, as tabelas apresentadas neste subitem, podem auxiliar na concepção

do arranjo físico do pátio da subestação, em uma fase inicial do projeto que, posteriormente, já na etapa de projeto executivo, deve ser confirmado.

Tabela 4.1 - Afastamentos mínimos para barramentos de subestações de 13,8 kV

Serviço Interno				Serviço Externo			
Fase-Fase (mm)		Fase-Neutro (mm)		Fase-Fase (mm)		Fase-Neutro (mm)	
Mín	Recomendado	Mín	Recomendado	Mín	Recomendado	Mín	Recomendado
150	200	115	150	170	300	130	200

Tabela 4.2 Espaçamentos mínimos para projeto de subestações

Tensões		Espaçamentos (m)					
NOM. (kV)	NI (kV <sub>c</sub> )	Partes vivas - terra		Partes vivas - partes vivas		ϕ a ϕ de fases com equipamento	Vertical entre ϕ de fases rígidas, perpend
		Rígido	Flexível	Rígido	Flexível	Mesmo circuito	
69	350	1,50	2,00	2,15	2,50	-	-
138	550	1,50	2,50	3,00	3,00	3,00	3,30
138	650	1,75	2,75	3,00	3,20	3,00	3,30
230	1050	2,65	3,80	4,00	4,50	4,50	4,35

Nota: Valores aplicáveis a subestações até 1000 m de altitude. Os valores devem ser avaliados quando houver seccionadores de abertura vertical ou disjuntor no circuito inferior imediatamente abaixo do circuito superior. Deve ser verificado a circulação de veículo de manutenção.

### 5.1 SELEÇÃO DA TENSÃO DA SUBESTAÇÃO

Uma forma de estimar o nível da tensão de suprimento para instalações com potência acima de 3.000 kW é através da seguinte fórmula (tensão de conexão com a rede externa aérea):

$$T = 18 \cdot \sqrt{P} \quad (5.1)$$

Onde:

**T** → tensão (kV);

**P** → potência instalada (MW)

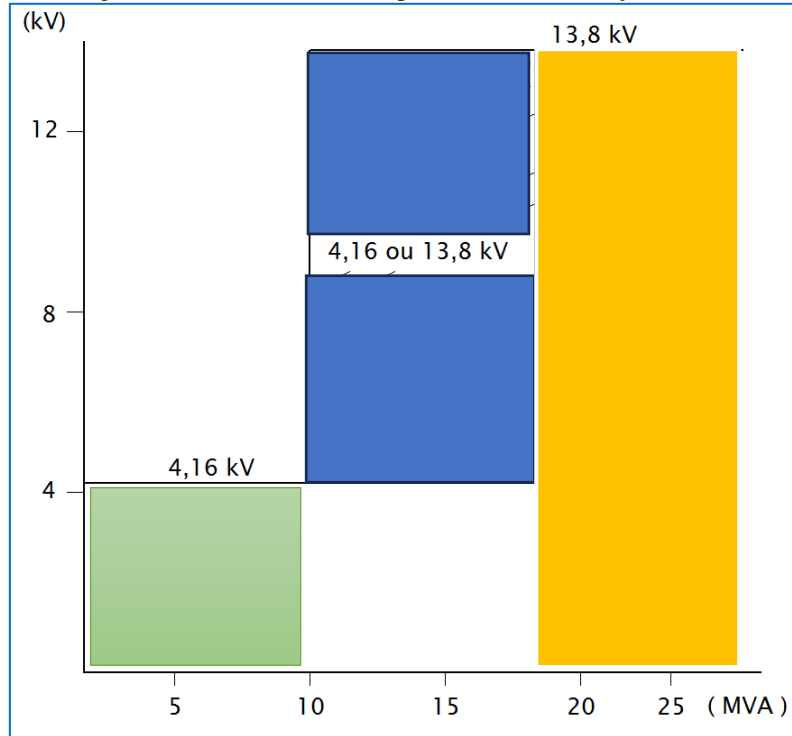
É interessante ressaltar que esta é uma forma aproximada e a escolha definitiva do nível de tensão deve sempre submetida a uma análise das cargas por parte da concessionária. Deve-se conhecer os níveis de tensão disponíveis no local de implantação do projeto e a partir daí verificar se as necessidades do projeto são atendidas.

### 5.2 SELEÇÃO DA TENSÃO DA REDE PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO INTERNA DE UMA INDÚSTRIA

Num sistema industrial, após a seleção da tensão de suprimento, pode-se definir a tensão da rede primária de distribuição e a tensão dos equipamentos. A Figura 5.1 apresenta o gráfico para a definição da tensão de distribuição primária de planta industrial em função da carga instalada.

No caso de motores, é muito importante a escolha correta da tensão nominal em função da potência de forma a obter um equipamento mais econômico. A Tabela 5.1 apresenta uma relação tensão x potência recomendada para a determinação da tensão nominal dos motores na prática.

Figura 5.1 Tensão do circuito primário de distribuição interno



Adaptado de (BEEMAN, 1955)

### 5.3 SELEÇÃO DA TENSÃO DA NOMINAL DOS MOTORES

Em sistemas industriais, a tensão dos motores é determinante na escolha da tensão secundária do sistema de distribuição de força. No caso de motores, é muito importante a escolha correta da tensão nominal em função, dentre outros fatores, da potência de forma a obter um equipamento mais econômico. A Tabela 5.1 apresenta uma relação tensão x potência de motores.

Tabela 5.1 - Seleção da tensão nominal dos motores

Potência (cv)	Tensão (V)
Até 300	380 ou 440
300 – 1500	2300
1000 – 5000	4000
> 4000	6600 ou 13200

As subestações de energia elétrica são compostas fundamentalmente por barramentos e equipamentos de transformação, manobra, proteção e compensação de reativos. Neste capítulo são apresentados os principais equipamentos da subestação.

Os estudos básicos necessários para a especificação das características dos equipamentos e análise de superação de equipamentos são abordados na referencia (D'AJUZ, A. et al 1985). Um tutorial sobre superação de equipamentos é apresentado em (MONTEIRO, 2016).

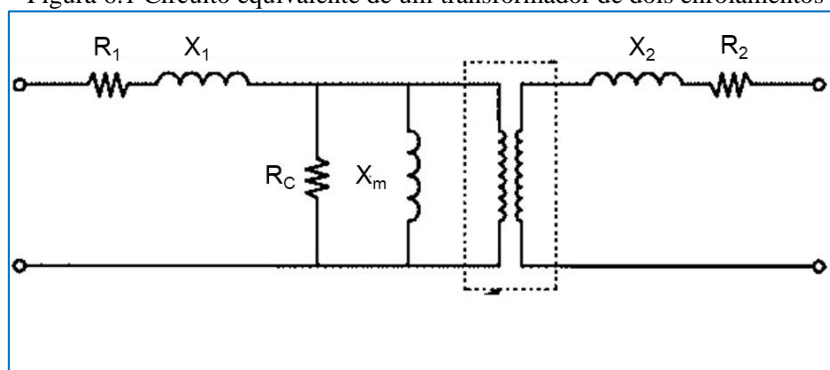
### 6.1 TRANSFORMADORES DE FORÇA

No acoplamento à saída dos sistemas de geração ou para a interconexão entre redes de transmissão, são utilizados transformadores ou autotransformadores de força, trifásicos ou monofásicos, com as mais diversas faixas de potência e tensão. Os transformadores de força são classificados segundo o seu meio isolante, podendo ser a óleo mineral, a líquidos isolantes sintéticos pouco inflamáveis (silicone) e secos.

O óleo mineral (derivado do petróleo) e os líquidos isolantes sintéticos usados em transformadores, possuem duas funções principais: isolar, evitando a formação de arco entre dois condutores que apresentem uma diferença de potencial, e resfriar, dissipando o calor originado da operação do equipamento.

Os transformadores secos utilizam o ar circulante como meio isolante e refrigerante, possuindo isolamento classe B, classe F ou classe H. O circuito equivalente do transformador é mostrado na Figura 6.1.

Figura 6.1 Circuito equivalente de um transformador de dois enrolamentos



Onde:

**R<sub>1</sub>**: resistência do enrolamento primário;

**R<sub>2</sub>**: resistência do enrolamento secundário;

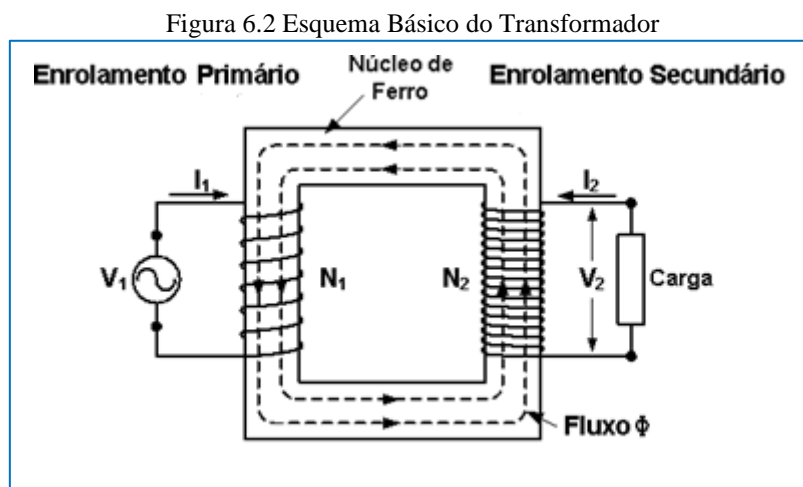
**X<sub>1</sub>**: reatância de dispersão do primário;

$X_2$ : reatância de dispersão do secundário;

$R_c$ : perdas no núcleo;

$X_m$ : reatância de magnetização.

O transformador opera segundo o princípio da indução mútua entre duas (ou mais) bobinas indutivamente acopladas. Ao aplica-se uma tensão alternada no enrolamento primário, cria-se um campo magnético no núcleo, cujo fluxo percorre o enrolamento secundário. A Figura 6.2 auxilia esse entendimento.



A razão das tensões nos dois enrolamentos é igual à razão do número de espiras. O princípio básico de funcionamento de um transformador ideal atende as expressões 6.1 a 6.3:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (6.1)$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (6.2)$$

$$P = V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad (6.3)$$

- Fator de carga do transformador (FC)

$$FC = \frac{\text{Carga do transformador}}{\text{Potencia nominal do transformador}} \quad (6.4)$$



$$Potencia\ nominal\ do\ transformador = \frac{Carga\ do\ transformador}{FC} \quad (6.5)$$

Para subestações do consumidor a potência nominal do transformador deve ser suficiente para atender toda a carga sem ventilação forçada. A definição da potência nominal dos transformadores deve considerar a faixa de maior rendimento. Assim, em regime normal de operação, considerando as cargas permanentemente conectadas e operando, é recomendável que o carregamento do transformador se situe numa faixa entre 75% a 90% da sua potência nominal.

- Correção da Capacidade de Carga do Transformador

- A capacidade de carregamento do transformador de acordo com a temperatura ambiente, em conformidade com o descrito no IEEE Std C57.91-1995, tem-se:
- A capacidade de carga diminui 1% para cada °C ambiente superior a 30°C;
- A capacidade de carga aumenta em 0,75% para cada °C ambiente inferior a 30°C;

- Características principais

A Tabela 6.1 apresenta os valores mínimos de impedância de curto circuito de transformadores de força de acordo com o estabelecido na IEC-60076-5.

Tabela 6.1 - Impedância de curto-circuito - Transformador de Força

Potência nominal kVA	Mínima impedância de curto-circuito %
Até 630	4,0
631 a 1.250	5,0
1.251 a 2.500	6,0
2.501 a 6.300	7,0
6.301 a 25.000	8,0
25.001 a 40.000	10,0
40.001 a 63.000	11,0
63.001 a 100.000	12,5
Acima de 100.000	> 12,5

Os transformadores de força devem ser projetados segundo os critérios estabelecidos na norma NBR 5356 da ABNT. A Tabela 6.2 apresenta algumas características principais, dos transformadores trifásicos, do tipo a óleo, frequência 60 Hz mais utilizados na média e alta tensão.

Tabela 6.2 - Características dos transformadores

Potência kVA	Tensão Nominal kV	Grupo de ligação	Refrigeração	Comutação (*)	Impedância %	Perdas em vazio kW	Perdas totais kW
500	13,8/0,22	Dyn1	ONAN	CSTC	4,5	1,0	9,3
500	13,8/0,38	Dyn1	ONAN	CSTC	4,5	1,1	9,8
750	13,8/0,22	Dyn1	ONAN	CSTC	5,0	1,4	15,0
750	13,8/0,38	Dyn1	ONAN	CSTC	5,0	1,3	15,7
1000	13,8/0,22	Dyn1	ONAN	CSTC	5,0	1,8	17,8
1000	13,8/0,38	Dyn1	ONAN	CSTC	5,0	2,0	17,5
1000	13,8/0,44	Dyn1	ONAN	CSTC	5,0	1,8	15,8
1500	13,8/0,38	Dyn1	ONAN	CSTC	6,0	2,2	28,5
2000	13,8/0,38	Dyn1	ONAN	CSTC	6,0	3,0	32,3
2500	13,8/0,38	Dyn1	ONAN	CSTC	6,0	3,3	36,5
3000	13,8/0,38	Dyn1	ONAN	CSTC	6,0	4,4	44,4
5000/6250	69/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	10,0	7,0	68,0
5000/6250	138/13,8	Dyn1	ONAF	CSTC	10,0	9,0	67,0
7500/9375	69/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	10,0	10,0	91,0
7500/9375	138/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	10,0	11,0	85,0
10000/12500	69/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	10,0	11,0	102,0
10000/12500	138/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	10,0	15,0	107,0
15000/18750	69/13,8	Dyn1	ONAF	CSTC	10,0	16,0	142,0
15000/18750	138/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	10,0	18,0	148,0
20000/25000	69/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	12,5	18,0	189,0
20000/25000	138/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	12,5	22,0	172,0
25000/31250	69/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	12,5	21,0	205,0
25000/31250	138/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	12,5	21,0	205,0
30000/37500	69/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	12,5	23,0	223,0
30000/37500	138/13,8	Dyn1	ONAF	CSC	12,5	26,0	221,0

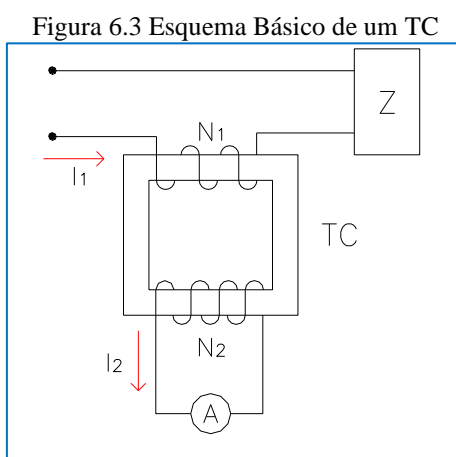
(\*) CSC: comutador sob carga; CSTC: comutador sem tensão e sem carga, adaptado de (WEG 2023a e b)

## 6.2 TRANSFORMADORES DE CORRENTE

O transformador de corrente (TC) é um transformador para instrumento (TI) cujo enrolamento primário é ligado em série a um circuito elétrico e cujo enrolamento secundário se destina a alimentar instrumentos elétricos de medição e proteção ou controle.

### 6.2.1 Princípios fundamentais

A Figura 6.3 mostra o esquema básico de um TC.



O TC apresenta  $N_1 < N_2$ , sendo:

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (6.6)$$

$$I_2 = \frac{N_1 I_1}{N_2} \quad (6.7)$$

Logo,

$$I_2 < I_1 \quad (6.8)$$

O enrolamento primário dos TC's é, normalmente, constituído de poucas espiras (2 ou 3 espiras, por exemplo) feitas de condutores de cobre de grande seção.

### 6.2.2 Principais tipos construtivos

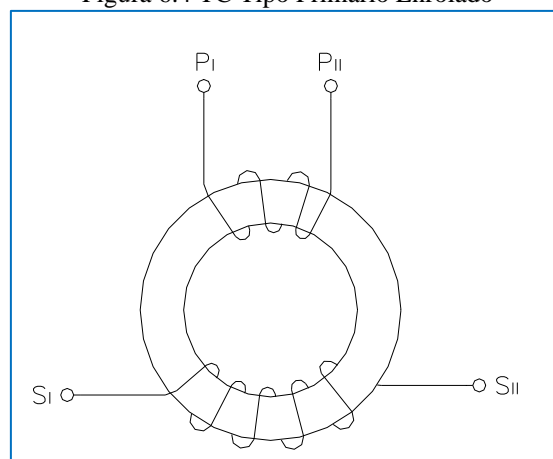
Os transformadores de corrente classificados de acordo com a sua construção mecânica são os seguintes:

- **Tipo Primário Enrolado**

TC cujo enrolamento primário constituído de uma ou mais espiras envolve mecanicamente o núcleo do transformador.

O TC tipo primário enrolado é mais utilizado para serviços de medição, mas pode ser usado para serviços de proteção onde pequenas relações são requeridas. A Figura 6.4 mostra este tipo de TC.

Figura 6.4 TC Tipo Primário Enrolado

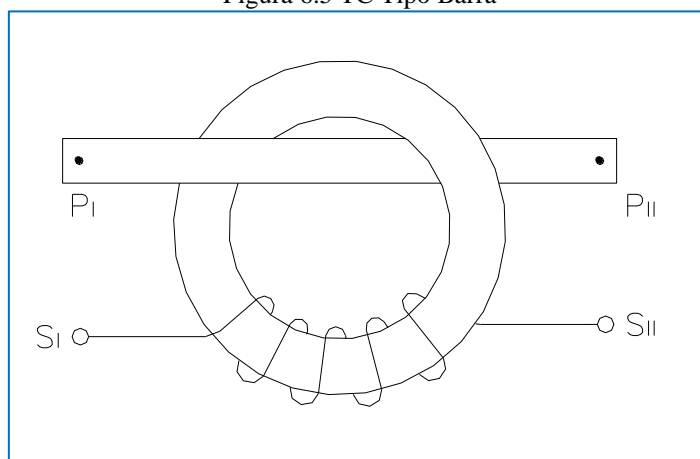


- **Tipo Barra**

TC cujo primário é constituído por uma barra, montada permanentemente através do núcleo do transformador.

Este TC é adequado para resistir aos esforços de grandes sobrecorrentes. A Figura 6.5 mostra o esquema básico de um TC tipo barra.

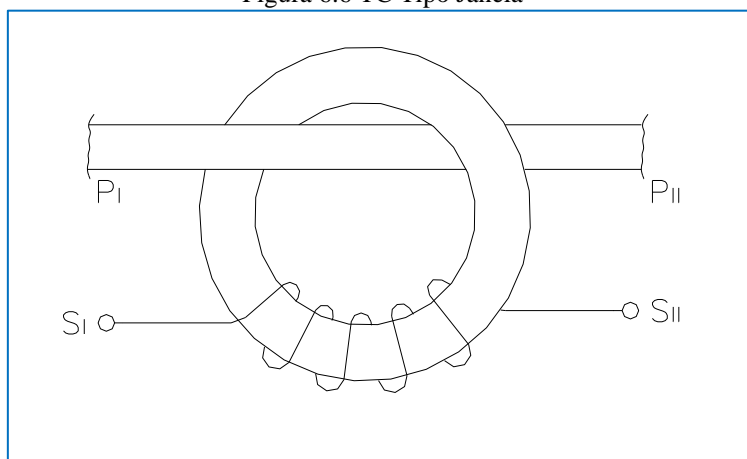
Figura 6.5 TC Tipo Barra



- **Tipo Janela**

É aquele que não possui primário próprio e é constituído de uma abertura através do núcleo, por onde passa o condutor do circuito primário. A Figura 6.6 mostra este tipo de TC.

