



# PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Carlos André S. Araújo    Flávio Camara de Sousa  
José Roberto R. Cândido    Marcos Pereira Dias



Light

2ª edição



EDITORA INTERCIÊNCIA

# PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Carlos André S. Araújo    Flávio Camara de Souza  
José Roberto R. Cândido    Marcos Pereira Dias



2ª edição



EDITORA INTERCIÊNCIA

# PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Carlos André S. Araújo    Flávio Camara de Souza  
José Roberto R. Cândido    Marcos Pereira Dias



2ª edição



EDITORA INTERCIÊNCIA

Copyright© 2002, by Light - Serviços de Eletricidade S.A.

Direitos Reservados em 2005 por **Editora Interciência Ltda.**

Editoração: **Eliana Machado dos Santos**

Foto da capa: **Alex Batista**

Foto da figura 18.1: **Emmanuelle Bernard**

CIP-Brasil. Catalogação-na-Fonte  
Sindicato Nacional dos Editores de Livros, RJ

P96  
2. ed.

Proteção de sistemas elétricos / Carlos André S. Araújo... [et al.],  
2. ed. - Rio de Janeiro: Interciência: Light, 2005  
II.

Inclui bibliografia  
ISBN 85-7193-132-1

1. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 2. Relés elétricos.  
3. Relés de proteção. I. Araújo, Carlos André S. (Carlos André da Silva),  
1976 -. II Light.

05.2664.

CDD 621.317  
CDU 621.316

É proibida a reprodução total ou parcial, por quaisquer meios, sem  
autorização por escrito da editora.

[www.editorainterciencia.com.br](http://www.editorainterciencia.com.br)



**Editora Interciência Ltda.**

Rua Verna Magalhães, 66 - Engenho Novo - Rio de Janeiro - RJ - 20.710-290  
Tels.: (21) 2581-9378/2241-6916 - Fax: (21) 2501-4760  
e-mail: vendas@editorainterciencia.com.br

## Introdução

A utilização de energia elétrica em residências, estabelecimentos comerciais, parques industriais, etc. exige a instalação de um complexo sistema através do qual esta energia seja gerada, transmitida e distribuída.

No Brasil, a geração de energia elétrica é obtida, predominantemente, através de usinas hidrelétricas, face a grande quantidade de recursos hídricos disponíveis.

A transmissão da energia elétrica é feita em níveis de tensão elevados, tais como: 138, 230, 345, 440, 500 e 750 kV em circuitos de corrente alternada e  $\pm 600$  kV em circuitos de corrente contínua, através de linhas de transmissão que transportam esta energia até subestações de distribuição, localizadas próximas aos centros consumidores. Nestas subestações estão instalados diversos tipos de equipamentos que têm a função de reduzir estas tensões elevadas a tensões de distribuição (13,8kV, 25kV, etc.).

As linhas de distribuição que compõem esse sistema podem ser aéreas ou subterrâneas. Elas alimentam transformadores que fornecem energia aos consumidores residenciais e comerciais nas tensões de 220-127V.

O sistema elétrico, como um todo, deve obedecer aos padrões legais preestabelecidos pelo governo para fornecimento de energia elétrica aos consumidores, na quantidade necessária e qualidade requerida.

Como consequência de fatores internos e externos, é impossível tornar este sistema imune à perturbações, defeitos e falhas diversas. Estas condições anormais resultam em interrupções no fornecimento de energia elétrica, podendo ocasionar danos aos componentes que constituem o sistema.

Os esquemas de proteção são planejados para receberem as informações das grandezas elétricas do sistema em tempo real, de forma a atuarem sempre que condições anormais ocorram.

Estes esquemas são constituídos de relés, transformadores para instrumentos (TC's e TP's), cabeamento, etc., que atuam sobre equipamentos chaveadores como disjuntores e seccionadoras motorizadas. Estes equipamentos isolam os trechos defeituosos do sistema, protegendo-o e evitando o agravamento dos danos aos equipamentos principais como transformadores, barramentos, linhas de trans-

Em resumo, os sistemas de proteção podem ser definidos como os sistemas aos quais estão associados todos os dispositivos necessários para detectar, localizar e comandar a eliminação de um curto-circuito ou uma condição anormal de operação de um sistema elétrico, diminuindo os danos aos equipamentos defeituosos, com consequente redução do tempo de indisponibilidade e menor custo de reparo.

Em suma, a proteção visa garantir economicamente a qualidade do serviço, assegurando uma vida razoável às instalações.

A eficácia de um esquema de proteção é tanto maior quanto melhor forem atendidos os seguintes princípios:

- **velocidade** – capacidade da proteção atuar no tempo pré-estabelecido, atendendo às características específicas do sistema;
- **seletividade e coordenação** – a proteção deve ter a capacidade de restringir a área de interrupção ao mínimo necessário para isolar completamente o elemento defeituoso, ou seja, um curto-circuito em um ponto do sistema não deve afetar outras partes;
- **segurança** – a pronta atuação dos esquemas de proteção diminui os efeitos destrutivos dos curto-circuitos, aumentando a segurança pessoal.
- **sensibilidade** – capacidade da proteção atuar nas condições anormais do sistema para o qual foi projetada;
- **confiabilidade** – o esquema de proteção deve ter operação correta e precisa somente nas condições para as quais foi projetado, não devendo atuar para qualquer outras condições.

## Prefácio

Na década de 70, o órgão de Operação de Subestações da Light elaborou uma apostila básica, referente aos esquemas de proteção de sistemas elétricos de potência utilizados na empresa, como uma ferramenta para o treinamento dos seus Operadores.

Com a utilização de novas tecnologias e o conseqüente aumento da complexidade e sofisticação dos esquemas de proteção, surgiu a necessidade de substituição desta apostila por uma outra, compatível com o estado da arte destes esquemas existentes no Sistema Light no ano de 2001.

No início de 1999, o Superintendente de Operação e Manutenção da Transmissão, Eng<sup>o</sup> Ricardo Mitidieri Cortez, designou uma equipe de novos Engenheiros de Manutenção da Proteção e de Operação de Subestações, com o apoio de Engenheiros Especialistas de Manutenção da Proteção e coordenados pelos titulares das respectivas Divisões, para desenvolver os trabalhos referentes a esta nova apostila, objetivando também o desenvolvimento profissional destes novos Engenheiros.

Face à complexidade do assunto e à dificuldade de encontrar uma literatura de fácil compreensão para a finalidade proposta, aquela equipe partiu em busca das informações necessárias. A equipe recorreu a profissionais da empresa, a livros especializados, apostilas, catálogos sobre dispositivos de proteção, projetos e esquemas de proteção utilizados na Light, de maneira a reunir, de forma harmoniosa e concisa, os conceitos e o modo de atuação das "sentinelas silenciosas" do Sistema Elétrico Light, preservando, no entanto, o indispensável para o entendimento de equipamentos, filosofias e esquemas atuais em operação.

Esta nova ferramenta, atualizada após 2 anos de trabalho e transformada em livro, ao invés de uma apostila, além de continuar a ser utilizada no treinamento dos Operadores, servirá também como apoio técnico aos profissionais iniciantes nas áreas de Operação (subestações, despachos de sistema, carga e distribuição) e Manutenção de Subestações (eletromecânica e proteção), além de áreas afins na

Constituir-se-á, também, em grande apoio aos estudantes de Faculdades de Engenharia e Escolas Técnicas, nos seus cursos de especialização em electricidade.

É importante ainda registrar os agradecimentos a diversos profissionais da Light, que contribuíram para a consecução deste trabalho.

Os Autores

## Sumário

<b>Transformadores de Instrumentos .....</b>	<b>1</b>
1.1 Introdução .....	1
1.2 Definições Básicas .....	1
1.3 Transformadores de Corrente (TC's) .....	2
1.3.1 TC de medição x TC de proteção .....	3
1.3.2 Especificação de TC de proteção .....	5
1.3.3 Polaridade .....	8
1.3.4 Ligações .....	9
1.3.5 Tipos de TC's mais utilizados .....	11
1.4 Transformadores de Potencial (TP's) .....	13
1.4.1 Ligações .....	14
1.4.2 Tipos de TC's mais utilizados .....	16
<b>Circuitos Auxiliares .....</b>	<b>23</b>
2.1 Circuitos Auxiliares de Corrente Alternada .....	23
2.2 Circuitos Auxiliares de Corrente Contínua .....	24
2.2.1 Fontes de alimentação .....	25
2.2.2 Cargas de corrente contínua .....	28
<b>Noções Básicas Sobre Relés .....</b>	<b>33</b>
3.1 Definição .....	33
3.2 Finalidade .....	33
3.3 Estrutura Física .....	33
3.4 Principais Tipos Construtivos .....	34
3.5 Classificação Geral .....	34
3.5.1 Quanto à natureza da grandeza atuante .....	34
3.5.2 Quanto ao tempo de operação .....	34
3.5.3 Quanto à ligação do elemento sensível .....	34
3.5.4 Quanto ao princípio de funcionamento .....	34
3.6 Tipos de Relés mais Utilizados .....	41
<b>Proteção de Alimentadores .....</b>	<b>43</b>
4.1 Definição de Alimentadores .....	43

4.4	Diagramas com as Ligações Elétricas entre os TC's e os Relés .....	46
4.4.1	Diagrama unifilar geral .....	46
4.4.2	Diagrama trifilar com três relés de fase e um de neutro ...	46
4.4.3	Diagrama trifilar com dois relés de fase e um de neutro ..	47
4.5	Apresentação e Análise dos Diversos tipos de Curto-Circuito .....	47
4.5.1	Situação normal de operação .....	47
4.5.2	Curto-circuito monofásico (fase-terra) .....	48
4.5.3	Curto-circuito bifásico (entre duas fases) .....	48
4.5.4	Curto-circuito trifásico (entre as três fases) .....	49
4.6	Esquemas de Controle .....	50
4.7	Proteção de Falha de Disjuntor .....	51
4.8	Relé Religador .....	52
4.9	Religadores, Seccionalizadores e Fusíveis .....	52
4.10	Análise de um Circuito Típico .....	53
<b>Proteção de Bancos de Capacitores de 13,8/25/138 kV .....</b>		<b>55</b>
5.1	Definição de Bancos de Capacitores .....	55
5.2	Proteções de Bancos de Capacitores .....	55
5.2.1	Proteção interna dos elementos capacitivos .....	56
5.2.2	Proteção de sobrecorrente .....	57
5.2.3	Proteção de falha de disjuntor .....	57
5.2.4	Proteção de sobretensão de fases .....	58
5.2.5	Proteção de sobretensão residual e desbalanço de corrente ..	58
5.3	Diagramas Unifilar e Esquemático com todas as Proteções dos Bancos de Capacitores .....	59
5.4	Configurações .....	61
5.4.1	Bancos de capacitores instalados nos secundários dos transformadores de 138/13,8 kV .....	61
5.4.2	Bancos de capacitores instalados nos secundários dos transformadores de 138/34,5-25 kV .....	61
5.4.3	Bancos de capacitores instalados no sistema de 138 kV ...	61
<b>Proteção de Barras de 13,8 kV do Tipo Terra Isolada .....</b>		<b>63</b>
6.1	Introdução .....	63
6.2	Defeito Envolvendo um Alimentador e a Terra .....	67
6.2.1	Bobina do relé F.67G em série com relé F.64 .....	68
6.2.2	Bobina do relé F.67G no neutro da medição .....	69
6.3	Defeito Envolvendo o Barramento e a Blindada .....	70
6.3.1	Bobina do relé F.67G em série com relé F.64 .....	70
6.3.2	Bobina do relé F.67G no neutro da medição .....	71
6.4	Diagrama Esquemático Simplificado .....	72
6.5	Seletividade da Proteção .....	72

6.5.2	Condição de recurso .....	73
6.5.3	Diagrama esquemático com seletividade .....	74
6.5.4	Caso particular .....	75

### **Proteção de Barras de 13,8 kV do Tipo Bloqueio .....**

7.1	Introdução .....	77
7.2	Princípio de Funcionamento .....	77
7.3	Defeito Envolvendo Barramento e a Terra .....	79
7.4	Defeito Envolvendo um Alimentador e a Terra .....	80
7.5	Seletividade da Proteção .....	81
7.5.1	Condição normal de operação .....	81
7.5.2	Condição de recurso .....	81
7.5.3	Diagrama esquemático com seletividade .....	82

### **Proteção de Barras de 13,8 kV Tipo Diferencial .....**

8.1	Introdução .....	85
8.2	Malha Diferencial .....	86
8.2.1	Proteção diferencial monofásica .....	87
8.2.2	Proteção diferencial trifásica .....	87
8.3	Análise de Circulação de Correntes .....	88
8.3.1	Situação normal de operação .....	88
8.3.2	Defeito fase-terra em um alimentador (fora da zona protegida) .....	90
8.3.3	Defeito fase-terra no barramento (dentro da zona protegida) .....	92
8.3.4	Defeito entre fases no barramento .....	93
8.4	Seletividade .....	95
8.4.1	Situação normal de operação .....	96
8.4.2	Condição de recurso .....	96
8.5	Arranjo Particular dos Jogos de TC's Instalados no Disjuntor de Junção de Barras .....	97

### **Proteção de Transformadores Terra .....**

9.1	Conceito .....	99
9.2	Proteção Meio-Diferencial .....	101
9.3	Tipos de Defeitos .....	102
9.3.1	Defeito monofásico .....	103
9.3.2	Defeito bifásico .....	105
9.3.3	Defeito trifásico .....	106

### **Proteções Internas de Transformadores .....**

10.1	Relé de Gás (F.63T) .....	107
10.1.1	Processo de operação do relé .....	108
10.2	Valvula de Alívio de Pressão (F.20 VS) .....	110
10.3	Proteção Térmica de Transformadores .....	110
10.3.1	Indicador de temperatura do óleo .....	111

10.3.2	Indicador de temperatura do enrolamento .....	113
10.4	Proteção contra Falta de Óleo em Transformadores .....	115
10.5	Diagrama Esquemático Simplificado .....	116
<b>Proteção de Comutadores Automáticos com Carga (CACC) .....</b>		<b>117</b>
11.1	Noções Básicas sobre CACC .....	117
11.2	Proteção de CACC .....	118
11.2.1	Diagrama esquemático simplificado .....	118
<b>Proteção de Sobrecorrente de Transformadores .....</b>		<b>119</b>
12.1	Introdução .....	119
12.2	Proteção contra Sobrecargas e Curto-Circuitos entre Fases em Transformadores (Relé F.51H) .....	119
12.2.1	Ligação dos TC's .....	120
12.3	Proteção contra Curto-Circuitos Entre Fase e Terra no Lado de Baixa Tensão de Transformadores (Relés F.51G ou F.51ZN) .....	122
12.3.1	Ligação dos TC's .....	122
12.4	Atuação da Proteção .....	125
<b>Proteção Diferencial de Transformadores .....</b>		<b>127</b>
13.1	Conceitos Básicos .....	127
13.2	Visualização do Trecho Protegido .....	128
13.3	Relé Diferencial (Função 87) .....	128
13.3.1	Relé diferencial amperimétrico .....	129
13.3.2	Relé diferencial percentual .....	129
13.4	Compensação de Relação .....	130
13.5	Ligação para um Transformador Monofásico .....	130
13.6	Ligações para Transformadores Trifásicos $\Delta$ :Y .....	132
13.7	Ligações para Bancos de Transformadores Trifásicos $\Delta$ : $\Delta$ .....	135
13.8	Proteção Terra Restringida .....	136
13.8.1	Situação normal de operação .....	136
13.8.2	Curto-circuito fase-terra fora da zona protegida .....	137
13.8.3	Curto-circuito fase-terra dentro da zona protegida .....	137
13.9	Proteção Fase-Terra para o Lado de Alta Tensão do Transformador .....	139
<b>Proteção de Barras de 138 kV .....</b>		<b>141</b>
14.1	Introdução .....	141
14.2	Tipos de Barramentos .....	142
14.2.1	Quanto à instalação .....	142
14.2.2	Quanto ao arranjo elétrico .....	144
14.3	Tipos de Proteção de Barras .....	146
14.3.1	Proteção diferencial .....	146
14.3.2	Proteção de sobrecorrente .....	148

14.4	Condição Normal de Operação .....	154
14.4.1	Proteção diferencial .....	154
14.4.2	Proteção de sobrecorrente .....	155
14.5	Curto-Circuito entre Fase-Terra .....	156
14.5.1	Proteção diferencial .....	156
14.5.2	Proteção de sobrecorrente .....	158
14.6	Curto-Circuito entre Fases .....	160
14.6.1	Proteção diferencial .....	160
14.6.2	Proteção de sobrecorrente .....	161
<b>Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) .....</b>		<b>163</b>
15.1	Por Subfrequência .....	163
15.1.1	Esquema de ligação do relé F.81 .....	163
15.1.2	Grupos do esquema de rejeição por subfrequência .....	165
15.2	Por Subtensão .....	166
15.2.1	Esquema de ligação do relé F.27V .....	166
15.2.2	Grupos do esquema de rejeição por subtensão .....	168
<b>Pára-Raios .....</b>		<b>169</b>
16.1	Definição .....	169
16.2	Localização dos Pára-Raios .....	170
16.3	Aspectos Construtivos .....	170
16.3.1	Elementos Constituintes de um Pára-Raios .....	171
16.4	Classes de Pára-Raios .....	172
<b>Proteção de Linhas de Transmissão Subterrâneas de 138 kV .....</b>		<b>173</b>
17.1	Introdução .....	173
17.2	Proteção Diferencial .....	173
17.2.1	Proteção diferencial com utilização de fio-piloto .....	174
17.2.2	Proteção diferencial com utilização de fibra óptica .....	180
17.2.3	Análise de corrente em situação normal de carga .....	182
17.2.4	Análise de corrente em situação de curto-circuito .....	182
17.3	Proteção Diferencial de sobrecorrente .....	183
17.3.1	Como retaguarda para a proteção diferencial .....	184
17.3.2	Como substituta para a proteção diferencial .....	186
<b>Proteção de Linhas de Transmissão Aérea .....</b>		<b>189</b>
18.1	Introdução .....	189
18.2	Proteção de Distância .....	190
18.2.1	Princípio de atuação da proteção .....	190
18.2.2	Onda portadora ( <i>carrier</i> ) .....	190
18.3	Tipos de Proteção .....	193
18.3.1	<i>Carrier Light</i> (fabricante GE) .....	193
18.3.2	<i>Carrier KDAR</i> (fabricante <i>Westinghouse</i> ) .....	201
18.3.3	<i>Razon</i> (fabricante ABB) .....	213

<b>Proteção de Geradores e Motores-Bomba .....</b>	<b>217</b>
19.1 Geradores .....	217
19.1.1 Introdução .....	217
19.1.2 Usinas hidrelétricas .....	218
19.1.3 Principais componentes do gerador .....	224
19.1.4 Bateria de CO <sub>2</sub> .....	229
19.1.5 Proteção de geradores .....	230
19.2 Motor-Bomba .....	235
19.2.1 Introdução .....	235
19.2.2 Usinas elevatórias .....	236
19.2.3 Princípio de operação de motores-bomba .....	238
19.2.4 Proteção de motores-bomba .....	240
<b>Relés Digitais .....</b>	<b>243</b>
20.1 Introdução .....	243
20.2 General Electric (GE) .....	244
20.2.1 SR760 .....	244
20.2.2 SR745 .....	245
20.3 Siemens .....	246
20.3.1 7SJ531 .....	246
20.3.2 7UT512 .....	247
20.3.3 7SJ511 .....	248
20.3.4 7RV600 .....	249
20.4 Asea Brown Boveri (ABB) .....	250
20.4.1 SPAA .....	250
20.4.2 SPAD .....	251
20.4.3 SPAJ .....	252
20.4.4 SPAU .....	253
20.4.5 REF .....	254
20.5 Alstom .....	255
20.5.1 KCGG .....	255
20.5.2 KBCH .....	256
20.5.3 KVTR .....	257
20.6 Merlin Gerin .....	258
20.6.1 B07 .....	258
20.6.2 D22 .....	259
20.6.3 S02 .....	260
20.6.4 C06 .....	261
20.6.5 EPAC .....	262
20.7 AEG .....	263
20.7.1 PK341 .....	263

## Transformadores de Instrumentos

### 1.1 Introdução

Com o objetivo de redução de perdas, devido às suas grandes extensões, o sistema elétrico de potência exige o uso de correntes e tensões cada vez mais elevadas. Para que sejam controlados e protegidos, estes sistemas utilizam instrumentos de medição e proteção que necessitam receber informações destas grandezas. Como é inviável economicamente o uso de instrumentos que meçam diretamente as tensões e correntes de linha, utilizam-se os transformadores de instrumentos que possuem os seguintes objetivos:

- alimentar o sistema de proteção e medição com tensão e corrente reduzidas, mas proporcionais às grandezas dos circuitos de força;
- proporcionar isolamento entre o circuito de alta tensão e os instrumentos e, conseqüentemente, segurança pessoal;
- padronizar a fabricação dos instrumentos.

Para a transformação dos valores de corrente e tensão do sistema de potência, são utilizados, respectivamente:

- o transformador de corrente (TC);
- o transformador de potencial (TP).

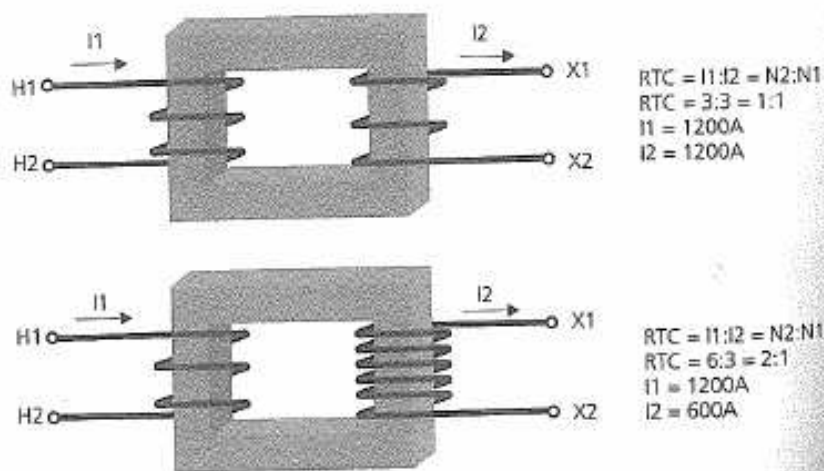
### 1.2 Definições Básicas

- **Circuito primário** – circuito conectado ao enrolamento primário do TI, onde se tem o verdadeiro valor da grandeza a ser transformada (circuito de força, geralmente um cabo, um barramento, etc.);
- **Circuito secundário** – circuito conectado ao enrolamento secundário do TI, onde se tem o valor proporcional da grandeza do circuito primário.

- **Carga do TI:** impedância total do circuito secundário.
- **Erro de relação:** diferença entre a relação de transformação medida e relação de transformação nominal.
- **Classe de exatidão:** valor máximo do erro de relação expresso em porcentagem.

### 1.3 Transformadores de Corrente (TC's)

São dispositivos que têm o enrolamento primário ligado em série com o circuito principal e o enrolamento secundário ligado aos relés e/ou instrumentos de medição, cujo valor da corrente secundária depende da relação de transformação do equipamento (RTC – diretamente relacionado ao número de espiras dos enrolamentos) e do erro de relação. O enrolamento primário dos TC's é normalmente constituído de um reduzido número de espiras ( $N_1$ ) podendo ser até mesmo o próprio condutor ao qual o TC está conectado. O enrolamento secundário possui um número elevado de espiras ( $N_2$ ) e é projetado para uma corrente nominal padronizada (1 ou 5A, por exemplo), sendo a corrente primária nominal estabelecida de acordo com a ordem de grandeza da corrente do circuito em que o TC está ligado. Desta forma, as relações mais comuns encontradas no mercado são: 2000-5A, 1200-5A, 600-5A, 300-5A, 200-5A, entre outras. A figura 1.1 apresenta dois TC's com diferentes RTC's.



Para permitir uma maior flexibilidade na utilização dos TC's, alguns fabricantes apresentam modelos com derivações no enrolamento secundário, possibilitando diferentes RTC's. A figura 1.2 apresenta um quadro comparativo entre TC's com relação única e TC's com relação múltipla.

DESIGNAÇÃO GÊNICA	DERIVAÇÕES PRINCIPAIS	ESQUEMA	CORRENTE PRIMÁRIA NOMINAL (A)	RELAÇÃO NOMINAL (RTC)	DERIVAÇÕES SECUNDÁRIAS
1200-5-A	1200-5-A		1200	240:1	S1 - S2
RM 1200-5 A	200/300/800/1200-5 A		100	20:1	S2 - S3
			200	40:1	S1 - S2
			300	60:1	S1 - S3
			400	80:1	S4 - S5
			500	100:1	S3 - S4
			600	120:1	S2 - S4
			800	160:1	S1 - S4
			900	180:1	S3 - S5
			1000	200:1	S2 - S5
1200	240:1	S1 - S5			

Figura 1.2 – Relação Única x relação Múltipla.

#### 1.3.1 TC de Medição x TC de Proteção

De acordo com a finalidade de sua aplicação, os TC's são divididos em dois grupos:

- **TC de Medição** – devem operar corretamente em condições de regime permanente e dentro da faixa de 0 a 2 vezes o valor da corrente nominal.
- **TC de Proteção** – devem transformar a corrente primária, dentro de determinados limites de exatidão, tanto em condições normais de operação, quanto sob curto-circuitos (corrente de curto-circuito até 20 vezes o valor da corrente nominal).

De acordo com suas características construtivas, os TC's de proteção são divididos em dois grupos:

- **TC de baixa reatância** – tem característica de baixa reatância por possuir o enrolamento secundário distribuído uniformemente sobre um núcleo toroidal. Sua baixa reatância de dispersão de fluxo magnético não influencia significativamente no erro de relação de transformação

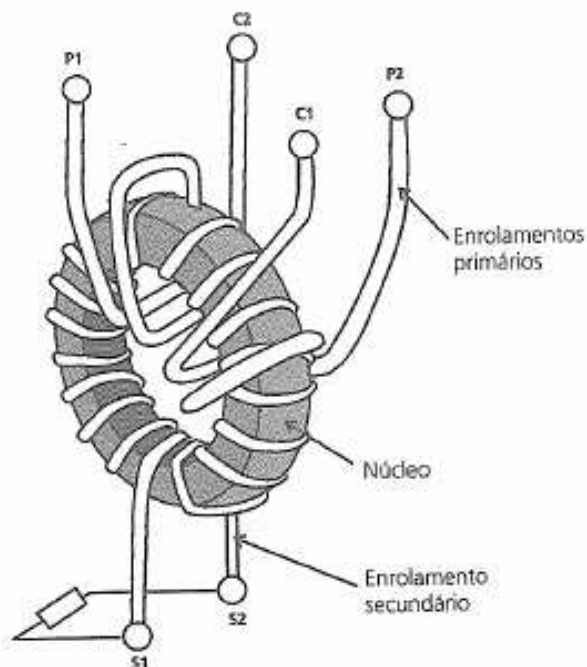
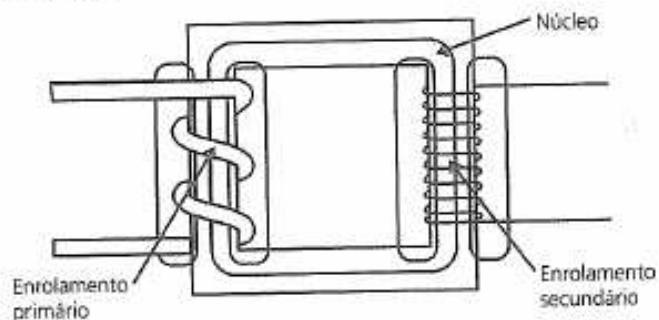


Figura 1.3 – TC de baixa reatância.

- **TC de alta reatância** – tem característica de alta reatância de dispersão de fluxo magnético por possuir núcleo com outras geometrias, tendo o enrolamento secundário concentrado em partes desse núcleo (figura 1.4).



### 1.3.2 Especificação de TC de proteção

O TC deve ser especificado, visando seu correto funcionamento, de acordo com as características das grandezas e dos circuitos envolvidos. Esta especificação deve levar em consideração a frequência nominal do sistema, corrente primária nominal, corrente secundária nominal, fator de sobrecarga, efeitos mecânicos e térmicos, tensão nominal e cargas nominais.

Outro item de extrema importância para a especificação de um TC é a classe de exatidão, que é definida como o valor máximo do erro expresso em porcentagem. Os TC's de proteção, de acordo com as normas, devem possuir classe de exatidão de 5 ou 10%.

A definição da classe de exatidão de um TC depende da carga (*Burden*) conectada ao seu enrolamento secundário. Para a declaração dos requisitos de exatidão, as normas padronizaram determinados valores de impedância de cargas, denominadas cargas padrão ou cargas nominais.

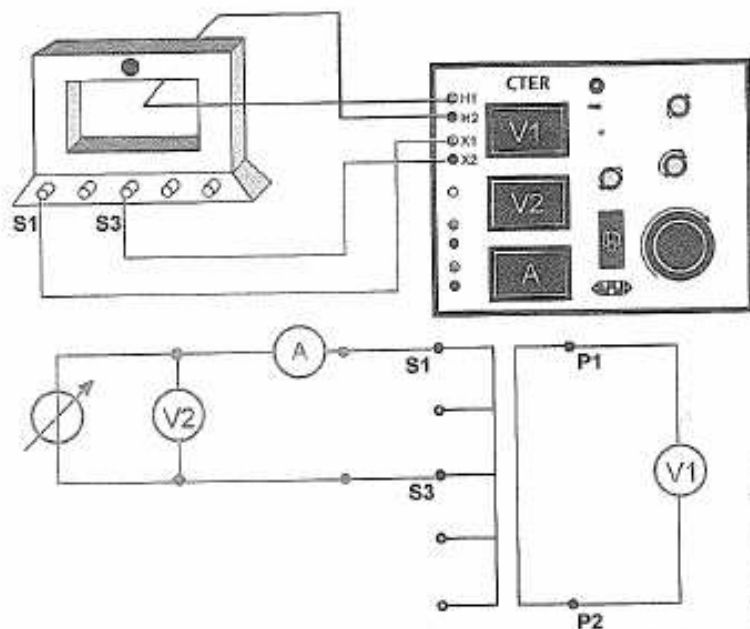
A tabela a seguir apresenta cargas nominais definidas pela norma ABNT (NBR 6856/1992).