Figura 6.6 TC Tipo Janela

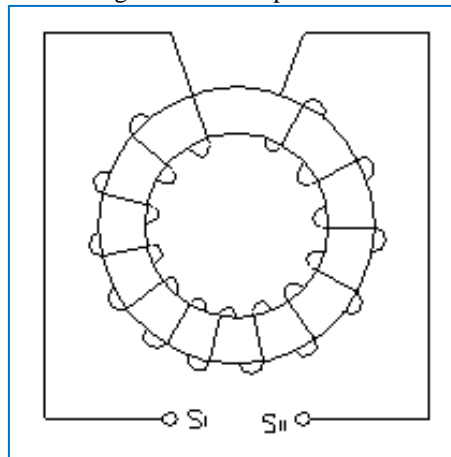


- **Tipo Bucha**

Tipo especial de TC tipo janela é construído e projetado para ser instalado sobre uma bucha de um equipamento elétrico, fazendo parte integrante do fornecimento deste.

Pelo seu tipo de construção e instalação, o circuito magnético dos TC's tipo bucha é maior que nos outros TC's, sendo mais precisos para correntes altas, pois possuem menor saturação. Em baixas correntes são menos precisos em virtude da maior corrente de excitação, razão pela qual não são usados para medição. A Figura 6.7 mostra este tipo de TC.

Figura 6.7 TC Tipo Bucha



#### • Tipo Núcleo Dividido

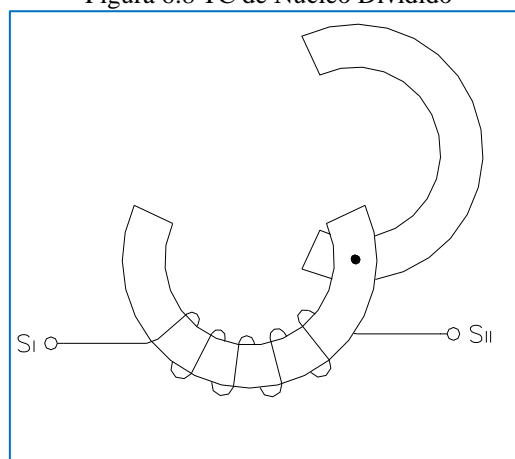
Este tipo possui o enrolamento secundário completamente isolado e permanentemente montado no núcleo, mas não possui enrolamento primário.

Parte do núcleo é separável ou articulada para permitir o enlaçamento do condutor primário.

Destina-se ao uso em circuito constituído de condutor completamente isolado ou um condutor nu.

Um tipo muito difundido de TC com núcleo dividido é o amperímetro alicate. A Figura 6.8 mostra o esquema básico de um TC de núcleo dividido.

Figura 6.8 TC de Núcleo Dividido



### 6.2.3 Principais características elétricas dos TC's

As principais características dos TC's são:

- **Corrente Secundária Nominal:** A corrente secundária nominal deve ser escolhida de acordo com a prática do local onde o transformador for usado. Os valores considerados padrões são 1A e 5 A
- **Corrente Primária Nominal:** Caracteriza o valor nominal suportado em regime normal de operação pelo TC. Sua especificação deve considerar a corrente máxima do circuito em que o TC está inserido e os valores de curto-circuito. Os valores normalizados de corrente primária nominal são preferencialmente: 10 A – 15 A – 20 A – 25 A – 30 A – 40 A – 50 A – 60 A – 75A e seus múltiplos e submúltiplos decimais.
- **Classe de Exatidão:** Valor máximo do erro do TC, expresso em percentagem, que poderá ser causado pelo TC aos instrumentos a ele conectados. A tabela da mostra as classes padronizadas.

Tabela 6.3 - Classes de Exatidão

Norma	TC para Medição	TC para Proteção
ABNT	0,3 ; 0,6 ; 1,2 ; 3,0	5 ; 10
ANSI	0,3 ; 0,6 ; 1,2	10

A Classe de exatidão do TC para medição com finalidade de faturamento a consumidor é 0,3. Recomendações para classe de exatidão estão na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 - TC Alimentando Instrumentos

TC Alimentando Instrumentos	Classe de Exatidão Recomendada
Medidores	0,3
Indicadores	0,6

- **Carga Nominal:** Carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do TC. As Tabelas 6.5 e 6.6 mostram as cargas nominais padronizadas dos TC's segundo a NBR 6856.

Tabela 6.5 - Carga Nominal (para corrente secundária nominal de 5 A)

Potência Aparente (VA)	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )	Fator de Potência	Impedância ( $\Omega$ )
2,5	0,09	0,044	0,90	0,1
5,0	0,18	0,087	0,90	0,2
12,5	0,45	0,218	0,90	0,5
25,0	0,50	0,866	0,50	1,0
50,0	1,00	1,732	0,50	2,0
100	2,00	3,464	0,50	4,0



Tabela 6.6 - Carga Nominal (para corrente secundária nominal de 1 A)

Potência Aparente (VA)	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )	Fator de Potência	Impedância ( $\Omega$ )
2,5	2,5	0,0	1	2,5
5,0	5,0	0,0	1	5,0
8,0	7,2	3,487	0,9	8,0
10	9,0	4,359	0,9	10
20	18	8,720	0,9	20

- **Fator Térmico:** Fator pelo qual deve-se multiplicar a corrente primária nominal para se obter a corrente primária máxima que o TC é capaz de conduzir em regime permanente, sob frequência nominal, sem exceder os limites de elevação de temperatura especificados e sem sair de sua classe de exatidão. Para os fatores térmicos nominais  $\geq 1,0$  e  $\leq 2,0$ , são normalizados os seguintes valores: 1,0 ; 1,2 ; 1,3 ; 1,5 ; 2,0
- **Nível de Isolamento:** Define a especificação do TC quanto às condições que deve satisfazer a sua isolamento em termos de tensão suportável.
- **Corrente Térmica Nominal:** Maior corrente primária que um TC é capaz de suportar durante 1 segundo, com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem exceder, em qualquer enrolamento, a temperatura máxima especificada para sua classe de isolamento.

$$I_{\text{tem}} \geq I_{\text{NI}} \text{ do disjuntor} \quad (6.9)$$

- **Corrente Dinâmica Nominal:** Valor de crista da corrente primária que um TC é capaz de suportar durante o primeiro meio ciclo com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem danos devido às forças eletromagnéticas resultantes. É igual a 2,6 vezes o valor da corrente térmica nominal.
- **Polaridade:** Normalmente é utilizada a polaridade subtrativa.

#### 6.2.4 Designação normativa dos TC's

##### • TC para Serviço de Medição

A designação dos TC's, de acordo com a NBR 6856, é feita indicando a carga nominal e a classe de exatidão.

**Exemplo:** 12,5 VA 0,3.

Significa TC com carga-padrão secundária de 12,5 VA, atendendo a uma classe de exatidão de 0,3 %.

A designação de acordo com a ANSI é feita indicando a classe de exatidão seguida da letra “B” e da impedância da carga nominal com a qual se verifica esta exatidão.

**Exemplos:**

$$0,6B - 2,0$$

$$0,3B - 0,1$$

**• TC para Serviço de Proteção**

Um exemplo de designação de TC para proteção, de acordo com a NBR 6856, é mostrado a seguir:

**Exemplo:** 12,5 VA 10PR20

Significa TC de baixa remanência com uma carga secundária de 12,5 VA atendendo a uma classe de exatidão de 10 %, com erro medido a uma corrente primária de 20 vezes a corrente nominal

A Tabela 6.7 mostra a designação de TC para serviço de proteção de acordo com a ANSI.

Tabela 6.7 - TC para serviço de proteção segundo a ANSI

Características Nominais				Designação
Impedância Secundária Interna	Classe de Exatidão (%)	Potência Aparente (VA)	Tensão Secundária (V)	ANSI
Alta	10	2,5	10	T 10
	10	5,0	20	T 20
	10	12,5	50	T 50
	10	25,0	100	T 100
	10	50,0	200	T 200
	10	100,0	400	T 400
	10	200,0	800	T 800
Baixa	10	2,5	10	C 10
	10	5,0	20	C 20
	10	12,5	50	C 50
	10	25,0	100	C 100
	10	50,0	200	C 200
	10	100,0	400	C 400
	10	200,0	800	C 800

**Exemplo de cálculo da tensão secundária nominal de TC para proteção:**

TC para proteção, classe de exatidão 10, carga 100 VA e corrente secundária nominal de 5 A.

$$Carga = 100 VA \rightarrow Z = \frac{100}{5^2} = 4\Omega \quad (6.10)$$

$$V = 4\Omega \times 20 \times 5A = 400 \quad (6.11)$$

## 6.2.5 Determinação da corrente primária nominal ( $I_{N1}$ ) do TC

A relação ideal do TC deve atender a seguinte condição:

$$4A > \frac{I_{\text{circula no primário do TC}}}{k} > 3A \quad (6.12)$$

Onde  $k$  é a relação de transformação nominal do TC resultando:

$$1,66 \times I_{\text{circula no primário do TC}} > I_{N1} > 1,25 \times I_{\text{circula no primário do TC}} \quad (6.13)$$

Além disso:

- Função da Capacidade Dinâmica

$$I_{N1} \geq \frac{I_M}{b_1} \quad (6.14)$$

- Função da Capacidade Térmica

$$I_{N1} \geq \frac{I_{IN}}{b_2} \quad (6.15)$$

Sendo:

$I_{N1}$  – Corrente nominal primária do TC;

$I_M$  – Corrente momentânea do disjuntor do sistema ou ramal elétrico;

$b_1$  – Coeficiente do limite de corrente de curta duração para efeito mecânico;

$I_{IN}$  – Corrente de interrupção nominal do disjuntor do sistema ou ramal elétrico;

$b_2$  – Coeficiente do limite de corrente de curta duração para efeito térmico.

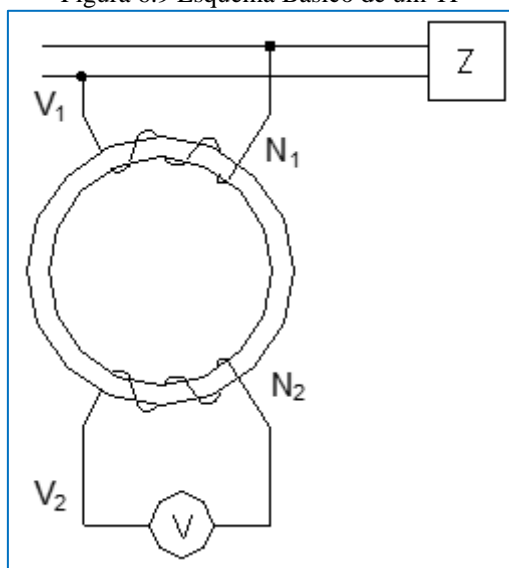
## 6.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

O transformador de potencial (TP) é um transformador para instrumento cujo enrolamento primário é ligado em derivação a um circuito elétrico e cujo enrolamento secundário se destina a alimentar instrumentos elétricos de medição e proteção ou controle.

### 6.3.1 Princípios fundamentais

A Figura 6.9 apresenta o esquema básico de ligação de um TP.

Figura 6.9 Esquema Básico de um TP



O TP é construído com  $N_1 > N_2$ .

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (6.16)$$

### 6.3.2 Principais características dos TP's

As principais características dos TP's são:

- **Tensão Primária Nominal:** Estabelecida de acordo com a tensão do circuito no qual o TP será instalado.
- **Tensão Secundária Nominal:** É padronizada em 115 V ou  $115/\sqrt{3}$  V.
- **Classe de Exatidão:** Valor máximo do erro (expresso em percentagem) que poderá ser causado pelo transformador aos instrumentos a ele conectados (ver Tabela 6.8).

Tabela 6.8 - Classe de Exatidão do TP

TP Alimentando Instrumentos	Classe de Exatidão Recomendada
Medidores	0,3
Indicadores	0,6

- **Carga Nominal:** Carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do TP. A Tabela 6.9 apresenta a designação segundo a ANSI.

Tabela 6.9 - Carga nominal

Carga VA	Designação
12,5	W
25	X
75	Y
200	Z
400	ZZ

**Exemplo:** Um relé de consumo 20 VA/fase a 110 V é aplicado a um TP com tensão secundária de 120 V. O valor corrigido será:

$$VA = V \cdot I = V \cdot \frac{V}{Z} = \frac{V^2}{Z} = \frac{V^2}{R} \quad (6.17)$$

Aplicando a formula:

$$20 = \frac{(110)^2}{R} \therefore R = \frac{(110)^2}{20}$$

$$VA_{\text{novo}} = \frac{(120)^2}{\frac{(110)^2}{20}} = 20 \cdot \frac{(120)^2}{(110)^2} = 23,8 \text{ VA}$$

- **Potência Térmica:** Maior potência aparente que um TP pode fornecer em regime permanente sob tensão e frequências nominais, sem exceder os limites de temperatura permitidos pela sua classe de isolamento.
- **Nível de Isolamento:** Define a especificação do TP quanto à sua isolamento em termos de tensão suportável.

### 6.3.3 Designação normativa dos TP's

A designação correta dos TP's é feita indicando-se a classe de exatidão separada por um hífen do valor da maior carga nominal com a qual esta se verifica.

**Exemplos:**

0,6 – ZZ

1,2 – X

### 6.3.4 Grupos de ligação

De acordo com a ABNT, os TP's classificam-se em três grupos:

- **Grupo 1:** TP projetado para ligação entre fases;
- **Grupo 2:** TP projetado para ligação entre fase e neutro de sistemas diretamente aterrados;
- **Grupo 3:** TP projetado para ligação entre fase e neutro de sistema onde não se garanta a eficácia do aterramento.

Define-se um sistema trifásico com neutro efetivamente aterrado como sendo um sistema caracterizado por um fator de aterramento que não exceda 80%. Esta condição é obtida quando:

$$\frac{X_0}{X_1} < 3 \quad \text{e} \quad \frac{R_o}{X_1} < 1 \quad (6.18)$$

## 6.4 CHAVES SECCIONADORAS

As chaves seccionadoras são equipamentos destinados a isolar equipamentos ou zonas de barramentos, ou ainda, trechos de LT's.

Uma seccionadora a ser instalada num sistema de transmissão deve ser especificada e projetada de forma que assegure sua plena funcionalidade, quer em situações normais, quer em situações anormais esperadas. Dessa forma, a seccionadora deve:

- conduzir sua corrente nominal sem que a temperatura de suas partes ultrapasse limites pré-fixados;
- suportar as correntes máximas de curto-circuito;
- suportar todas as tensões transitórias esperadas na operação do sistema;
- não produzir tensão de rádio-interferência excessiva e não apresentar Corona visual quando submetida à máxima tensão de operação do sistema;
- oferecer operação confiável mesmo quando submetida à condições adversas por longos períodos;
- ter vida útil compatível com os demais equipamentos.

Um meio usual de se verificar se a seccionadora foi projetada conforme o especificado, é a realização de ensaios (tipo ou rotina), através dos quais a seccionadora é submetida, em laboratório, às diversas solicitações de ordem elétrica e mecânica previamente estabelecidas.

### 6.4.1 Tipos construtivos

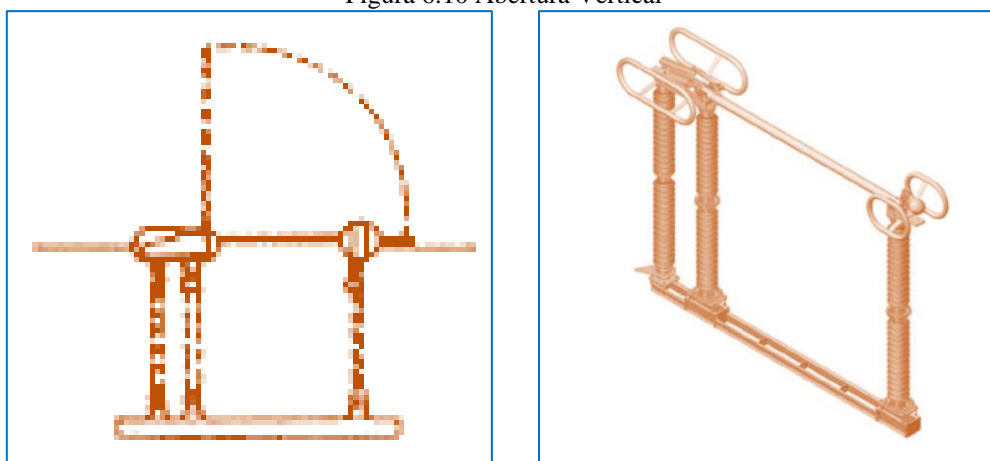
Os tipos construtivos de chaves estão definidos em diversas normas. É apresentada a seguir a classificação segundo as normas ANSI, definidas com relação ao tipo de abertura ou ao modo de operação, ou ainda, ao meio de movimentação do contato móvel.

#### • Abertura Vertical – Tipo A

A chave é composta por três colunas de isoladores fixados sobre uma única base. O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel (lâmina) dá-se num plano que contém o eixo longitudinal da base e é perpendicular ao plano de montagem da mesma. Devido a essa forma construtiva, a distância entre fases pode ser reduzida ao mínimo permitido.

As chaves de abertura vertical (Figura 6.10) podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (*by-pass*) ou como chave seletora.

Figura 6.10 Abertura Vertical



As chaves de abertura vertical apresentam as seguintes características:

- Capacidade: 15 até 800 kV;
- Corrente Nominal: 600 até 4000 A.

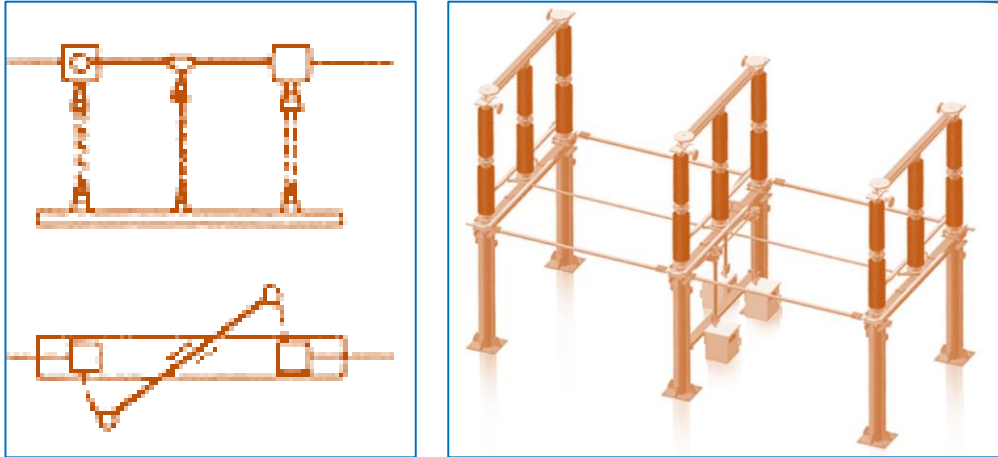
#### • Dupla Abertura Lateral – Tipo B

Essa chave é composta por três colunas de isoladores fixadas sobre uma base única, sendo a coluna central equidistante das duas colunas externas. O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel dá-se num plano paralelo ao plano de montagem da base, através da rotação da coluna central.



As chaves com dupla abertura lateral (Figura 6.11) podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (*by-pass*) ou como chave seletora.

Figura 6.11 Dupla Abertura Lateral



As chaves de dupla abertura lateral apresentam as seguintes características:

- Capacidade: 72,5 até 550 kV;
- Corrente Nominal: 600 até 4000 A.

• **Basculante (3 colunas) – Tipo C**

A chave é composta por três colunas de isoladores ligadas a uma base única, sendo as duas colunas extremas fixas suportando os terminais e a interior móvel. Esta última apresenta movimento de rotação em torno do ponto de fixação à base, e carrega o contato móvel em seu topo (Figura 6.12).

Normalmente é utilizada para montagem vertical, podendo ser também invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos.

Figura 6.12 Basculante três colunas



As chaves do tipo basculante três colunas apresentam a seguinte característica:

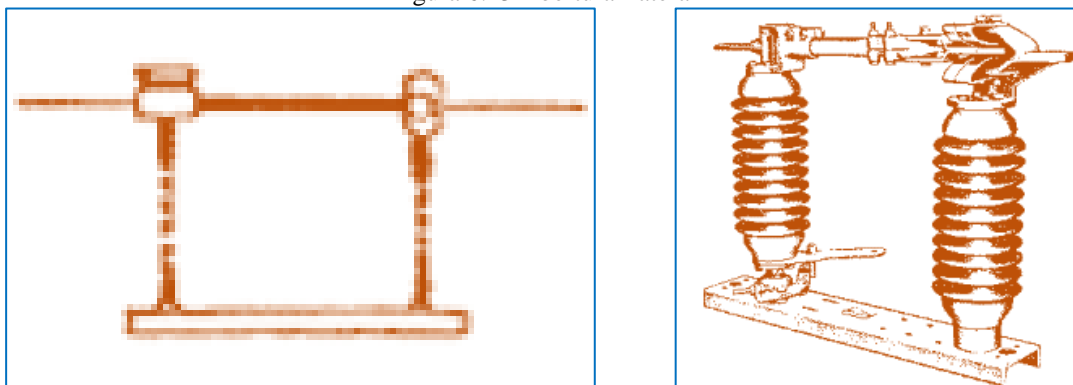
- Capacidade: até 34,5 kV

#### • Abertura Lateral – Tipo D

A chave é composta por duas colunas de isoladores ligadas a uma única base, sendo o contato fixo suportado por uma coluna fixa e o contato móvel por uma coluna rotativa. O movimento de abertura ou fechamento da lâmina dá-se em um plano paralelo ao plano de montagem da chave.

As chaves de abertura lateral (Figura 6.13) podem ter montagem horizontal, podendo ser eventualmente vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio ou como chave seletora.

Figura 6.13 Abertura Lateral



As chaves de abertura lateral apresentam a seguinte característica:

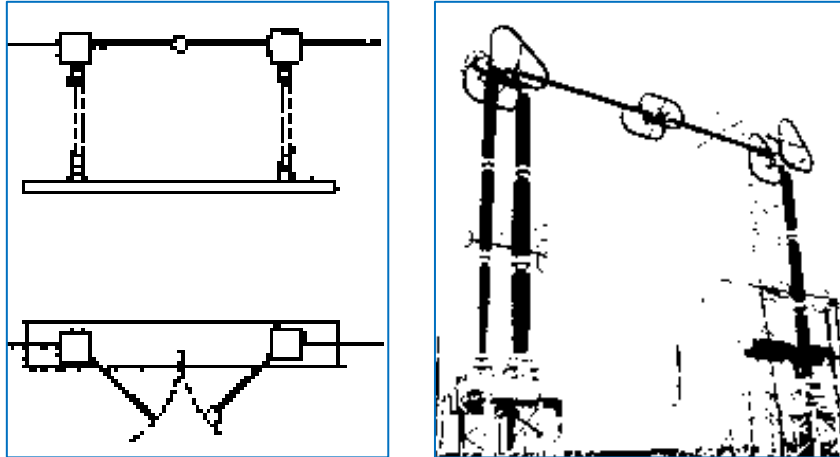
- Capacidade: até 161 kV.

#### • Abertura Central – Tipo E

A chave seccionadora com abertura central (Figura 6.14) é composta por duas colunas de isoladores, ambas rotativas e ligadas a uma única base. O movimento de abertura e fechamento da lâmina é seccionada em duas partes fixadas ao topo das colunas rotativas, ficando o contato macho na extremidade de uma das partes da lâmina e a fêmea, na outra.

Esse tipo de chave tem montagem horizontal, podendo ser vertical para tensões menores, sendo aplicada para isolar equipamentos e circuitos, para desvio ou como chave seletora.

Figura 6.14 Abertura Central



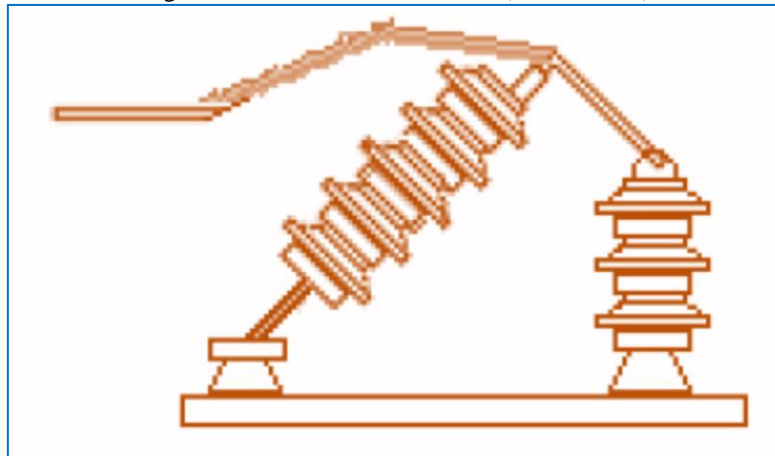
As chaves de abertura central apresentam as seguintes características para aplicação:

- Capacidade: até 800 kV.

- **Basculante (2 Colunas) – Tipo F**

Esta é composta por duas colunas de isoladores ligadas a uma única base, sendo uma delas fixa e suporte para o contato fixo e a outra móvel e suporte para o contato móvel. O movimento da coluna móvel é de rotação ao redor do ponto de fixação à base.

Figura 6.15 Basculante 2 colunas (Soares,2012)



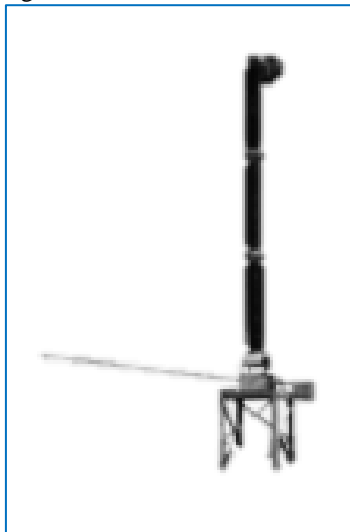
As chaves do tipo basculante duas colunas apresentam a seguinte característica:

- Capacidade: até 34,5 kV

- **Aterramento – Tipo G**

A chave de aterramento (Figura 6.16) é composta por uma coluna de isoladores fixa, em cujo topo encontram-se os contatos fixos e a lâmina fecha paralela à coluna de isoladores. Normalmente podem ter montagem horizontal.

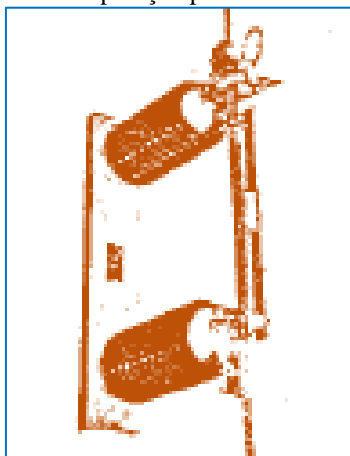
Figura 6.16 Chave de aterramento



- **Operação por Vara de Manobra – Tipo H**

A chave é composta por duas colunas de isoladores fixas. A abertura ou fechamento da lâmina dá-se através de engate da vara de manobra a um gancho ou olhal apropriado. Sua montagem pode ser vertical ou invertida.

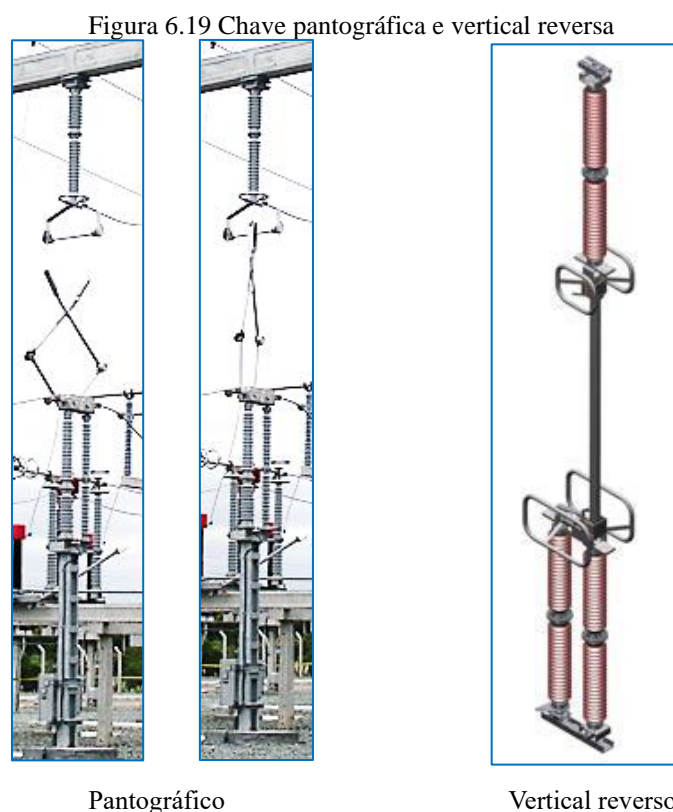
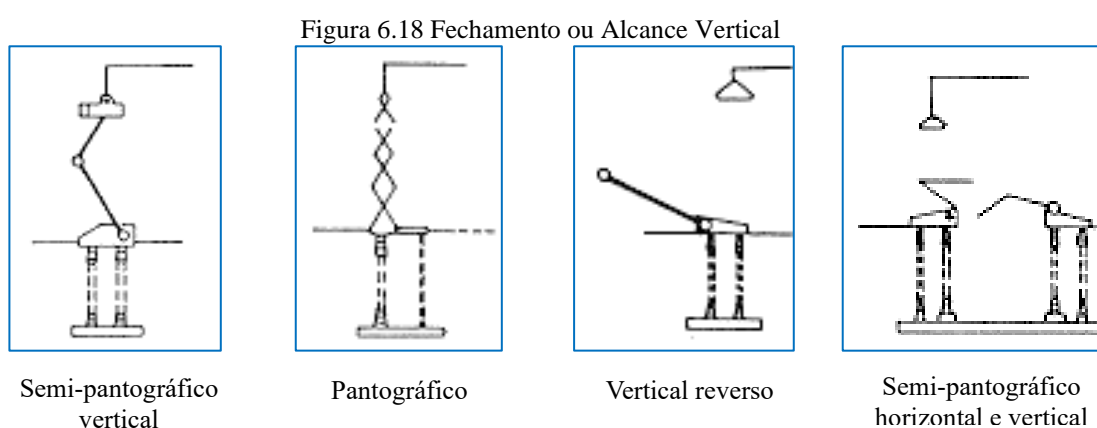
Figura 6.17 Operação por vara de manobra



### • Fechamento ou Alcance vertical – Tipo J

Também chamado de chave vertical reversa (Figura 6.18), este tipo de chave é composto por duas ou três colunas de isoladores. O movimento de abertura ou fechamento da lâmina dá-se num plano perpendicular ao plano de montagem da base, na qual estão fixadas as colunas de isoladores. Existem duas possibilidades de montagem dos contatos fixos: em coluna de isoladores invertida ou diretamente no barramento.

Entre as chaves com fechamento vertical pode-se incluir as chaves pantográfica e semi-pantográfica. Este tipo de chave tem montagem horizontal, e é utilizada em subestações de alta e extra alta tensão. As Figuras 6.18 e 6.19 mostram alguns exemplos.



## 6.4.2 Tipos de operação e comando

### • Operação em Grupo

Os polos da seccionadora são interligados mecanicamente através de hastes ou cabos e são operados simultaneamente. As chaves de operação em grupo podem ter ainda comando direto e indireto. No primeiro caso, o movimento é transmitido às colunas rotativas através de um dos próprios pólos. Já no caso de comando indireto, o movimento é transmitido através de rolamentos auxiliares, denominados “bases de comando”.

### • Operação Monopolar

Os pólos são comandados individualmente, sem interligação mecânica entre eles. A operação monopolar também pode ser direta ou indireta.

### • Comando Manual

O comando manual pode ser realizado com ou sem o auxílio de redutores.

### • Comando Motorizado

Os comandos motorizados podem ser realizados através de motores elétricos, acionadores hidráulicos, pneumáticos, etc.

## 6.4.3 Características elétricas

• **Tensão Nominal:** Maior tensão nominal do sistema no qual a chave está instalada.

• **Tensão Nominal Máxima:** É a máxima tensão para a qual a chave foi projetada para serviço contínuo.

Valores padronizados pela NBR 7571: 15 – 24,2 - 36,2 - 72,5; 145 – 242 - 362 - 460 - 550 – 800 kV.

• **Frequência Nominal:** É a frequência do sistema para a qual a chave irá operar.

ABNT: 60 Hz

• **Corrente Nominal:** É a máxima corrente eficaz, em Ampères, à frequência nominal que a seccionadora é capaz de conduzir continuamente sem exceder os limites de elevação de temperatura especificados para seus diversos componentes.

Valores normalizados pela NBR 7571: 630 - 800 – 1 250 – 1 600 – 2 000 – 3 150 – 4 000A (eficaz).

- **Corrente suportável nominal de curta duração:** Valor eficaz da corrente que a chave é capaz de conduzir por um intervalo de tempo especificado.

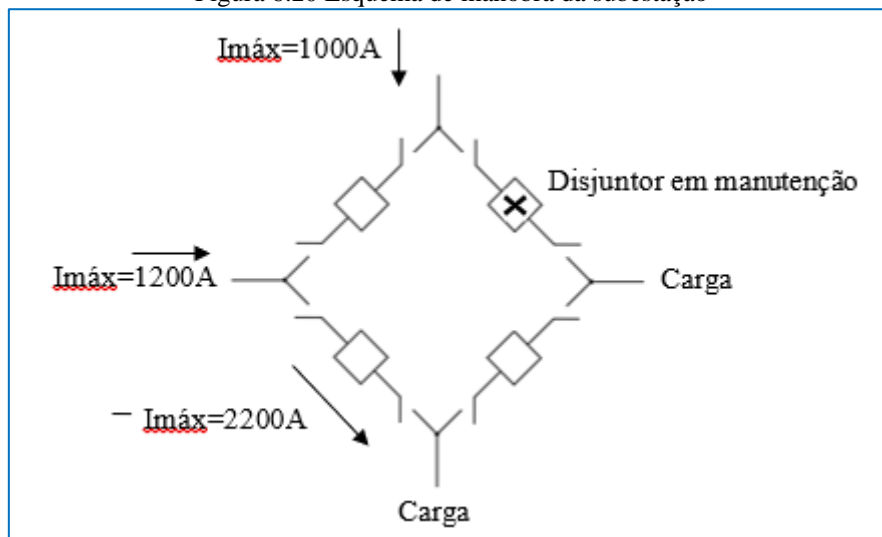
Valores padronizados: 8,0 - 12,5 – 20 – 25 - 31,5 – 40 kA (eficaz)

- **Valor de crista de corrente suportável:** Valor de crista da corrente que a chave pode conduzir sem deterioração de seu material.

**Exemplo de dimensionamento:**

A Figura 6.20 apresenta um esquema de manobra em anel de uma subestação de 230 kV. Especificar as características elétricas principais dos seccionadores em função do carregamento máximo dos circuitos e da condição de operação da subestação com disjuntores em manutenção. Considerar uma corrente de curto-circuito de 32 kA

Figura 6.20 Esquema de manobra da subestação



Especificação:

Tensão Nominal:	230 kV
Tensão nominal maxima:	242 kV
Corrente Nominal:	3.150 A
Corrente suportável nominal de curta duração:	40 kA ef.
Tipo da chave:	Vertical
Comando (acionamento):	Motorizado (elétrico) e manual
Operação:	Em grupo

**6.5 DISJUNTORES**

Os disjuntores são os principais equipamentos de segurança, bem como os mais eficientes dispositivos de manobra em uso nas redes elétricas. Possuem capacidade de fechamento e abertura que deve atender a todos os pré-requisitos de manobra sob condições normais e anormais de operação.



Além dos estados estacionários (fechado e aberto), define-se ambos os estados transitórios da manobra de fechamento (ligamento) e da manobra de abertura (desligamento).

No estado ligado ou fechado, o disjuntor deve suportar a corrente nominal da linha, sem ultrapassar os limites de temperatura permitidos. No estado desligado ou aberto, a distância de isolamento entre contatos deve suportar a tensão de operação, bem como as sobretensões internas, devidas a surtos de manobra ou descargas atmosféricas.

Quanto à manobra de fechamento, o disjuntor deve, no caso de curto-circuito, atingir corretamente sua posição de fechado e conduzir a corrente de curto-circuito. No caso de abertura, o disjuntor deve dominar todos os casos de manobra possíveis na rede na qual está instalado.

É importante lembrar que disjuntores, frequentemente instalados ao tempo, permanecem meses a fio no estado estacionário ligado, conduzindo a corrente nominal sob condições climáticas as mais variáveis, proporcionando, às vezes, variações de temperatura de várias dezenas de grau, agentes atmosféricos agressivos a vários de seus componentes e outras condições adversas. Após todo esse tempo de inatividade operacional mecânica, o disjuntor deve estar pronto para interromper correntes de curto-circuito, sem o menor desvio das especificações.

É fácil perceber então que uma confiabilidade total é exigida dos disjuntores de potência e deve ser consequência de um projeto racional e um controle de qualidade extremamente rigoroso que vai desde a relação de matérias-primas, passando pela revisão de entrada, ensaio de materiais, controle dos processos de fabricação, ensaios de subconjuntos, até os ensaios finais.

### 6.5.1 Disjuntores a óleo

Os disjuntores a óleo estão, basicamente, divididos em: disjuntores de grande volume de óleo (GVO) e de pequeno volume de óleo (PVO). No caso do GVO, de pequena capacidade, as fases ficam imersas em um único recipiente contendo óleo, que é usado tanto para a interrupção das correntes quanto para prover o isolamento. Nos disjuntores de maior capacidade, o encapsulamento é monofásico. Já no PVO, foi projetado uma câmara de extinção com fluxo forçado sobre o arco, aumentando a eficiência do processo de interrupção da corrente, diminuindo drasticamente o volume de óleo no disjuntor.

A maior vantagem dos disjuntores de grande volume de óleo sobre os de pequeno volume de óleo é a grande capacidade de ruptura em curto-circuito em tensões de 138 kV. Este tipo de disjuntor caiu em desuso. Já os disjuntores a PVO, que são a evolução do GVO, são excelentes em média tensão e no nível de 138 kV sua capacidade de interrupção das correntes de curto-circuito por câmara é limitada, sendo necessário artifícios para poder atender as solicitações de curto-circuito aumentando a sua complexidade. Com a maior competitividade do disjuntor a vácuo este disjuntor foi perdendo

espaço na média tensão e com o desenvolvimento do disjuntor a SF<sub>6</sub>, caiu em desuso também na alta tensão.

O princípio de extinção do arco nos disjuntores a óleo é baseado na decomposição das moléculas de óleo pela altíssima temperatura do arco. Essa decomposição resulta na produção de gases (principalmente hidrogênio), sendo a quantidade de gás liberada dependente da magnitude da corrente e da duração do arco. O gás liberado desempenha duas funções: em primeiro lugar, ele tem um efeito refrigerante muito acentuado e em segundo lugar, ele causa um aumento de pressão em torno do arco, determinando uma elevação do gradiente de tensão necessário à sua manutenção.

### 6.5.2 Disjuntores a ar comprimido

Nos disjuntores de ar comprimido a extinção do arco é obtida a partir da admissão, nas câmaras de ar comprimido que, soprando sobre a região entre os contatos, determina o resfriamento do arco e sua compressão. A reignição do arco em seguida à ocorrência de um zero de corrente é prevenida pela exaustão dos produtos ionizados do arco da região entre os contatos pelo sopro de ar comprimido. A intensidade e a rapidez do sopro de ar garantem o sucesso dos disjuntores nas “corridas” energética (liberação x absorção de energia) e dielétrica (tensão de restabelecimento x suportabilidade dielétrica).