Designação	Potência aparente (VA)	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância Indutiva ( $\Omega$ )	Impedância ( $\Omega$ )	Tensão a 20x5A (volts)
C25	25	0,50	0,866	1,0	100
C50	50	1,00	1,732	2,0	200
C100	100	2,00	3,464	4,0	400
C200	200	4,00	6,928	8,0	800

Alguns exemplos de especificação de TC's, tendo em vista as normas ANSI (*American National Standart Institute*), ASA (*American Standart Association*) e ABNT (*Associação Brasileira de Normas Técnicas*), são apresentados a seguir:

NORMA	CLASSE DE EXATIDÃO		DESCRIÇÃO
	ALTA REATÂNCIA	BAIXA REATÂNCIA	
ANSI	T100	C200	(100 e 200) Volts secundários com 20 x Inom x Zcarga máx.
ASA	10H200	10L200	10% Classe de Exatidão
			H/L High / Low (reatância)
			200 Volts secundários com 20 x Inom x Zcarga máx.
ABNT (Antiga)	A10F20C50	B10F20C50	A/B Alta / Baixa (Reatância)
			10% Classe de Exatidão
			F20 Múltiplo da Inominal para a classe especificada
			C50 Carga máxima em VA ( $VA = Z_c \cdot I_c^2$ )
ABNT (Atual)	10A200	10B200	10% Classe de Exatidão
			A/B Alta / Baixa (Reatância)
			200 Volts secundários com 20 x Inom x Zcarga máx.

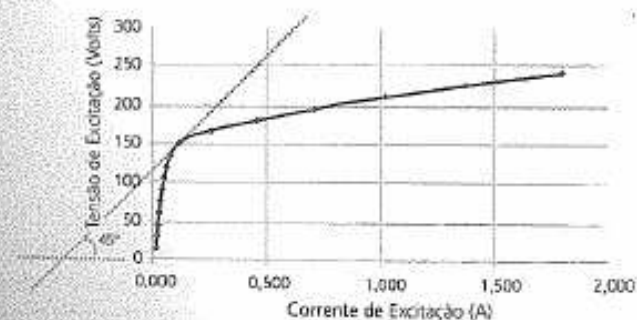
Exemplo prático: A figura 1.5 apresenta o esquema de ligação para os testes de relação de transformação e saturação de um TC 10B100 com RTC 600-5A.



A tabela a seguir apresenta os valores obtidos ao se aplicar tensão nos terminais secundários do TC, monitorando os valores de tensão medidos nos terminais do enrolamento primário e os valores de corrente circulante no terminal secundário (corrente de excitação).

VALORES MEDIDOS		
V Secundário Aplic	V Primário	Iexc (A)
15V	0,116	0,0083
30V	0,242	0,0147
45V	0,367	0,0200
60V	0,494	0,0252
75V	0,617	0,0306
90V	0,743	0,0372
105V	0,868	0,0455
120V	0,994	0,0566
135V	1,119	0,0745
150V	1,241	0,116
165V	1,366	0,253
180V	1,483	0,457
195V	1,602	0,707
210V	1,728	1,014
225V	1,847	1,367
240V	1,961	1,786
250V		

O gráfico a seguir foi plotado com os dados obtidos nos testes e denominada-se curva de saturação do TC.



### Conclusão dos Testes:

- **RTC** – observa-se que a RTC (120:1) apresenta erros menores que 10% até a tensão aplicada no enrolamento secundário atingir o valor de 165 volts.
- **Saturação** – o valor da tensão de saturação do núcleo do TC é obtido no ponto (joelho) onde uma reta de 45° com o eixo horizontal (corrente de excitação) tangencia a curva de saturação. A partir deste ponto a RTC deixa de ser confiável.

No teste realizado obteve-se um valor de aproximadamente 150 volts como tensão de saturação. Como trata-se de um TC com classe de exatidão 10B100, conclui-se que o TC encontra-se em perfeito estado de funcionamento.

### 1.3.3 Polaridade

A polaridade de um TI pode ser definida como o sentido da tensão induzida nos terminais primários (de H1 para H2) quando comparada com a tensão induzida nos terminais secundários (de X1 para X2).

- **Polaridade subtrativa** – é aquela em que as tensões induzidas no primário e secundário estão em mesmo sentido, conforme mostrado na figura 1.7.

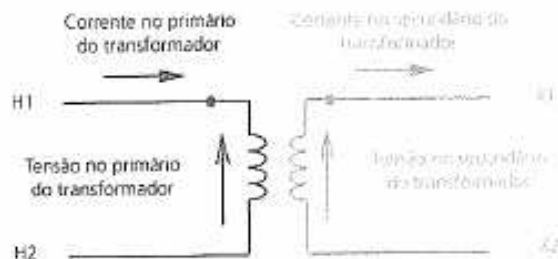


Figura 1.7 – Polaridade subtrativa.

- **Polaridade aditiva** – é aquela em que as tensões induzidas no primário e secundário estão em sentidos opostos, conforme mostrado na figura 1.8.

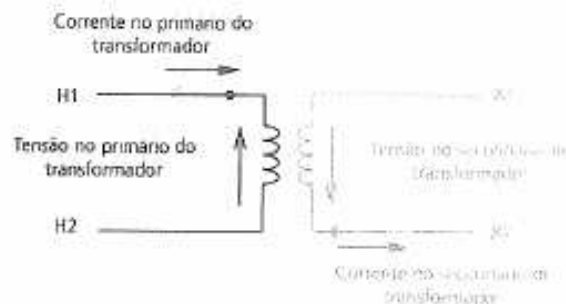


Figura 1.8 – Polaridade aditiva.

A marcação da polaridade para TC's, TP's e transformadores de força, utilizados na LIGTH, é subtrativa. Considerando que acidentalmente os dois terminais adjacentes do primário e secundário do transformador sejam curto-circuitados, então a tensão desenvolvida nos outros dois terminais será a soma para a polaridade aditiva e a diferença para a polaridade subtrativa.

Esta vantagem da polaridade subtrativa pode ser considerada desprezível para transformadores pequenos mas se torna apreciável para transformadores de grande porte.

### 1.3.4 Ligações

Os TC's são ligados em série com o circuito de potência e suas ligações mais comuns são:

- **Estrela (Y)** – onde os terminais sem marcação de polaridade de cada TC são ligados em um ponto comum e aterrados (ponto de neutro), e os outros terminais são ligados à carga, conforme figura 1.9.



- **Delta ( $\Delta$ )** – resulta da interligação do começo de um enrolamento secundário de um TC com o término do enrolamento do TC de outra fase. Desta forma, os três enrolamentos são fechados entre si, sendo conectados às cargas, conforme a figura 1.10.

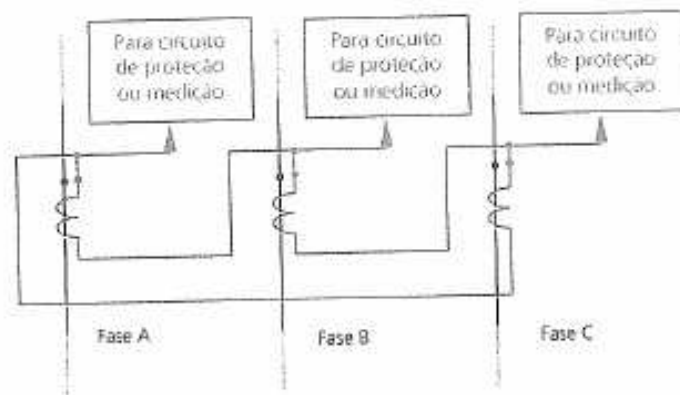


Figura 1.10 – Ligação de TC's em delta.

### Exemplo prático de aplicação dos TC's

A figura 1.11 é um diagrama unifilar que mostra a relação entre linha de distribuição, circuito de proteção/medição e o TC, enfatizando o valor das correntes no primário ( $I_{p1} = 150A$ ) e secundário ( $I_{s1} = 2,5A$ ), tendo em vista a relação de transformação do TC, que neste caso é de 300-5A.



Da figura 1.11:

$$\text{Se } I_p = 300A \rightarrow I_s = 5A$$

$$\text{Como } I_{p1} = 150A \rightarrow I_{s1} = xA \Rightarrow I_{s1} = 2,5A$$

Observa-se que uma corrente no primário de 150A produz, no secundário, uma corrente de 2,5A. Caso a corrente no primário aumente para 1500A, como acontece em um curto-circuito, a corrente no secundário será de 25A, fazendo operar a proteção do alimentador.

### 1.3.5 Tipos de TC's mais utilizados

#### TC tipo Bucha

Possui o enrolamento secundário isolado e montado no núcleo, sendo o enrolamento primário representado por um condutor isolado. Este condutor é parte componente de um equipamento, como um transformador de força, ou um disjuntor.

São mais precisos que os outros TC's, para valores elevados de correntes, por possuírem núcleo maior. No entanto, são menos precisos para valores baixos de corrente, em virtude da maior corrente de excitação.

A figura 1.12 apresenta um TC instalado na bucha de alta tensão de um transformador de potência.

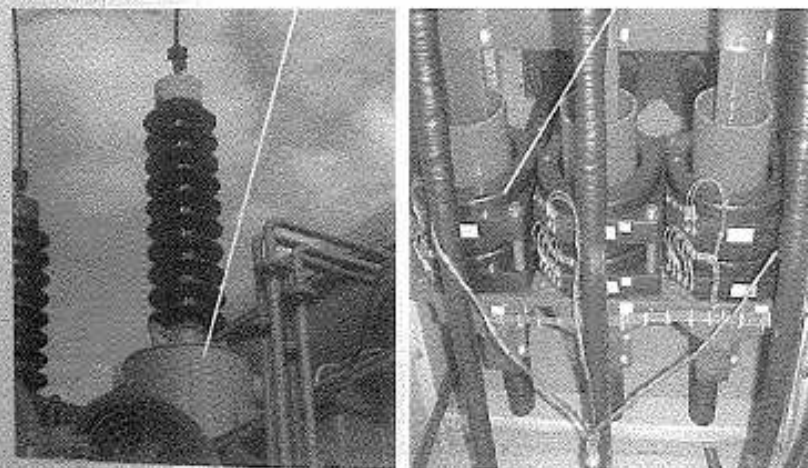
#### TC tipo Janela

Possui o enrolamento secundário isolado e montado no núcleo, sendo que o condutor representa o enrolamento primário. É construído de maneira análoga ao tipo bucha, sendo muito utilizado em classe de tensão de 13,8 kV.

A figura 1.13 apresenta TC's instalados na saída de um alimentador de 13,8 kV.

TC de Bucha

TC de Janela



### TC tipo Barra

Possui os enrolamentos primário e secundário isolados e montados no núcleo. O primário consiste de uma barra (condutor) que é colocada no interior da janela do núcleo.

Este TC é adequado para resistir aos esforços de grandes sobrecorrentes, sendo que deve-se tomar cuidado na montagem para evitar destruir a barra por esforços magnéticos.

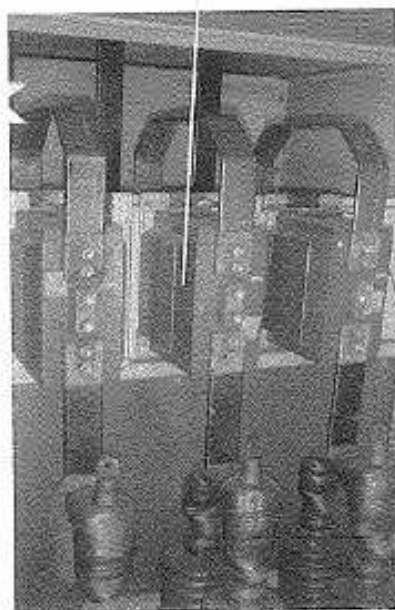
A figura 1.14 apresenta TC's instalados na saída de um alimentador de 13,8 kV.

### TC tipo Pedestal

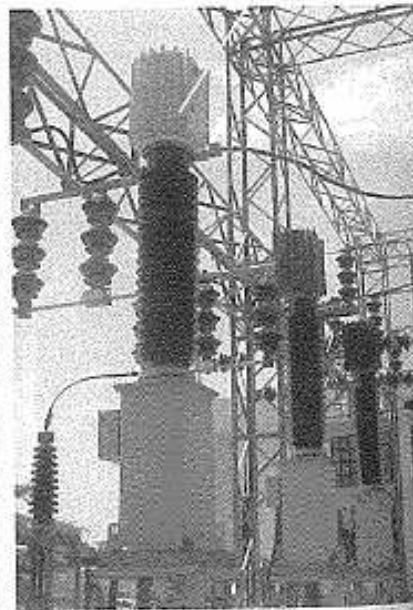
Possui primário e secundário enrolados num núcleo toroidal, sendo largamente utilizado nas classes de tensão de 25 e 138 kV.

A figura 1.15 apresenta TC's instalados em uma linha de transmissão de 138 kV.

TC tipo Barra



TC tipo Pedestal



## 1.4 Transformadores de Potencial (TP's)

São dispositivos que possuem o enrolamento primário ligado em derivação com o circuito principal e reproduz em seu enrolamento secundário uma tensão cujo valor é função da tensão primária e da relação direta das quantidades de espiras dos enrolamentos, conforme pode ser observado na figura 1.16.

Em resumo, são equipamentos que têm por objetivo reduzir o valor da tensão de um determinado circuito para níveis compatíveis com instrumentos de medição e relés de proteção. São projetados para uma tensão secundária nominal padronizada de 115 V, sendo a tensão primária nominal estabelecida de acordo com a ordem de grandeza da tensão do circuito em que o TP está ligado. Desta forma, as relações mais comuns encontradas no mercado são: 138000/115V, 13800/115V, entre outros. Assim como os TC's, estes equipamentos também apresentam erros de relação que estão vinculados com as características construtivas dos TP's (materiais eletromagnéticos) e com o tipo de carga conectada ao seu circuito secundário (relés, voltmímetro, etc.). Devido a estas considerações, a ABNT e ANSI estabelecem certas condições sob as quais os TP's devem ser ensaiados, com o objetivo de enquadrá-los em uma classificação padronizada, chamada classe de exatidão. Esta classificação é um fator importante no momento da especificação de um TP, pois relaciona diretamente o nível de erro do equipamento com a carga que será alimentada.

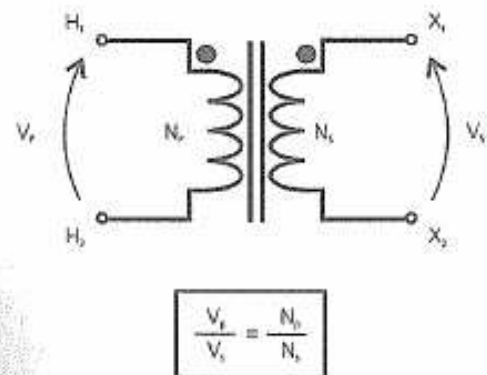


Figura 1.16 – Representação de um TP.

### 1.4.1 Ligações

Os TP's são ligados em derivação (paralelo) com o circuito de potência e suas ligações mais comuns são:

- **Ligação monopolar** – (figura 1.17):

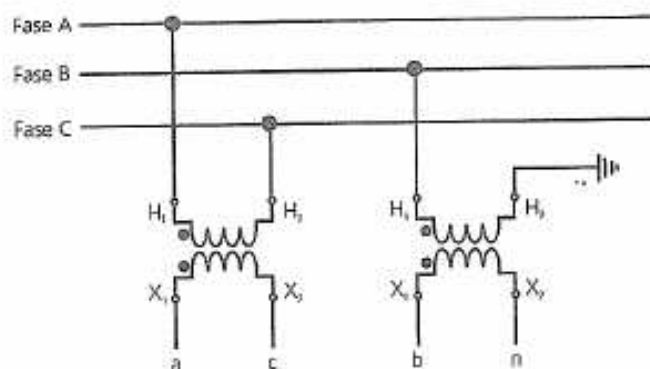
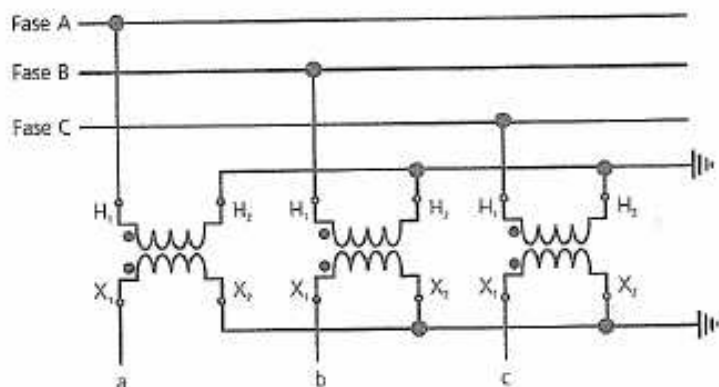


Figura 1.17 – Ligação monopolar.

- **Ligação estrela** – (figura 1.18):



- **Ligação delta** – (figura 1.19):

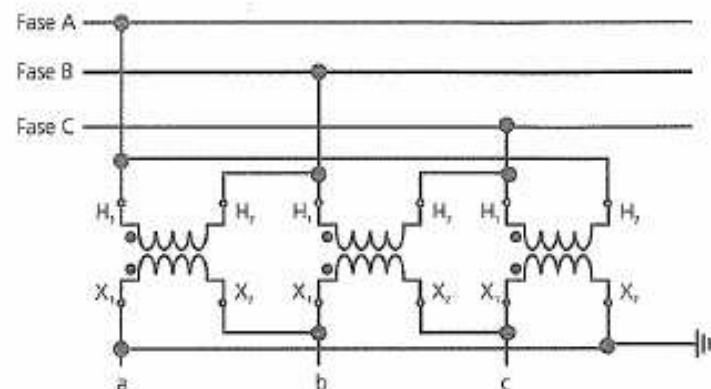


Figura 1.19 – Ligação delta.

- **Ligação residual** – (figura 1.20):

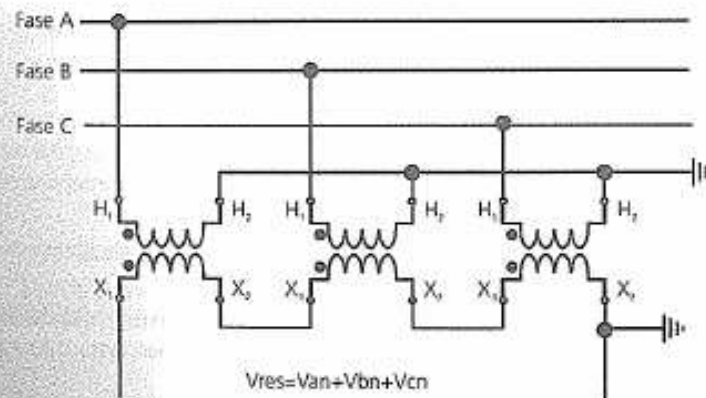


Figura 1.20 – Ligação residual.

- Ligação em V ou delta aberto – (figura 1.21):

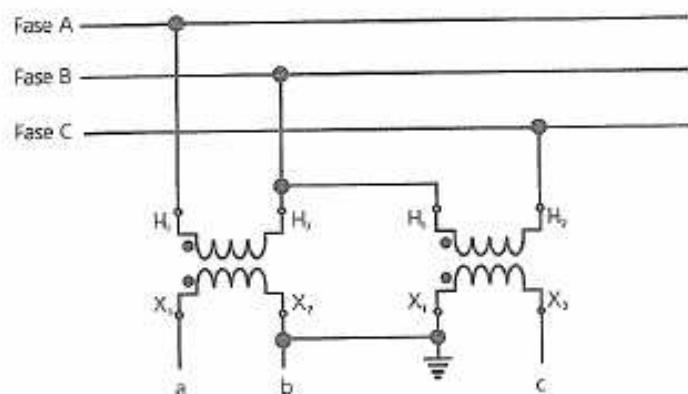


Figura 1.21 – Ligação em V ou delta aberto.

#### 1.4.2 Tipos de TP's mais utilizados

Os dispositivos de potencial podem ser divididos em dois grupos:

##### Transformador de Potencial Convencional

Dispositivo que tem o primário ligado em paralelo com o circuito principal e o secundário ligado aos relés e/ou instrumentos de medição cujo valor de tensão depende da tensão primária e do número de espiras do enrolamento (relação de transformação).

O enrolamento primário está conectado diretamente ao circuito de potência, entre duas fases ou fase-terra.

Pode existir mais de um secundário ou derivações em um único secundário, a fim de se obter diferentes valores de tensão, algumas vezes necessários para padronização de relés ou para medição.

A figura 1.22 apresenta um TP convencional.



Figura 1.22 – TP convencional.

##### Transformador de Potencial Capacitivo (TPC) ou Divisor Capacitivo (DCP)

Exerce as mesmas funções do transformador de potencial convencional, porém é muito utilizado por ser confiável e ter baixo custo. Os divisores capacitivos podem ser enquadrados em dois subgrupos:

- De acoplamento

A figura 1.23 apresenta um TP de acoplamento instalado em uma linha de transmissão de 138 kV.

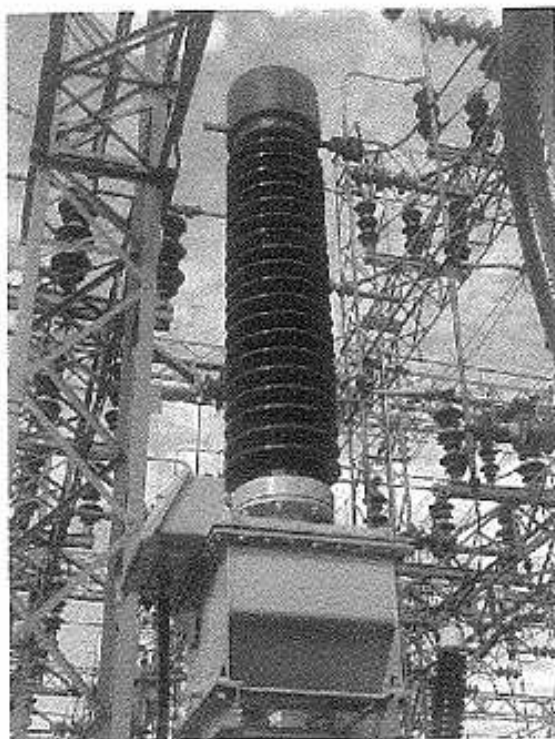


Figura 1.23 – TP de Acoplamento.

Através da figura 1.24, verifica-se que o capacitor de acoplamento é um dispositivo formado por unidades capacitivas ligadas em série e dando origem a uma capacitância entre a linha e a terra.

A última unidade capacitiva da série é colocada dentro de uma base (caixa de potencial) a prova de tempo.

A conexão da unidade de acoplamento é feita diretamente à linha sem qualquer dispositivo de proteção.

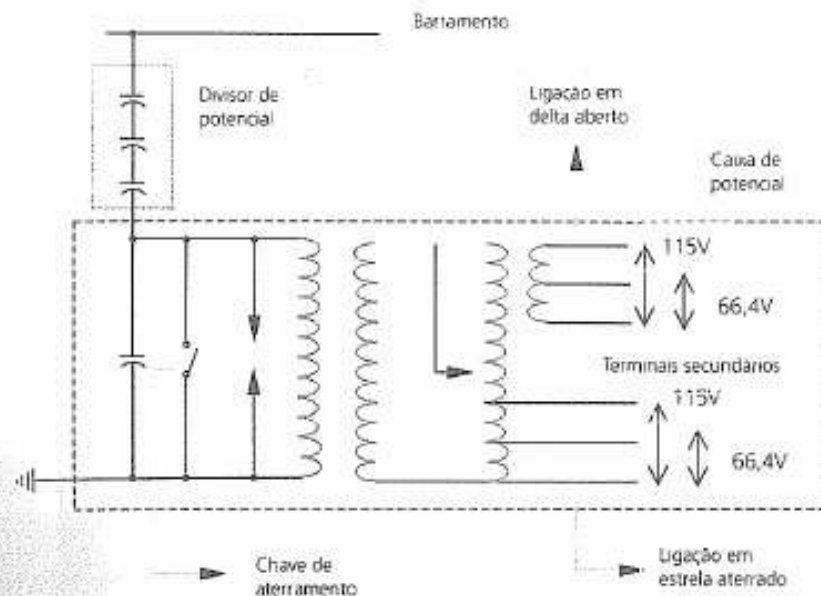


Figura 1.24 – Esquema interno do TP de Acoplamento.

**Caixa de potencial** – É um equipamento destinado a ajustar a tensão proveniente dos divisores de potencial a valores utilizáveis na medição e proteção. Ela consiste essencialmente de um transformador ajustável e capacitores para ajuste de ângulo de fase e fator de potência. Os terminais secundários são aqueles indicados nas figuras 1.24 e 1.26.

#### • De bucha (BPD)

A figura 1.25 apresenta um TP instalado na bucha de um disjuntor de 138 kV, verifica-se que a bucha condensiva consiste de um condutor central colocado dentro de um corpo isolante de porcelana e de um flange metálico. Se o condutor central for envolvido com uma folha de material isolante e sobre esta uma folha metálica, e assim sucessivamente, próximo ao flange tem-se um potencial quase zero.

TP de Bucha

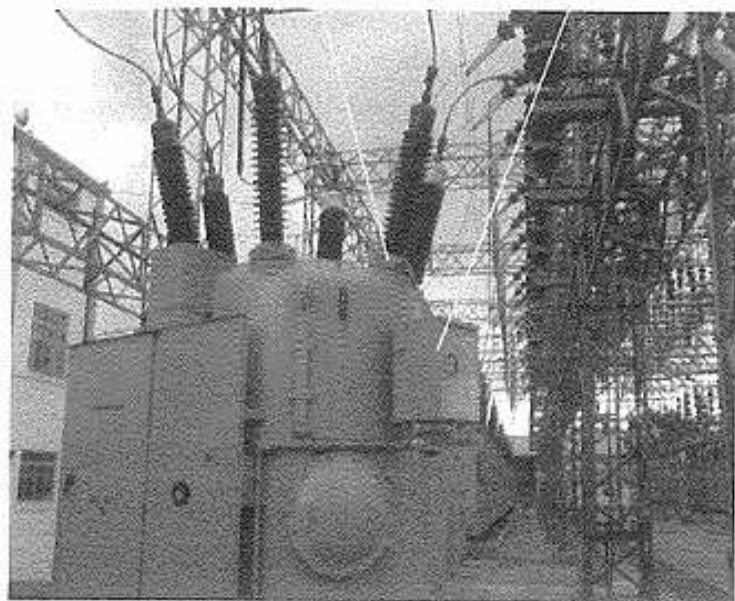
Armário do TP  
de Bucha

Figura 1.25 – Disjuntor de 138 kV com detalhe de um TP tipo Bucha.

Estes cilindros de folhas metálicas intercaladas por material isolante podem ser considerados como constituindo uma série de capacitores ligados entre o condutor central e o flange.

Se o flange for furado e nele introduzido um rabicho metálico até atingir algumas camadas de folhas metálicas, será obtida uma certa tensão em relação à terra, que irá variar de acordo com o nível tensão no condutor central.

As relações obtidas no secundário são as indicadas na figura 1.26.

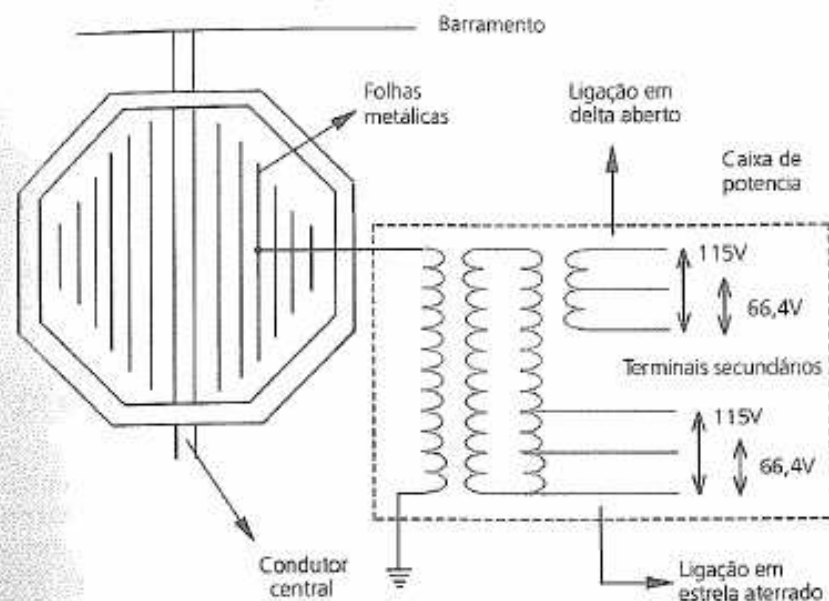


Figura 1.26 – Diagrama interno do TP de Bucha.

## Circuitos Auxiliares

O objetivo deste capítulo é apresentar as fontes que alimentam as cargas de corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC) existentes dentro de uma Subestação e seus esquemas/equipamentos responsáveis pela confiabilidade de operação da instalação.