Nesses disjuntores, as câmaras são permanentemente pressurizadas com ar a aproximadamente 25 / 30 bars, enquanto que nos reservatórios de ar comprimido a pressão é de 150 / 200 bars. Para a interrupção do arco abrem-se ao mesmo tempo as válvulas de sopro e de exaustão em cada câmara, de maneira a ventilar a região entre os contatos. Após o fim do movimento do contato móvel, que ocorre num tempo pré-determinado para permitir a extinção dos arcos, as válvulas se fecham, deixando o disjuntor aberto, com as câmaras cheias de ar comprimido à pressão de serviço, livre de produtos ionizados. Na operação de fechamento, as válvulas de sopro e exaustão podem ser abertas ligeiramente para ventilar a região entre contatos, impedindo a contaminação da câmara por resíduos provenientes da vaporização de material de contatos.

A operação dos disjuntores de ar comprimido sempre produz um grande ruído causado pela exaustão do ar para a atmosfera. Uma redução do nível de ruído produzido é conseguida através de silenciadores.

Os disjuntores a ar comprimido podem possuir compressores individuais ou trabalhar ligados a uma central de ar comprimido. Como a operação dos disjuntores pode ser perigosa quando a pressão de ar comprimido cai abaixo de determinado nível, estes são providos de dispositivos para impedir seu fechamento ou sua abertura sob pressões inferiores a níveis pré-fixados. Pode-se dispor também de dispositivos para abrir os disjuntores quando a pressão chegar a um nível perigoso, mas ainda

superior àquele em que a abertura seja proibida. Devido a estas características, é prática exigir que os disjuntores que operam com sistemas de ar comprimido central possuam reservatórios individuais (“air receivers”), com capacidade suficiente para realizar um ciclo completo O-CO-CO sem necessidade de receber reforço de ar comprimido do sistema central, e sem que a pressão caia a níveis perigosos. O sistema de ar comprimido com reservatório central deve também ser capaz de garantir a repressurização de todos os reservatórios individuais, após uma operação O-CO simultânea, num intervalo de tempo usualmente fixado em dois minutos.

### 6.5.3 Disjuntores a SF<sub>6</sub>

Embora o hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) tenha sido sintetizado pela primeira vez em 1904, somente nos anos 30, a partir da observação de suas excepcionais propriedades dielétricas, o novo gás encontrou uma limitada aplicação como meio isolante em transformadores.

O SF<sub>6</sub> é um dos gases mais pesados conhecidos (peso molecular 146), sendo cinco vezes mais pesado que o ar. À pressão atmosférica, o gás apresenta uma rigidez dielétrica 2,5 vezes superior à do ar. A rigidez dielétrica aumenta rapidamente com a pressão, equiparando-se à de um óleo isolante de boa qualidade à pressão de 2 bars. A contaminação do SF<sub>6</sub> pelo ar não altera substancialmente as propriedades dielétricas do gás: um teor de 20 % de ar resulta numa redução de apenas 5 % da rigidez dielétrica do gás.

Somente no final dos anos 40 teve início o desenvolvimento de disjuntores a SF<sub>6</sub>, com base em experimentos em que as excepcionais qualidades do gás como meio interruptor de arcos elétricos foram comprovadas. Essas qualidades derivam do fato de que o hexafluoreto de enxofre ser um gás eletronegativo, possuindo, portanto, uma afinidade pela captura de elétrons livres, o que dá lugar à formação de íons negativos de reduzida mobilidade. Essa propriedade determina uma rápida remoção dos elétrons presentes no plasma de um arco estabelecido no SF<sub>6</sub>, aumentando, assim, a taxa de decremento da condutância do arco quando a corrente se aproxima de zero.

O SF<sub>6</sub> é um gás excepcionalmente estável e inerte, não apresentando sinais de mudança química para temperaturas em que os óleos empregados em disjuntores começam a se oxidar e decompor. Na presença de arcos elétricos o hexafluoreto de enxofre se decompõe nos seus elementos atômicos S + 6F. Diminuindo a temperatura, a reação se dá rapidamente na direção oposta, recompondo o SF<sub>6</sub>. A restauração do gás seria total, se não houvessem reações secundárias entre o gás decomposto e metais vaporizados dos contatos e outras partes estruturais do disjuntor (COLOMBO, 1986).

Os produtos mais comuns dessas reações secundárias são fluoretos de cobre e fluoretos de tungstênio (CuF<sub>2</sub> e WF<sub>6</sub>). Estes compostos, porém, são também não condutores e, portanto, uma

eventual deposição dos mesmos nas paredes da câmara do disjuntor não irá afetar o desempenho do mesmo. Poderá também haver a formação de compostos secundários de enxofre, como  $SF_4$  e  $S_2F_2$ , também não condutores (COLOMBO,1986).

Se o  $SF_6$  contiver umidade, os produtos secundários supracitados irão reagir com a água, liberando ácido fluorídrico, altamente corrosivo e tóxico. No caso de disjuntores, principalmente aqueles de pressão única, o  $SF_6$  encontra-se em um sistema fechado e praticamente isento de umidade por toda a vida útil do equipamento. Além disso, existe a presença de filtros com elementos desumidificadores, de maneira que o problema de umidade praticamente não existe (COLOMBO, 1986).

Os primeiros disjuntores de hexafluoreto de enxofre eram do tipo “dupla pressão”, baseados no funcionamento dos disjuntores a ar comprimido. O  $SF_6$  era armazenado num recipiente de alta pressão (aproximadamente 16 bars) e liberado sobre a região entre os contatos do disjuntor. A principal diferença com relação aos disjuntores a ar comprimido consistia no fato de o hexafluoreto de enxofre não ser descarregado para a atmosfera após atravessar as câmaras de interrupção, e sim para um tanque com  $SF_6$  a baixa pressão (aproximadamente 3 bars). Assim, o gás a alta pressão era utilizado para interrupção do arco e o  $SF_6$ , a baixa pressão, servia à manutenção do isolamento entre as partes energizadas e a terra. Após a interrupção, o gás descarregado no tanque de baixa pressão era bombeado novamente para o reservatório de alta pressão, passando por filtro de alumina ativada para remoção de produtos da decomposição do  $SF_6$ .

A principais desvantagens dos disjuntores a  $SF_6$  a dupla pressão eram a baixa confiabilidade dos compressores de gás e a tendência do hexafluoreto de enxofre a liquefazer-se à temperatura ambiente quando comprimido (a temperatura de liquefação do gás a 16 bars é  $10^\circ C$ ), o que tornava necessário instalar aquecedores no reservatório de alta pressão com conseqüente aumento da complicação e redução da confiabilidade. Essas desvantagens levaram ao desenvolvimento do disjuntor tipo “puffer”, atualmente adotado pela maioria dos fabricantes de disjuntores a  $SF_6$ .

Os disjuntores tipo “puffer” ou do tipo “impulso” são também denominados de “pressão única” porque o  $SF_6$  permanece no disjuntor, durante a maior parte do tempo, a uma pressão constante de 3 a 6 bars, servindo ao isolamento entre as partes com potenciais diferentes. A pressão necessária à extinção do arco é produzida em cada câmara por um dispositivo tipo “puffer” formado por um pistão e um cilindro, em que um desses dois elementos ao se movimentar desloca consigo o contato móvel e comprime o gás existente no interior do cilindro. A compressão do  $SF_6$  por esse processo produz pressões da ordem de 2 a 6 vezes a pressão original e no intervalo entre a separação dos contatos e o fim do movimento do gás, assim comprimido, é forçado a fluir entre os contatos e através

de uma ou duas passagens (“nozzles”), extinguindo o arco de forma semelhante ao dos disjuntores de dupla pressão.

Os disjuntores de pressão única são de projeto mais simples que o de dupla pressão e dispensam a instalação de aquecedores para impedir a liquefação do SF<sub>6</sub>, sendo conseqüentemente mais econômicos e mais confiáveis.

O desenvolvimento e a difusão dos disjuntores a SF<sub>6</sub> estão ligados aos desenvolvimentos das técnicas de selagem dos recipientes e detecção de vazamentos de gás. Os projetos ocorridos nesses terrenos já permitem reduzir o escape de SF<sub>6</sub> nos disjuntores a níveis inferiores a 1% por ano. Os avanços tecnológicos têm permitido aos disjuntores a SF<sub>6</sub> tornarem-se crescentemente competitivos em relação ao tipo a ar comprimido, fazendo com que esses disjuntores ocupem uma posição de destaque no mercado. Da mesma forma que nos disjuntores a ar comprimido, os disjuntores a SF<sub>6</sub> devem ser providos de dispositivos para indicar a ocorrência de pressões inferiores a determinados níveis mínimos e intertravamentos para impedir sua operação nessas condições de subpressão.

Uma outra aplicação do SF<sub>6</sub> é o isolamento de subestações blindadas (GIS) que permite considerável redução da área ocupada. A instalação de uma subestação blindada (GIS) pode ser determinada pela inexistência de área suficientemente ampla em um centro urbano, ou pelo elevado custo do solo nesta região.

#### 6.5.4 Disjuntores a vácuo

Utiliza o vácuo como meio isolante e de extinção do arco voltaico. O disjuntor a vácuo é mais apropriado para o uso na média tensão.

Nos disjuntores a vácuo o arco que se forma entre os contatos é bastante diferente dos arcos em outros tipos de disjuntor, sendo basicamente mantido por íons de material metálico vaporizado proveniente dos contatos (catodo). A intensidade da formação desses vapores metálicos é diretamente proporcional à intensidade da corrente e, conseqüentemente, o plasma diminui quando esta decresce e se aproxima do zero. Atingindo o zero de corrente, o intervalo entre os contatos é rapidamente desionizado pela condensação dos vapores metálicos sobre os eletrodos. A ausência de íons após a interrupção dá aos disjuntores a vácuo características quase ideais de suportabilidade dielétrica.

Pode se destacar as seguintes vantagens dos disjuntores a vácuo: grande segurança de operação, pois não necessitam de suprimentos de gases e líquidos e não emitem chamas ou gases; praticamente não requerem manutenção, possuindo vida útil extremamente longa em termos de números de operação a plena carga e em curto-circuito; devido ao reduzido curso dos contatos requerem pouca energia mecânica para operá-los tendo, conseqüentemente, acionamentos mais leves, duráveis e de operação mais silenciosa; a relação capacidade de ruptura / volume é bastante grande,

tornando esses disjuntores apropriados para uso em cubículos; devido à ausência de meio extintor gasoso ou líquido, podem fazer religamentos automáticos múltiplos (COLOMBO, 1986).

Apesar das suas vantagens, o desenvolvimento dos disjuntores a vácuo para altas tensões permanece na dependência de avanços tecnológicos que permitam compatibilizar, em termos econômicos, o aumento das tensões e correntes nominais das câmaras a vácuo e a redução de seus volumes e pesos.

### 6.5.5 Principais sistemas de acionamento

O sistema de acionamento de um disjuntor é o subconjunto que possibilita o armazenamento de energia necessária à sua operação mecânica, bem como a necessária liberação desta energia através de mecanismos apropriados, quando do comando de abertura e fechamento do mesmo.

Dentro de cada categoria existe uma variação imensa de detalhes construtivos, característicos de cada fabricante.

Os acionamentos podem ser monopolares ou tripolares. No primeiro caso, a atuação dos mesmos se faz diretamente em cada pólo, permitindo a manobra individual de cada um deles. Isso torna o acionamento mais complexo e caro, pois na realidade são três acionamentos, um para cada pólo. Este tipo é usado quando se necessita de religamentos monopolares no caso de faltas monofásicas. Nos acionamentos tripolares a operação é centralizada em uma unidade e transmitida aos três pólos do disjuntor simultaneamente, via acoplamento mecânico, hidráulico ou pneumático. Neste caso só é possível ter religamentos tripolares.

A seguir estão relacionados os principais sistemas de acionamento.

#### 6.5.5.1 Acionamento por solenóide

Neste sistema, uma bobina solenóide é utilizada diretamente para acionar os contatos na operação de fechamento e também para carregar a mola de abertura. Aliás, este é um princípio comum a todos os acionamentos, pois o disjuntor na condição "fechado" deverá estar sempre com energia armazenada para a operação de abertura. Este tipo de acionamento não é muito utilizado, pois tem capacidade de armazenamento de energia limitada.

#### 6.5.5.2 Acionamento a mola

Para este caso, a energia para o fechamento é acumulada em uma mola. As molas são carregadas através de motores, os quais podem ser de corrente contínua ou alternada. Pode-se ter também o acionamento manual. Quando o mecanismo de disparo é acionado, a mola é destravada, acionando os contatos do disjuntor, fechando-o, acontecendo nesta operação o carregamento

simultâneo da mola de abertura. Cada fabricante tem seu próprio arranjo para este tipo de acionamento, entretanto, o princípio de funcionamento aqui descrito é comum a todos eles.

Neste tipo de acionamento, a caixa que abriga o mecanismo, abriga também o bloco de comando, ou seja, acionamento e unidade de comando estão num mesmo subconjunto principal o que é uma característica mais ou menos constante em disjuntores de média tensão.

O mecanismo de operação a mola torna os disjuntores independentes, tem funcionamento simples, dispensando supervisão, e barateia o disjuntor. Essas vantagens aliadas ao avanço tecnológico tornam esse tipo de acionamento a solução natural para média tensão e muito aplicado em alta e extra alta tensão. As Figuras 6.21 e 6.22 mostram esse tipo de acionamento.

Figura 6.21 - Mecanismo de acionamento a mola. Adaptado de (Circuit Breaker OPERATING MECHANISM, 2009)

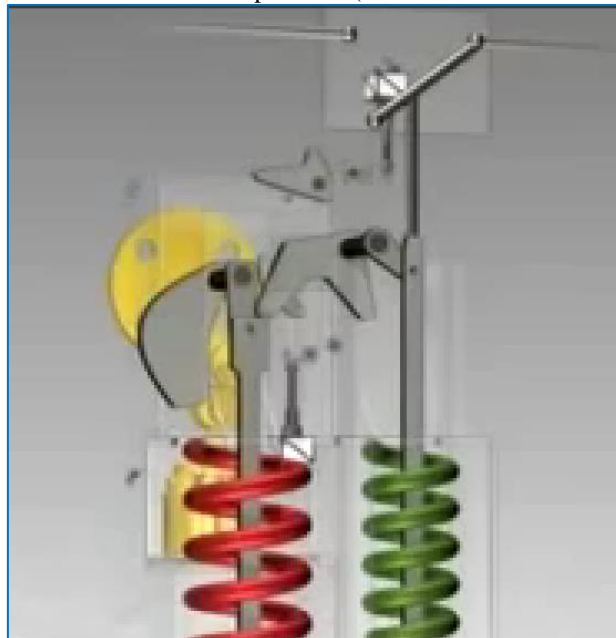
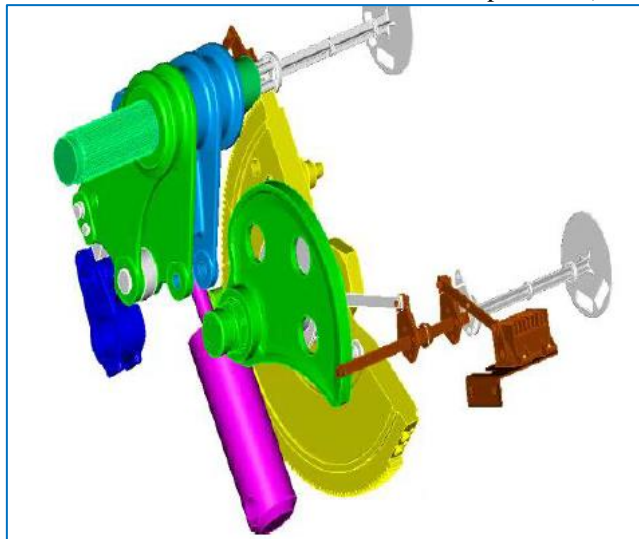


Figura 6.22 - Mecanismo de acionamento a mola. Adaptado de (DENIS, 2017)





### 6.5.5.3 Acionamento a ar comprimido

O acionamento a ar comprimido consiste em armazenar a energia necessária à operação do disjuntor em recipientes de ar comprimido, a qual é liberada através de disparadores atuando sobre válvulas, que acionam os mecanismos dos contatos via êmbolos solidários, ou através de conexões pneumáticas.

Para este tipo de mecanismo, há alternativas para suprimento de ar comprimido: uma delas dotando cada disjuntor do seu próprio compressor de ar (solução que opta pela independência dos disjuntores), e outra prevendo uma instalação central de ar comprimido, solução particularmente econômica nas grandes subestações.

Este tipo de acionamento é utilizado para disjuntores de alta e extra alta tensão e é a solução natural para disjuntores que usam o ar comprimido como meio extintor, embora também seja usado para disjuntores a óleo e SF<sub>6</sub>.

### 6.5.5.4 Acionamento hidráulico

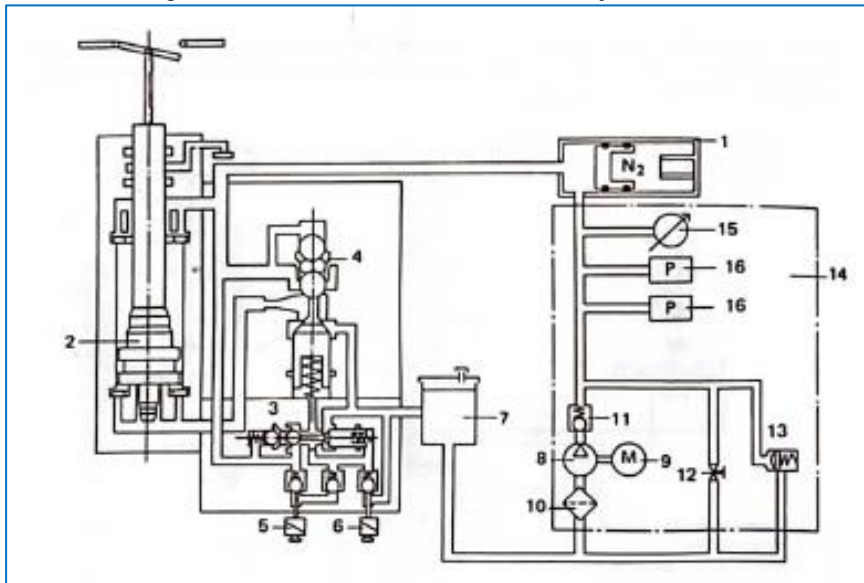
Neste tipo de acionamento, a energia necessária para a operação do disjuntor é armazenada em um "acumulador hidráulico" que vem a ser um cilindro com êmbolo estanque tendo, de um lado, o óleo ligado aos circuitos de alta e baixa pressão através da bomba hidráulica e, de outro, um volume reservado a uma quantidade prefixada de N<sub>2</sub>. Em algumas execuções, o N<sub>2</sub> pode estar contido em uma membrana de elastômero.

A bomba hidráulica de alta pressão comprime o óleo e, conseqüentemente, o N<sub>2</sub>, até que seja atingida a pressão de serviço (aproximadamente 320 bar). Através de disparadores de abertura ou fechamento são acionadas as válvulas de comando que ligam o circuito de óleo com o êmbolo principal de acionamento.

A característica principal deste tipo de acionamento é a sua grande capacidade de armazenamento de energia, aliada às suas reduzidas dimensões, o que é conseguido através da pressão de operação, que é da ordem de 320 atm. Além disso, sem a necessidade de ser mudar a configuração básica do acionamento, ou seja, dos blocos das válvulas de comando e dos êmbolos, pode-se aumentar a capacidade do mesmo, aumentando-se o volume de nitrogênio. Isto é particularmente importante para disjuntores a SF<sub>6</sub> em EAT com resistores de abertura ou fechamento e de abertura rápida (2 ciclos), ou no caso em que o usuário tem exigências específicas com relação à sequência de operação. A Figura 6.23 apresenta um esquema detalhado do acionamento hidráulico mostrando o sistema de válvulas, bem como os componentes da unidade de comando.



Figura 6.23 Acionamento hidráulico de disjuntores a SF<sub>6</sub> da Siemens. (Colombo, 1986)



- 1- Acumulador hidráulico
- 2- Êmbolo principal (diferencial)
- 3- Válvula de pré-comando
- 4- Válvula principal
- 5- Bobina de fechamento
- 6- Bobina de abertura
- 7- Reservatório de óleo a pressão atmosférica
- 8- Bomba de óleo
- 9- Motor da bomba
- 10- Filtro
- 11- Válvula de retenção
- 12- Válvula de equalização
- 13- Válvula de segurança
- 14- Unidade de comando
- 15- Manômetro
- 16- Pressostatos

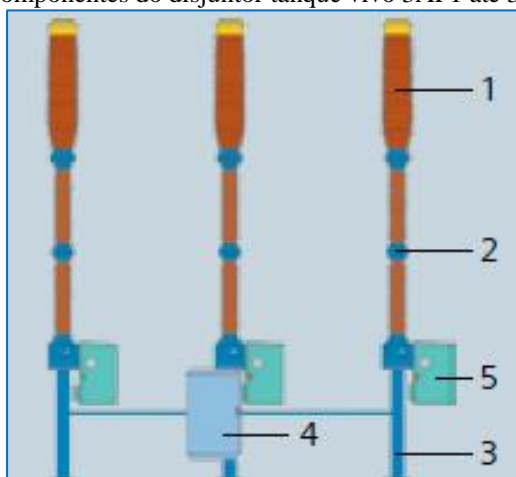
### 6.5.6 Componentes e modelos de disjuntores de alta tensão

Nos disjuntores tanques vivos, ao contrário dos disjuntores de tanques mortos, a unidade interruptora não é aterrada; portanto está exposta ao potencial de alta tensão. Todos os tipos de construção consistem nos mesmos componentes básicos que são apresentados na Figura 6.24 e 6.25.

Os disjuntores de tanque vivo de alta tensão são disponíveis para operação tripolar ou monopolar com base comum ou com bases separadas dependendo do projeto e do nível de tensão conforme pode ser visto na Figura 6.26.

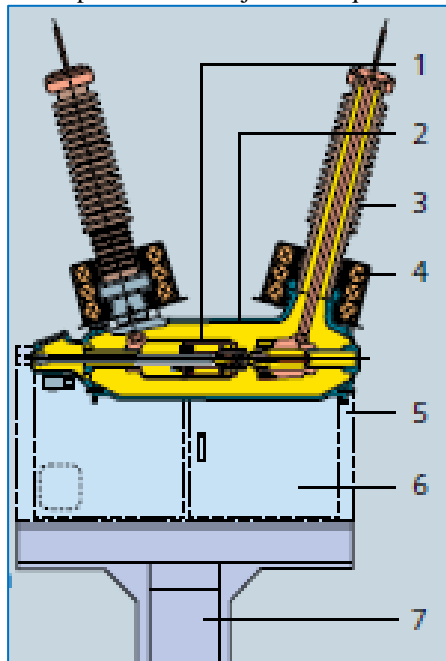
Com base nos modelos de disjuntores tanque vivo apresentados na Figura 6.26, os disjuntores até 300 kV são equipados com uma unidade de interrupção por polos e até 550 kV incluem duas unidades de interrupção. Para aplicações acima de 550 kV os disjuntores incluem 4 unidades de interrupção por polo.

Figura 6.24 - Componentes do disjuntor tanque vivo 3AP1 até 300 kV da Siemens Adaptado de (Siemens, 2022)



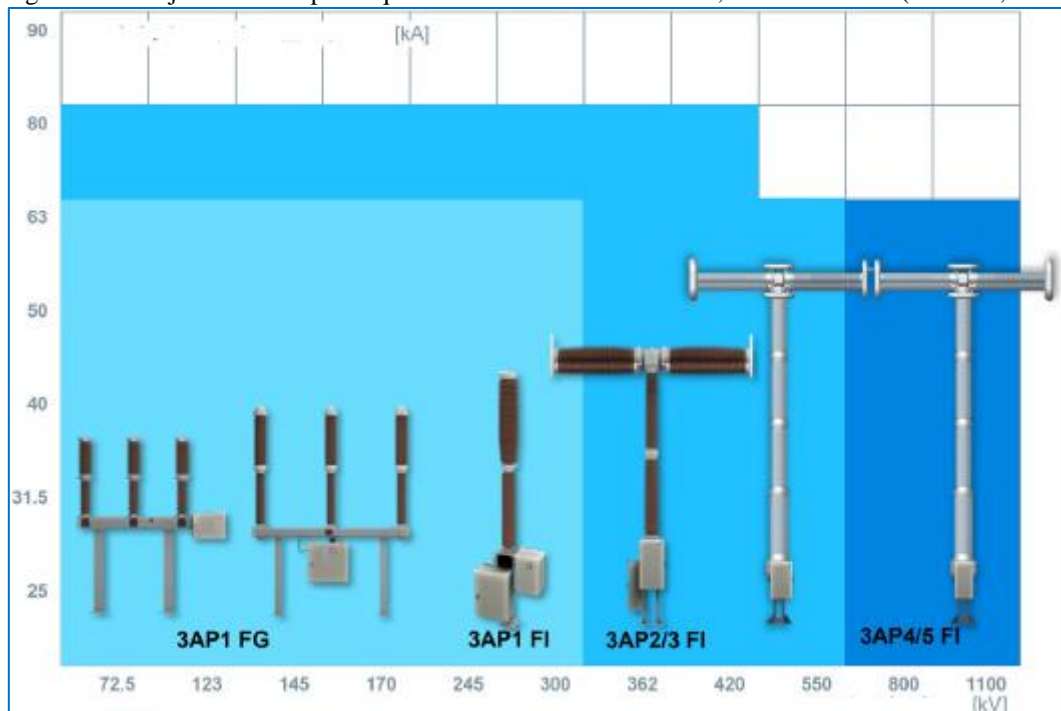
- 1- Unidade de interrupção
- 2- Coluna de Isolador
- 3- Pilar (Suporte)
- 4- Armário de controle
- 5- Mecanismo de operação cúbico

Figura 6.25 - Componentes do disjuntor tanque morto 3AP da Siemens Adaptado de (Siemens, 2022)



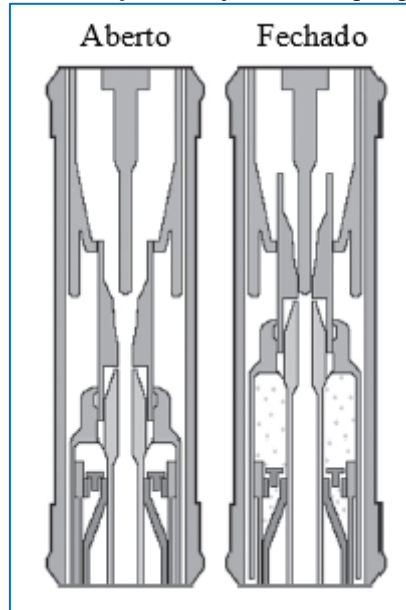
- 1- Unidade de interrupção
- 2- Carcaça de metal
- 3- Bucha
- 4- Transformador de corrente
- 5- Armação de base
- 6- Armário de controle com mecanismo de operação
- 7- Pilar

Figura 6.26 Disjuntores do tipo tanque vivo 3AP da Siemens de 72,5 kV a 1100 kV (Siemens, 2022)



As unidades interruptoras, também chamadas câmaras de extinção, é um dos mais importantes componentes do disjuntor, pois é nela onde se processa a extinção do arco voltaico. A Figura 6.27 apresenta a câmara de extinção de disjuntor SF<sub>6</sub>.

Figura 6.27 - Câmara de extinção de disjuntor SF<sub>6</sub> tipo “puffer” (ABB, 2005).



### 6.5.7 Definições e características elétricas

- **Tensão Nominal:**

É a tensão máxima de operação do sistema para o qual o disjuntor foi previsto. 4,76 – 7,2 – 15 - 24 – 25,3 - 36 – 38 - 72,5 – 92 - 145 – 242 - 362 - 460 - 550 – 800 kV.

- **Frequência Nominal:**

É a frequência do sistema para a qual o disjuntor irá operar. 60 Hz.

- **Corrente Nominal:**

É o valor eficaz da corrente de regime contínuo que o disjuntor deve ser capaz de conduzir indefinidamente, sem que a elevação de temperatura de suas diferentes partes exceda os valores especificados. 800 – 1250 – 1600 – 2000 – 2500 - 3000 – 4000 – 5000 A (eficaz).

- **Capacidade de interrupção nominal em curto-circuito:**

É o valor mais elevado da corrente de curto-circuito que o disjuntor é capaz de interromper, nas condições de uso e ensaio estabelecidas na norma IEC 62271-100. É caracterizada pela declaração dos valores das componentes periódica e aperiódica da corrente para a qual o disjuntor deve ser testado (Frontin, 2013):

### **-Valor da componente periódica (kA, eficaz):**

É um valor escolhido entre os vários definidos com base na série R10 (10 – 12,5 – 16 – 20 – 25 – 31,5 – 40 – 50 – 63 – 80 kA), devendo exceder por certa margem (por exemplo, 20%) o valor eficaz da maior corrente de curto-circuito monofásico ou trifásico calculada, nos estudos de planejamento, para a subestação onde o disjuntor será instalado, ao longo de todo o período de vida útil do equipamento (25/30 anos). Embora, numa subestação, certos disjuntores sejam submetidos a correntes de curto-circuito menores do que outros, dependendo da sua localização, é conveniente que todos os disjuntores instalados num mesmo local tenham a mesma capacidade de interrupção.

### **-Valor da componente aperiódica:**

A componente CC da corrente de falta, no instante de separação dos contatos do disjuntor, é especificada em percentagem do valor inicial  $I_{CC0}$ , sendo  $I_{CC0} = I_{CA(pico)}$ . O valor percentual expressará a relação  $\%I_{CC0} / I_{CA(pico)} \times 100$ . O menor tempo possível de abertura para a definição dessa componente, considerará um tempo de atuação da proteção de 0,5 ciclo.

Assim, o valor da componente CC varia, ao longo do tempo, segundo a exponencial:

$$I_{CC}(\%) = e^{\frac{-t}{\tau}} \times 100 \quad (6.19)$$

Onde  $t$ : é o tempo contado a partir do início da falta e  $\tau$  é a constante de tempo do circuito visto dos terminais do disjuntor, sendo função da relação X/R, com

$$\tau = \frac{1}{\omega} \cdot \frac{X}{R} \cdot 1000 \text{ (ms)} \quad (\omega \text{ em rad/s}) \quad (6.20)$$

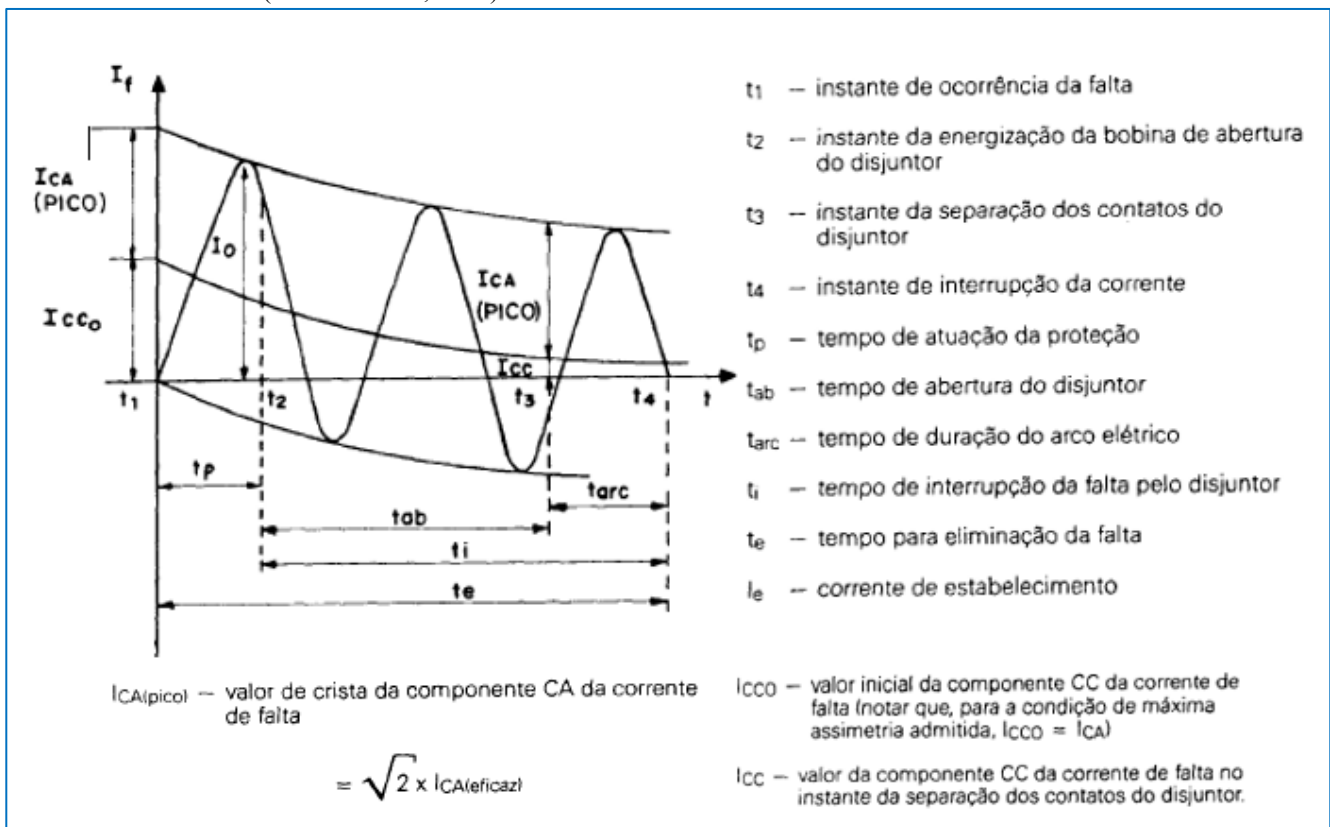
Onde,  $\omega = 2\pi f$

Para circuitos trifásicos,  $X/R = X1/R1$ ; e para curtos monofásicos,  $X/R = (2X1 + X0)/(2R1 + R0)$ . Os valores de X/R esperados numa subestação, ao longo da vida útil do disjuntor a ser adquirido, devem ser calculados por ocasião da especificação. Embora diferentes valores da relação X/R possam ser calculados para diferentes disjuntores de uma subestação, é conveniente que a mesma componente CC seja especificada para todos os disjuntores de idêntica tensão nominal instalados num mesmo local, a exemplo do critério adotado para a componente CA. Esse valor corresponderá, naturalmente, a maior relação X/R encontrada para os diversos disjuntores da subestação no período de interesse, considerando-se todos os tipos de faltas.

Caso os valores de X/R sejam inferiores ou iguais a 17,0, recomenda-se adotar  $\tau = 45$  ms para cálculo da componente CC, um valor adequado para a maioria das aplicações. Esta constante de tempo corresponde a um decaimento da componente CC de 20 % em 10 ms, sendo associada a X/R = 17,0 para  $\omega = 377$  rad/s (60 Hz) ou a X/R=14,1 para  $\omega = 314,16$  rad/s (50 Hz).

Na Figura 6.28 pode ser visto os parâmetros característicos e a evolução temporal da corrente assimétrica de curto-circuito.

Figura 6.28 – Evolução da corrente assimétrica de curto-circuito ao longo do tempo, com indicação dos parâmetros característicos. Fonte: (D’AJUZ et al., 1985)



• **Capacidade de estabelecimento nominal em curto-circuito (kA, crista):**

É o maior valor instantâneo de corrente que o disjuntor é capaz de estabelecer, isto é, fechar e grudar (*close and latch*) quando operando com tensão nominal. O maior valor instantâneo de uma corrente de falta corresponde, ao primeiro pico da corrente após o início da falta e seu valor pode ser calculado por (6.21).

$$I_{fmax} = I_{CA\ ef} \times f \tag{6.21}$$

Sendo  $f$  o fator de assimetria, definido conforme (6.22)

$$f = \sqrt{2} \cdot (1 + e^{\frac{-t}{\tau}}) \quad (6.22)$$

Onde:

$t = 8,33$  ms para 60 Hz ou

$t = 10$  ms para 50 Hz

Assim, considerando uma constante de tempo de 45 ms tem-se

$$50 \text{ Hz} \quad f = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-10}{45}}\right) = 2,55$$

$$60 \text{ Hz} \quad f = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-8,33}{45}}\right) = 2,59$$

A IEC 62271-100 padroniza, para a capacidade de estabelecimento de um disjuntor, correntes definidas pelos seguintes fatores de assimetria (Frontin, 2013):

- Para frequência nominal 50 Hz e constante de tempo normalizada de 45 ms:  $f = 2,5$ .
- Para frequência nominal 60 Hz e constante de tempo normalizada de 45 ms:  $f = 2,6$ .
- Para todos os casos especiais de constante de tempo, independentemente da frequência nominal do disjuntor:  $f = 2,7$ .

O valor de pico está vinculado ao valor rms da corrente nominal de interrupção de curto-circuito, frequência e constante de tempo ( $\tau$ ). Os valores especificados são (ABB, 2005).:

- 2,5 x corrente suportável de curta duração nominal a 50 Hz a  $\tau = 45$  ms
- 2,6 x corrente suportável nominal de curta duração a 60 Hz a  $\tau = 45$  ms
- 2,7 x corrente suportável nominal de curta duração a 50/60 Hz a  $\tau > 45$  ms

A tabela 6.10 apresenta valores da constante de tempo e do fator de assimetria para diversos valores da relação X/R dos circuitos a 60Hz.

Tabela 6.10 - Valores do fator de assimetria em função de X/R e da constante de tempo (60Hz)

X / R	Constante de tempo $\tau$ (ms)	Fator de assimetria f (para t = 8,33 ms)
12	32	2,50
15	40	2,56
17	45	2,59
20	53	2,62
25	66	2,66
30	80	2,69
40	106	2,72
50	133	2,74
60	159	2,76
80	212	2,77
100	265	2,78

- **Sequencia Nominal de Operação:**

As sequencias nominais de operações padronizadas pela ABNT são as seguintes:

- Para disjuntores previstos para religamento rápido:

O-0,3s-CO-15s-CO ou O-0,3s-CO-3min-CO

- Para disjuntores não previstos para religamento rápido:

CO-15s-CO ou O-3min-CO-3min-CO

- **Tempo de Interrupção Nominal:**

Corresponde ao maior tempo que o disjuntor pode levar para interromper uma corrente de qualquer valor. Esse tempo varia de 2 a 5 ciclos. Segundo procedimento de rede do ONS (2017) os disjuntores devem ter tempos máximos de interrupção de 2 ciclos para as classes de tensão maiores ou igual a 362 kV. Recomenda-se adotar nas especificações dos disjuntores, os seguintes tempos de interrupção de acordo com a classe de tensão:

- Classe de tensão 362, 460, 550 e 800 kV: 2 ciclos;
- Classe de tensão 72,5, 145 e 245 kV: 3 ciclos;
- Classe de tensão 15 kV: 5 ciclos.



- **Tensão de restabelecimento transitória (TRT):**

Denomina-se TRT a diferença de potencial entre os terminais do disjuntor em seguida à interrupção de uma corrente, no período transitório anterior ao amortecimento das oscilações (FRONTIN, 2013).