### 2.1 Circuitos Auxiliares de Corrente Alternada

Estes circuitos são responsáveis pelo suprimento das cargas de corrente alternada da subestação, como por exemplo: carregador/retificador, iluminação, resistência de aquecimento dos cubículos blindados e painéis, motor de carregamento de mola de disjuntores, bomba de óleo dos transformadores e outros.

Das cargas citadas acima, o retificador é a que tem maior importância para os esquemas de proteção e controle.

Os circuitos auxiliares podem ser alimentados por três tipos de fontes:

- **Transformador de serviço local ( TSL )** – é alimentado pelo transformador de força da subestação e reduz a tensão de 25 ou 13,8kV para 220V. Na maioria dos casos existem dois TSL's em cada subestação, sendo um principal e outro reserva.
- **Transformador de serviço local com recurso externo** – é alimentado por uma linha de distribuição e também reduz a tensão de 25 ou 13,8kV para 220V. Esta linha pode ser proveniente de outra subestação.
- **Motor gerador à diesel** – utilizado em algumas subestações com a finalidade de suprir cargas prioritárias na falta dos TSL's.

Na maioria dos casos, as proteções dos TSL's são feitas através de fusíveis limitadores de corrente instalados em cubículos blindados e elos fusíveis localizados próximo aos TSL's, ou somente pela proteção de elos fusíveis no lado de 13,8 kV ou 25 kV; no lado de 220 V, a proteção é feita com disjuntores termo-magnéticos.

O motor gerador tem proteção nos cabos de saída por meio de disjuntor

Nos circuitos dos TSL's há um intertravamento mecânico através de chaves (KIRK), com a finalidade de aumentar a segurança na manobra. A figura 2.1 mostra um exemplo de circuito auxiliar para alimentação de uma subestação, onde pode ser vista a origem da alimentação dos TSL's, os fusíveis de proteção, o intertravamento por chaves (K) e contadoras de força que permitem a transferência automática de alimentação para fonte de emergência (E) quando a fonte normal (N) estiver fora de operação. Neste caso, a fonte de emergência é o TSL42 (do trafo 2) ou, dependendo de uma chave de transferência, passará a ser o TSL44 (recurso externo).

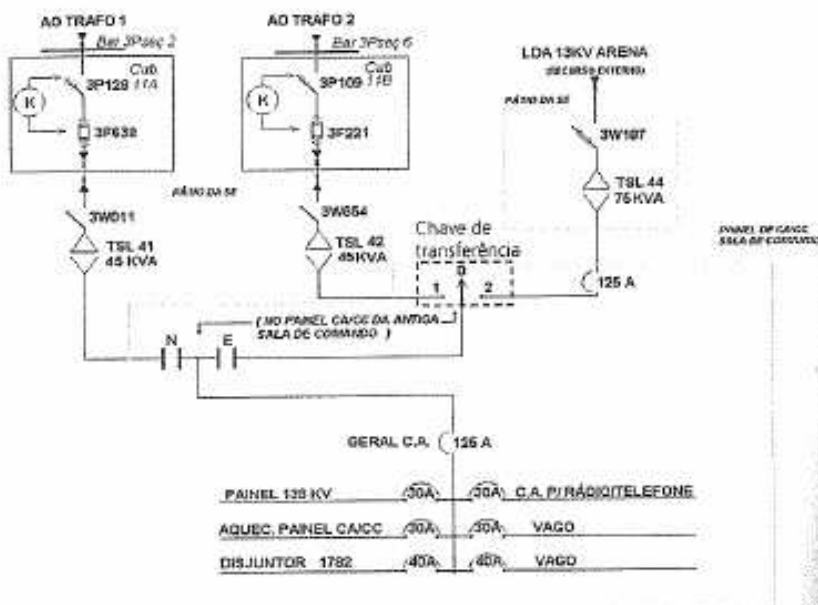


Figura 2.1 – Esquema típico da ligação de circuitos auxiliares de corrente alternada em uma subestação.

## 2.2 Circuitos Auxiliares de Corrente Contínua

Estes circuitos são responsáveis pelo suprimento das cargas de corrente contínua da subestação, como por exemplo: iluminação de emergência, circuitos

Estas cargas são essenciais para o funcionamento da subestação, tendo como fontes de alimentação o retificador ou, na falta deste, o grupo de baterias.

É importante frisar que na perda da alimentação destas cargas os equipamentos da subestação deverão ser desenergizados por motivos de segurança, pois os esquemas de proteção ficarão comprometidos.

### 2.2.1 Fontes de alimentação

#### 2.2.1.1 Retificador/carregador de baterias

O retificador de bateria converte corrente alternada (CA) em corrente contínua (CC), com alta estabilidade e boa regulação, sendo composto por uma ponte retificadora semi-controlada, no caso monofásico, ou totalmente controlada, no caso trifásico. O retificador/carregador, é destinado a alimentar cargas CC e manter em flutuação (reposição de pequenas perdas da bateria) ou em carga um conjunto de baterias com tensão estabilizada e limitação de corrente.

Na ocorrência de anormalidade com o retificador/carregador, este é desligado e as cargas CC passam a ser alimentadas através das baterias.

Após o restabelecimento do retificador/carregador, este é reposto automaticamente em funcionamento passando a alimentar as cargas CC, fornecendo, paralelamente, a corrente de carga para as baterias.

Os retificadores visam atender as seguintes finalidades específicas:

- suprir as cargas de corrente contínua de consumo permanente da subestação;
- suprir a corrente de perdas internas das baterias;
- repor às baterias as correntes transitórias solicitadas nas operações dos disjuntores, chaves seccionadoras motorizadas, etc. que normalmente superam a corrente nominal do retificador.

Em condições normais de operação, o retificador fornece uma tensão constante, que independe do valor de corrente contínua solicitada. Quando esta corrente ultrapassa o valor nominal do retificador, este passa a operar como gerador de corrente constante em lugar de tensão constante, ou seja, se a corrente aumentar demasiadamente, a tensão ficará abaixo de seu valor nominal. Tal característica de limitação de corrente evita que um curto-circuito na carga ocasione a queima de seus fusíveis protetores.



Figura 2.2 – Retificador/carregador de baterias.

### 2.2.1.2 Baterias

As baterias são equipamentos independentes do sistema elétrico ao qual estão associadas e têm por finalidade manter a confiabilidade da operação de dispositivos de proteção, comando de equipamentos, sinalização, alarmes e iluminação de emergência.

Consiste de elementos (aproximadamente 60) ligados em série, sendo que cada elemento é composto de duas placas de polaridades opostas, com tensão nominal de aproximadamente 2,2 V por elemento, conforme mostrado na figura 2.3.

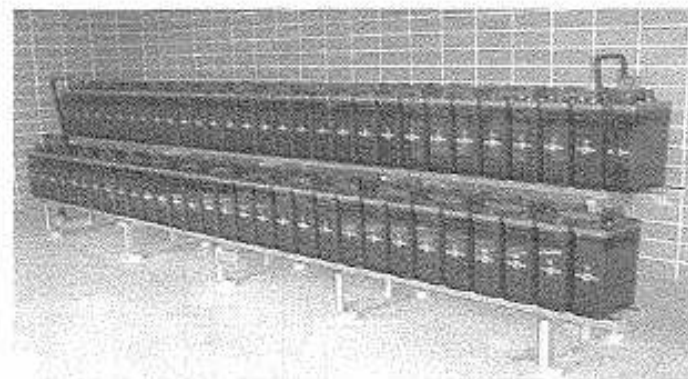
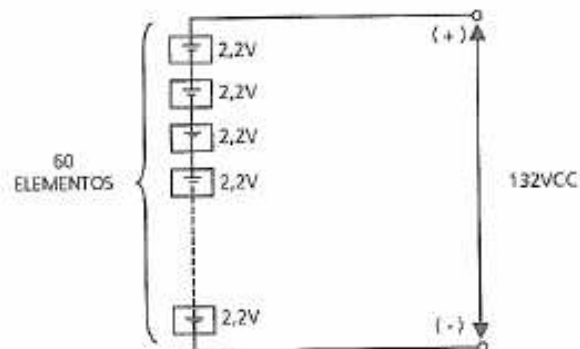


Figura 2.4 – Banco de baterias.

A figura 2.5 apresenta a ligação em paralelo do retificador e do banco de baterias, que identifica a operação em flutuação. Normalmente o conjunto de baterias é submetido a uma tensão de flutuação de aproximadamente 132 V, devido a seus 60 elementos terem uma tensão nominal em seus terminais de 2,2 V.

Nestas condições, o retificador sustenta as cargas permanentes e aquelas transitórias de curta duração dentro do limite de sua capacidade nominal.

Qualquer excesso de carga será atendido pela bateria, a qual será automaticamente recarregada quando cessar a carga intermitente.

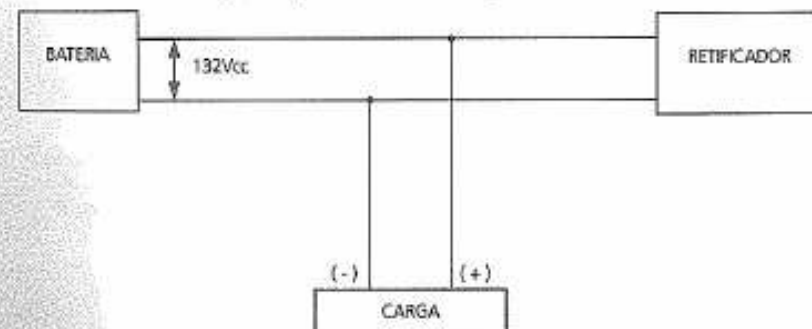


Figura 2.5 – Esquema de ligação do conjunto bateria/retificador suprindo a carga.

Com a saída de operação do retificador, as baterias sustentarão toda a carga e, quando o retificador estiver em operação, as baterias serão recarregadas.

um limite mínimo permissível de 105 V, pois abaixo deste valor ocasionará danos às baterias e poderá comprometer a atuação dos equipamentos de manobras para a proteção.

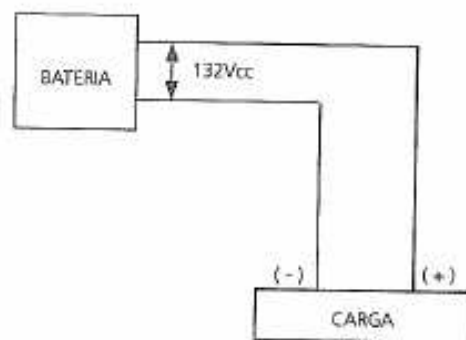


Figura 2.6 - Esquema de ligação da bateria suprindo a carga.

## 2.2.2 Cargas de corrente contínua

A figura 2.7 apresenta a conexão das fontes CC para suprimento das cargas.

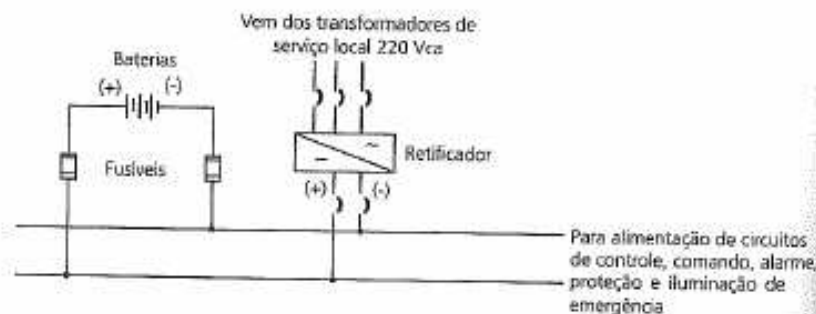


Figura 2.7 - Circuito geral.

### 2.2.2.1 Supervisão de terra em corrente contínua

O sistema retificador/bateria não é aterrado, isto é, não tem contato com a malha de terra. Qualquer contato indesejável de um de seus pólos com a terra compromete o desempenho do esquema, devendo ser imediatamente identifica-

No painel de CA/CC existem duas lâmpadas de mesma potência que ficam permanentemente acesas, com a finalidade de supervisionar a ocorrência de aterramento nos circuitos de corrente contínua da subestação, sendo ligadas em conjunto com um relé F.74 (responsável pelo alarme sonoro) de acordo com a figura 2.8. Em condição normal, as lâmpadas apresentam a mesma intensidade luminosa.

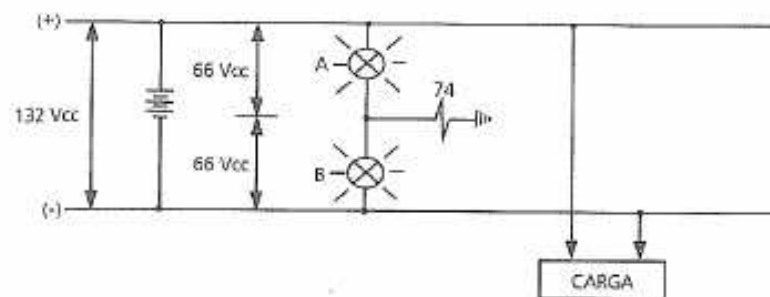
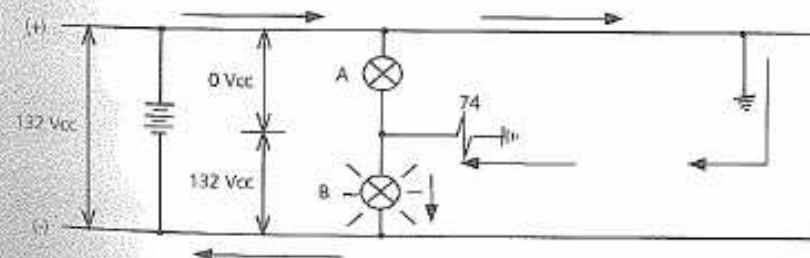


Figura 2.8 - Condição normal do circuito de supervisão.

Caso haja aterramento no pólo positivo, como mostrado na figura 2.9, a lâmpada "A" irá apagar (contato firme à terra) ou diminuir de intensidade luminosa (contato pouco firme à terra), e a lâmpada "B" ficará com intensidade maior que a normal. A corrente fará o relé F.74 operar soando um alarme, indicando que houve terra no controle através do pólo positivo (indicação das lâmpadas). Se o aterramento ocorrer no pólo negativo, o procedimento será o mesmo, invertendo somente a intensidade luminosa das lâmpadas.

Portanto, a "terra" será no pólo cuja lâmpada apresentar-se com luminosidade fraca.





## Noções Básicas Sobre Relés

### 3.1 Definição

O relé de proteção é um dispositivo destinado a detectar anormalidades no sistema elétrico, atuando diretamente sobre um equipamento ou um sistema, retirando de operação os equipamentos/componentes envolvidos com a anormalidade, acionando circuitos de alarme quando necessário. Por outro lado, também pode ser o elemento que, satisfeitas certas condições de normalidade, irá dar a permissão para a energização de um equipamento ou de um sistema.

### 3.2 Finalidade

São funções dos relés de proteção:

- medir as grandezas atuantes;
- comparar os valores medidos com os valores dos ajustes aplicados;
- operar (ou não) em função do resultado dessa comparação;
- acionar a operação de disjuntores ou de relés auxiliares;
- sinalizar sua atuação via indicador de operação visual e/ou sonoro.

### 3.3 Estrutura Física

O relé consiste basicamente de um elemento de operação (bobina) e um jogo de contatos. O elemento de operação recebe a informação de corrente e/ou tensão através dos transformadores de instrumentos (TP%/TC%), compara a grandeza medida com um ajuste pré-estabelecido e transforma o resultado num movimento dos contatos se necessário. No caso de um equipamento em situação de defeito, os contatos do relé mudam de posição desencadeando o processo para a atuação do elemento em curto, interrompendo o fluxo de corrente para aquele

### 3.4 Principais Tipos Construtivos

Os relés de proteção são basicamente constituídos de:

- Partes Mecânicas – caixa com terminais e tampa, berço ou base, elemento móvel e componentes fixos.
- Circuitos Magnéticos.
- Circuitos Eletrônicos.
- Circuitos Elétricos (Corrente e tensão – CA, Controle – CC).

### 3.5 Classificação Geral

#### 3.5.1 Quanto à natureza da grandeza atuante

- Elétrico.
- Térmico.
- Mecânico.

#### 3.5.2 Quanto ao tempo de operação

- Temporizado.
- Instantâneo.
- Alta Velocidade.

#### 3.5.3 Quanto à ligação do elemento sensível

- Primário (conectado diretamente ao circuito de potência).
- Secundário (conectado aos TC's/TP's).

#### 3.5.4 Quanto ao princípio de funcionamento

##### 3.5.4.1 Relés de tração eletromagnética

Estes relés podem ser utilizados em circuitos de corrente alternada ou contínua. Dentro deste princípio de funcionamento são analisados dois tipos de construção diferentes:

#### Armadura Axial

Consiste de uma bobina solenóide que, energizada eletricamente, atrai para o seu interior um núcleo móvel de ferro. Este núcleo móvel de ferro, quando é atraído, carrega consigo um contato móvel, alinhado a um contato fixo na carcaça da bobina.



BOBINA

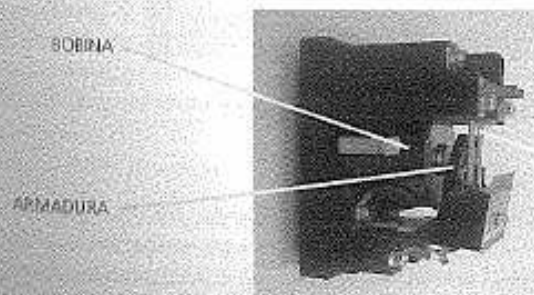
CONTATO FIXO

CONTATO MÓVEL

Figura 3.1 – Armadura axial.

#### Armadura em Charneira

Consiste de uma armadura magnética móvel em torno de um eixo colocado na sua aresta inferior, fechando um circuito magnético que será criado pela passagem de corrente na bobina colocada em oposição à armadura. Quando a armadura é atraída, carrega consigo um contato que irá ao encontro de um outro que é fixo e localizado na estrutura onde se encontra a bobina.



BOBINA

ARMADURA

CONTATO MÓVEL

### 3.5.4.2 Relés tipo indução eletromagnética

Estes relés são utilizados somente em circuitos de corrente alternada. Dentro deste princípio de funcionamento serão analisados dois tipos de construção:

#### Disco de Indução

Consiste de um disco condutor, geralmente de alumínio, que se movimenta por indução em torno de um eixo no entreferro de um núcleo magnetizado pela passagem de corrente na bobina que o envolve. O fluxo produzido no entreferro é dividido em duas componentes, defasadas pela colocação de anéis de cobre que envolvem parte de cada face do pólo no entreferro. Fixado ao mesmo eixo move-se um contato em direção a outro, fixo na estrutura do relé.

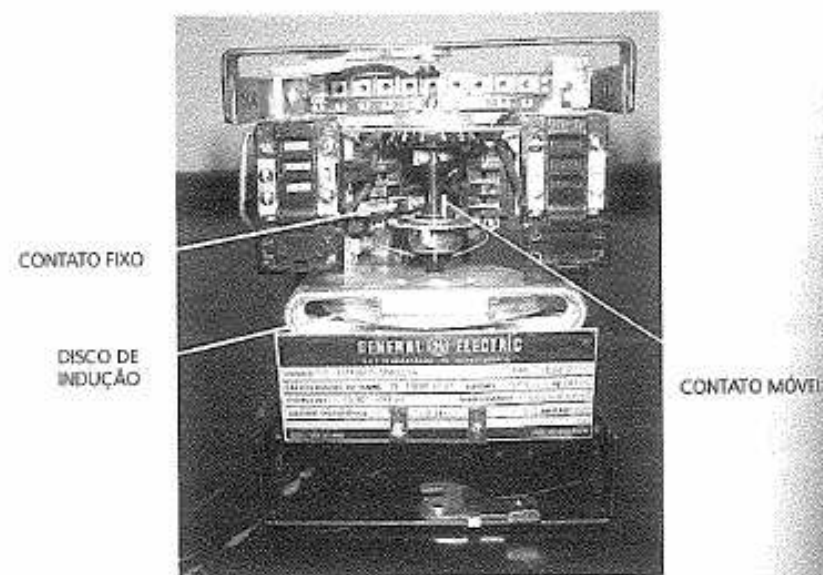


Figura 3.3 – Relé disco de indução.

#### Tambor de Indução

Consiste de um cilindro metálico com uma das bases fechadas como um copo, livre para girar no interior do entreferro compreendido entre as faces dos pólos magnéticos e do núcleo de ferro. São utilizados quatro ou oito pólos dispostos simetricamente, com duas fontes de polarização alimentando alternadamente as bobinas montadas nos pólos.

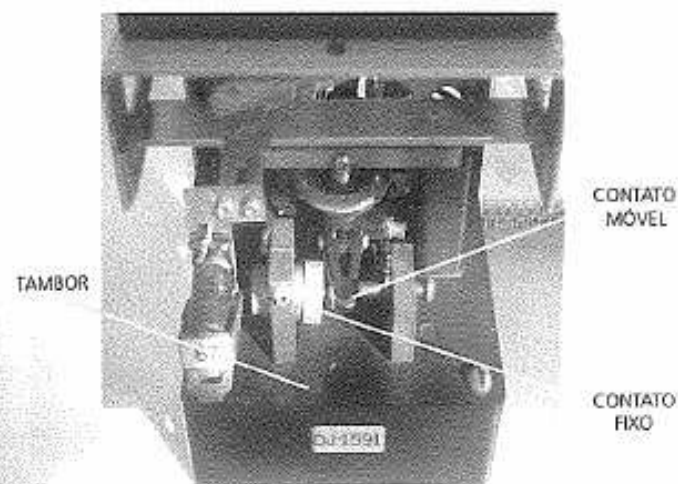


Figura 3.4 – Relé tambor de indução.

#### 3.5.4.3 Relés com elemento térmico

Consiste basicamente de uma lâmina bimetálica colocada ao lado de um resistor. A passagem de corrente neste resistor irá transmitir calor ao bimetálico, que possuindo um contato móvel na extremidade penderá na direção de um contato fixo na estrutura do relé.

#### 3.5.4.4 Relés estáticos

O progressivo desenvolvimento dos sistemas elétricos, quer no crescimento das tensões e potências de suprimento, quer na evolução da complexidade das interligações e aumento dos níveis de curto-circuitos, originou a necessidade de aplicação de esquemas de proteção cada vez mais rápidos, sele-

Os relés estáticos, que sucederam os relés eletromecânicos, operam com base no funcionamento de circuitos lógicos eletrônicos de estado sólido.

O desenvolvimento dos relés estáticos acelerou-se com o advento dos modernos componentes eletrônicos utilizando semicondutores e com a evolução da técnica de circuitos impressos.

Funcionalmente, os relés estáticos são aplicados de maneira idêntica aos relés eletromecânicos, entretanto, apresentam-se como equipamento de carga consideravelmente menor para TC's e TP's, com maior operacionalidade, permitindo não só melhorar a atuação dos esquemas de proteção tradicionais mas também desenvolver esquemas de proteção mais avançados.

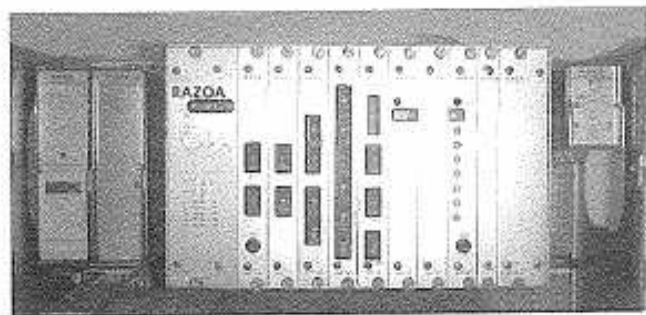


Figura 3.5 – Relé Estático.

#### 3.5.4.4.1 Unidades básicas

A figura 3.6 apresenta de forma simplificada a estrutura de um relé estático, onde são apresentadas suas principais unidades:

- **Unidade conversora** – é a unidade de entrada do relé. Sua função é adaptar as grandezas (tensões e/ou correntes) a níveis compatíveis com a eletrônica do relé. Geralmente existem transformadores nos circuitos de entrada, possibilitando o isolamento entre o secundário dos transformadores de instrumentos com os circuitos eletrônicos do relé.
- **Unidade de medição** – é a unidade onde se realiza a comparação dos sinais de entrada com valores pré-determinados (ajustes).
- **Unidade de saída** – é a unidade onde se encontram os contatos que iniciarão o processo de eliminação do defeito.
- **Unidade de alimentação** – é a unidade responsável pela energização

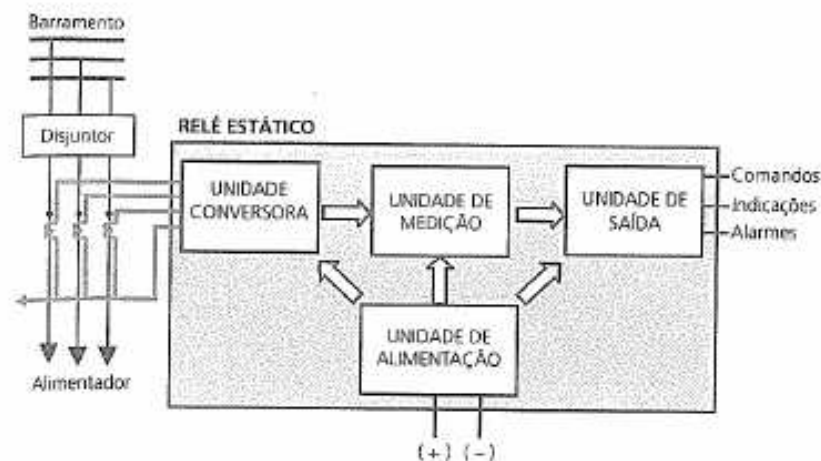


Figura 3.6 – Unidades básicas de um relé estático.

#### 3.5.4.5 Relés digitais

Os relés digitais surgiram como sucessores dos relés estáticos. Os primeiros trabalhos na área digital surgiram nos anos 60, quando os computadores começaram a substituir ferramentas tradicionais na análise dos sistemas de potência. Resolvidos os problemas de cálculo de curto-circuito, fluxo de potência e estabilidade, as atenções voltaram-se para os relés de proteção que prometiam ser um excitante campo. No entanto ficou claro que o desenvolvimento tecnológico dos computadores desta época, ainda não podia atender às necessidades das funções de proteção, nem era economicamente atraente. O interesse sobre o assunto ficou então restrito à área acadêmica, onde os pesquisadores mantiveram o desenvolvimento dos algoritmos de proteção, até que a oportunidade surgisse.

Com a evolução rápida dos computadores, a sofisticada demanda dos programas de proteção pôde ser atendida com velocidade e economia pelos atuais microcomputadores. A tecnologia digital tem se tornado a base da maioria dos sistemas de uma subestação, atuando nas funções de medição, comunicação, proteção e controle. Desta forma, além das funções de proteção, o relé digital pode ser programado para desempenhar outras tarefas, como por exemplo, medir correntes e tensões dos circuitos. Todas estas funções são especificadas e executadas por programas (softwares).

A figura 3.7 apresenta de forma simplificada a estrutura de um relé digital.

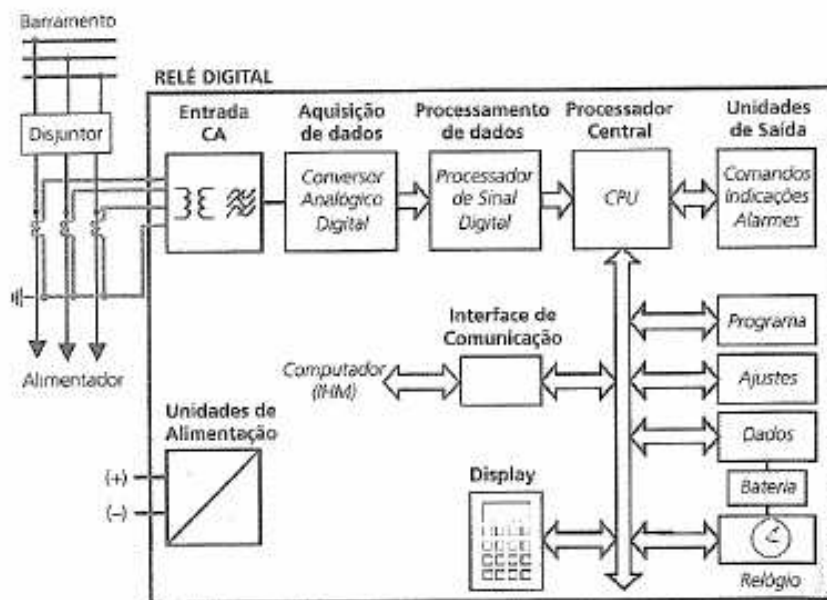


Figura 3.7 – Estrutura básica de um relé digital.

Outra importante função deste tipo de relé é o autodiagnóstico (autoteste). Esta função faz com que o relé realize uma supervisão contínua de seu *hardware* e *software*, detectando anormalidades que venham a surgir e que possam ser reparadas antes que o relé opere incorretamente ou deixe de fazê-lo na ocasião certa.

Os relés digitais apresentam, ainda, as seguintes vantagens:

- **Oscilografia e análise de sequência de eventos** – a habilidade dos sistemas de proteção em armazenar amostras de quantidades analógicas e o status de contatos em um intervalo de tempo possibilitou a criação de excelentes ferramentas para análises de perturbações.
- **Localização de defeitos** – o principal benefício obtido é a redução do número de faltas permanentes, através da manutenção corretiva em pontos indicados pela reincidência de faltas transitórias, tais como as causadas por queimadas, descargas atmosféricas ou isoladores danificados.
- **Deteção de defeitos incipientes em transformadores** – a maioria dos defeitos internos em transformadores começa com descargas parciais que podem ser detectadas através da monitoração de espectro de fre-

- **Monitoração de disjuntores** – o tempo de abertura e fechamento de um disjuntor também pode ser monitorado através dos relés usados para disparo e religamento.