A TRT é particularmente elevada em seguida à abertura de faltas terminais, isto é, faltas ocorridas praticamente sobre os terminais dos disjuntores, seja nos barramentos, seja nas saídas de linha e de faltas quilométricas, isto é, faltas ocorridas sobre linhas de transmissão, à distância de poucos quilômetros do disjuntor (FRONTIN, 2013).

Uma abordagem mais completa sobre TRT onde são estabelecidas as diretrizes e critérios de estudos de TRT para diversos tipos de faltas é apresentada em (FRONTIN, 2013) e (CARVALHO et al. 1995).

- **Nível de Isolamento Nominal:**

Define os valores suportáveis das tensões e sobretensões para os quais o disjuntor foi projetado. Deve ser escolhido entre os valores indicados nas tabelas da NBR IEC 62271-1 (2020).

### 6.5.8 Seleção dos disjuntores

A tabela 6.11 apresenta uma orientação para seleção do tipo de disjuntores de acordo a classe de tensão.

Tabela 6.11 - Seleção de Disjuntores

Classe de tensão	Tipo de disjuntor	Observação
5 kV – 38 kV	Vácuo SF <sub>6</sub>	Vácuo é preferido, embora haja uma relativa equivalência entre eles, são competitivos.
72,5 kV – 245 kV	SF <sub>6</sub> (Vácuo 72,5 e 145 kV)*	*Há um fabricante fornecendo Disjuntor a vácuo nas tensões de 72,5 e 145 kV
≥365 kV	Ar comprimido SF <sub>6</sub>	SF <sub>6</sub> é preferido

### 6.6 PARA-RAIOS

O para-raios é um dispositivo protetor que tem por finalidade limitar os valores dos surtos de tensão transitante que, de outra forma, poderiam causar severos danos aos equipamentos elétricos.

Para um dado valor de sobretensão, o para-raios (que antes funcionava como um isolador) passa a ser condutor e descarrega parte da corrente para a terra, reduzindo a crista da onda a um valor que depende das características do referido para-raios. Uma vez descarregada para a terra a corrente elétrica, deverá voltar à sua condição de isolante.

Essa última condição envolve a definição de tensão nominal do para-raios. Esta, é a máxima tensão, sob frequência nominal do sistema, a que estando sujeito um para-raios, este é ainda capaz (logo após ter escoado para a terra a corrente associada a um surto de tensão) de interromper ou evitar a drenagem para a terra da corrente nominal do sistema.

A tensão máxima, à frequência nominal do sistema, a que o para-raios poderá ser submetido, sem que se processe a descarga da corrente elétrica através do mesmo, é denominada de “tensão disruptiva à frequência nominal”.

### 6.6.1 Para-raios com Gap e resistor não linear

Estes para-raios são constituídos basicamente de um gap em série com um resistor não linear, colocados no interior de um invólucro de porcelana.

O gap é o elemento que separa eletricamente a rede dos resistores não lineares. Constitui-se de um conjunto de “subgaps” cuja finalidade é a de fracionar o arco em um número de pedaços, a fim de poder exercer um melhor controle sobre ele, no momento de sua formação, durante o processo de descarga e na sua extinção.

Nos para-raios convencionais o resistor não linear é fabricado basicamente com o carbonato de silício. Com este material pode-se observar que, por ocasião de tensões baixas tem-se uma resistência elevada e, com tensões elevadas, uma resistência baixa.

### 6.6.2 Para-raios de Óxido de Zinco

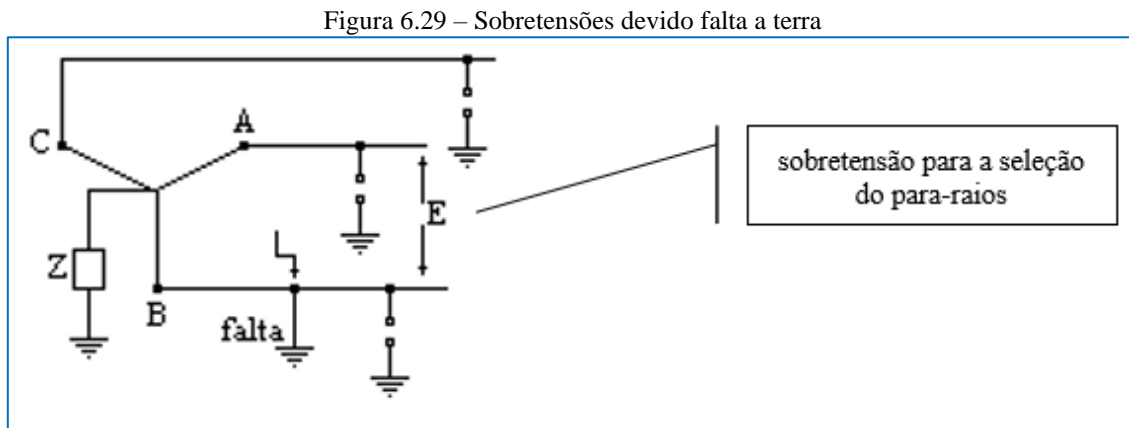
O para-raios de óxido de zinco constitui-se basicamente do elemento não linear colocado no interior de um corpo de porcelana. Neste para-raios não são necessários os gaps em série, devido às excelentes características não lineares do óxido de zinco.

Os para-raios de óxido de zinco apresentam vantagens sobre os para-raios convencionais entre as quais podem ser citadas:

- Inexistência de *gaps* (*gaps* estão sujeitos a variações na tensão de descarga de um para-raios que não esteja adequadamente selado, além de que um número elevado de partes no *gap* aumenta a possibilidade de falhas);
- Inconvenientes apresentados pelas características não lineares do carbonato de silício;
- Para-raios convencionais absorvem mais quantidade de energia do que o para-raios de óxido de zinco, o que permite a este último absorção durante um maior número de ciclos.

### 6.6.3 Critérios de seleção e aplicação

Usualmente, as sobretensões selecionadas para servir como base para seleção dos para-raios (“E”) são aquelas que aparecem em duas fases do sistema quando se verifica uma falta para a terra na outra fase, conforme Figura 6.29.



Sendo essas sobretensões dependentes da forma de aterramento do neutro desse sistema, é usual efetuar-se a divisão dos sistemas em duas classes principais, assim definidas:

- **Sistemas efetivamente ligados à terra:**

Define-se um sistema com neutro efetivamente aterrado quando:

$$0 < \frac{X_0}{X_1} < 3 \quad e \quad \frac{R_0}{X_1} < 1 \quad (6.23)$$

Num sistema assim definido, as sobretensões máximas previstas para duas fases, como resultado de uma falta para terra na outra fase, não excederão 80% da tensão nominal entre fases do sistema.

Nesse caso, os para-raios selecionados deverão ser aqueles cuja tensão nominal é de 80% da tensão entre fases do sistema, e são usualmente denominados de “oitenta por cento”. Costuma-se considerar uma margem de 5% e assim, para-raios de 80% são, na verdade, selecionados à base de 85% da tensão entre fases do sistema.

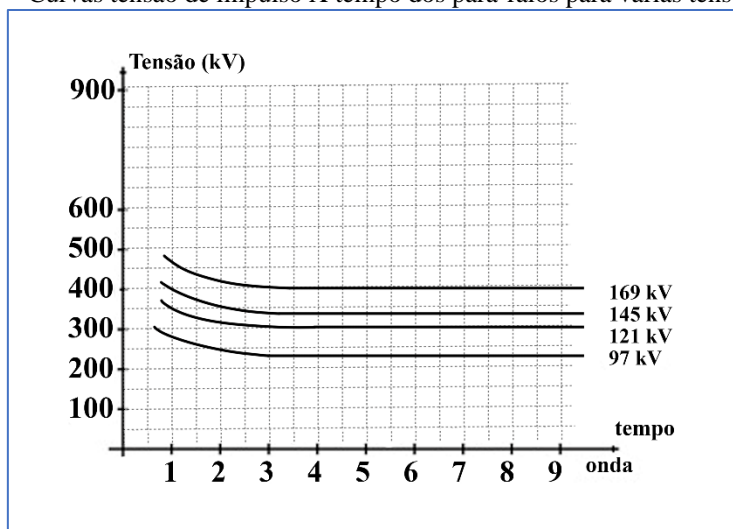
- **Sistemas não ligados efetivamente à terra:**

No caso de não se verificarem as condições estabelecidas em (6.23), o sistema não poderá ser considerado como efetivamente aterrado e as sobretensões resultantes de uma falta para terra podem atingir valores iguais à tensão entre fases.

Neste caso, os para-raios selecionados deverão ser aqueles cuja tensão nominal é de 100% da tensão entre fases do sistema. A fim de se obter uma certa margem de segurança, os para-raios são usualmente selecionados para 105% da tensão entre fases.

Do exposto ficam definidas duas importantes características dos para-raios: “tensão nominal” e “tensão disruptiva à frequência nominal”. Os para-raios são também caracterizados pelas curvas “tensão de impulso X tempo”. Estas estabelecem a relação entre a crista de uma onda de impulso (1.5 x 40  $\mu$ s) e o tempo para o qual se processa a descarga disruptiva através do para-raios. portanto, elas definem as sobretensões máximas que os para-raios permitirão que existam nos pontos em que estão instalados, conforme Figura 6.30.

Figura 6.30 – Curvas tensão de impulso X tempo dos para-raios para várias tensões nominais



Verifica-se pela Figura 6.30 que quanto maior é a tensão nominal do para-raios, menor é a proteção que ele oferece. Por exemplo, um sistema de 115 kV, do tipo efetivamente ligado à terra, poderá ser protegido por para-raios de 97 kV. Porém, se o sistema não fosse efetivamente ligado à terra, ter-se-ia de usar para-raios de 121 kV. É evidente, pela figura, que os para-raios de 97 kV oferecem um nível de proteção melhor do que os de 121 kV.

A coordenação de isolamento consiste na comparação da resistência oferecida pelos isolamentos dos vários equipamentos de uma dada instalação, aos surtos de tensão que possam atingi-los, representada pelas curvas “tensão de impulso X tempo” correspondentes a esses isolamentos, com os surtos de tensão máximos pelos dispositivos protetores utilizados, que são também representados pelas suas curvas “tensão de impulso X tempo”.

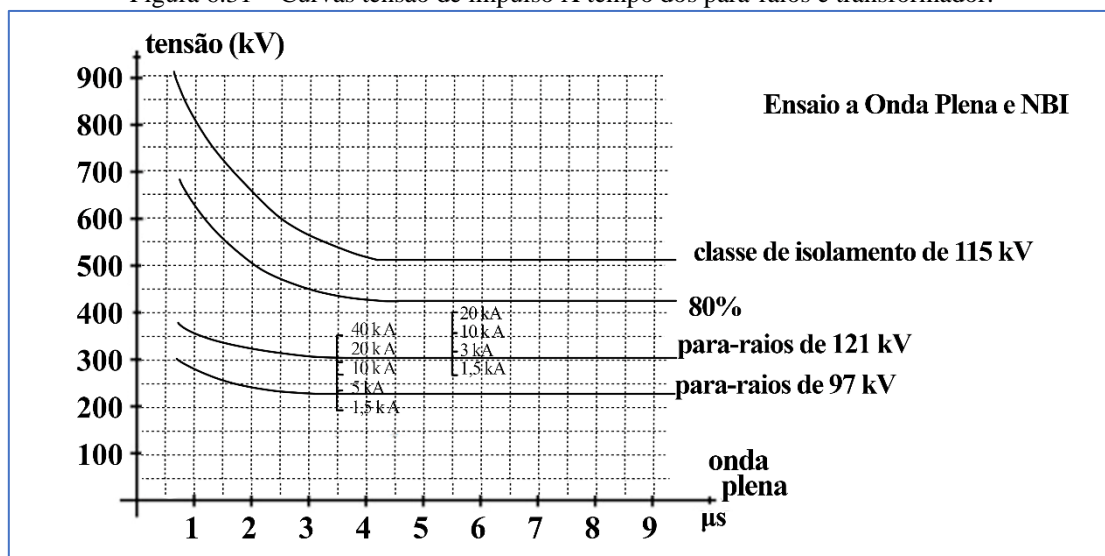
Portanto, em última análise, a coordenação de isolamento consiste na comparação de curvas tensão de impulso X tempo, uns referentes aos isolamentos dos equipamentos em consideração e as outras aos dispositivos de proteção utilizados.

Supondo um transformador de força (TF) cujos enrolamentos de AT pertençam à classe de isolamento de 115 kV, e cuja curva tensão de impulso X tempo está representada na Figura 6.31. A fim de proteger devidamente o isolamento deste transformador, os surtos de tensão resultantes da queda de um raio não devem evidentemente ultrapassar o limite fornecido pela curva representada nesta figura. Porém, para que seja obtida uma margem de segurança, se estabelece que os surtos de tensão devem ser limitados a valores no máximo iguais a 80% da curva acima referida.

Na Figura 6.31, encontra-se indicado o limite máximo para os surtos de tensão provocados pela queda de um raio, a que deve ser submetido o isolamento dos enrolamentos de AT do transformador. Está também assinalada a margem de segurança de 20% acima referida.

Se forem utilizados para-raios para a limitação desses surtos de tensão, a sua curva tensão de impulso X tempo e a respectiva queda de tensão “IR” através dos mesmos, deverá ficar situada abaixo da curva inferior (80% do NBI do TF) mostrada na Figura 6.31, garantindo dessa forma, que as sobretensões a que será submetido o isolamento do transformador serão iguais ou inferiores a 80% da curva tensão de impulso X tempo deste último, ou seja: os surtos de tensão que podem atingir o transformador serão inferiores a 80% de seu NBI

Figura 6.31 – Curvas tensão de impulso X tempo dos para-raios e transformador.



Conforme pode ser verificado na Figura 6.31, os dois para-raios utilizados oferecem uma coordenação adequada. Se for considerado que o enrolamento de AT do transformador está ligado a um sistema com neutro não efetivamente aterrado, a tensão nominal dos para-raios deverá ser de 115

$x 1 \times 1.05 = 121 \text{ kV}$ . Supondo, porém, que o sistema considerado tenha neutro efetivamente aterrado, a tensão nominal dos para-raios então seria de  $115 \times 0.8 \times 1.05 = 97 \text{ kV}$ .

Estes para-raios, denominados “80%”, têm sua curva situada abaixo da linha indicada na Figura 6.31, oferecendo uma boa coordenação. Aliás, estes para-raios oferecem mesmo uma melhor proteção para o transformador do que os de 100% (121 kV).

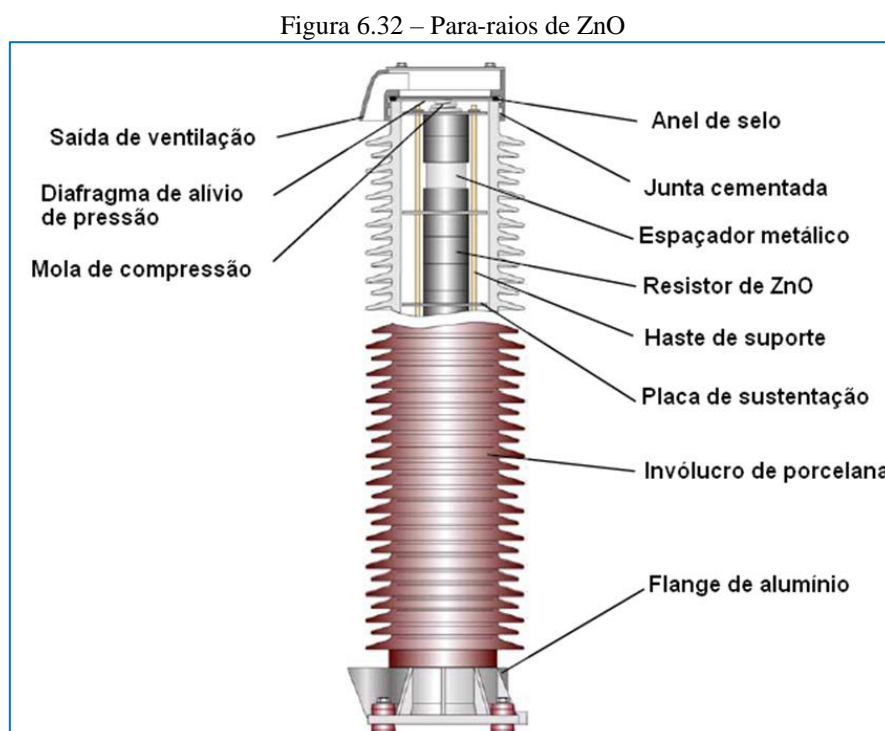
A Tabela 6.12 apresenta a distância máxima entre o para-raios e o transformador. As distancias da proteção oferecida pelos para-raios mostrada na tabela são apenas orientativas.

Tabela 6.12 - Distância do para-raios para diversas tensões.

Classe de Tensão do Transformador (kV)	NBI (kV)	Distância (ft)	
		Neutro não aterrado ou resistência de aterramento (PR 100%)	Neutro efetivamente aterrado (PR 80%)
25	150	25	70
34,5	200	25	70
46	250	25	70
69	350	30	75
72	450	30	75
115	550	30	85
138	650	35	95

#### 6.6.4 Componentes do para-raios

A Figura 6.32 apresenta a seção transversal de uma unidade de um para-raios ZnO com invólucro de porcelana para ser usado em sistema de alta tensão.



## 6.7 RESISTORES DE ATERRAMENTO

Com a finalidade de limitar a corrente de curto-circuito, é comum colocar um resistor ou um reator entre o neutro e a terra.

Nos geradores, o neutro, em geral, é aterrado através de resistores ou bobinas de indutância. A maioria dos neutros dos transformadores em sistemas de transmissão acima de 70 kV são solidamente aterrados; abaixo dessa tensão, os neutros dos transformadores podem ser ligados diretamente à terra ou através de resistências ou de reatâncias indutivas.

Em SE industriais, o neutro do transformador é solidamente aterrado quando seu secundário for em baixa tensão. Porém, quando o secundário for em média tensão (2,4 a 15 kV) é comum aterrar o neutro do transformador através de resistor de aterramento, obtendo-se assim algumas vantagens para o sistema, tais como:

- A corrente de curto-circuito entre fase e terra é de valor moderado, porém suficiente para sensibilizar os relés de terra;
- Segregação automática dos circuitos sujeitos a curtos-circuitos para terra (atuação mais rápida do relé de terra);
- Facilidade de localização dos curtos-circuitos fase-terra desde que sejam usados relés de terra adequados;
- O custo de manutenção é praticamente igual ao sistema solidamente aterrado, porém os danos nos motores ligados ao sistema são bastante reduzidos;
- Controla a valores moderados as sobretensões devido à ressonância LC e curtos-circuitos intermitentes.

A seguir apresenta-se um critério de aterramento do neutro de transformadores normalmente encontrado nas plantas industriais:

- Sistemas até 600 V: Solidamente aterrado;
- Sistemas de 2,4 a 13,8 kV: Resistor de aterramento na maioria dos casos e solidamente aterrado em poucos casos;

Num sistema elétrico, é necessário o cálculo de curto-circuito com a finalidade de dimensioná-lo adequadamente para que tenha condições de suportar as solicitações impostas durante o curto-circuito, e protegê-lo devidamente contra tal ocorrência.

Os componentes do sistema, tais como: chaves seccionadoras, disjuntores, transformadores de corrente, condutores, devem ser dimensionados para suportarem aos esforços térmicos e mecânicos decorrentes da ocorrência do curto-circuito.

Quando se deseja analisar o comportamento de um sistema em condições de carga ou durante a ocorrência de um curto-circuito, o diagrama unifilar deve ser transformado num diagrama de impedância.

Sendo a corrente de magnetização de um transformador normalmente insignificante se comparada com a corrente de plena carga, a admitância em paralelo não é colocada no circuito equivalente do transformador.

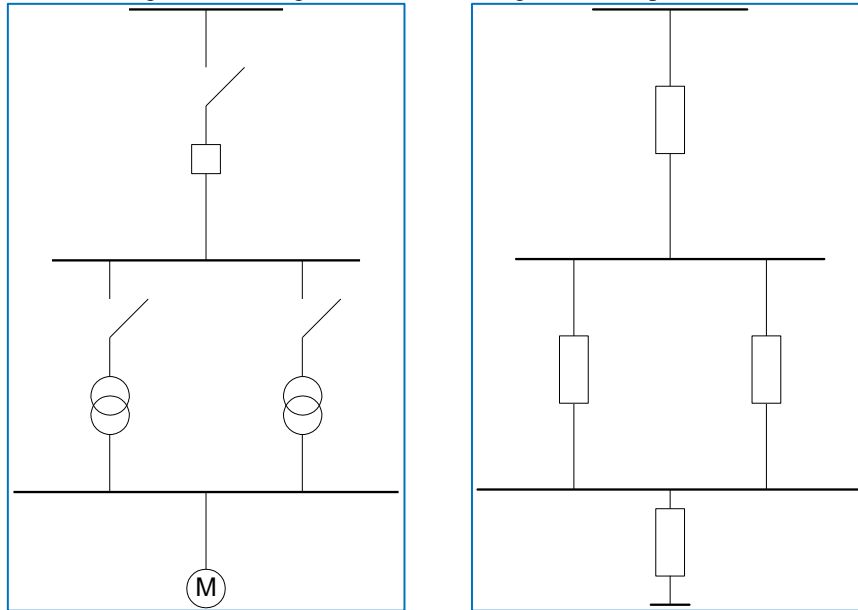
A resistência pode ser omitida nos cálculos de faltas. Nos elementos principais como geradores e transformadores, a reatância é normalmente, pelo menos cinco vezes maior que a resistência ( $X \geq 5R$ ). A corrente de curto-circuito calculada desprezando-se a resistência dos elementos principais, introduz um certo erro, porém os resultados serão satisfatórios desde que a reatância indutiva do sistema seja muito maior que sua resistência, o que normalmente acontece. Este erro está a favor da segurança.

Cargas que não envolvam máquinas girantes têm pequena influência na corrente total durante a ocorrência de uma falta, sendo frequentemente omitidas. Cargas constituídas por motores síncronos, no entanto, são sempre incluídas no cálculo de faltas uma vez que as FEM's nelas geradas contribuem para a corrente de curto-circuito. Os motores de indução também devem ser representados para se calcular a corrente imediatamente após a ocorrência de uma falta. Esses motores podem ser ignorados no cálculo da corrente uns ciclos após a ocorrência da falta porque a contribuição de corrente feita pelo motor de indução cessa logo após o curto-circuito do motor.

Assim, a corrente de curto-circuito que circula entre as fontes e o ponto de curto, é limitada apenas pela impedância entre as fontes e o ponto de defeito. A Figura 7.1 apresenta o diagrama unifilar e seu respectivo diagrama de impedância de um determinado sistema elétrico industrial.



Figura 7.1 - Diagrama Unifilar e Diagrama de Impedâncias



Quando a resistência e a reatância de um equipamento forem dadas pelo fabricante em percentagem ou em pu, subentende-se que as bases são os kVA e os kV nominais do equipamento.

As concessionárias de energia elétrica fornecem tabelas contendo as correntes de curto-circuito ( $I_{cc_{conc}}$ ) que podem ocorrer em pontos de ligação dos seus sistemas. Normalmente, as tabelas fornecem os  $MVA_{cc_{conc}}$ , sendo:

$$MVA_{cc_{conc}} = \sqrt{3} \cdot kV_{nominal} \cdot I_{cc_{conc}} \cdot 10^{-3} \quad (7.1)$$

Desprezando-se a resistência e a capacitância em paralelo o circuito equivalente monofásico de Thévenin que representa o sistema consta de uma FEM igual à tensão nominal de linha dividida por  $\sqrt{3}$  em série com uma reatância indutiva de:

$$X_{th} = \frac{(kV_{nominal} / \sqrt{3}) \cdot 1000}{I_{cc_{conc}}} \quad [\Omega] \quad (7.2)$$

Tirando  $I_{cc_{conc}}$  da equação (7.1) e substituindo na equação (7.2) tem-se:

$$X_{th} = \frac{(kV_{nominal})^2}{MVA_{cc_{conc}}} \quad [\Omega] \quad (7.3)$$

Se a base em kV for igual aos kV nominais, convertendo em pu obtém-se:

$$X_{th} = \frac{MVA_{base}}{MVAcc_{conc}} \quad [pu] \quad (7.4)$$

Se o sistema de potência externo for grande em comparação com o industrial, as perturbações no interior da indústria não afetam a tensão no ponto de conexão. Nesse caso, o sistema externo é considerado uma barra infinita, sendo representado por uma fonte de tensão constante sem impedância interna.

## 7.1 CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A escolha, por exemplo de um disjuntor, para um circuito de potência depende não só da corrente que ele deverá conduzir em condições de operação, como também da máxima corrente que esse disjuntor deve suportar momentaneamente e da corrente que possa ter que interromper, na tensão da linha na qual está instalado. Portanto, é sempre necessário determinar o valor inicial da corrente quando ocorre uma falta no sistema, de modo a escolher um disjuntor com capacidade suficiente de suportar esta carga momentânea.

A fim de abordar o problema do cálculo da corrente inicial que circula quando um alternador é curto-circuitado, considere o que ocorre quando uma tensão CA é aplicada a um circuito com valores constantes de resistência e indutância. Seja  $V_m \text{ sen}(\omega t + \alpha)$  a tensão aplicada, onde  $t=0$  por ocasião da aplicação da tensão. Então  $\alpha$  determina o módulo da tensão quando se fecha o circuito. Se a tensão instantânea for zero e estiver aumentando no sentido positivo quando é aplicada pelo fechamento da chave,  $\alpha$  será zero. Se a tensão estiver no seu máximo positivo,  $\alpha$  será igual a  $\pi/2$ . A equação diferencial é:

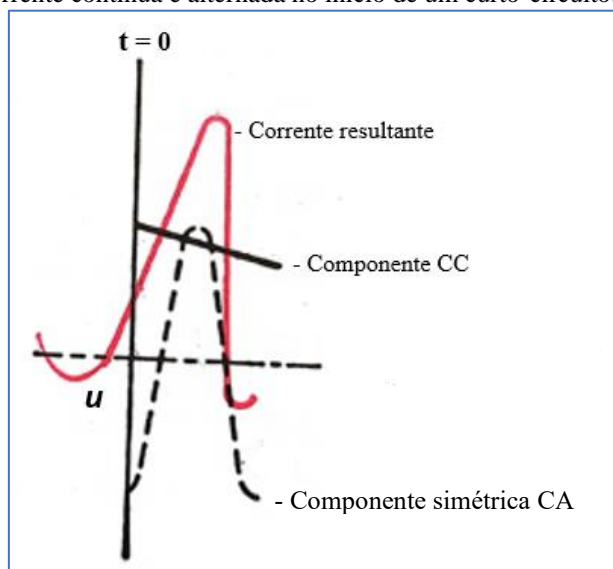
$$|V_m| \text{ sen}(\omega t + \alpha) = Ri + L \, di/dt \quad (7.5)$$

cuja solução será:

$$i = \frac{|V_m|}{|Z|} \cdot [\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \cdot \text{sen}(\alpha - \theta)] \quad (7.6)$$

O 1º termo da equação varia senoidalmente com o tempo; o 2º não é periódico e decresce, exponencialmente com uma constante de tempo  $L/R$ , sendo chamado de componente C.C. da corrente.

Figura 7.2-Componentes de corrente contínua e alternada no início de um curto-circuito. Adaptado de (ROEPER, 1986)



Assim, quando ocorre um curto-circuito em um sistema de potência, a corrente resultante é composta de duas componentes: uma componente simétrica (CA) determinada pelo valor da tensão da fonte e pela impedância ( $R+jX$ ) da rede, e uma componente de corrente contínua (CC) cujo valor inicial e taxa de decréscimo são determinados em função do instante de ocorrência do curto na onda de tensão, do valor da tensão da fonte e da relação  $X/R$  da rede.

A assimetria da corrente resultante de curto-circuito decorre da presença da componente CC.

O valor da componente CC pode variar desde zero até um valor igual ao valor de pico da componente simétrica de corrente alternada. O valor inicial da componente CC é igual ao valor da componente simétrica de corrente alternada no instante que ocorre o curto-circuito.

Num sistema teórico, em que  $R=0$ , a componente CC permaneceria com valor constante. Entretanto, num sistema prático, em que a resistência está presente, a componente CC decai até zero, de acordo com a energia armazenada e representa a perda de energia sob forma de  $I^2R$  na resistência do sistema.

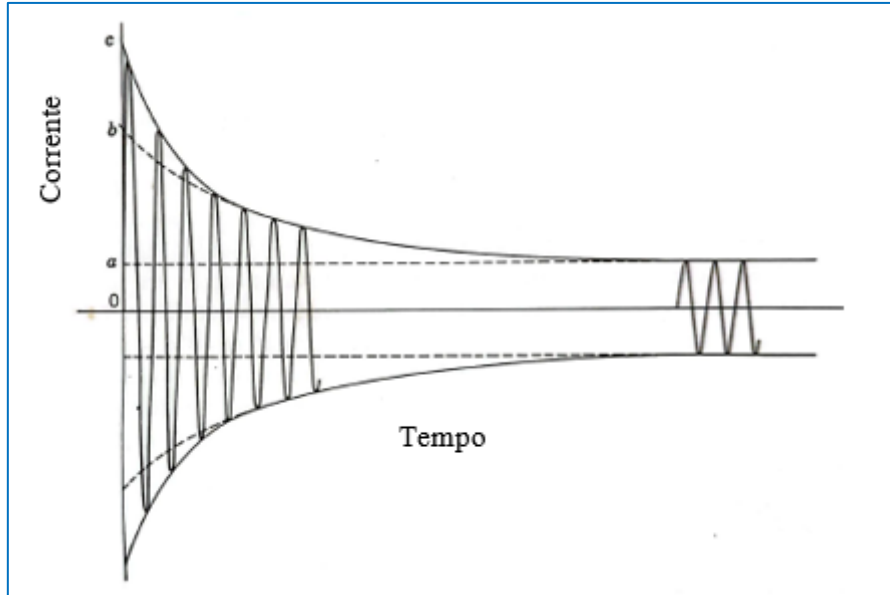
O efeito deste decréscimo é que a corrente de curto-circuito cai gradualmente desde o valor assimétrico até o valor simétrico da corrente de curto-circuito, em relação ao ponto zero da tensão.

Existem dois fatores que fazem com que o valor inicial da corrente de curto-circuito seja maior que em regime permanente. Um destes fatores é a reatância variável das máquinas rotativas, que como visto anteriormente, é levada em consideração no cálculo da corrente de curto-circuito.

O segundo fator é a assimetria, também já abordado, em função do decréscimo da componente de CC.

A Figura 7.3 apresenta o comportamento da corrente de curto-circuito excluindo a componente CC.

Figura 7.3 Corrente de curto sem a componente CC. Adaptado de (STEVENSON, 1976).



Onde:

oa: Valor máximo da corrente de curto-circuito permanente;

$$I = \frac{oa}{\sqrt{2}} \rightarrow \text{Valor eficaz da corrente de curto-circuito em regime permanente;}$$

$$X_d = \frac{|E_g|}{|I|} \rightarrow \text{Reatância síncrona do eixo direto (E}_g\text{: tensão em vazio do alternador);}$$

$$I' = \frac{ob}{\sqrt{2}} \rightarrow \text{Valor eficaz da corrente transitória;}$$

$$X'_d = \frac{|E_g|}{|I'|} \rightarrow \text{Reatância transitória do eixo direto;}$$

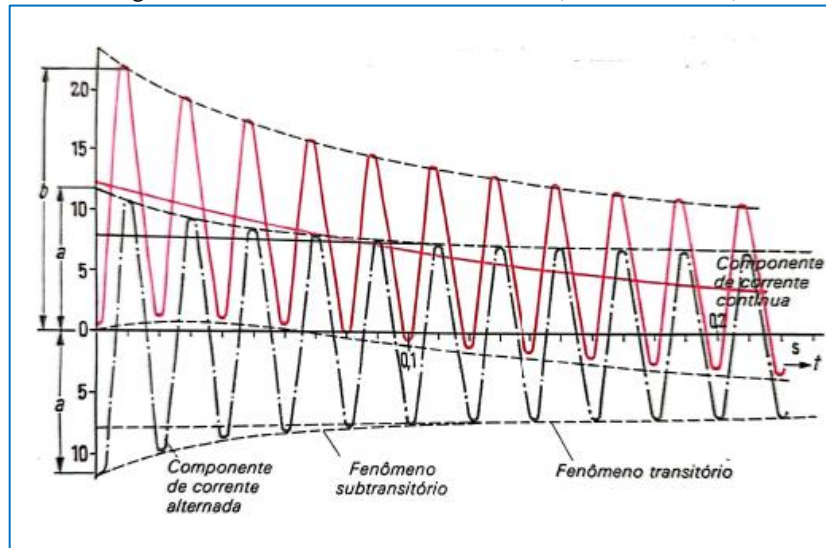
$$I'' = \frac{oc}{\sqrt{2}} \rightarrow \text{Valor eficaz da corrente subtransitória;}$$

$$X''_d = \frac{|E_g|}{|I''|} \rightarrow \text{Reatância subtransitória do eixo direto;}$$

A corrente subtransitória ( $I''$ ) é muitas vezes chamada de corrente eficaz simétrica inicial porque contém a ideia de desprezar a componente CC (STEVENSON, 1976).

Inserindo a componente CC da corrente, a corrente em função do tempo para uma falta fica conforme Figura 7.4.

Figura 7.4 - Amortecimento da Corrente. (ROEPER, 1986)



Concluindo o exposto, relaciona-se a seguir as correntes e reatância de um estudo de curto-circuito:

$|I|$  → corrente de regime permanente, valor eficaz;

$|I'|$  → corrente transitória, valor eficaz excluindo a componente CC;

$|I''|$  → corrente subtransitória, valor eficaz excluindo a componente CC;

$X_d$  → reatância síncrona do eixo direto.

$X'_d$  → reatância transitória do eixo direto.

$X''_d$  → reatância subtransitória do eixo direto.

Como já foi visto, a corrente subtransitória é a corrente simétrica inicial e não inclui a componente contínua da corrente de falta transitória. O cálculo exato do valor da corrente de falta num sistema de potência é demasiadamente complicado; métodos aproximados são mais práticos e dão resultados suficientemente precisos. O método recomendado pelo AIEE SWITCHGEAR COMMITTEE leva em conta a componente CC pela aplicação de um fator de multiplicação à corrente eficaz simétrica calculada. Algumas definições são apresentadas a seguir.

- **Corrente Suportável Nominal de Curta Duração**

- Segundo a ABNT/IEC: valor eficaz da corrente que a chave pode conduzir por um período especificado de tempo (1 s ou 3 s).
- Segundo a ANSI: valor eficaz da corrente total (componente CA simétrica + componente CC) que a chave pode conduzir por um pequeno intervalo de tempo.

- **Valor de Crista Nominal da Corrente Suportável de Curta Duração**

- Segundo ABNT/IEC: valor de crista da corrente que a chave pode conduzir sem deterioração de seu material. Os valores padronizados desta corrente (em kA crista) são 2,6 vezes a corrente nominal de curta duração.

- **Corrente Momentânea**

- Segundo ANSI: Valor eficaz da corrente total no máximo ciclo que a chave pode conduzir pelo menos durante um ciclo.

A seguir são apresentadas as equações de conversão e as fórmulas a serem utilizadas no cálculo da corrente de curto-circuito.

$$X_{pu} = \frac{X_{\%}}{100} \quad (7.7)$$

$$X_{pu} = \frac{\Omega \times kVA_{base}}{1000 \times kV^2} = \frac{\Omega \times MVA}{kV^2} \quad (7.8)$$

$$X_{pu} = X_{pu} \times \frac{kVA_{base}}{kVA_{equipamento}} \quad (7.9)$$

Onde:

- $\Omega$  → reatância por fase;
- MVA,  $kVA_{base}$  → potência trifásica;
- kV → tensão fase-fase.

$$\text{Potência de curto simétrico} = \frac{S_{base}}{X_{pu}} \quad (7.10)$$

$$\text{Corrente de curto simétrico} = \frac{S_{\text{base}}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot X_{\text{pu}}} \quad (7.11)$$

Onde:

- $S_{\text{base}}$  → potência base em kVA;  
 $V$  → tensão entre fases em kV;  
 $\text{MVA, kVA}_{\text{base}}$  → potência trifásica;  
 $\text{kV}$  → tensão fase-fase.

Como já foi visto, a concessionária deverá informar a potência máxima de curto-circuito trifásico, na entrada da SE receptora. Entretanto, a reatância da concessionária, neste ponto, referida a sua própria potência base é 1,0 pu.

Para referi-la a potência base escolhida basta fazer:

$$X_{\text{conc}} = 1,0 \times \frac{S_{\text{base}}}{S_{\text{cc}_{\text{conc}}}} \quad (7.12)$$

Onde:

- $S_{\text{cc}_{\text{conc}}}$  → potência de curto da concessionária;  
 $X_{\text{conc}}$  → reatância da concessionária;  
 $S_{\text{base}}$  → potência base.

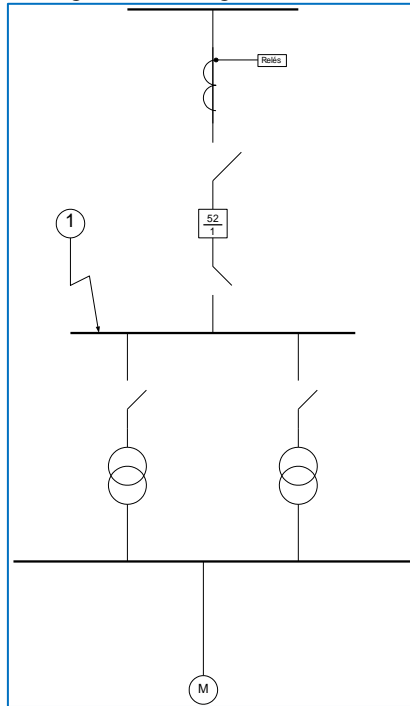
## 7.2 EXEMPLO NUMÉRICO

A Figura 7.5 apresenta o diagrama unifilar simplificado de uma SE de 69 kV. O conjunto de relés apresenta carga total de 85 VA localizados a 40 m do TC e são ligados ao secundário deste através de condutor de seção 6 mm<sup>2</sup> com 10 Ω/km de resistência (admitir  $\cos \varphi = 0,8$  para carga de relé e TC de baixa impedância interna). Especificar o TC e o disjuntor 52-1, considerando que a corrente de linha pode chegar a 350 A.