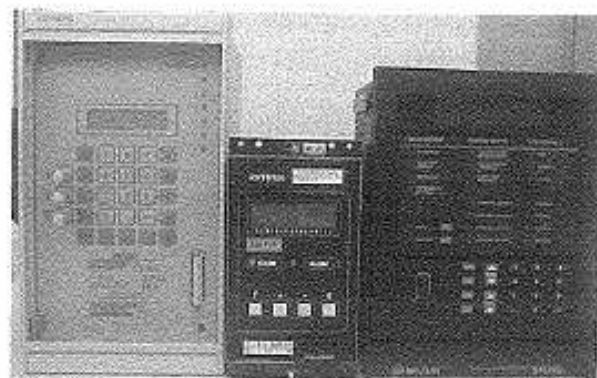


Figura 3.8 – Relés digitais (Siemens, Alstom e GE).

No capítulo 20, são apresentados os principais tipos de relés digitais instalados no sistema de proteção Light com suas respectivas características.

### 3.6 Tipos de Relés mais Utilizados

- **Sobrecorrente instantâneo (50)** – opera (em poucos ciclos) quando o valor da corrente excede certo limite.
- **Sobrecorrente temporizado e instantâneo (51)** – opera quando o valor de corrente exceder o ajuste após um tempo pré-determinado.
- **Sobretensão (59)** – opera quando a tensão excede determinado limite.
- **Subtensão (27)** – opera quando a tensão cai a certo valor.
- **Diferencial (87)** (de transformador, gerador, linha de transmissão e barra) – opera por comparação de corrente.
- **Direcional (67)** – opera quando o fluxo de corrente está em um sentido determinado e seu valor excede certo limite.
- **Relé de bloqueio (86)** – opera comandado por outros relés. Quando operado bloqueia a energização de outros equipamentos.
- **Relé de religamento (79)** – opera para comandar o religamento de

- **Relé auxiliar (50X, 59X, etc.)** – opera para acionar alarmes, indicações ou completar outras operações.
- **Relé de pressão (63)** – opera para defeitos internos do transformador e para baixos níveis de pressão em equipamentos encapsulados (gás SF6).
- **Relé de distância (21)** – opera para defeitos em linhas de transmissão de alta tensão.
- **Relé de subfrequência (81)** – opera quando a frequência cai à determinado valor ajustado no relé.
- **Relé de sincronismo (25)** – permite o fechamento do disjuntor caso as tensões em seus pólos possuam aproximadamente o mesmo módulo, fase e frequência.

## Proteção de Alimentadores

### 4.1 Definição de Alimentadores

Os alimentadores são circuitos frifásicos de média tensão, divididos em dois grupos:

- **Linha de distribuição aérea (LDA)** – são circuitos que saem da subestação em rede aérea, sendo que muitas vezes há um pequeno trecho subterrâneo que vai dos disjuntores até os postes localizados na rua (figura 4.1).

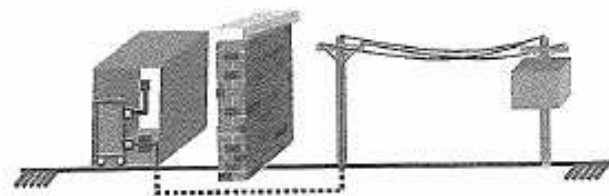


Figura 4.1 – Linha de distribuição aérea.

- **Linha de distribuição subterrânea (LDS)** – são circuitos que saem da subestação e vão até os transformadores de distribuição em eletrodutos subterrâneos (figura 4.2).

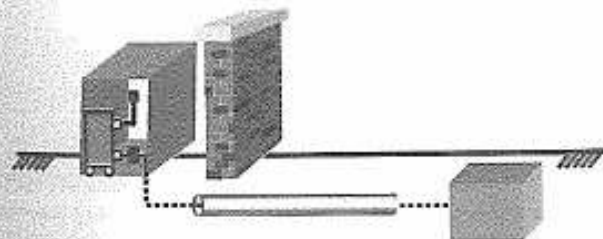


Figura 4.2 – Linha de distribuição subterrânea.

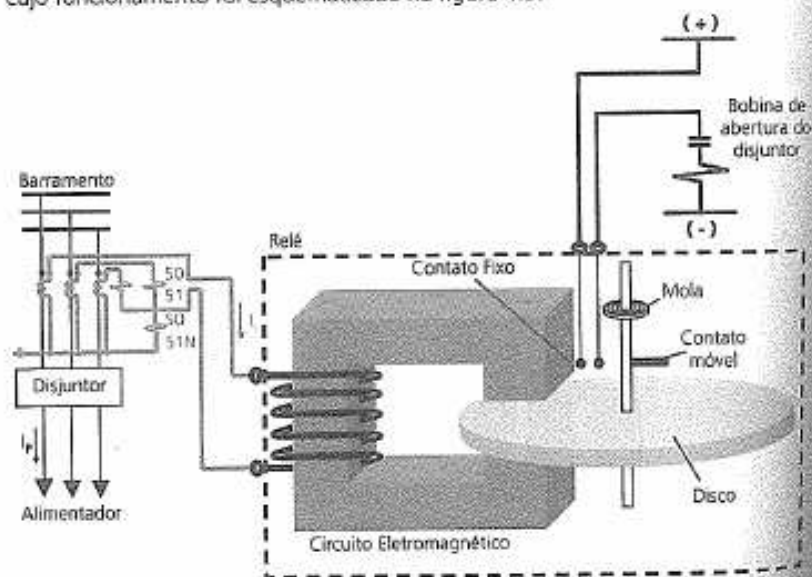
## 4.2 Relés que compõem o esquema

A proteção dos alimentadores é feita por relés de sobrecorrente, sendo constituídos por duas unidades:

- **unidade instantânea** – classificada como função 50, ajustada para valores elevados de corrente de curto-circuito e com atuação rápida, então:
  - 50 (A, B ou C) – unidade instantânea de fase;
  - 50N – unidade instantânea de neutro.
- **unidade temporizada** – classificada como função 51, ajustada para valores menores de corrente de curto-circuito e com atuação temporizada, então:
  - 51 (A, B ou C) – unidade temporizada de fase;
  - 51N – unidade temporizada de neutro.

## 4.3 Princípio de Funcionamento dos Relés

Tanto os relés digitais quanto os eletromecânicos são utilizados neste tipo de proteção. Para exemplificar, será apresentado o relé de disco de indução, cujo funcionamento foi esquematizado na figura 4.3.



Da figura 4.3:

$I_p$  = corrente no primário do TC;

$I_s$  = corrente no secundário do TC.

A corrente vinda do TC ( $I_s$ ) cria um fluxo magnético na bobina do relé, que desenvolve uma força, fazendo o disco girar.

O disco, ao girar, leva consigo o eixo acoplado ao contato móvel, que obriga os dois contatos a se encontrarem, dando continuidade ao circuito onde está a bobina de abertura do disjuntor.

A figura 4.4 apresenta um relé de sobrecorrente de disco de indução.



Figura 4.4 Relé de sobrecorrente de disco de indução

#### 4.4 Diagramas com as Ligações Elétricas entre os TC's e os Relés

São apresentados um diagrama unifilar e dois trifilares nas figuras 4.5, 4.6 e 4.7, retratando as ligações elétricas dos TC's com os relés.

##### 4.4.1 Diagrama unifilar geral



Figura 4.5 – Diagrama unifilar de um alimentador.

##### 4.4.2 Diagrama trifilar com três relés de fase e um de neutro

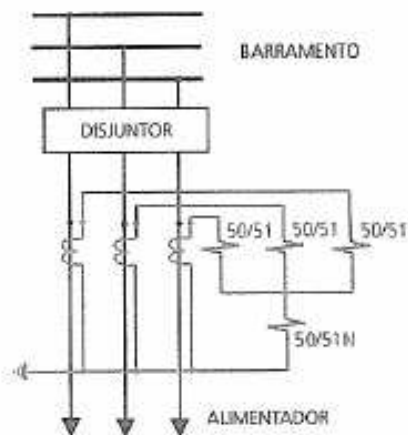


Figura 4.6 – Diagrama trifilar de um alimentador.

##### 4.4.3 Diagrama trifilar com dois relés de fase e um de neutro

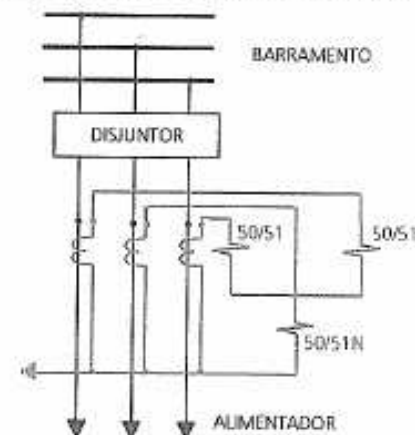
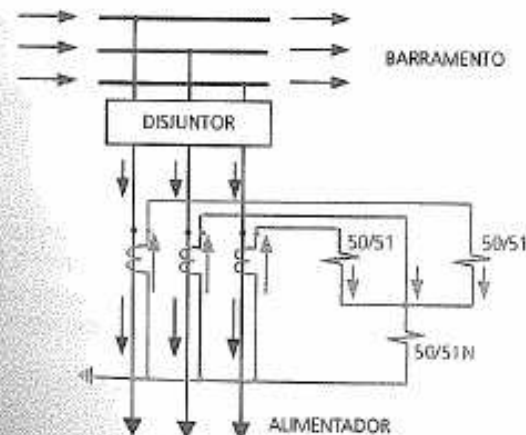


Figura 4.7 – Diagrama trifilar de um alimentador.

#### 4.5 Apresentação e Análise dos Diversos Tipos de Curto-Circuito

##### 4.5.1 Situação normal de operação

A figura 4.8 apresenta um diagrama com a circulação das correntes nas três fases e nos relés, em situação normal de carga.



Como o somatório vetorial das correntes nas três fases é igual a zero, não há circulação de corrente no relé de neutro, sendo que os relés de fase também não operam devido ao valor da corrente no secundário do TC não ter atingido o valor ajustado no relé.

#### 4.5.2 Curto-circuito monofásico (fase-terra)

Um exemplo de curto-circuito monofásico seria o caso de um galho de árvore encostando no condutor da fase C, conforme representado na figura 4.9.

Sendo o curto-circuito entre a fase C e a terra, os relés 50/51C e 50/51N deverão operar.

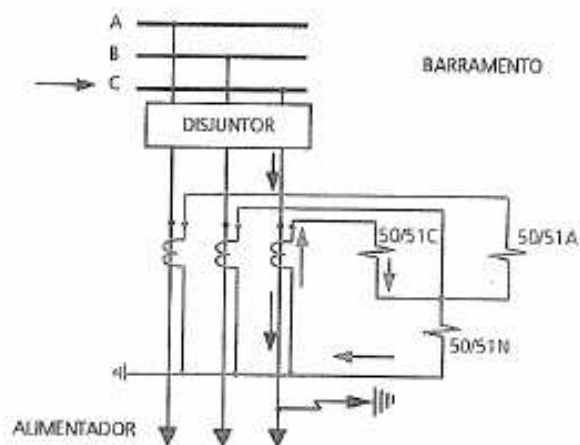


Figura 4.9 – Circulação de corrente para um defeito monofásico.

#### 4.5.3 Curto-circuito bifásico (entre duas fases)

Um exemplo de curto-circuito bifásico seria o caso do condutor da fase C encostar no condutor da fase B, conforme representado na figura 4.10.

Sendo o curto-circuito entre as fases B e C, opera o relé de sobrecorrente 50/51C. Se o curto-circuito fosse entre as fases A e C, operariam os relés de sobrecorrente 50/51C e 50/51A.

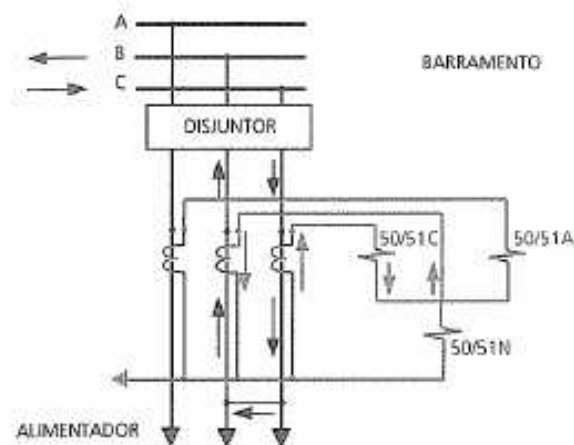
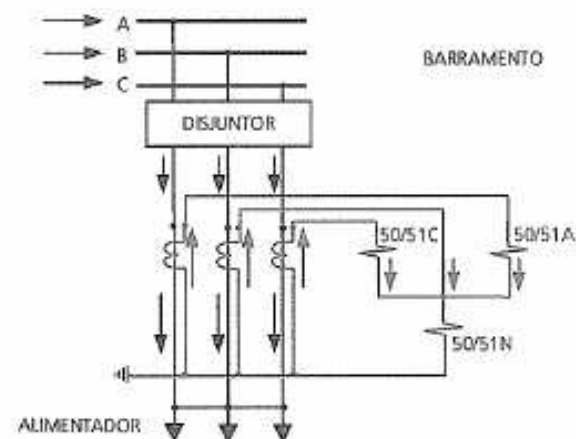


Figura 4.10 – Circulação de corrente para um defeito bifásico.

#### 4.5.4 Curto-circuito trifásico (entre as três fases)

Um exemplo de curto-circuito trifásico seria o caso dos três condutores encostarem um no outro ao mesmo tempo, como esquematizado na figura 4.11.

Sendo o curto-circuito entre as três fases, operam os relés de sobrecorrente 50/51C e 50/51A.



## 4.6 Esquemas de Controle

Serão apresentados e analisados os esquemas de controle simplificados do relé de sobrecorrente e do circuito da bobina de abertura do disjuntor representados nas figuras 4.12 e 4.13.

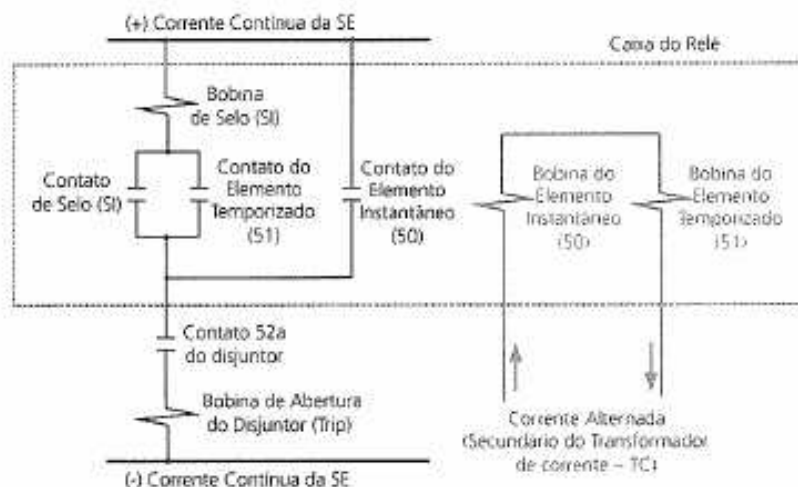
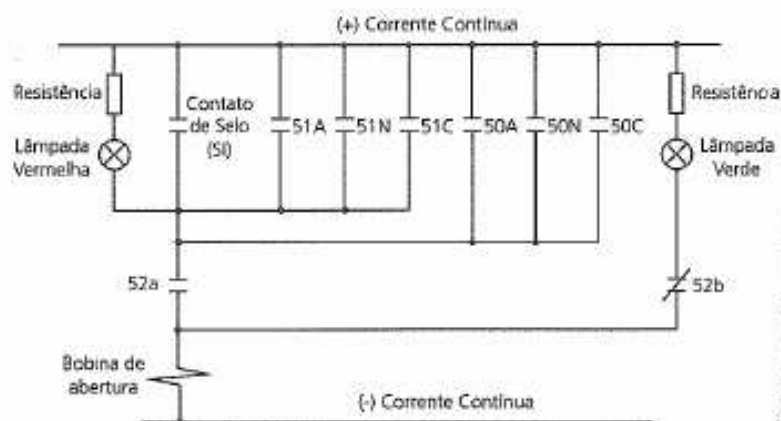


Figura 4.12 – Esquema de ligação do relé.



Das figuras 4.12 e 4.13:

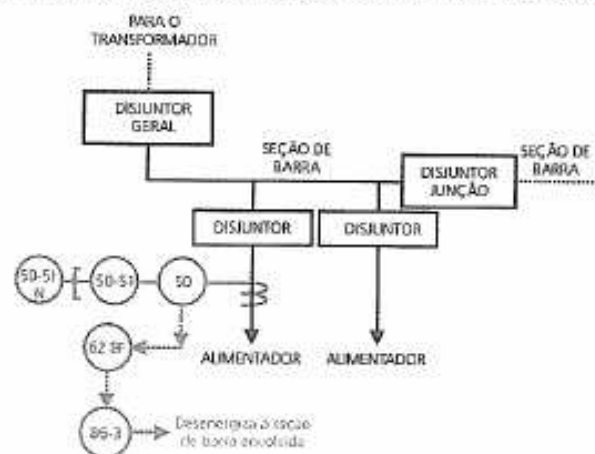
- **Contato 52a** – contato que permanece aberto enquanto o disjuntor estiver aberto, e fechado quando o disjuntor estiver fechado.
- **Contato 52b** – contato que permanece fechado enquanto o disjuntor estiver aberto, e aberto quando o disjuntor estiver fechado.
- **Bobina de Selo** – mantém a continuidade do circuito de disparo pelo elemento temporizado para a bobina de abertura do disjuntor.

Da figura 4.12, verifica-se que dependendo do valor da corrente no secundário do TC, as bobinas dos elementos instantâneo e/ou temporizado irão fechar seus respectivos contatos, dando continuidade ao circuito de corrente contínua para energizar a bobina de abertura do disjuntor, movimentando o pistão no seu interior que destrava a mecânica ocasionando a sua abertura.

A figura 4.13 enfatiza o circuito de abertura do disjuntor, sendo que as lâmpadas de indicação de operação do disjuntor (verde significa aberto e vermelho significa fechado) têm a função de supervisionar a bobina de abertura.

## 4.7 Proteção de Falha de Disjuntor

Opera caso o disjuntor do alimentador não abra após a atuação de sua proteção. É composta por um relé de sobrecorrente (F.50) e um relé temporizador (F.62BF) conforme figura 4.14. Quando operado, energiza a bobina do relé auxiliar (F.86-3) que desenergizará a seção de barra através da abertura do disjuntor geral do transformador e abertura e bloqueio do disjuntor junção de barras referente ao alimentador envolvido no defeito, acarretando perda indesejável de outras cargas.



## 4.8 Relé Religador

Outro dispositivo utilizado em linhas aéreas é o relé religador (F.79). Sua finalidade é religar a linha após o defeito, pois muitos defeitos que ocorrem nas linhas aéreas são transitórios, ou seja, de curta duração. Alguns exemplos de defeitos transitórios nas linhas aéreas são apresentados abaixo:

- galhos de árvores (queda ou contato);
- linhas de pipas;
- animais, etc.

Para que as linhas não fiquem fora de serviço, coloca-se um relé religador no circuito de comando e proteção, para que, na ocorrência de algum defeito, ele comande o fechamento automático por várias vezes, dependendo de seu ajuste. Caso o defeito não desapareça após os religamentos programados, a proteção da linha atuará, deixando-a fora de operação.

Para LDA's de 13.8 kV são utilizados dois religamentos com temporização de 3 e 15 segundos respectivamente. Para LDA's de 25 kV utiliza-se um religamento de aproximadamente 15 segundos.

Em muitas subestações, a operação do relé está associado a um alarme. Caso não tenha este alarme, só será notada sua operação através de indicação visual.

## 4.9 Religadores, Seccionalizadores e Fusíveis

Quando uma linha é muito extensa, costuma-se colocar estes equipamentos com a finalidade de isolar o menor trecho possível onde ocorreu o defeito.

Serão apresentadas as descrições e finalidades destes equipamentos:

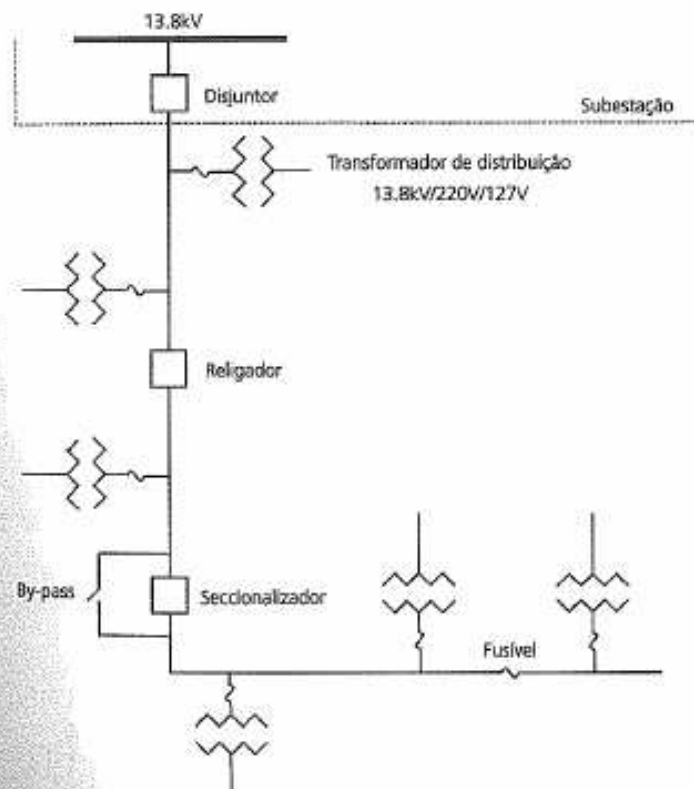
- **religador** (não confundir com relé religador) – possui características semelhantes aos disjuntores, tendo menor capacidade de abertura de corrente e menor robustez;
- **seccionizador** – não pode ser aberto em carga. Possui um sistema de bobina associado a um pistão imerso em óleo. Se houver uma sobrecorrente com posterior falta de energia, o sistema mencionado desloca o pistão na direção do comando de abrir o seccionizador. Observar que é a seqüência sobrecorrente e a falta de tensão que acarreta o deslocamento do pistão;
- **fusível** – o fusível é colocado em geral na parte final de linha. Sua operação é rápida e deve também estar coordenada com as outras

## 4.10 Análise de um Circuito Típico

Analisando o exemplo mostrado na figura 4.15:

Quando ocorre um curto-circuito após o seccionizador, a proteção da subestação operará e o pistão do seccionizador se deslocará. Na subestação, o relé religador comandará o fechamento do disjuntor. Se o defeito desaparecer, a linha ficará energizada em toda a sua extensão. Se, no entanto, o defeito for permanente, o disjuntor religará e fechará um certo número de vezes. No entanto, entre o último desligamento e o último fechamento do disjuntor, o seccionizador abrirá os seus contatos, isolando o trecho da linha entre o seccionizador e o final do circuito.

Esta operação visa deixar o menor número de consumidores sem energia.



## *Proteção de Bancos de Capacitores de 13,8/25/138 kV*

### 5.1 Definição de Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores destinam-se a realizar o controle da tensão do sistema elétrico, injetando potência reativa para prover elevação da tensão e reduzir as perdas das linhas de transmissão, entre as usinas geradoras e as subestações onde estão instalados.

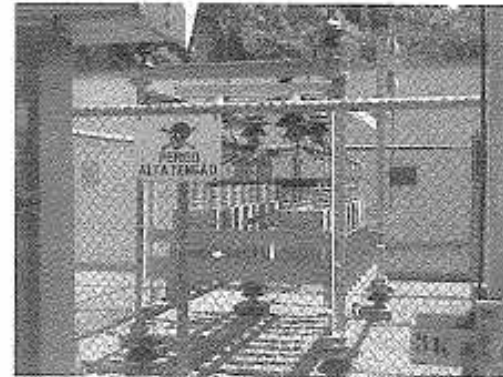


Figura 5.1 – Banco de capacitores de 13,8 kV.

### 5.2 Proteções de Bancos de Capacitores

Os dispositivos típicos de proteção de bancos de capacitores estão indicados abaixo:

- Proteção interna dos elementos capacitivos (elos-fusíveis).
- Proteção de sobrecorrente (F. 50/51).
- Proteção de falha de disjuntor (F. 50/62 BF).
- Proteção de sobretensão de fase (F 59).
- Proteção de sobretensão residual ou desbalanço de corrente (F. 59 G ou F. 61 AB).

### 5.2.1 Proteção interna dos elementos capacitivos

Cada unidade capacitiva (elemento) normalmente apresenta proteção individual por elo-fusível, visando retirá-lo de operação para ocorrência de defeitos internos conforme as figuras 5.2 e 5.3.

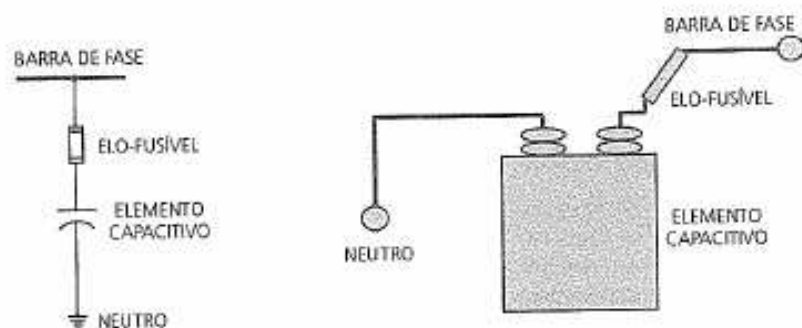


Figura 5.2 – Representações de um elemento capacitivo.

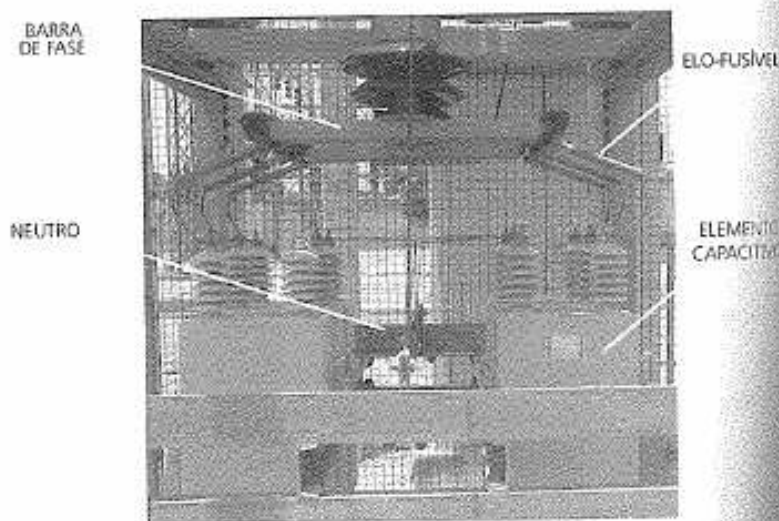


Figura 5.3 – Componentes de um banco de capacitores.

### 5.2.2 Proteção de sobrecorrente

Tal esquema tem por finalidade proteger o banco de capacitores de defeitos no cabo de interligação dos bancos de capacitores ao seu respectivo disjuntor, sendo utilizados três relés de sobrecorrente de fase (unidades instantâneas e temporizadas) e um relé de neutro (unidade instantânea e temporizada), conforme a figura 5.4.

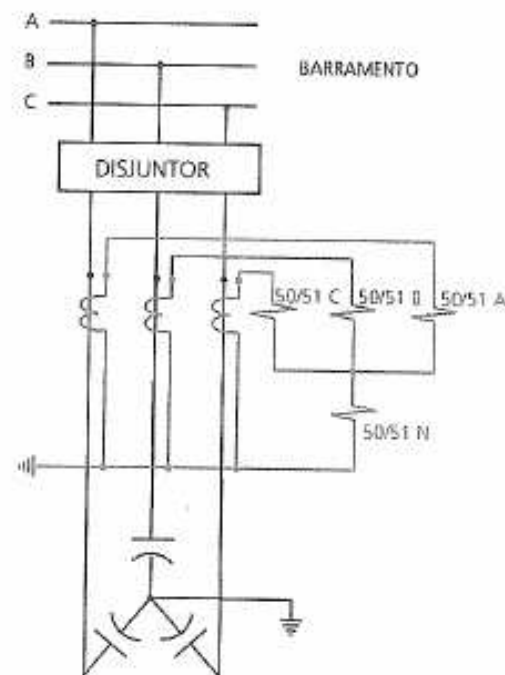


Figura 5.4 – Circuito de proteção de sobrecorrente.

### 5.2.3 Proteção de falha de disjuntor

Opera caso o disjuntor do banco de capacitores não abra após a atuação da proteção de sobrecorrente. É composta por um relé de sobrecorrente (F.50) e um relé temporizador (F.62BF) conforme figura 5.5. Quando operado, energiza a bobina do relé auxiliar (F.86-3) que desenergizará a seção de barra através da abertura do disjuntor geral de transformador e abertura e bloqueio do disjuntor próprio de barras referente ao disjuntor envolvido no defeito, acarretando perda

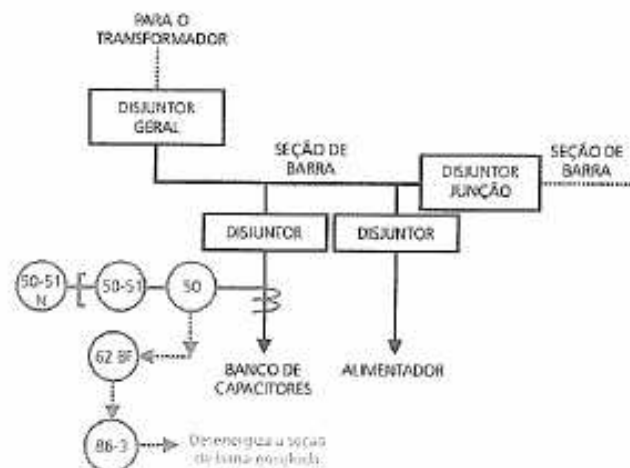


Figura 5.5 – Circuito das proteções de sobrecorrente e falha de disjuntor.

### 5.2.4 Proteção de sobretensão de fases

Este esquema de proteção está relacionado ao fato de que a operação de capacitores em condições de sobretensão tende a originar a aceleração da perda de vida útil da unidade capacitiva e fornecimento de tensão acima da faixa permitida ao consumidor. Para este tipo de proteção é empregado um relé de sobretensão (F.59) conectado a um TP, conforme figuras 5.6, 5.7 e 5.8. Quando operado, este relé provocará a abertura do disjuntor do banco de capacitores.

### 5.2.5 Proteção de sobretensão residual e desbalanço de corrente

Na ligação das unidades capacitivas em paralelo, a queima de elos-fusíveis origina desbalanço das tensões entre fase e neutro no banco de capacitores, gerando deslocamento do neutro da estrela com o aparecimento de tensão entre o neutro e a terra. No 13,8 e 25 kV, esta tensão pode ser detectada por um relé de sobretensão residual (F.59G) conectado a um TP, que por sua vez está ligado ao neutro do banco de capacitores conforme a figura 5.6.

A queima de elos-fusíveis também provoca uma circulação de corrente residual pela interligação dos neutros dos elementos ligados em paralelo do mesmo banco de capacitores. Esta corrente pode ser detectada por um relé de sobrecorrente (F.61N) conectado a um TC, que por sua vez está ligado entre os neutros dos elementos, conforme figura 5.7.

Logo, pode-se escolher o relé com a função de proteção de sobretensão residual (F.59G) ou sobrecorrente residual (F.61N) para os bancos de capacitores

No 138 kV, o desbalanço entre as tensões pode ser detectado por um relé de sobretensão residual (F.59G) conectado paralelamente a um TC e a um resistor, conforme a figura 5.8.

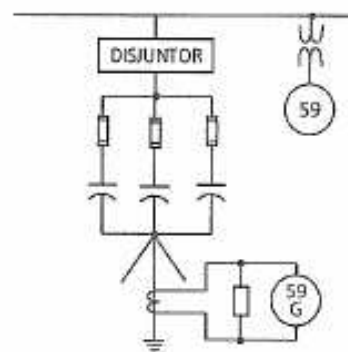


Figura 5.6 – Esquema de ligação da proteção de sobretensão de fase e residual.

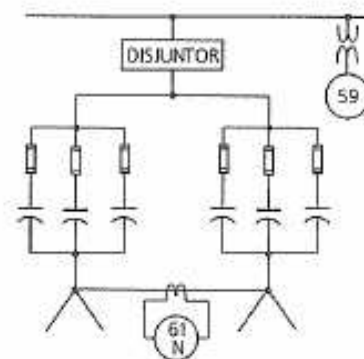


Figura 5.7 – Esquema de ligação da proteção de desbalanço de corrente e sobretensão de fase.

## 5.3 Diagramas Unifilar e Esquemático com Todas as Proteções dos Bancos de Capacitores

As figuras 5.8 e 5.9 apresentam um diagrama unifilar com todas as proteções de três bancos de capacitores, incluindo disjuntor, chaves de manobra e

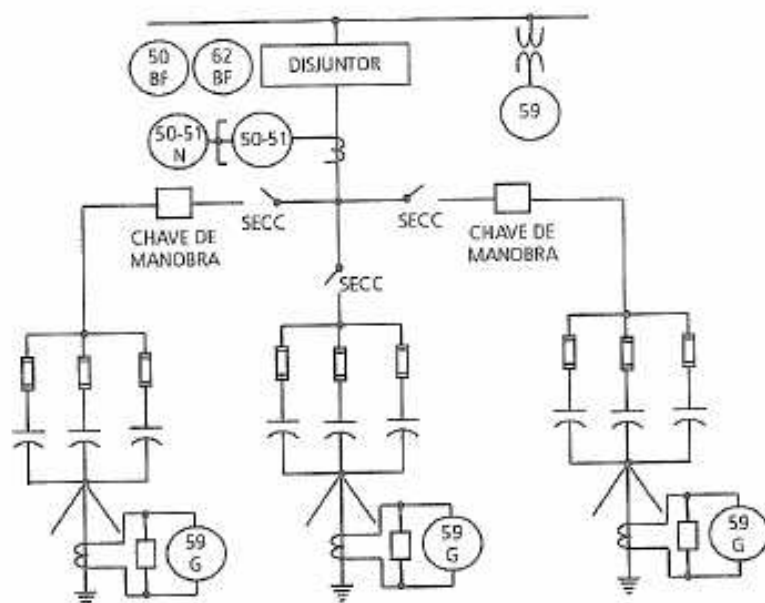


Figura 5.8 – Diagrama unifilar de bancos de capacitores.

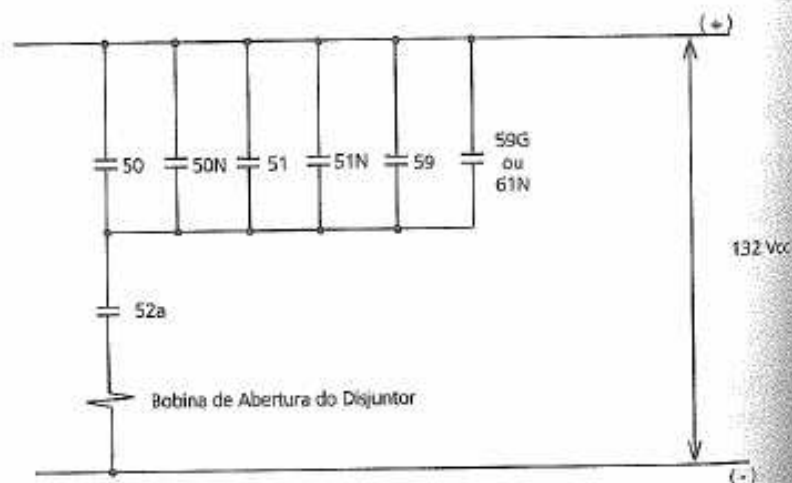


Figura 5.9 – Diagrama esquemático da proteção de bancos de capacitores.

## 5.4 Configurações

### 5.4.1 Bancos de capacitores instalados nos secundários dos transformadores de 138/13,8 kV

Banco de capacitores em derivação, uso externo, potência nominal 10.8 MVar, dividido em três estágios de 3.6 MVar, tensão nominal 13.8 kV, classe de tensão 15 kV.

- CONFIGURAÇÃO DE CADA ESTÁGIO – dupla estrela isolada, composto por 18 unidades capacitivas de 200 kVar/7960V, sendo um grupo série por braço de estrela, composto por três capacitores em paralelo, com proteção de forma independente para cada banco, através de TC instalado entre os neutros das estrelas com alarme na saída da primeira unidade e trip na segunda.

### 5.4.2 Bancos de capacitores instalados nos secundários dos transformadores de 138/34,5-25 kV

Banco de capacitores em derivação, uso externo, potência nominal de 32.4 MVar, dividido em três estágios de 10.8 MVar, tensão nominal 34.5 kV, classe de tensão 36.2 kV.

- CONFIGURAÇÃO DE CADA ESTÁGIO – dupla estrela isolada, composto por 36 unidades capacitivas de 300 kVar/20500 V, sendo um grupo série por braço de estrela, composto por seis capacitores em paralelo, com proteção de forma independente para cada banco, através de TC instalado entre os neutros das estrelas.

### 5.4.3 Bancos de capacitores instalados no sistema de 138 kV

Banco de capacitores em derivação, uso externo, potência nominal 79.2 MVar, potência efetiva 67.36 MVar, tensão nominal 149.64 kV, tensão efetiva 138 kV, dividido em três estágios de 26.4 MVar, classe de tensão 145 kV.

- CONFIGURAÇÃO DE CADA ESTÁGIO – Estrela aterrada, composto por 132 capacitores de 200 kVar/21600 V, sendo quatro grupos série por fase, cada grupo série constituído de 11 capacitores em paralelo, com proteção através de TC instalado no neutro.

## Proteção de Barras de 13,8 kV do Tipo Terra Isolada

### 6.1 Introdução

O primeiro esquema de proteção de barras do tipo terra isolada era composto apenas por um relé F.64 instalado no secundário de um TC localizado num condutor responsável pelo aterramento da blindada. Esta, por sua vez, era construída de forma que seu único contato com a terra fosse este cabo de aterramento, conforme apresentado na figura 6.1.

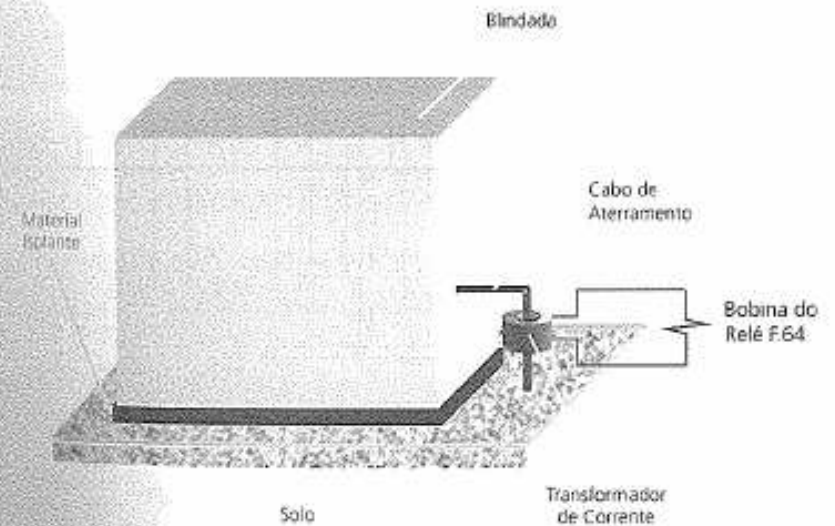


Figura 6.1 – Representação do aterramento da blindada.

Na ocorrência de um curto-circuito envolvendo o barramento e a carcaça da blindada, o único caminho para a corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ ) percorrer é através do cabo de aterramento. Isto acarreta a operação do relé F.64 que energiza a bobina de um relé auxiliar (F.86-3) que tem por finalidade desenergizar a seção de barras envolvida (abertura do disjuntor geral, abertura do disjuntor de junção de barras e bloqueio do fechamento deste último), isolando o defeito.

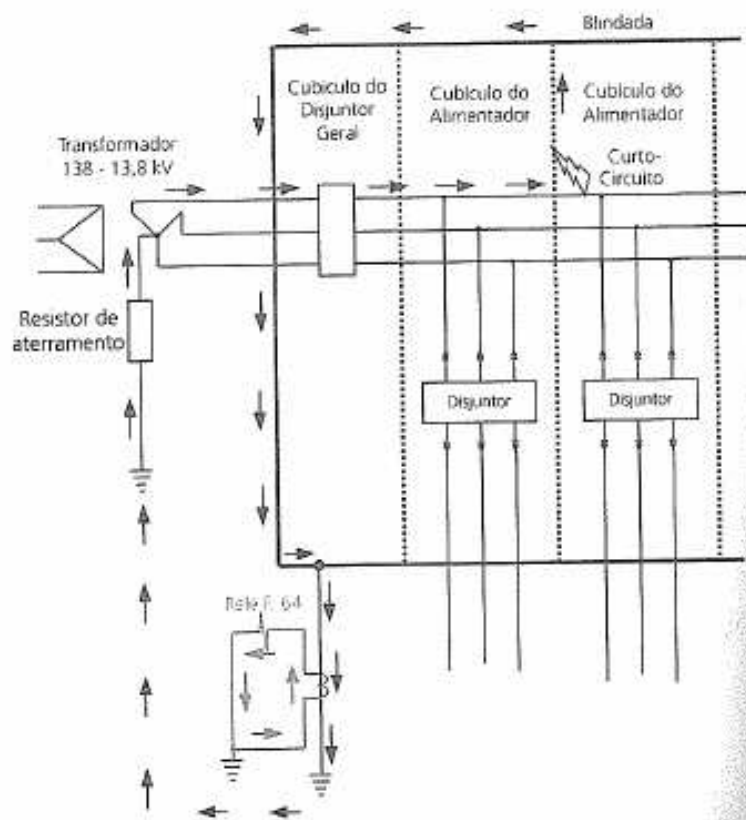


Figura 6.2 – Defeito envolvendo barramento e a blindada.

Em algumas subestações, o transformador de serviço local (TSL) encontra-se instalado no interior da blindada. Tal fato gerava o seguinte problema: um defeito monofásico em algum circuito pertencente à baixa tensão deste TSL poderia causar a operação do relé F.64, ocasionando a desenergização indevida da seção de barra de 13,8 kV (figura 6.3).

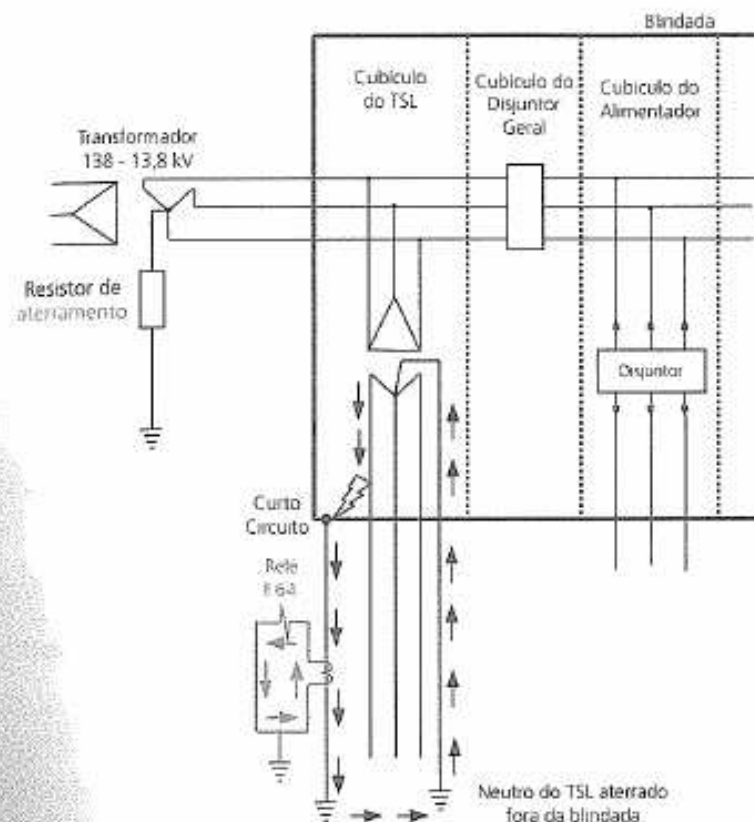


Figura 6.3 – Defeito envolvendo o circuito de baixa tensão do TSL e a blindada.

Para a solução desse problema foi adicionado um relé F.67G ao esquema. Esse relé tem características direcionais, possuindo duas bobinas, operando somente quando ambas estão energizadas.

Uma das bobinas do relé F.67G é instalada no secundário do TC localizado no cabo neutro do transformador de força, em série com o relé F.51G e a outra é instalada no secundário do TC localizado no cabo de aterramento da blindada, em série com a bobina do relé F.64 (figura 6.4) ou no neutro dos TC's de medição do transformador (figura 6.5 – caso mais utilizado).

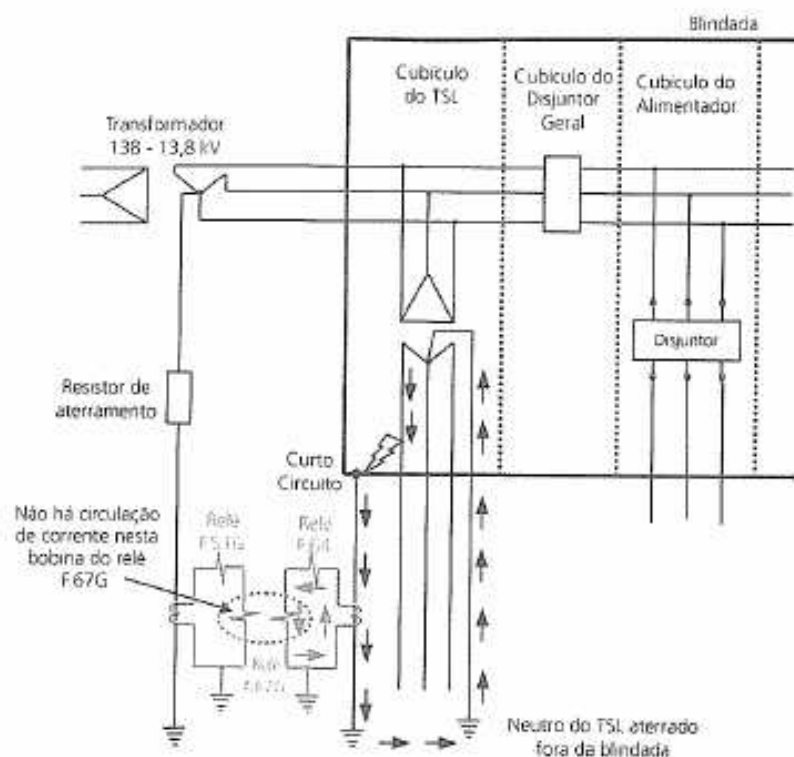


Figura 6.4 – Defeito envolvendo o circuito de baixa tensão do TSL e a blindada (bobina do relé F.67G em série com F.64).

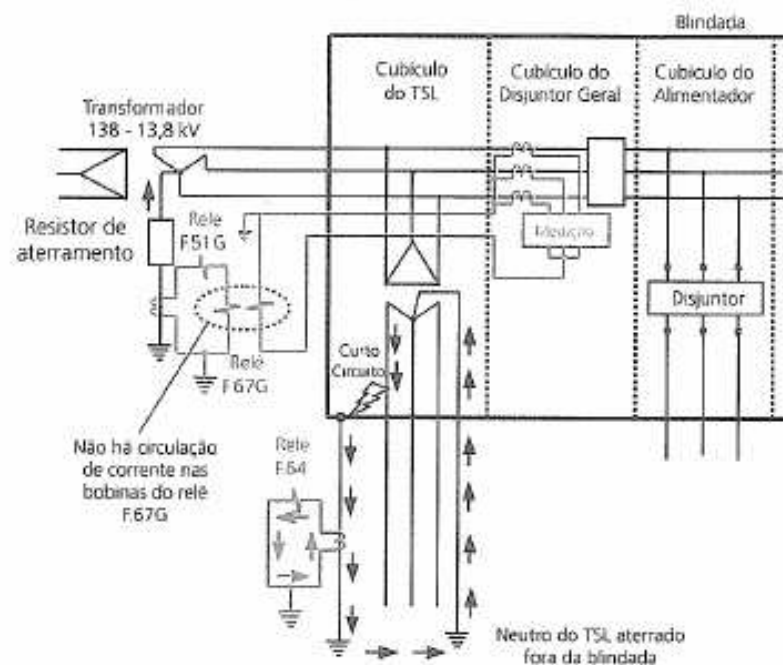


Figura 6.5 – Defeito envolvendo o circuito de baixa tensão do TSL e a blindada (bobina do relé F.67G no circuito de medição).

## 6.2 Defeito Envolvendo um Alimentador e a Terra

A circulação de corrente para um defeito entre fase e terra nos alimentadores, fora da blindada, é apresentada nas figuras 6.6 e 6.7.

No caso da figura 6.6, ocorre operação da proteção de sobrecorrente do alimentador (F.50-51N), não operando a proteção de terra isolada, pois a corrente de defeito só passa em uma das bobinas do relé F.67G.

Na figura 6.7 ocorre a operação do relé F.67G (energização de suas duas bobinas). Entretanto, não há operação do relé auxiliar F.86-3 devido ao relé F.64

## 6.2.1 Bobina do relé F.67G em série com relé F.64

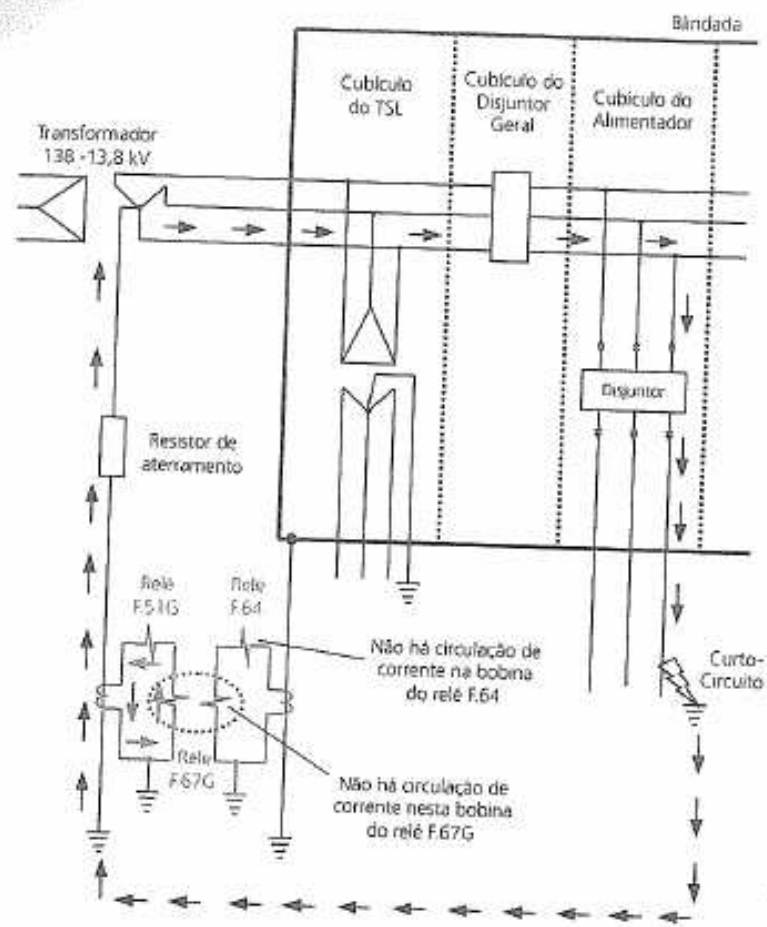


Figura 6.6 – Defeito em um alimentador.

## 6.2.2 Bobina do relé F.67G no neutro da medição

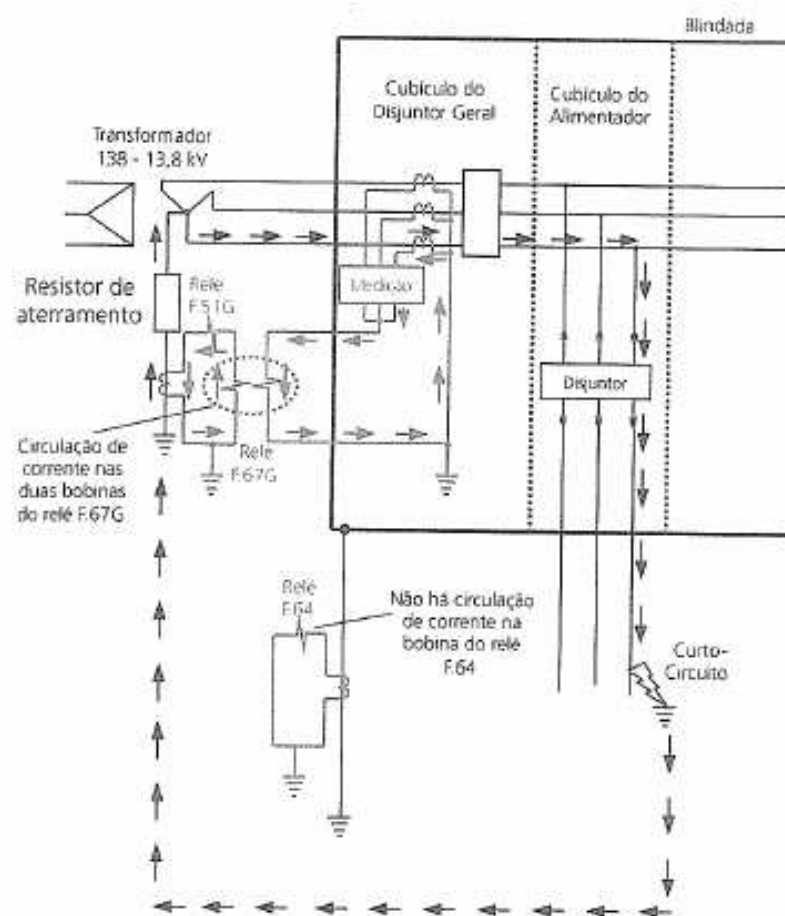


Figura 6.7 – Defeito em um alimentador.

### 6.3 Defeito Envolvendo o Barramento e a Blindada

Para um defeito no barramento blindado, a circulação da corrente de curto-circuito é apresentada nas figuras 6.8 e 6.9.

Nestes casos ocorre operação da proteção de terra isolada (F.64 e 67G), pois haverá circulação de corrente pelas bobinas dos relés F.64 e 67G (nas duas bobinas), fazendo atuar o relé auxiliar F.86-3.

É importante ressaltar que para a operação do relé F.67G a questão da polaridade de suas bobinas deve ser respeitada. Dessa forma, suas conexões aos secundários dos TC's são muito importantes para o perfeito funcionamento do esquema.

#### 6.3.1 Bobina do relé F.67G em série com relé F.64

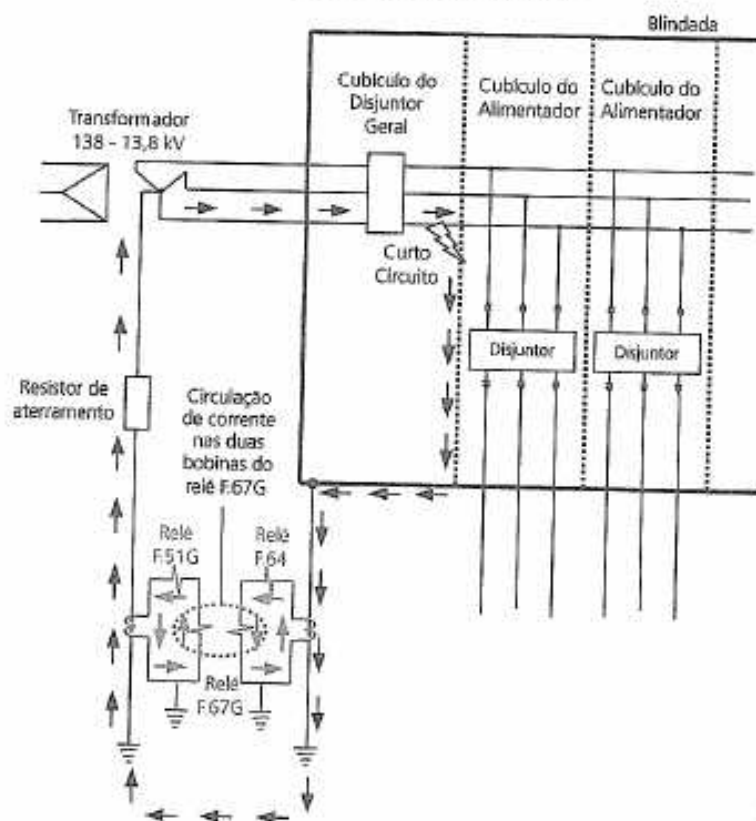


Figura 6.8 - Defeito envolvendo o barramento e a blindada.

#### 6.3.2 Bobina do relé F.67G no neutro da medição

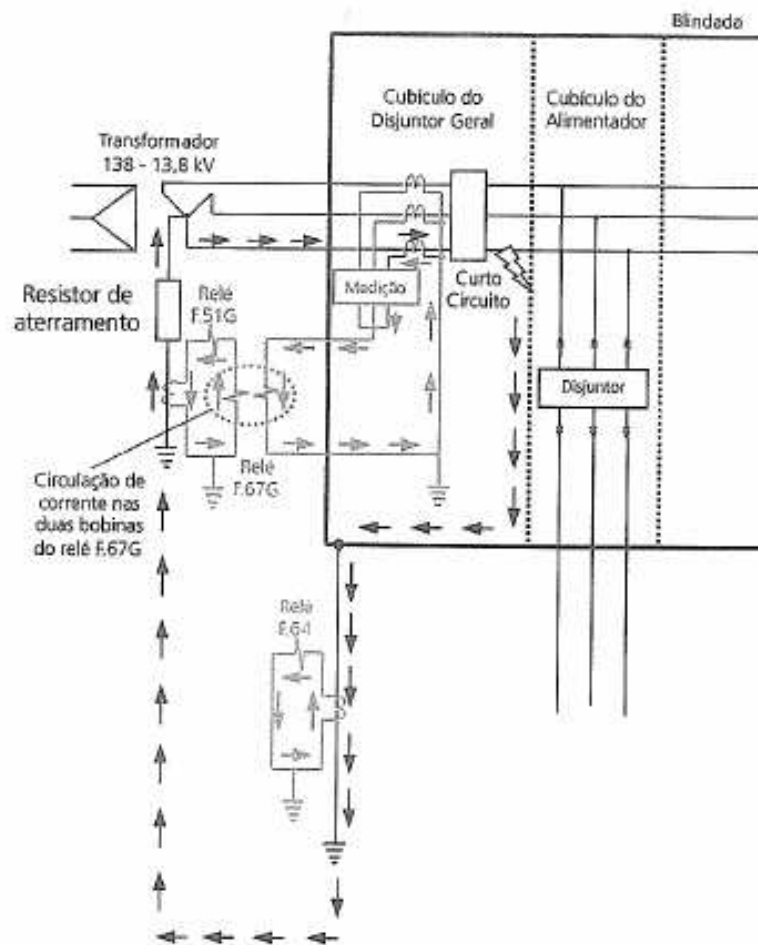


Figura 6.9 - Defeito envolvendo o barramento e a blindada.