Dados:

- Coeficiente de limite de corrente de curta duração para efeito mecânico: 300;
- Coeficiente de limite de corrente de curta duração para efeito térmico: 120;
- Corrente de curto-circuito subtransitória ( $I''_{k3}$ ): 21,5 kA (*rms*);
- Corrente de curto-circuito de regime permanente ( $I_{k3}$ ): 20,9 kA (*rms*);

Figura 7.5 - Diagrama Unifilar



**Solução:**

**a. Dimensionamento do TC**

- Corrente Nominal Primária do TC

$$1,66 \times 350 \text{ A} > I_1 > 1,25 \times 350 \text{ A}$$

$$581 \text{ A} > I_1 > 437,5 \text{ A}$$

Pela tabela da ABNT:  $I_1 = 500 \text{ A}$

- Capacidade Térmica

$$I_1 \geq \frac{I_{IN}}{b_2} \therefore I_{IN} = I_{k3}$$

$$I_1 \geq \frac{20900}{120} = 174 \text{ A}$$

$I_1 = 500 \text{ A} > 174 \text{ A} \rightarrow$  atende

- Capacidade Dinâmica

$$I_1 \geq \frac{I_{mom}}{b_1}$$

$$I_1 \geq \frac{2,6 \times 21,5}{300} = 186 \text{ A}$$



$$I_1 = 500 \text{ A} > 186 \text{ A} \rightarrow \text{atende}$$

Então adoto: TC: 500-5 A

$$I_t: 120 I_1$$

$$I_d: 300 I_1$$

- Carga Nominal

$$\text{Condutores: } P = RI^2$$

$$R = \frac{10}{1000} \times 40 = 0,4\Omega$$

$$P = 0,4 \times 5^2 = 10 \text{ W}$$

Considerando 2 condutores,  $P = 2 \times 10 = 20 \text{ W}$ .

Pela tabela, o TC imediatamente superior é o 200 VA ( $\cos \varphi = 0,5$ )

- Polaridade: subtrativa
- Impedância Interna

$$S = ZI^2$$

$$Z = \frac{S}{I^2} = \frac{200}{5^2} = 8\Omega$$

- Tensão Secundária

$$V = 20 \times I_2 \times Z$$

$$V = 20 \times 5 \text{ A} \times 8 \Omega = 800 \text{ V}$$

- Designação:

ANSI: C800

### **b. Dimensionamento do Disjuntor 52-1**

$$I = 350 \text{ A}$$

$$I_{\text{mom}} = 2,6 \times 21,5 = 56 \text{ kAc}$$

$$I_{\text{IN}} = 20,9 \text{ kA}$$

Consultando normas e tabelas de fabricantes de disjuntor adota-se:

$$I_{\text{nominal}} = 1200 \text{ A}$$

- Especificação básica:

Corrente nominal: 1200 A

Corrente de interrupção nominal: 31,5 kA<sub>rms</sub>

Corrente momentânea: 82 kA<sub>pico</sub>

Tensão nominal: 69 kV

Classe de tensão: 72,5 kV

Tipo do disjuntor: SF<sub>6</sub>

Acionamento: mola motorizada eletricamente e manual.

A elaboração de um esquema de proteção envolve várias etapas desde o estabelecimento de uma estratégia de proteção, selecionando os respectivos dispositivos de atuação, até a determinação dos valores adequados para a calibração dos relés.

Basicamente, em um sistema encontram-se os seguintes tipos de proteção:

- Proteção contra incêndio;
- Proteção por relés e fusíveis;
- Proteção contra descargas atmosféricas e surtos de manobra.

### 8.1 PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES EM SUBESTAÇÕES

#### 8.1.1 Introdução

Ao contrário dos múltiplos tipos de defeitos suscetíveis de aparecer nas máquinas rotativas, os transformadores podem estar sujeitos apenas aos seguintes defeitos (CAMINHA, 1978):

- Curtos-circuitos nos enrolamentos;
- Sobreaquecimento.

Realmente, a construção dos transformadores atingiu um nível técnico tão elevado que os mesmos podem ser considerados entre os elementos que apresentam maior segurança de serviço. Até a proteção térmica, mesmo em subestação sem operador, normalmente só controla alarmes ou bancos de ventiladores.

Assim, o que deve preocupar, basicamente, é a proteção contra curto-circuito interno e a proteção de retaguarda contra faltas externas. Os curtos resultam de defeitos de isolamento que, por sua vez, são constituídos por sobretensão de origem atmosférica ou de manobras, e por sobreaquecimento inadmissível dos enrolamentos. As sobrecargas repetitivas, permanentes ou temporárias, conduzem a um envelhecimento prematuro dos isolantes dos enrolamentos. Com isso, acabam ocorrendo rupturas destes isolamentos, ocasionando curtos-circuitos entre as espiras.

Pode-se então dividir a proteção de transformadores da seguinte forma:

#### 8.1.2 Proteção contra curto-circuito interno

- Para grandes transformadores
  - Proteção diferencial;
  - Proteção Buchholz.

- Para pequenas unidades e transformadores de média potência com alimentação unilateral
  - Proteção através de relés de sobrecorrente temporizados e/ou por fusíveis;
  - Relés térmicos e imagens térmicas constituem a proteção contra sobrecarga;

### 8.1.3 Proteção de retaguarda

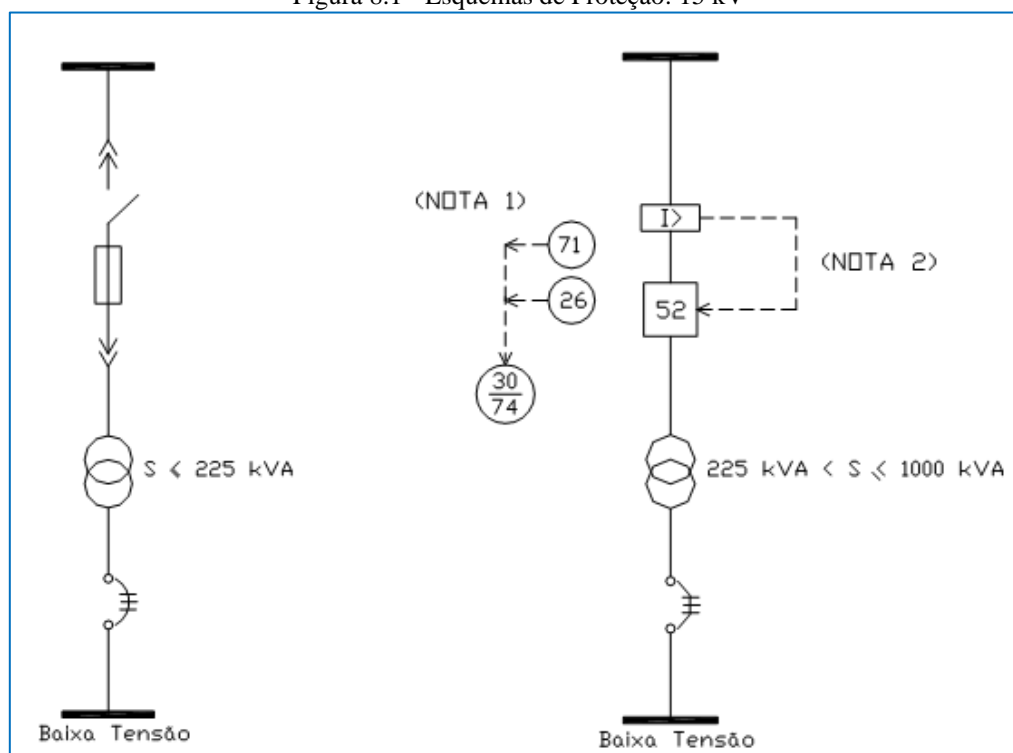
Relés de sobrecorrente e/ou fusíveis.

### 8.1.4 Esquemas de proteção

A seguir serão apresentados esquemas típicos de proteção de transformadores, de acordo com o nível de tensão. Procurou-se apresentar em apenas dois esquemas as mínimas proteções necessárias para sistemas de primário em média tensão com secundário em baixa tensão e primário em alta tensão com secundário em média tensão com a variação da potência do transformador. Relevante informar que proteções adicionais podem ser incluídas em função de especificidades de cada projeto.

#### 8.1.4.1 Primário a 15 kV e secundário em baixa tensão para $S \leq 225 \text{ kVA}$ e $225 \text{ kVA} < S \leq 1000 \text{ kVA}$

Figura 8.1 - Esquemas de Proteção: 15 kV

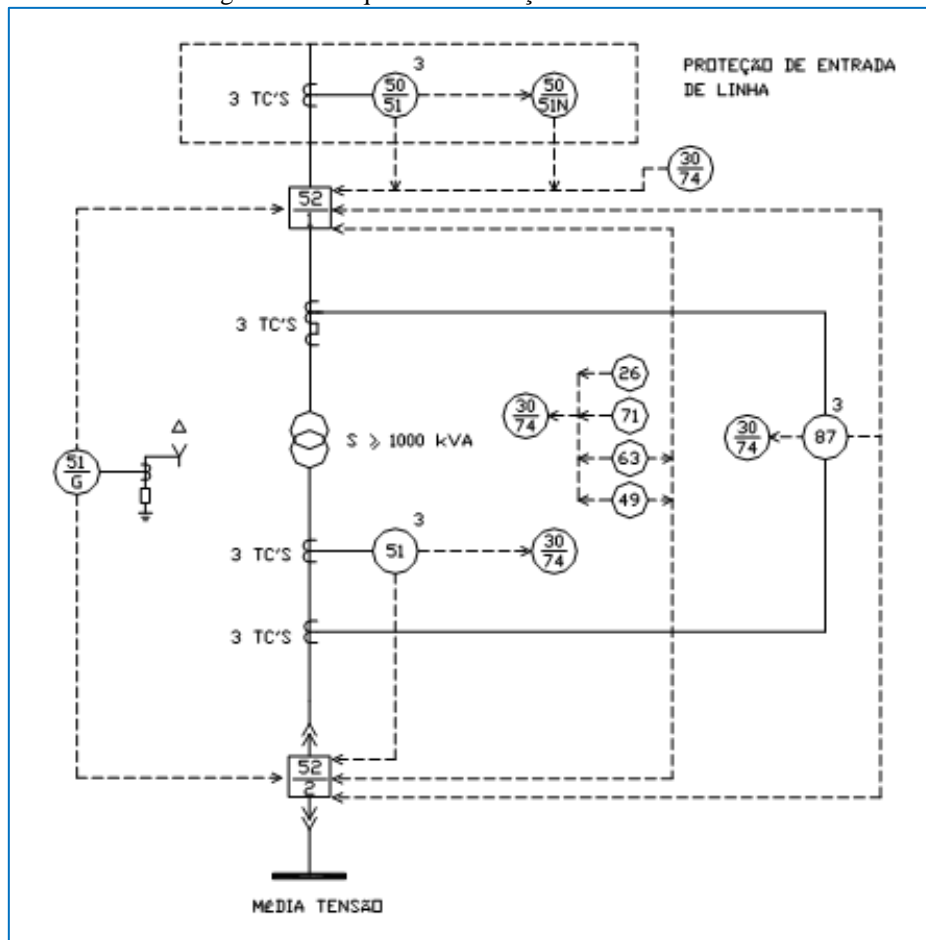


Nota 1 – Os alarmes são opcionais, sendo recomendados para  $S \geq 500 \text{ kVA}$ ;

Nota 2 – Quando a subestação não for em poste recomenda-se usar esquema de proteção com três TC e relés secundários, sendo três relés de sobrecorrente instantâneo e temporizado (50/51) de fase e um relé de sobre corrente instantâneo e temporizado de neutro (50/51N), conforme mostrado no diagrama unifilar da Figura 8.2.

### 8.1.4.2 Primário > 15 kV e secundário em média tensão e $S \geq 1000$ kVA

Figura 8.2 - Esquema de Proteção: Acima de 15 kV



### 8.1.5 Funções dos relés e aplicação

#### • Relé de Gás (*Buchholz* – transformador com conservador)

Função ANSI: 63

TR > 500 kVA

#### • Relé de Temperatura do Óleo

Função ANSI: 26

Exemplo de aplicação:

- Dois pares de contatos
  - Faixa de ajuste: 55 a 100 °C
  - Alarme para óleo a 75 °C
  - Desligamento da fonte para óleo a 85 °C

Obs: O desligamento da fonte é opcional.

- **Temperatura do Enrolamento (Imagem Térmica)**

Função ANSI: 49

Utilização: TR  $\geq$  2500 kVA

Exemplo de aplicação:

- Dois pares de contatos ajustáveis entre 80 e 115 °C
  - Alarme a 80 °C
  - Desligamento da fonte a 95 °C
  - Liga ventiladores (se houver) a 75 °C
  - Liga bomba de óleo a 80 °C (TR > 7500 kVA)

- **Relé de Sobrecorrente**

Função ANSI: 51

- **Relé Diferencial**

Função ANSI: 87

Recomendável para TR > 1000 kVA

Econômico para TR > 5000 kVA

Devido ao custo elevado, recomenda-se para TR  $\geq$  7500 kVA

- **Relé de Nível de Óleo**

Função ANSI: 71

Alarme de nível mínimo

## 8.1.6 Descrição das principais proteções

### 8.1.6.1 Proteção Diferencial Percentual (ANSI 87)

É capaz não só de eliminar todos os tipos de curtos-circuitos internos, como também os defeitos devidos a arcos nas buchas.

Nessa montagem diferencial, compara-se as correntes na entrada e na saída do elemento protegido, sendo que o relé diferencial opera quando é percorrido por uma corrente (diferença entre a entrada e a saída) que ultrapassa certo valor ajustado e denominado corrente diferencial.

No caso de transformadores, aparecem outras correntes diferenciais que não são originadas por defeito, devidas principalmente à:

- Corrente de magnetização inicial;
- Erros próprios dos TC's colocados em cada lado do transformador;
- Erros no ajuste das relações de transformação dos TC's;
- Etc.

#### 8.1.6.2 Proteção de Sobrecorrente (ANSI 51)

Em transformadores de média e pequena potência, nos quais a importância econômica é menor, a proteção contra curto-circuito ou de retaguarda para faltas externas é feita através de relés de sobrecorrente primários ou secundários no lugar de relés diferenciais.

#### 8.1.6.3 Proteção por meio de Relés de Pressão e/ou Gás (ANSI 63)

O relé de pressão é destinado a responder rapidamente a um aumento anormal na pressão do óleo do transformador devido ao arco, resultante de uma falta interna. Tal relé é insensível às lentas mudanças causadas, por exemplo, pela variação de carga. Constituem assim, valiosa suplementação aos relés diferenciais ou de sobrecorrente, para falta no interior do tanque.

O relé buchholz é uma combinação do relé de pressão com o relé detetor de gás.

- ABB Power Technologies. Interruptores tipo tanque vivo — Guía del usuario Edición 3, 2005-09.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT NBR 6856, Transformador de corrente — Especificação e ensaios. Rio de Janeiro, 2015.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT NBR IEC 62271-1, Manobra e comando de alta tensão – Parte 1: Especificações comuns para equipamentos de manobra e comando em corrente alternada. Rio de Janeiro, 2020.
- BEEMAN, Donald. Industrial power systems handbook. New York: McGraw-Hill, 1955.
- BOYLESTAD, R. L. Introdução à análise de circuitos. 8ª. Edição, 1998.
- CAMINHA, Amadeu C. Introdução à proteção dos sistemas elétricos. Editora Blucher, 1977.
- CARVALHO, Antônio Carlos Cavalcanti de et al. Disjuntores e chaves: aplicação em sistemas de potência. EDUFF, 1995.
- CARVALHO, M. Transformadores de Corrente. 1982.
- CARVALHO, M. Transformadores de Potencial. 1984.
- CEMIG. Norma de Distribuição ND 5.3. Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão: Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea. JUL/2022.
- Circuit Breaker OPERATING MECHANISM. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=XulbjOlsqWY>. YouTube·RREDDY, 4 de jun. de 2009.
- COLOMBO, Roberto. Disjuntores de alta tensão. São Paulo: Livraria Nobel S. A, 1986.
- D'AJUZ, A. et al. UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE. Equipamentos elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão. Furnas, 1985.
- D'AJUZ, Ary et al. Transitórios elétricos e coordenação de isolamento: aplicação em sistemas de potência de alta-tensão. Furnas / EDUFF, 1987.
- ONS, Procedimentos de Rede. Submódulo 2.3: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos. 2017.
- DENIS Dufournet. AC High-Voltage Circuit Breakers IEEE Switchgear Committee, Portland (Maine, USA), October 2017
- EARLEY, M.W., Murray, R.H. & Caloggero J.M. The National Electrical Code 1990 Handbook. 5<sup>th</sup> edition, NFPA, Quincy, Massachusetts, 1989;
- FRONTIN, Sergio O. et al. Equipamentos de alta tensão—prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas. Brasília: Teixeira, v. 2000, p. 934, 2013.
- IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators, in IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995) vol., no., pp.1-123, 7 March 2012.



INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION - IEC 60076-5, Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit. Edition 3.0, 2006-02.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION - IEC 62271-100, High-Voltage Switchgear and Controlgear – Part 100: Alternating-current Circuit Breakers. Edição 2.1, 2012-09.

MAMEDE FILHO, João. Manual de Equipamentos Elétricos, Vol. 1. Rio de Janeiro. Editora LTC, 1994.

MAMEDE, J. Sistemas Elétricos Industriais. 5ª edição, LTC Livros Técnicos e Científicos Ltda, Rio de Janeiro, 1997.

MARSON, JOÃO PAULO. METODOLOGIA DE ANÁLISE DE ARRANJO DE BARRAS EM SUBESTAÇÃO DE ALTA TENSÃO. 2017.

MEDEIROS FILHO, Solon. Medição de energia elétrica. Editora Universitária UFPE, Segunda edição, Recife, 1980.

MONTEIRO, Paulo R. Duailibe et al. Power system stress analysis for main grid substations in Brazil. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, v. 24, n. 3, p. 377-391, 2016.

MONTEIRO, Paulo Roberto Duailibe; MIRANDA, Jullia Mercedes. Arranjo de subestação: um estudo de revisão bibliográfica. Research, Society and Development, v. 10, n. 14, p. e287101421805-e287101421805, 2021.

PENNA FRANCA, S. Anotações de Trabalho: Projetos de eletricidade. 197-?.

RIBEIRO, Tiago et al. Comparison of industrial substation arrangements. IEEE Latin America Transactions, v. 18, n. 10, p. 1834-1841, 2020.

RODRIGUES, Marina Bresolin; LEDEBUHR, Roberson Adriel Bergmann; GARCIA, Enoque Dutra. SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA DIGITALIZADAS: UM ESTUDO DE CASO. Anais do Salão Internacional de Ensino, Pesquisa e Extensão, v. 12, n. 2. 2020.

ROEPER, R. Correntes de curto-circuito em redes trifásicas. São Paulo: Siemens S. A., 1986.

SIEMENS AG. High-Voltage Circuit Breakers: From 72.5 kV up to 800 kV”, Disponível em: [www.siemens.com/energy](http://www.siemens.com/energy), Published by and copyright © 2012.

SIEMENS ENERGY. High-Voltage Circuit Breakers From 72.5 kV up to 1100 kV, Disponível em: 2022. <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:c0b36216-d95f-40d8-ac66-f5a9bdef10b8/hv-circuit-breakers-brochure-en.pdf>. Acessado em 26/07/2023.

SOARES, Rafael Cesar Medeiros. Consolidação de material didático para a disciplina de equipamentos elétricos-chaves. 2012.

SOUZA, L.F.W. UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE. Apostila da Disciplina de Subestações. UFF, 198-?.

STEVENSON, William D. Elementos de análise de sistemas de potência. McGraw-Hill do Brasil, 1976.

WEG transformadores de potência a óleo. Disponível em: [https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/c/GTD\\_TO\\_TOP\\_PEQ/list](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/c/GTD_TO_TOP_PEQ/list). Acessado em: 2023b

WEG. transformadores de distribuição a óleo. Disponível em: [https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/c/GTD\\_TO\\_TOD\\_MED/list?h=2d9cdf74](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/c/GTD_TO_TOD_MED/list?h=2d9cdf74). Acessado em: 28 de julho de 2023a.

VITOR JR, C. UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE. Apostila da Disciplina de Equipamentos UFF, 198-?.

REALIZAÇÃO:

**SEVEN**  
publicações acadêmicas

ACESSE NOSSO CATÁLOGO!



[WWW.SEVENEVENTS.COM.BR](http://WWW.SEVENEVENTS.COM.BR)

CONECTANDO O **PESQUISADOR** E A **CIÊNCIA** EM UM SÓ CLIQUE.