## 6.4 Diagrama Esquemático Simplificado

A figura 6.10 apresenta o diagrama esquemático simplificado da proteção de barras tipo terra isolada. Observa-se a instalação de um temporizador no esquema desta proteção, que retarda a operação do relé F.86-3, assegurando que a energização deste relé ocorra somente para um defeito real.

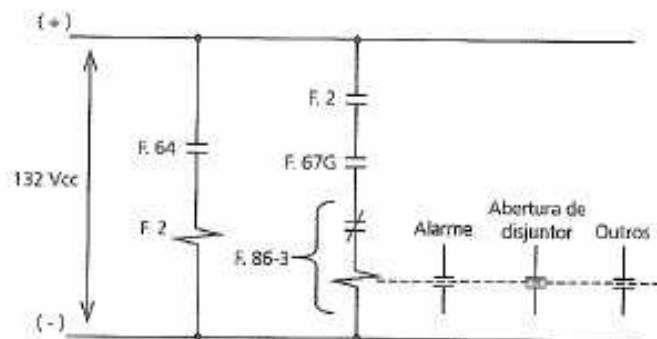


Figura 6.10 – Diagrama esquemático simplificado da proteção de barras tipo terra isolada.

## 6.5 Seletividade da Proteção

A maioria das subestações possui duas ou mais blindadas. Desta forma, quando a proteção do barramento é do tipo terra isolada, cada blindada tem um relé F.64 e cada seção de barra possui um relé F.67G. Isto ocorre para possibilitar a seletividade desta proteção, isto é, conseguir isolar a seção de barra com defeito das restantes, tanto na condição normal de operação da subestação, quanto em condição de recurso (quando um transformador alimenta uma seção de barra adjacente através do disjuntor de junção de barras).

### 6.5.1 Condição normal de operação

Na figura 6.11 é apresentado um trecho do barramento de uma subestação (seções 1 e 2). Em condições normais, isto é, disjuntores gerais (cubículos 6A e 5B) fechados e disjuntor junção de barras (cubículo 1A) aberto, o transformador 1 alimenta a seção 1 (blindada A) e o transformador 2 alimenta a seção 2 (blindada B).

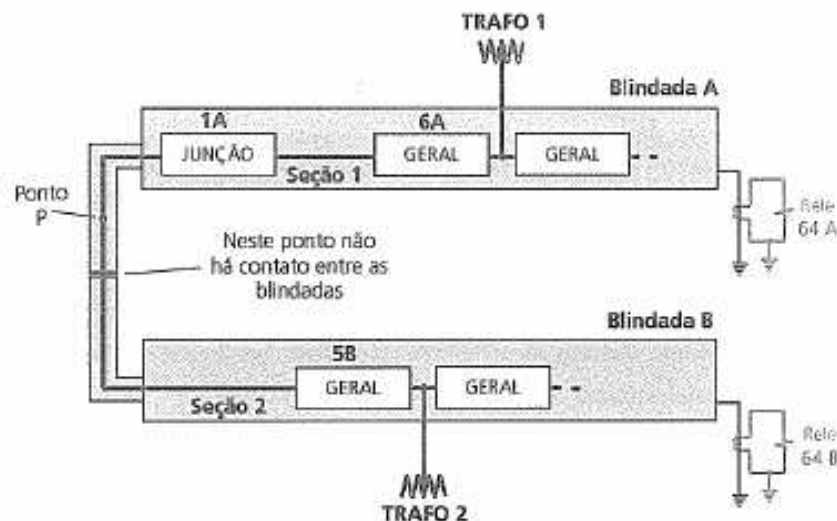


Figura 6.11 – Seções do barramento de uma subestação.

Na ocorrência de um defeito envolvendo a seção 1 e a carcaça da blindada, haverá operação dos relés F.64A e F.67G-6A, energizando o relé F. 86-3 da seção 1 que abrirá o disjuntor geral 6A e bloqueará o fechamento do disjuntor junção de barras 1A, desenergizando a seção com defeito.

Na ocorrência de um defeito envolvendo a seção 2 e a carcaça da blindada, haverá operação dos relés F.64B e F.67G-5B, energizando o relé F. 86-3 da seção 2 que abrirá o disjuntor geral 5B e bloqueará o fechamento do disjuntor junção de barras 1A, desenergizando a seção com defeito.

### 6.5.2 Condição de recurso

Quando um transformador de força for desenergizado por necessidade do sistema, as seções que normalmente são energizadas por este equipamento devem ser alimentadas por um outro transformador. Isto caracteriza uma condição de recurso da subestação.

Estando o transformador 2 da figura 6.11 fora de operação, o transformador 1 deve alimentar as seções 1 e 2. Se neste momento ocorrer um defeito envolvendo a seção 2 e a carcaça da blindada B, deverão operar os relés F.64B e F.67G-6A, que energizarão o relé F.86-3 da seção 2, provocando a abertura e bloqueio do disjuntor junção de barras 1A, desenergizando a seção 2. Desta forma, o defeito é isolado do sistema com a perda apenas de parte da carga.

Se ocorrer um defeito na seção 1, com a subestação na condição de recurso exemplificada acima, as duas seções serão desenergizadas.

### 6.5.3 Diagrama esquemático com seletividade

Resumindo, temos as seguintes situações, conforme figuras 6.11 e 6.12:

- **Transformador 1 alimentando seção 1.**
  - Defeito na seção 1.  
Operação dos relés F.64A, F.2A, F.67G-6A e F.86-3 (seção 1).  
Desenergiza a seção 1.
- **Transformador 2 alimentando seção 2.**
  - Defeito na seção 2.  
Operação dos relés F.64B, F.2B, F.67G-5B e F.86-3 (seção 2).  
Desenergiza a seção 2.
- **Transformador 1 alimentando seções 1 e 2.**
  - Defeito na seção 1.  
Operação dos relés F.64A, F.2A, F.67G-6A e F.86-3 (seção 1).  
Desenergiza seções 1 e 2.
  - Defeito na seção 2.  
Operação dos relés F.64B, F.2B, F.67G-6A e F.86-3 (seção 2).  
Desenergiza a seção 2.
- **Transformador 2 alimentando seções 1 e 2.**
  - Defeito na seção 1.  
Operação dos relés F.64A, F.2A, F.67G-5B e F.86-3 (seção 1).  
Desenergiza a seção 1.
  - Defeito na seção 2.  
Operação dos relés F.64B, F.2B, F.67G-5B e F.86-3 (seção 2).  
Desenergiza seções 1 e 2.

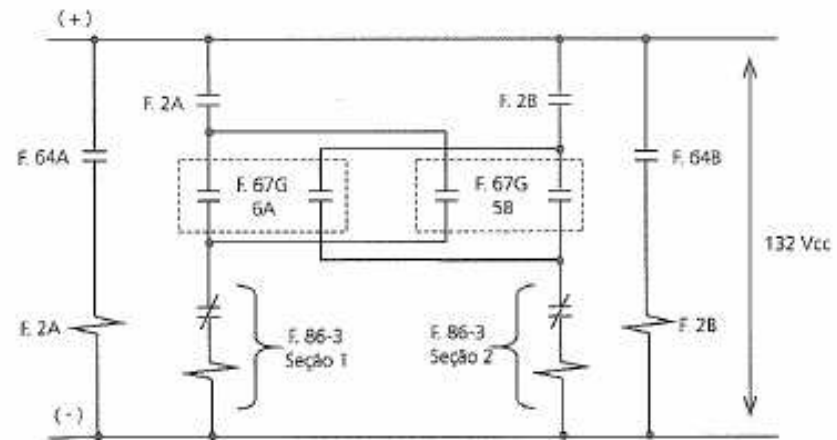


Figura 6.12 – Diagrama de energização dos relés F.86-3.

### 6.5.4 Caso particular

Para um defeito envolvendo o barramento e a blindada na região compreendida entre o disjuntor junção de barras 1A e o isolamento entre as blindadas, indicada pelo ponto P na figura 6.11, ocorrem casos particulares de falta de seletividade.

Em condições normais de operação, um defeito no ponto P acarretaria a operação dos relés F.64A e F.67G-5B, energizando o relé F.86-3 da seção 1, que não isolará o defeito. Neste caso a proteção responsável pelo isolamento do defeito será a proteção de segunda linha (relé F.86-2) do trafo 2. Esta proteção de segunda linha será apresentada com mais detalhes no capítulo 12.

Em condições de recurso, no caso do transformador 1 alimentar a seção 2, um defeito no ponto P acarretaria a operação dos relés F.64A e F.67G-6A, energizando o relé F.86-3 da seção 1. Neste caso, serão desenergizadas as seções 1 e 2, não ocorrendo seletividade.

## Proteção de Barras de 13,8 kV Tipo Bloqueio

### 7.1 Introdução

A proteção de barras de 13,8 kV tipo bloqueio, também conhecida como proteção de blindagem, tem por finalidade proteger o barramento para defeitos envolvendo a terra. Ao contrário da proteção tipo terra isolada, onde a blindagem é aterrada somente em um ponto, na proteção tipo bloqueio há vários pontos de aterramento (multi-aterrada).

### 7.2 Princípio de Funcionamento

Neste esquema é utilizado um relé de sobrecorrente para terra (F64), instalado no neutro dos TC's de medição, localizados no cubículo do disjuntor geral do transformador, conforme apresentado na figura 7.1.

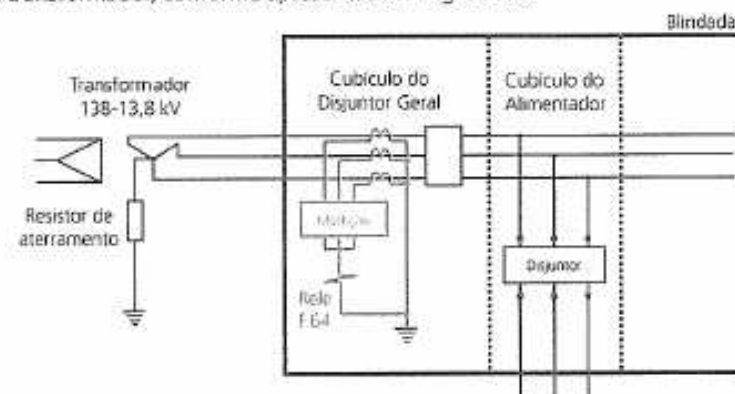


Figura 7.1 – Esquema de ligação do relé F.64 na proteção tipo bloqueio.

Este relé opera para defeitos fase-terra na blindada, em seus alimentadores ou no trecho de cabo do banco de capacitores, quando a corrente de curto-circuito é igual ou superior ao seu ajuste. Como este esquema de proteção foi projetado para defeitos envolvendo a terra, no barramento, somente neste caso deve haver a

Quando ocorre um defeito envolvendo o barramento e a terra, o relé F.64 energiza um relé temporizador (F.2). Após a temporização, o relé F.2 fecha o seu contato e dá continuidade ao circuito de operação do relé auxiliar F.86-3, que tem por finalidade desenergizar a seção de barras envolvida (abertura do disjuntor geral e abertura e bloqueio do fechamento do disjuntor junção de barras), isolando o defeito.

Para defeitos externos à blindada (alimentador ou banco de capacitores) envolvendo a terra, esta proteção não deve atuar, face a operação do relé de bloqueio F.50NB, que sinaliza defeito externo à zona protegida e bloqueia a operação do relé F.86-3.

Este relé F.50NB está conectado no neutro dos TC's de proteção de cada alimentador e bancos de capacitores. Enquanto o relé F.50NB impede a atuação da proteção de bloqueio, a atuação dos relés F.50-51N protege os circuitos para defeitos em suas zonas de atuação (figura 7.2).

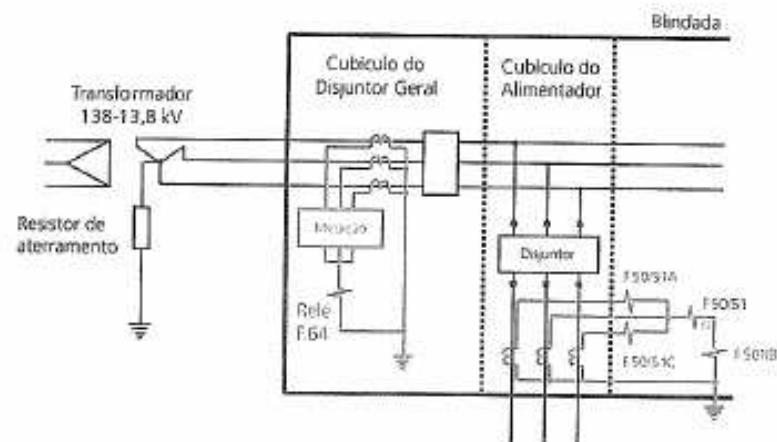


Figura 7.2 – Representação da proteção tipo bloqueio.

O bloqueio ocorre através de um contato NF (normalmente fechado) de um relé auxiliar (F.50X), que é energizado pela atuação do relé F.50NB, conforme figura 7.3. Desta forma, para um defeito fase-terra em um alimentador, mesmo com a operação do relé F.64, não haverá a energização da bobina do relé F.86-3, ocorrendo apenas o desligamento do disjuntor do alimentador envolvido através da operação de sua própria proteção (relé F.50-51N).

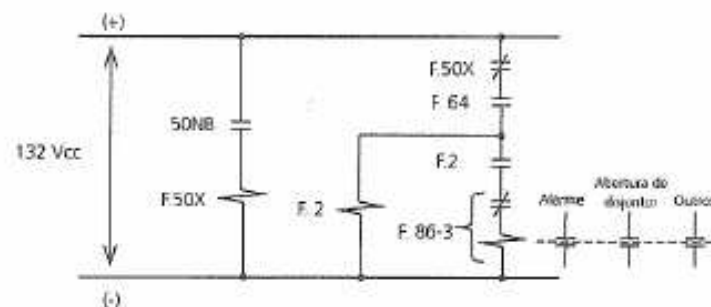
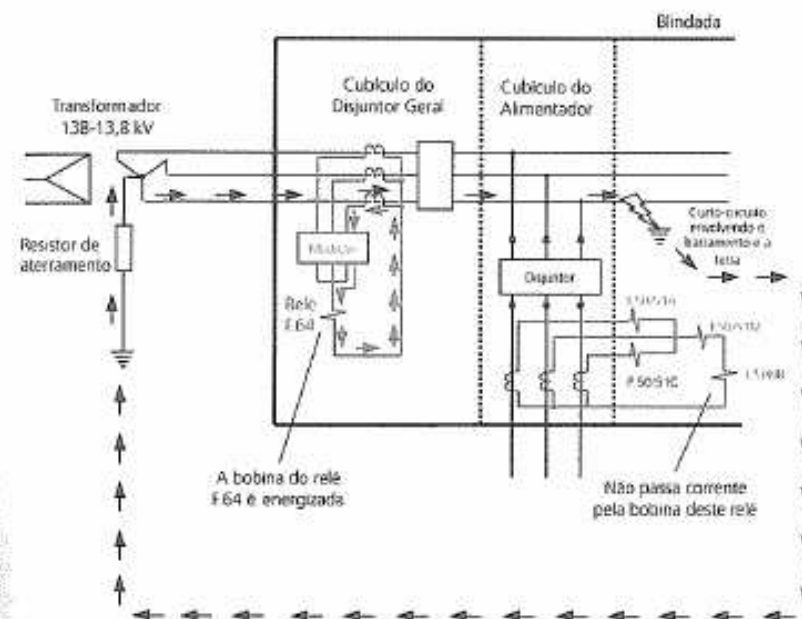


Figura 7.3 – Diagrama esquemático da proteção tipo bloqueio.

### 7.3 Defeito Envolvendo Barramento e a Terra

Para um defeito monofásico no barramento, a circulação de corrente de curto-circuito é apresentada na figura 7.4.

Nesse caso, ocorre a operação dos relés F.64, F.2 e F.86-3.



## 7.4 Defeito Envolvendo um Alimentador e a Terra

A circulação de corrente para um defeito entre fase e terra em um alimentador é apresentada na figura 7.5. Nesse caso, ocorre a operação dos relés F64, F50NB e F50-51N (o relé F50-51C também poderá operar, dependendo da intensidade da corrente de curto-circuito), retirando de operação apenas o alimentador, pois o relé F50NB irá atuar sobre o relé F50X (figura 7.3) que abrirá seu contato, impedindo a operação do relé F86-3, evitando o desligamento desnecessário da seção de barra envolvida.

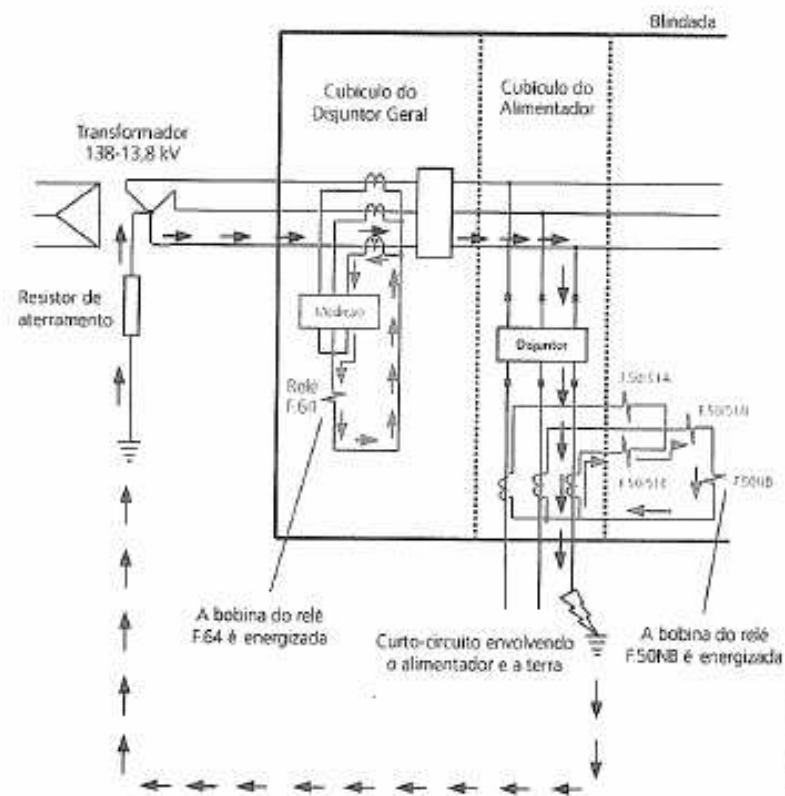


Figura 7.5 – Defeito em um alimentador.

## 7.5 Seletividade da Proteção

Quando uma subestação possui mais de um transformador, sua proteção de barras geralmente é projetada de maneira que o defeito seja isolado com a menor perda de carga possível, tanto em situação normal de operação, quanto em recurso.

### 7.5.1 Condição normal de operação

A figura 7.6 apresenta uma subestação com dois transformadores. Em condição normal de operação, cada um alimenta sua respectiva seção de barra. Neste caso, havendo um defeito em alguma dessas seções, apenas a seção envolvida será desenergizada.

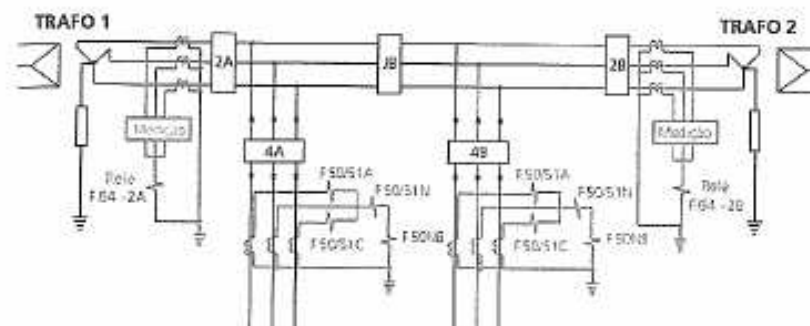


Figura 7.6 – Diagrama trifilar de um barramento com proteção tipo bloqueio.

### 7.5.2 Condição de recurso

Para o caso de um transformador estar alimentando duas seções de barra (situação de recurso), a proteção tipo bloqueio não apresenta seletividade, pois na ocorrência de defeito em qualquer das seções, ambas serão desenergizadas. Ainda para esta situação, na ocorrência de defeitos em alimentadores ou bancos de capacitores pertencentes à seção em recurso (alimentada através do disjuntor de junção de barras), esta proteção ficará bloqueada da mesma forma, conforme pode ser verificado na figura 7.7.

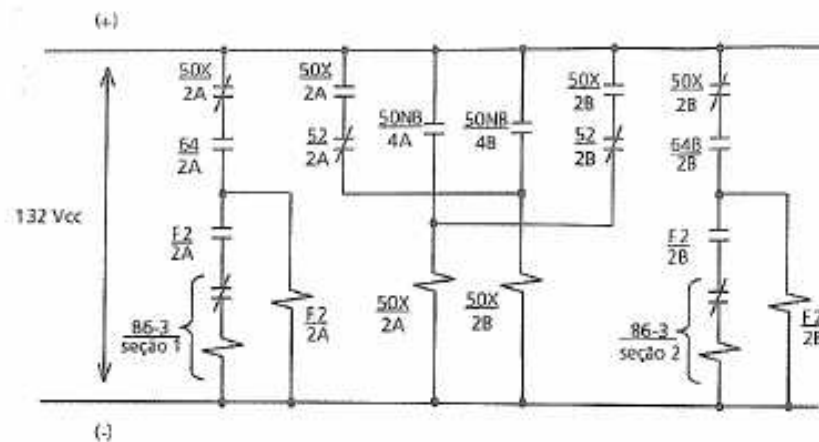


Figura 7.7 – Diagrama de energização dos relés F.86-3.

Observação: Contato 52 – Contato NF do disjuntor geral do transformador. Fecha quando o disjuntor geral está aberto, dando continuidade ao circuito de operação do relé F. 50X da seção de barras do transformador que está dando recurso.

### 7.5.3 Diagrama esquemático com seletividade

Resumindo, temos as seguintes situações, conforme as figuras 7.6 e 7.7:

- Transformador 1 alimentando seção 1
  - Defeito na seção 1
  - Operação dos relés F.64-2A, F.2-2A e F.86-3 (seção 1)
  - Desenergiza a seção 1
- Transformador 2 alimentando seção 2
  - Defeito na seção 2
  - Operação dos relés F.64-2B, F.2-2B e F.86-3 (seção 2)
  - Desenergiza a seção 2
- Transformador 1 alimentando seções 1 e 2
  - Defeito na seção 1
  - Operação dos relés F.64-2A, F.2-2A e F.86-3 (seção 1)
  - Desenergiza seções 1 e 2

- Defeito na seção 2
- Operação dos relés F.64-2A, F.2-2A e F.86-3 (seção 1)
- Desenergiza seções 1 e 2
- Transformador 2 alimentando seções 1 e 2
  - Defeito na seção 1
  - Operação dos relés F.64-2B, F.2-2B e F.86-3 (seção 2)
  - Desenergiza seções 1 e 2
  - Defeito na seção 2
  - Operação dos relés F.64-2B, F.2-2B e F.86-3 (seção 2)
  - Desenergiza seções 1 e 2

## Proteção de Barras de 13,8 kV Tipo Diferencial

### 8.1 Introdução

A proteção diferencial de barras é feita através da comparação entre as correntes que entram e saem de um barramento (lei de Kirchoff).

A informação da corrente que entra no barramento vem dos TC's localizados no cubículo do disjuntor geral do transformador, enquanto que a informação das correntes que saem vem dos TC's localizados nos cubículos dos disjuntores dos alimentadores e bancos de capacitores. Estes delimitam a zona protegida.

Ao contrário da proteção tipo terra isolada, onde a blindada é aterrada somente em um ponto, na proteção tipo diferencial há vários pontos de aterramento (blindada multi-aterrada).

É importante frisar que os TC's citados acima são utilizados exclusivamente para a proteção diferencial, ou seja, não são os mesmos TC's da proteção dos alimentadores/bancos de capacitores (F.50, 51, 50N, 51N).

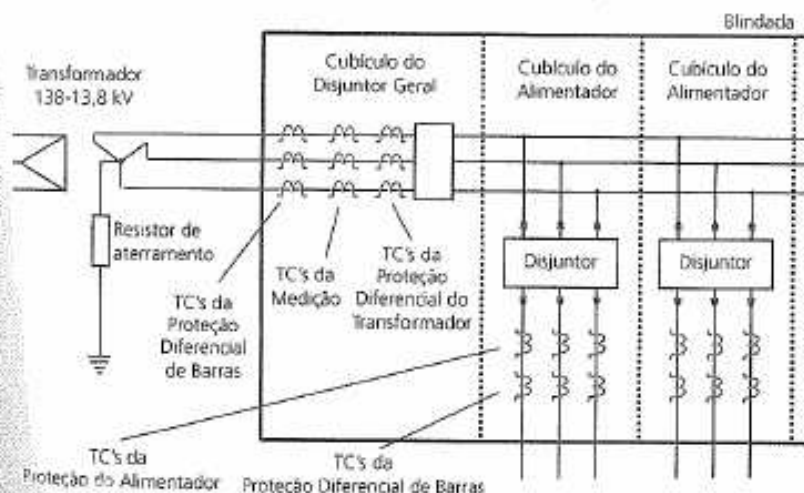


Figura 8.1 – Trifilar blindado de um barramento

## 8.2 Malha Diferencial

Em condição normal de operação, o valor da corrente que passa pelo disjuntor geral é igual, ou próximo, ao somatório das correntes de todos os alimentadores e bancos de capacitores ligados ao barramento; nesta condição não ocorre a operação da proteção diferencial.

Esta proteção é composta por um ou mais relés de sobrecorrente, que podem ser monofásico (F.87BN) ou trifásico (F.87B e F.87BN), instalados na malha diferencial, para detectar defeitos no barramento (área protegida).

Outro relé utilizado neste esquema é o F.748N (instalado em série com a bobina do relé F.87BN), que tem a função de supervisionar a continuidade elétrica da malha diferencial. Quando operado, o relé F.748N provoca alarmes sonoro e visual.

Em algumas subestações existe a chave F.43B, que tem a finalidade de bloquear a proteção diferencial, através de comando manual, em caso de operação do relé F.748N.

Para que seja possível estabelecer uma relação entre as correntes que entram e saem do barramento, é necessário que haja ligações entre os secundários de todos os TC's envolvidos. Desta forma, o circuito criado é denominado malha diferencial (figura 8.2).

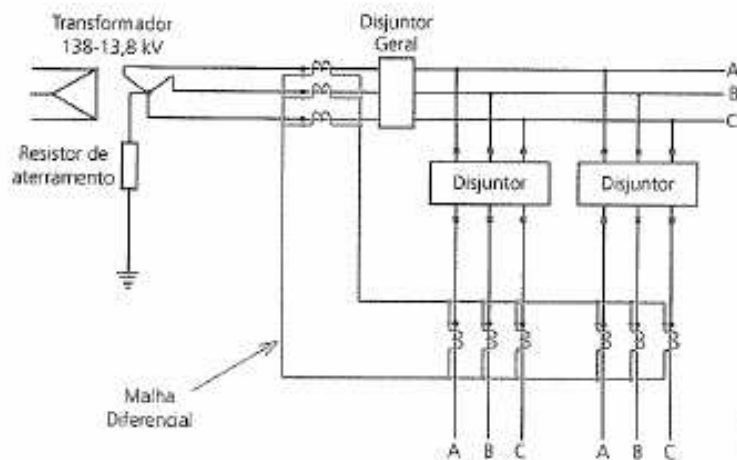


Figura 8.2 – Ligação da malha diferencial em um barramento.

### 8.2.1 Proteção diferencial monofásica

O fechamento da malha diferencial é feito da seguinte forma: cada jogo de TC's (3 TC's sendo 1 por fase) é paraleloado entre suas fases (A, B e C). O jogo de TC's do disjuntor geral é ligado com polaridade contrária aos demais jogos de TC's (alimentadores e bancos de capacitores), conforme a figura 8.3.

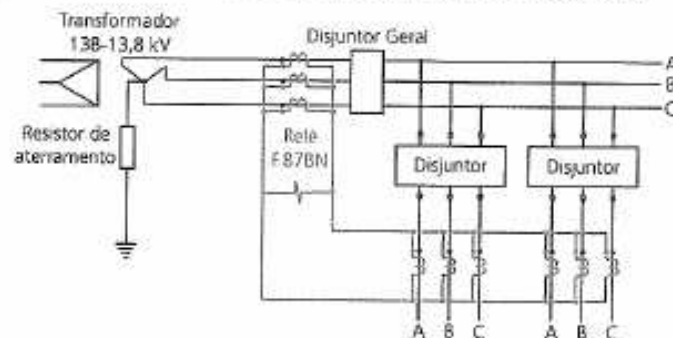
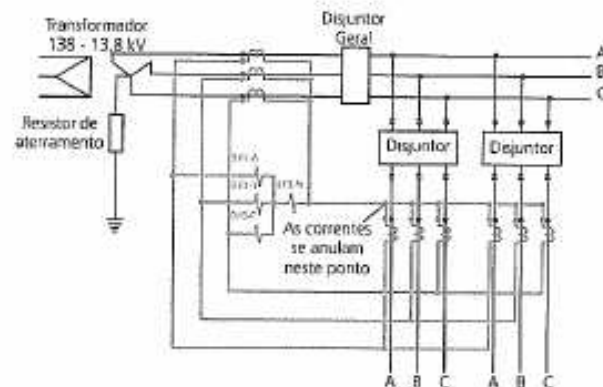


Figura 8.3 – Diagrama trifásico da proteção diferencial monofásica.

### 8.2.2 Proteção diferencial trifásica

O fechamento da malha diferencial é feito da seguinte forma: cada uma das fases dos TC's envolvidos é paraleloada entre si, de maneira que as fases do jogo de TC's do disjuntor geral sejam ligadas com suas polaridades invertidas em relação aos outros TC's (alimentadores e bancos de capacitores), conforme figura 8.4.



### 8.3 Análise de Circulação de Correntes

#### 8.3.1 Situação normal de operação

A circulação de corrente para a situação normal de operação está representada nas figuras 8.5 (proteção monofásica) e 8.6 (proteção trifásica). Para este tipo de configuração verifica-se que não há operação da proteção diferencial, pois não existe passagem de corrente na bobina do relé F.87BN e/ou F.87B.

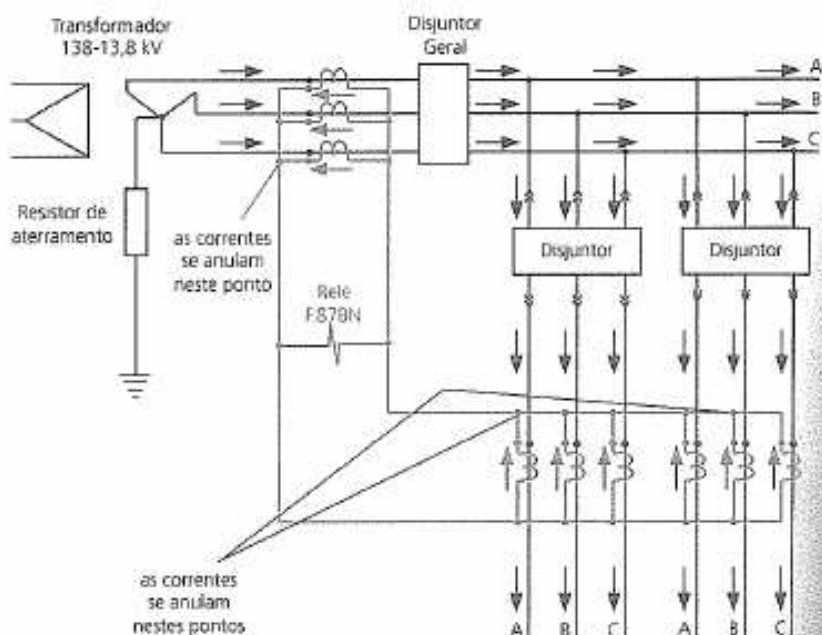


Figura 8.5 – Circulação normal de corrente num circuito de proteção diferencial monofásica.

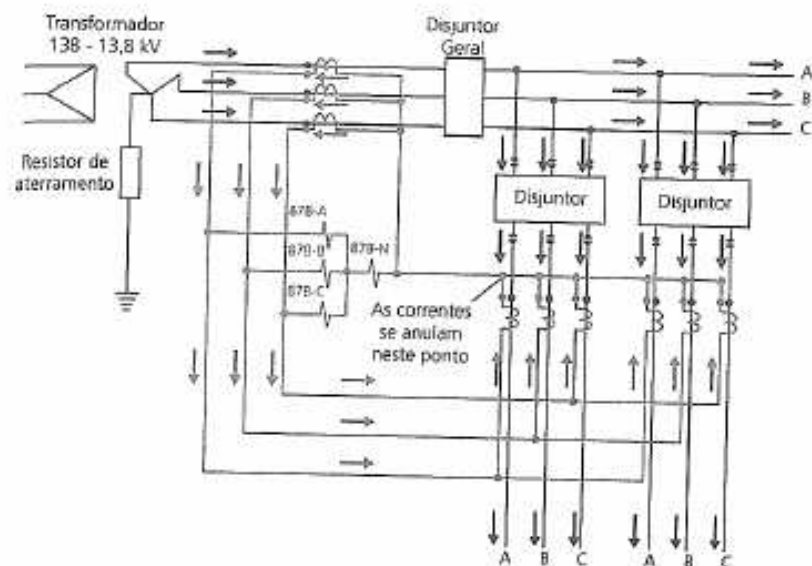


Figura 8.6 – Circulação normal de corrente num circuito de proteção diferencial trifásica.

### 8.3.2 Defeito fase-terra em um alimentador (fora da zona protegida)

#### 8.3.2.1 Proteção monofásica

Para este tipo de defeito, não há operação da proteção devido à inexistência de circulação de corrente na bobina do relé F.87BN, independente da fase defeituosa.

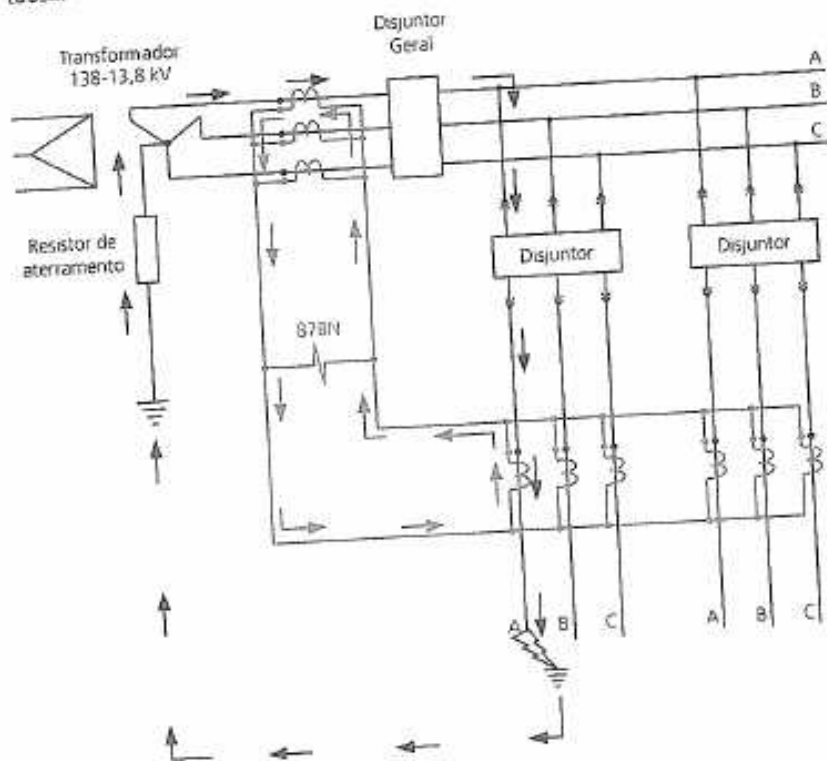


Figura 8.7 – Circulação de corrente em um defeito fase-terra, fora da zona protegida (proteção diferencial monofásica).

#### 8.3.2.2 Proteção trifásica

A proteção não opera devido ao mesmo motivo do item 8.3.2.1.

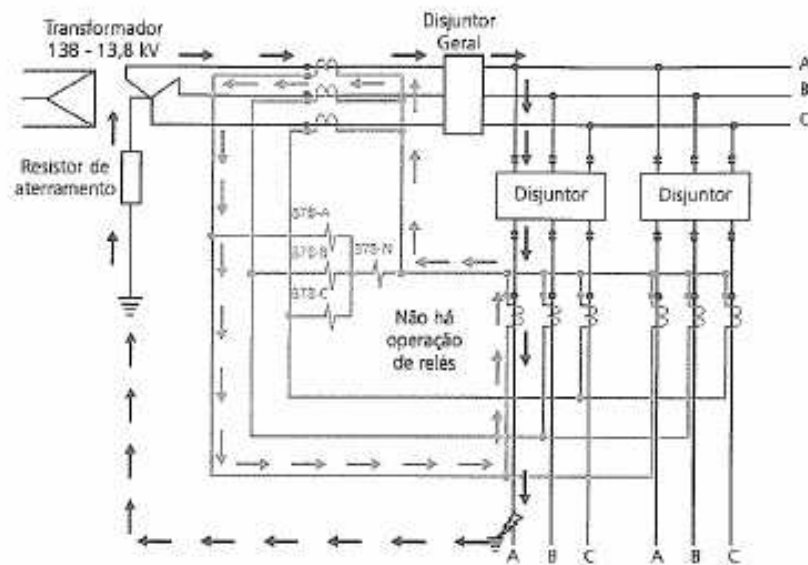


Figura 8.8 – Circulação de corrente em um defeito fase-terra, fora da zona protegida (proteção diferencial trifásica).

### 8.3.3 Defeito fase-terra no barramento (dentro da zona protegida)

#### 8.3.3.1 Proteção monofásica

Conforme a figura 8.9, observa-se que há circulação de corrente pela bobina do relé (F.87BN), fazendo com que ocorra atuação da proteção.

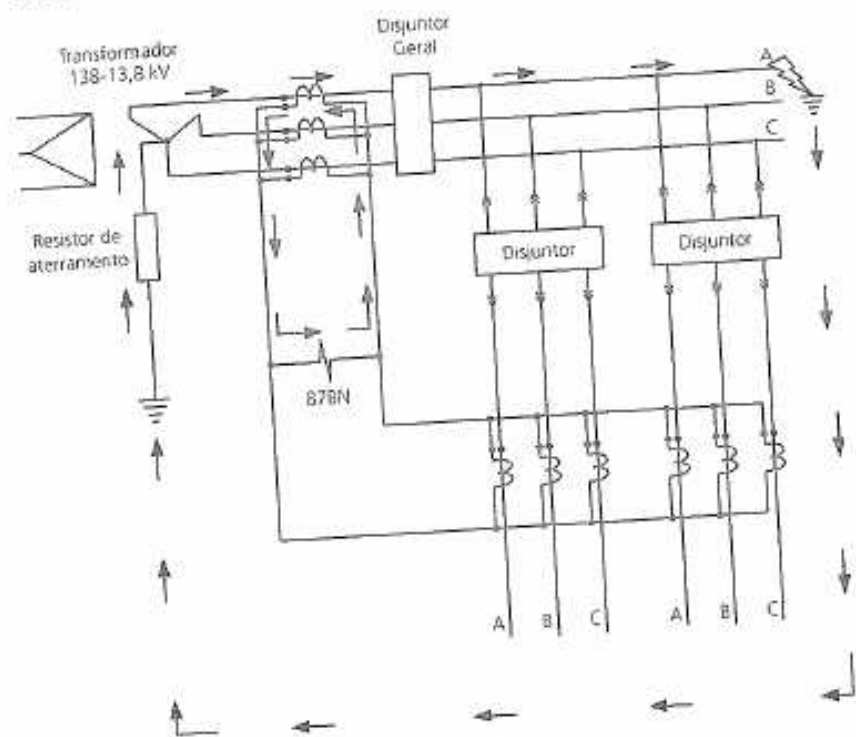


Figura 8.9 – Circulação de corrente em um defeito fase-terra, dentro da zona protegida (proteção diferencial monofásica).

#### 8.3.3.2 Proteção trifásica

Conforme a figura 8.10, observa-se que a proteção opera, pois existe circulação de corrente nas bobinas dos relés de neutro (F.87BN) e da fase onde ocorreu o defeito (F.87B-A).

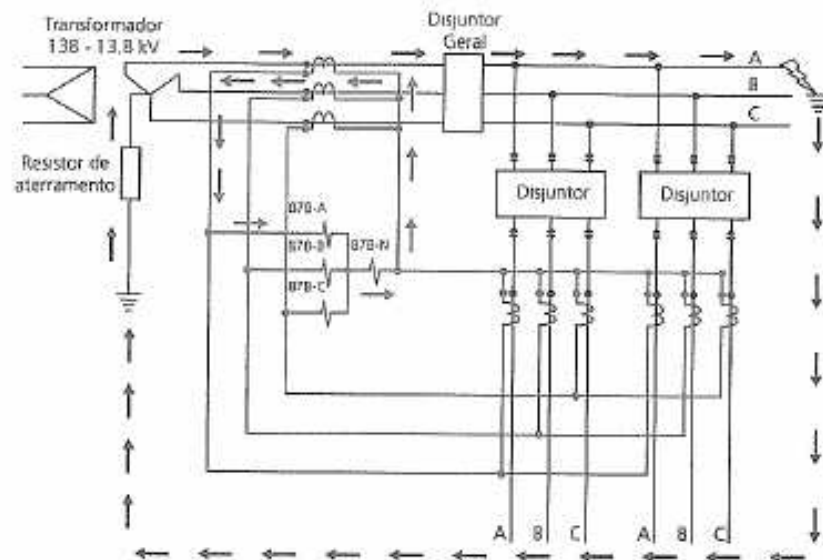


Figura 8.10 – Circulação de corrente em um defeito fase-terra, dentro da zona protegida (proteção diferencial trifásica).

### 8.3.4 Defeito entre fases no barramento

#### 8.3.4.1 Proteção monofásica

Conforme a figura 8.11, observa-se que a proteção não opera, pois não existe circulação de corrente na bobina do relé F.87BN. A corrente de curto-circuito circula pelo secundário dos TC's das fases envolvidas. Para a eliminação deste defeito atua a proteção de segunda linha do transformador (F.51H-A e/ou F.51H-C).

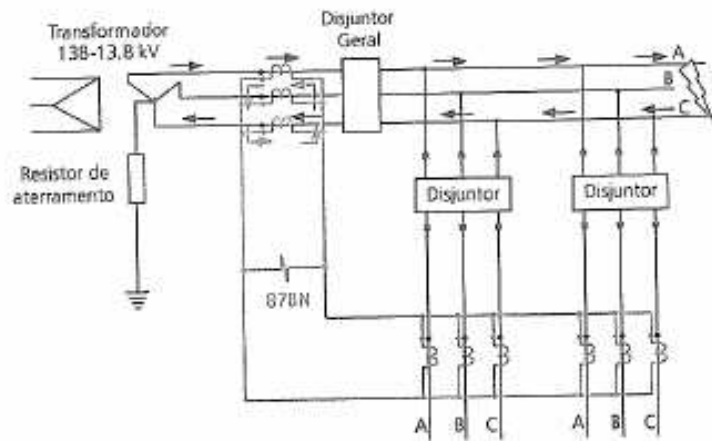


Figura 8.11 – Circulação de corrente em um defeito bifásico, dentro da zona protegida (proteção diferencial monofásica).

### 8.3.4.2 Proteção trifásica

Conforme figura 8.12, observa-se que a proteção opera, pois existe circulação de corrente nas bobinas dos relés das fases envolvidas no defeito (F.87B-A e F.87B-C).

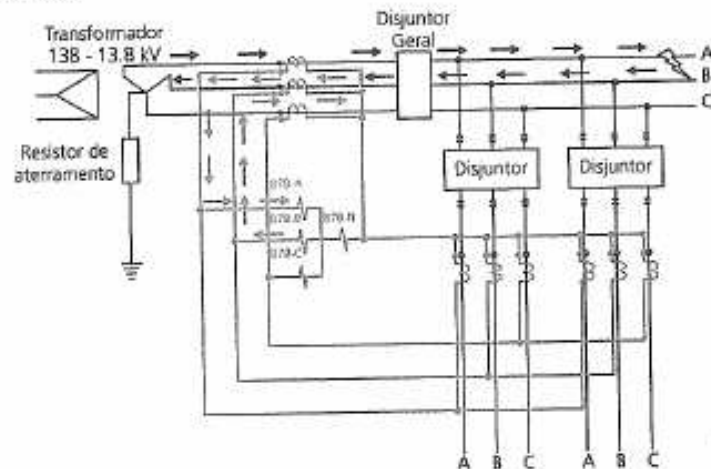


Figura 8.12 – Circulação de corrente em um defeito bifásico, dentro da zona protegida (proteção diferencial trifásica).

## 8.4 Seletividade

Nas SE's que possuem mais de um transformador e utiliza proteção diferencial (monofásica ou trifásica), sendo esta projetada de maneira que o defeito seja isolado com a menor perda de carga possível, tanto em situação normal de operação, quanto em recurso; existe um relé diferencial associado a cada seção de barra, como será apresentado nas figuras 8.13 e 8.14.

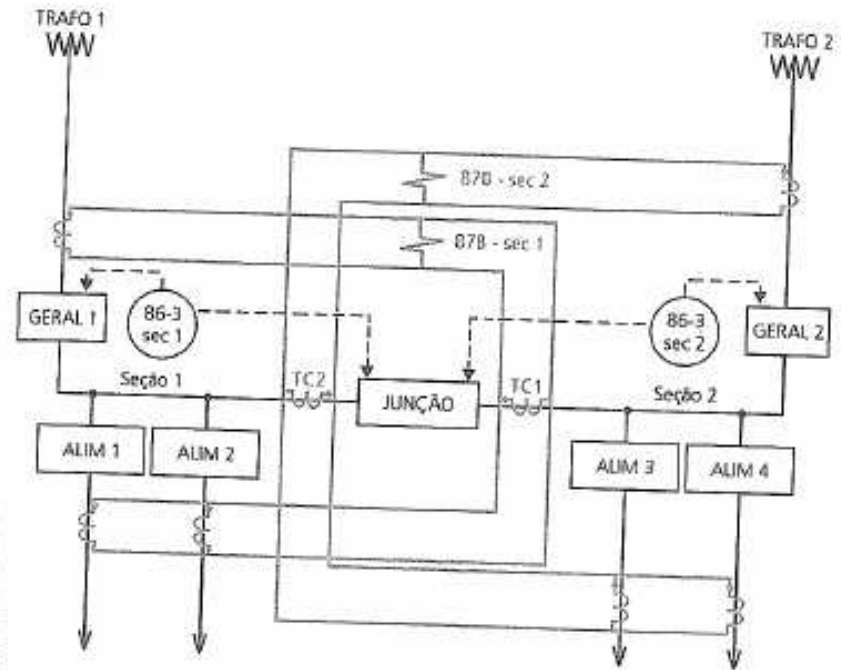


Figura 8.13 – Diagrama unifilar da proteção diferencial de barra.

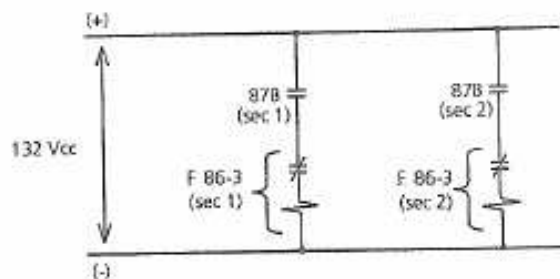


Figura 8.14 – Diagrama esquemático da proteção diferencial de barras.

Observação: F.87B – sec 1 ou F.87B – sec 2 quando operados acionam, respectivamente:

- **86-3 sec 1** – abre o disjuntor GERAL 1 e abre e bloqueia o fechamento do disjuntor JUNÇÃO;
- **86-3 sec 2** – abre o disjuntor GERAL 2 e abre e bloqueia o fechamento do disjuntor JUNÇÃO.

#### 8.4.1 Situação normal de operação

Para esta situação, os disjuntores GERAL 1 e GERAL 2 estão fechados e o disjuntor JUNÇÃO aberto (figura 8.13). Sendo assim, para um defeito na seção 1, opera o relé F.86-3-sec 1 e para o caso de defeito na seção 2, opera o relé F.86-3-sec 2.

#### 8.4.2 Condição de recurso

Para esta condição, os disjuntores GERAL 1 e JUNÇÃO estarão fechados e o disjuntor GERAL 2 aberto (figura 8.13).

Nesse caso, existe um fluxo de corrente através do disjuntor JUNÇÃO (seção 1 para seção 2). Observa-se que junto a ele estão instalados dois jogos de TC's (TC1 e TC2) que também fazem parte das malhas diferenciais (seção 1 e seção 2, respectivamente). Neste exemplo de recurso, existe circulação de corrente no secundário de ambos os TC's.

Para a proteção da seção 1, o TC1 se comporta como mais um TC de alimentador onde sua carga é o somatório das correntes dos alimentadores da seção 2.

Para a proteção da seção 2, o TC2 se comporta como um TC de disjuntor

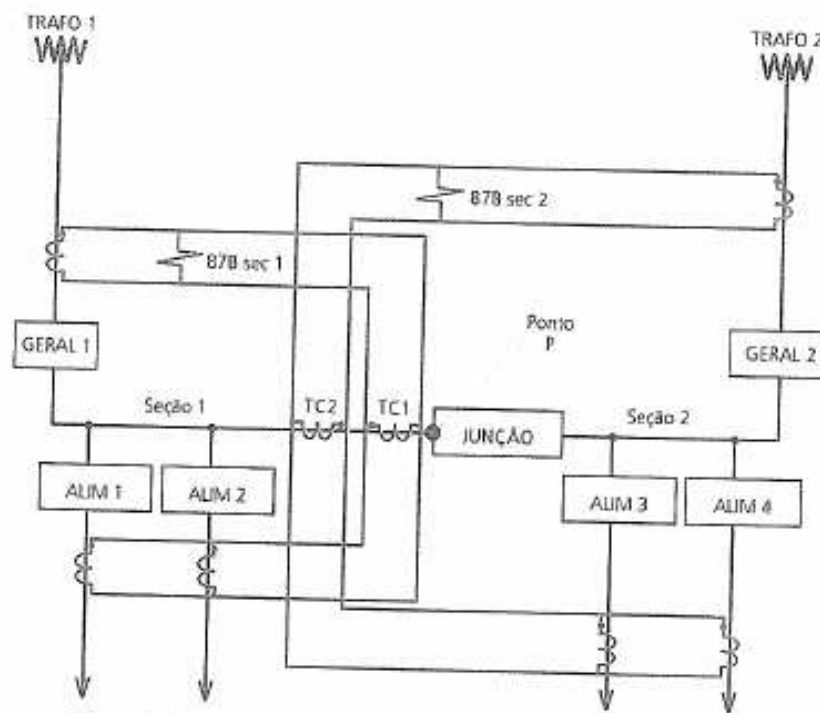
Em situação de defeito na seção 2, verifica-se que o relé F.87B – sec 2 será energizado fazendo com que atue o relé F. 86-3-sec 2, retirando de operação apenas a seção 2, conforme visto anteriormente na figura 8.14.

Para defeito na seção 1, é verificado que o relé F.87B – sec 1 é energizado, atuando o relé F.86-3-sec 1, retirando de operação as seções 1 e 2, pois, neste caso, ambas estão sendo alimentadas pelo disjuntor GERAL 1.

### 8.5 Arranjo Particular dos Jogos de TC's Instalados no Disjuntor Junção de Barras

Na figura 8.13 foram apresentados dois jogos de TC's, localizados no cubículo do disjuntor junção de barras, instalados um de cada lado de maneira que o disjuntor fique entre ambos.

Entretanto, em algumas blindadas, este arranjo não é possível, devido à limitação de espaço físico no interior do cubículo deste disjuntor. Desta forma, os dois jogos de TC's são instalados juntos em um dos lados do disjuntor, conforme mostra a figura 8.15.



Para um curto-circuito no ponto P (figura 8.15), observa-se que existe uma diferença na atuação da proteção para os arranjos dos jogos dos TC's do disjuntor junção de barras apresentados nas figuras 8.13 e 8.15.

No caso da figura 8.13, este curto-circuito poderá acarretar a perda das duas seções de barra, caso a proteção da seção 2 atue primeiro de maneira indevida. Observa-se que ocorre uma corrida entre os contatos dos relés F.87B – sec 1 e F.87B – sec 2.

No caso da figura 8.15, este curto-circuito, em situação normal de operação da subestação, acarretará a operação da proteção diferencial da seção 2, que não eliminará o defeito, e atuação da proteção de segunda linha do transformador 1 (F.51H ou F.51G).



## Proteção de Transformadores Terra

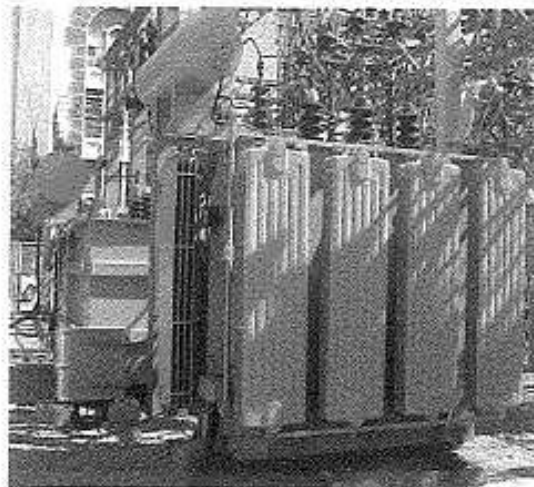
### 9.1 Conceito

O transformador terra é empregado para fornecer uma referência para terra, quando são utilizados transformadores de força (ou bancos de transformadores) com enrolamentos secundários ligados em delta, possibilitando que defeitos fase-terra sejam detectados.

A ligação de transformador terra mais utilizada é o zig-zag, podendo existir ou não uma resistência de aterramento entre o neutro e a terra.

Para a proteção de transformadores terra, são utilizados dois relés de sobrecorrente F.50-51Z.

Um transformador terra é apresentado na figura 9.1 e representado de acordo com as figuras 9.2 e 9.3.



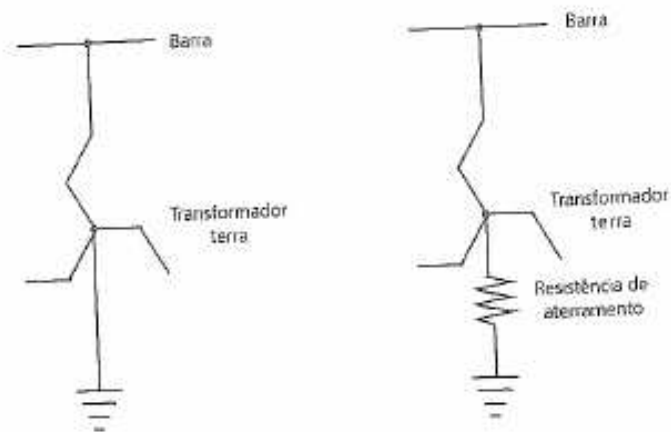


Figura 9.2 - Diagrama unifilar.

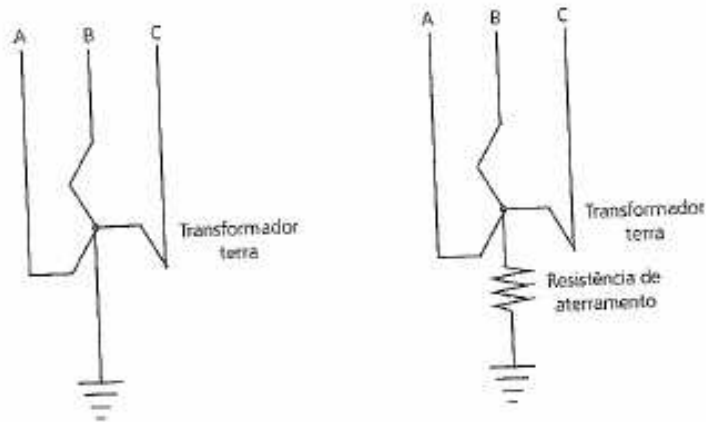


Figura 9.3 - Diagrama trifilar.

## 9.2 Proteção Meio-Diferencial

A proteção utilizada por este equipamento é chamada de meio-diferencial (F.50-51Z). Essa proteção é composta por dois relés de sobrecorrente ligados a um jogo de 3 TC's, conforme mostra a figura 9.4. A operação desses relés abre o disjuntor do transformador terra (figura 9.5).

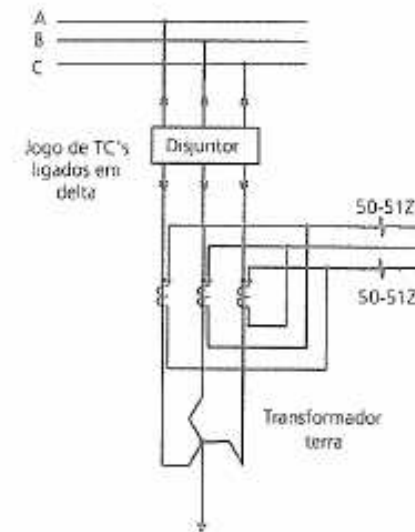


Figura 9.4 - Esquema de ligação da proteção de um transformador terra

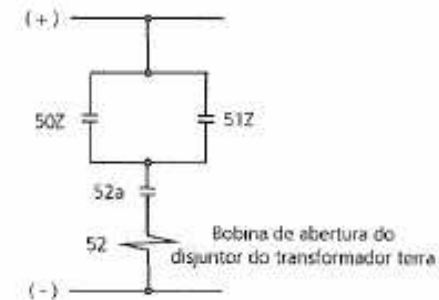


Figura 9.5 - Diagrama simplificado.

Os três transformadores de corrente, juntamente com os dois relés, podem ser vistos das duas formas abaixo (figuras 9.6 e 9.7).

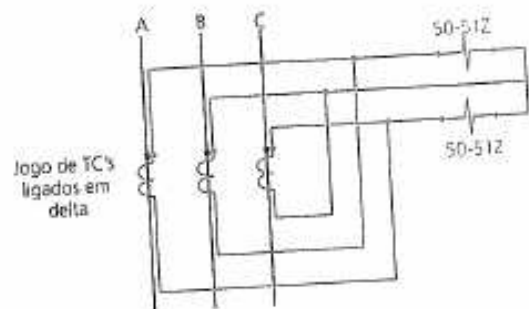


Figura 9.6 – Detalhe das ligações dos TC's.

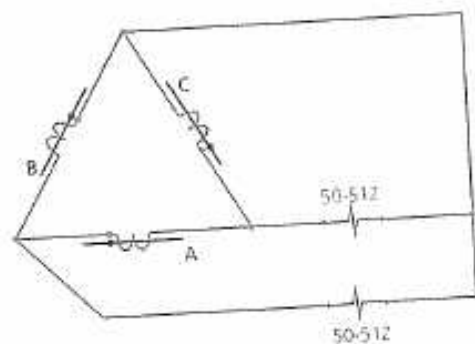


Figura 9.7 – Melhor visualização destas ligações.

### 9.3 Tipos de Defeitos

Serão analisados três tipos de defeitos: fase-terra (considerando um defeito entre uma fase e o próprio transformador de aterramento), bifásico e

### 9.3.1 Defeito monofásico

#### 9.3.1.1 No alimentador

Quando o defeito é entre fase e terra em um alimentador, a corrente de defeito circula pelo neutro do transformador terra, porém, a divisão igual de corrente entre as fases faz com que as correntes nos secundários dos TC's circulem apenas no próprio delta. Neste caso, a proteção do transformador terra não irá atuar.

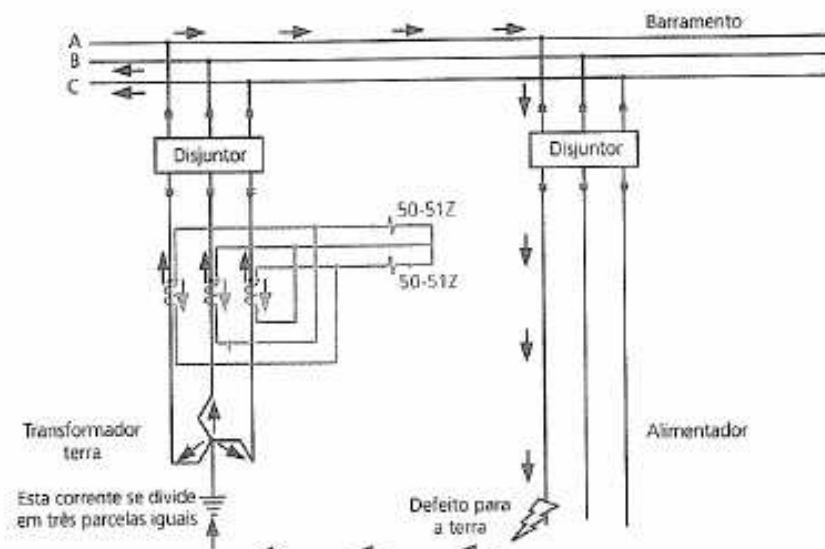
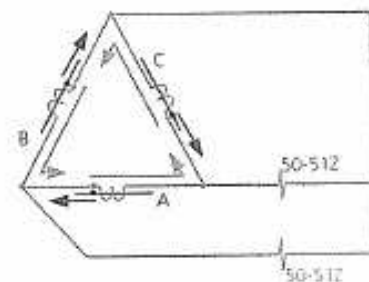


Figura 9.8 – Defeito monofásico no alimentador.



### 9.3.1.2 No cabo que interliga o transformador terra e o barramento

Para um defeito fase-terra em um dos cabos que interligam o transformador terra e o barramento, ou no próprio transformador terra, deverá operar o relé F.50-51Z, provocando a abertura do disjuntor do transformador terra.

A circulação de corrente está apresentado nas figuras 9.10 e 9.11.

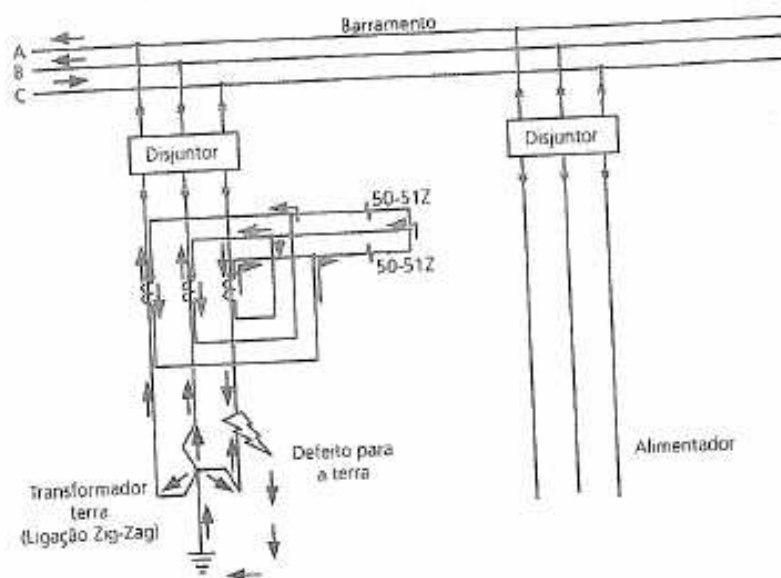
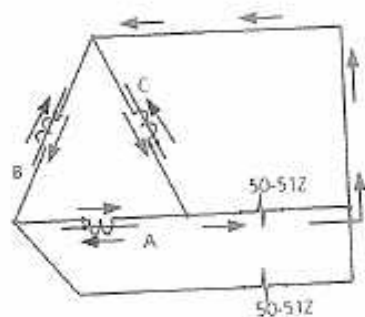


Figura 9.10 - Defeito monofásico.



### 9.3.2 Defeito bifásico

Para um defeito bifásico no transformador terra, irão operar os relés F.50-51Z, provocando a abertura do disjuntor do transformador terra. A corrente de curto-circuito se comporta de acordo como apresentado nas figuras 9.12 e 9.13.

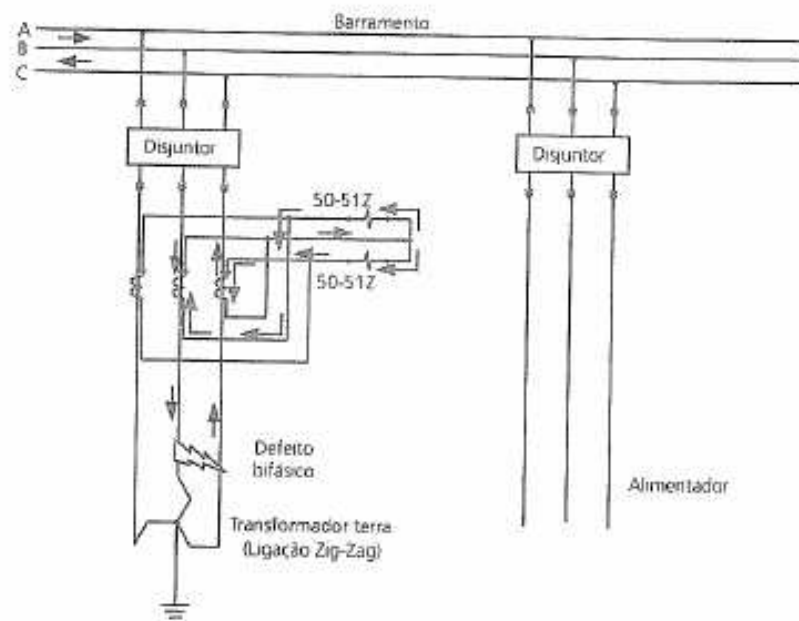


Figura 9.12 - Defeito bifásico.

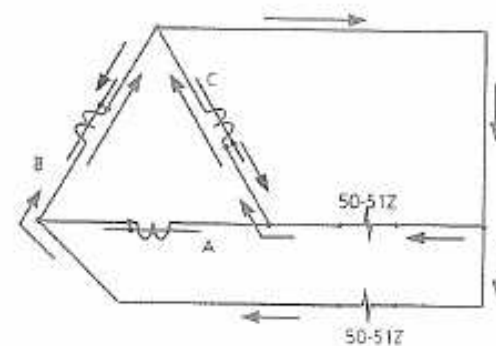


Figura 9.13 - Atuação dos relés 50-51Z.

### 9.3.3 Defeito trifásico

Para um defeito trifásico no transformador terra, irão operar os relés F.50-51Z, provocando a abertura do disjuntor do transformador terra. A circulação de corrente está representada nas figuras 9.14 e 9.15.

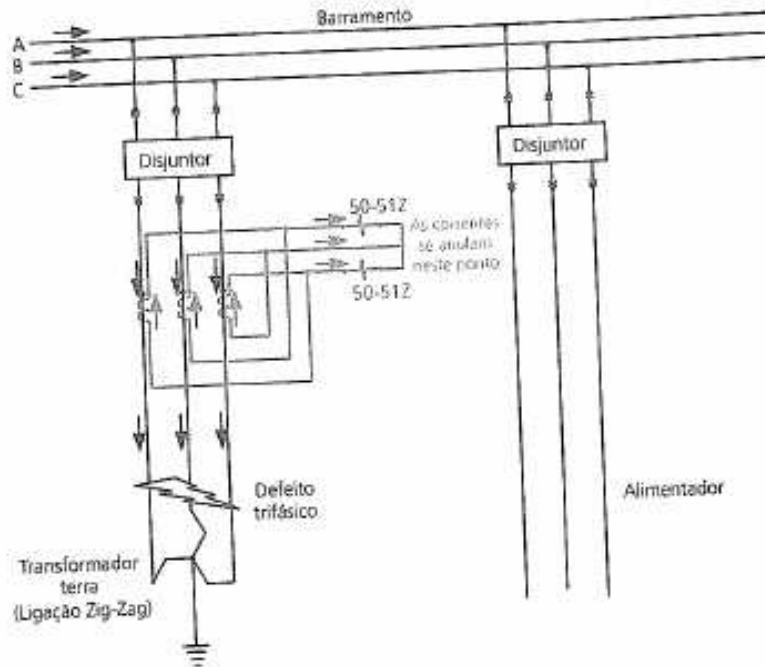
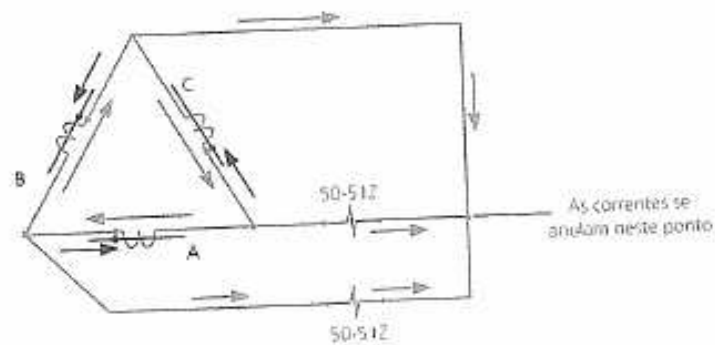


Figura 9.14 – Defeito trifásico.



## Proteções Internas de Transformadores

### 10.1 Relé de Gás (F.63T)

O relé de gás (F.63), também chamado de relé BUCHHOLZ, é empregado normalmente em transformadores de força que possuem tanque auxiliar (balão, conservador) e tem a finalidade de proteger o transformador contra defeitos internos que produzam gases ou movimento brusco do óleo, tais como: descargas internas, avarias no isolamento com formação de arco, perdas de isolamento entre as chapas do núcleo ou nos tirantes de amarração, alta resistência nas ligações, etc. O relé de gás ainda atua em caso de baixo nível de óleo. É colocado entre o tanque do transformador e o conservador, como mostra a figura 10.1 (em alguns transformadores, o relé de gás fica na parte superior do tanque principal).

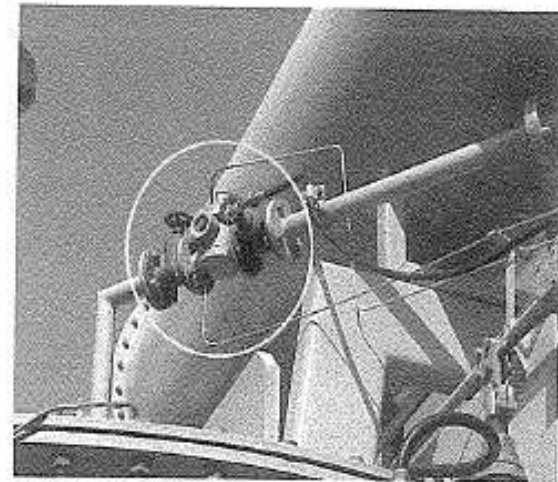


Figura 10.1 – Relé de gás.

O Buchholz consta essencialmente de duas bóias (figuras 10.2 e 10.4), cada qual possuindo um contato de mercúrio.

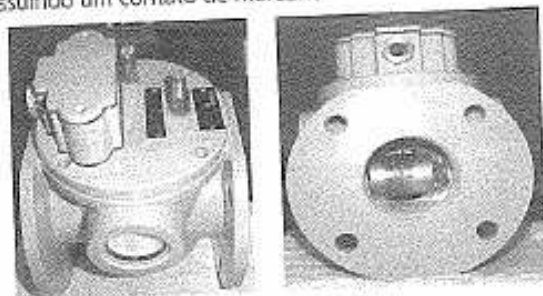


Figura 10.2 – Relé Buchholz.

### 10.1.1 Processo de operação do relé

- **Bóia (flutuador) superior** – opera para defeitos que produzem gás lentamente, como por exemplo, uma falha no isolamento entre duas espiras ou uma ligação que começa a apresentar defeito. Tais fatos ocasionam excessivo calor nos pontos onde ocorrem. O calor produz a volatilização do óleo, isto é, transforma o óleo em gás. Este gás sobe e vai para a parte mais alta que é o conservador. Ao passar pelo relé, no entanto, ele se acumula na parte superior do mesmo, empurrando o óleo aí existente para baixo. Em consequência, não havendo óleo, o flutuador baixa e fecha os contatos que fazem soar o alarme e aparecer uma indicação visual.

Nesses casos, será verificado pela torneira do gás (figura 10.3) se o gás é inflamável ou não.



Figura 10.3 – Torneiras do relé de gás.

Quando o gás é inflamável, significa que ocorreu algum defeito interno no transformador. Não sendo inflamável, a atuação da bóia superior pode ser prove-

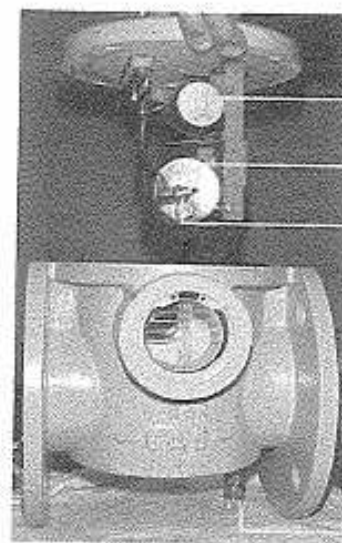
Se o alarme soar com frequência e o gás não for inflamável, o transformador poderá estar com alguma entrada de ar.

- **Bóia inferior** – um curto-circuito entre as espiras do transformador ou ainda o rompimento de uma espira, pode acarretar a formação de um arco. Neste caso, o forte calor desenvolvido ocasiona a formação de grandes bolhas de gás, o que força o óleo a passar com grande velocidade pelo relé em direção ao conservador. O fluxo de óleo e gás empurram a bóia inferior, fazendo com que o contato de mercúrio feche o circuito de disparo da proteção de primeira linha do transformador (F.86-1).

O relé Buchholz ainda pode operar para baixo nível de óleo e para sobrecargas elevadas.

Quando o nível de óleo cai a um ponto abaixo da bóia superior, soa um alarme, se o nível de óleo continuar a baixar, a bóia inferior se desloca e energiza um relé auxiliar (F.63TX) que, por sua vez, energizará a bobina do relé F.86-1 retirando o transformador de operação (figura 10.13).

Para o caso de sobrecargas elevadas, que produzem grande aquecimento nos enrolamentos do transformador, o relé de gás também pode operar, pois se a temperatura do enrolamento atingir cerca de 150 °C ou mais, o óleo começa a se volatilizar. Se isto ocorrer em boa parte dos enrolamentos, haverá formação brusca de várias bolhas, acarretando o deslocamento do óleo em direção ao conservador. Ao passar pelo relé de gás, empurra a bóia inferior e fecha o contato do mercúrio.



bóia superior

bóia inferior

contato de mercúrio  
(mercúrio)

conexão para  
torneira do óleo

## 10.2 Válvula de Alívio de Pressão (F.20 VS)

As descargas internas ou curto-circuitos que ocorrem em transformadores são normalmente acompanhados por sobrepressão no tanque devido à formação de gás por decomposição e evaporação do óleo.

Equipando-se o transformador com uma saída de explosão, pode-se limitar a sobrepressão a um valor não prejudicial ao tanque. Quando a pressão interna está abaixo da pressão de abertura, a pressão das molas da válvula 20VS, atua no sentido de vedação.

Caso a pressão interna atinja ao valor da pressão de operação, a válvula abrirá instantaneamente protegendo dessa forma o tanque de óleo. Os contatos auxiliares da válvula energizam um relé auxiliar (F.20V5X) que, por sua vez, energizará a bobina do relé F.86-1 retirando o transformador de operação (figura 10.13).

## 10.3 Proteção Térmica de Transformadores

A proteção térmica de transformadores é feita por indicadores de temperatura cuja operação indica que foram atingidos os limites de temperatura pré-determinados para o óleo ou enrolamento. São calibrados para serem usados de acordo com o tipo de transformador e levam em consideração:

- temperatura do ponto mais quente;
- temperatura e as condições anteriores de carga.

Os circuitos de controle deste tipo de proteção possuem um ou mais contatos, que podem ser usados para:

- ligar ventiladores;
- dar alarme.

Indicador de temperatura do enrolamento

Indicador de temperatura do óleo



### 10.3.1 Indicador de temperatura do óleo

Será apresentado um tipo de indicador de temperatura do óleo dentre os tipos existentes, sendo que os outros diferem em pequenos detalhes. Este indicador é composto de três partes principais:

- bulbo;
- tubo capilar;
- caixa mostradora.

Tanto o tubo capilar quanto o bulbo contêm mercúrio, sendo este último situado no interior do transformador, na parte superior, que é a região onde o óleo tem maior temperatura.

Quando a temperatura do óleo aumenta, o mercúrio se expande, acionando uma mola que move um ponteiro no mostrador indicando a temperatura. Se a temperatura continuar a subir, o ponteiro ocasiona o fechamento de contatos que faz soar um alarme (figura 10.6).

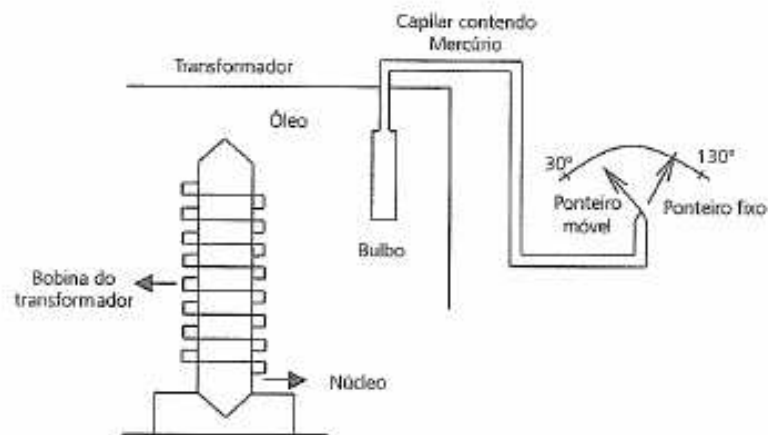


Figura 10.6 - Representação do funcionamento do indicador de temperatura do óleo.

Quando o ponteiro móvel atinge o ponteiro fixo, é fechado um circuito que soa um alarme e dá indicação de operação, conforme figura 10.7.

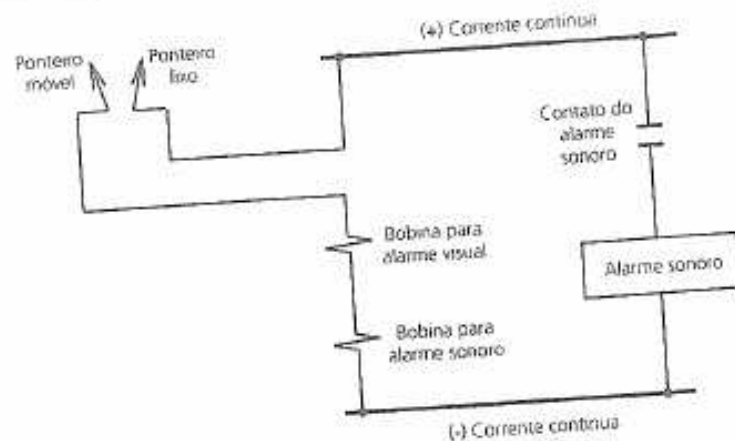


Figura 10.7 – Circuito de controle.

Nos transformadores com ventilação forçada automática, o ponteiro móvel, ao atingir  $70^{\circ}\text{C}$ , fechará os contatos que ligam os ventiladores.

Se a temperatura continuar subindo, o ponteiro móvel, ao atingir  $85^{\circ}\text{C}$ , fechará os contatos que acionarão tanto o alarme visual como o sonoro.

Nos transformadores com sistema de refrigeração através de circulação forçada de óleo (feita por bombas), quando a temperatura chegar aos  $75^{\circ}\text{C}$ , serão disparados os alarmes sonoro e visual. Porém, caso ocorra qualquer defeito neste sistema fazendo com que a circulação do óleo seja interrompida ou a temperatura ultrapasse  $95^{\circ}\text{C}$ , poderá operar a proteção de 1ª linha do transformador (F.86-1), retirando o mesmo de serviço.

Observação: Em geral, os contatos dos ponteiros indicadores de temperatura do óleo voltam a abrir quando a temperatura cai  $5^{\circ}\text{C}$  abaixo do valor em que houve o fechamento dos mesmos.

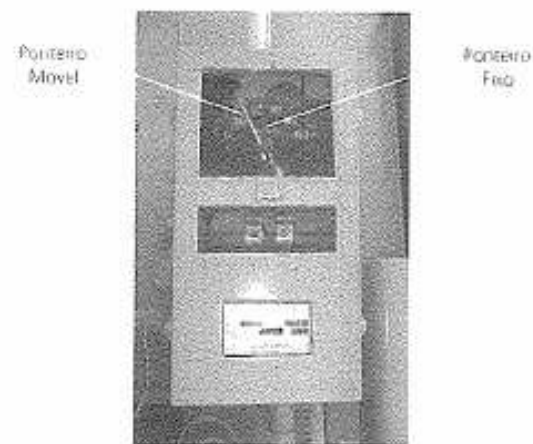


Figura 10.8 – Indicador de temperatura do óleo.

### 10.3.2 Indicador de temperatura do enrolamento

É usado para medir a temperatura mais quente do enrolamento, sendo constituído de bulbo, capilar, caixa mostradora e contatos como no indicador de temperatura do óleo, porém não está colocado entre os enrolamentos do transformador devido à grande dificuldade de isolar o bulbo dos mesmos.

Para contornar este problema, o bulbo está situado num compartimento fechado e isolado com óleo entre resistências de aquecimento, que recebe corrente de um TC situado na bucha do transformador. A corrente do transformador de força é refletida proporcionalmente, através do TC, para as resistências onde está o bulbo. Através de calibração, o indicador de temperatura fornece fielmente o estado de aquecimento do ponto mais quente do enrolamento (figura 10.9). É por este motivo que este tipo de indicador é chamado de imagem térmica.

Pode-se observar na figura 10.9 que a fonte de calor é a resistência percorrida pela corrente que vem do TC de bucha.

Existem dois ponteiros na caixa mostradora, sendo um fixo ajustado em  $95^{\circ}\text{C}$  (valor máximo permitido) e outro móvel (indica o valor momentâneo). Quando a temperatura do enrolamento passar de  $95^{\circ}\text{C}$ , o ponteiro móvel irá se deslocar para um determinado valor acima deste, fechando contatos que darão alarme sonoro e visual.

A observação feita no item indicador de temperatura de óleo é válida também para este item.

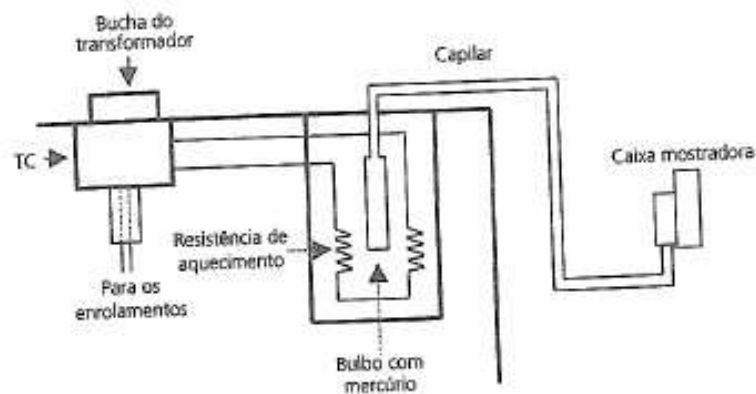


Figura 10.9 – Representação do funcionamento do indicador de temperatura do enrolamento.



Figura 10.10 – Indicador de temperatura do enrolamento.

Observação: Em alguns mostradores, pode-se usar um terceiro ponteiro, para indicar o nível de óleo durante certo período.

Caso a temperatura no enrolamento passe dos 105 °C em transformadores cujo sistema de refrigeração é efetuado através de circulação forçada de óleo, poderá operar a proteção de 1ª linha do transformador (F.86-1), retirando o mesmo de serviço.

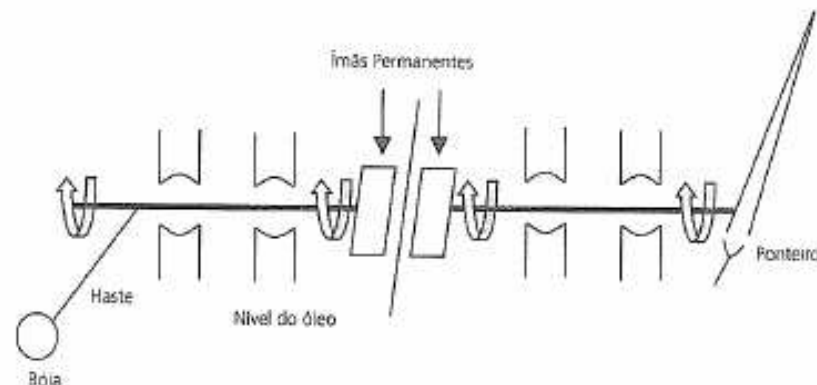
#### 10.4 Proteção contra Falta de Óleo em Transformadores

O óleo existente nos transformadores tem duas finalidades:

- permite diminuir as distâncias entre as partes energizadas no interior do transformador devido às suas propriedades isolantes, tornando o mesmo mais compacto;
- facilita o transporte do calor desenvolvido no núcleo do transformador para as paredes do tanque e radiadores devido às suas propriedades refrigerantes.

Os transformadores de grande capacidade utilizam indicadores que permitem a fiscalização visual do nível de óleo. Entre os mais usados para esse fim encontra-se o indicador magnético de nível.

O indicador magnético é colocado no conservador (balão) e consta essencialmente de uma bóia presa a uma haste, que fica no interior do conservador, e um mostrador, com as indicações máxima, mínima e 25 °C (indicação de nível normal para a temperatura ambiente de 25 °C) na parte externa. Este indicador tem o nome de magnético, porque não existe conexão mecânica entre o eixo que prende a haste da bóia e o ponteiro que dá a indicação do nível. O que obriga o ponteiro a acompanhar o movimento da bóia são dois ímãs permanentes, um no interior do conservador e outro preso ao ponteiro, de acordo com a figura 10.11.



Em geral, o nível de óleo baixa por causa de vazamentos nas juntas do transformador ou em algumas de suas válvulas, sendo que esses vazamentos acarretam uma diminuição lenta do nível de óleo. Pode, no entanto, ocorrer um vazamento mais sério (perfuração no radiador, por exemplo). Neste caso, ocorrem alarmes sonoro e visual e até desligamento do transformador pela operação do relé de gás.

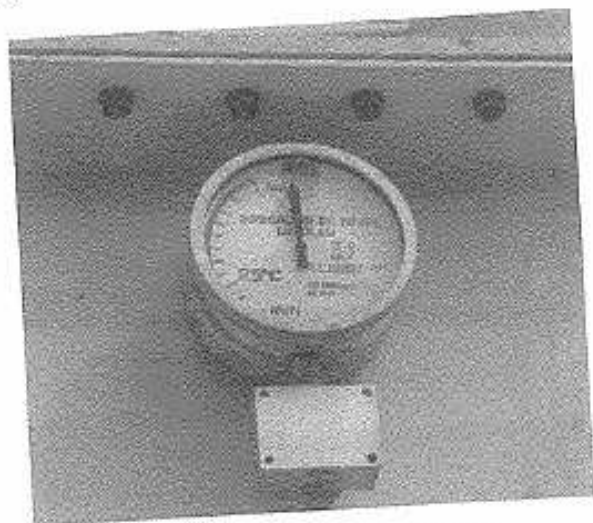
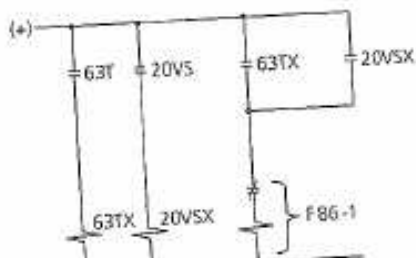


Figura 10.12 - Indicador de nível de óleo.

### 10.5 Diagrama Esquemático Simplificado

A figura 10.13 apresenta circuito simplificado de proteção dos relés F.63T e F.20VS.



## Proteção de Comutadores Automáticos com Carga (CACC)

### 11.1 Noções Básicas sobre CACC

A maioria dos transformadores existentes nas subestações possui comutação automática com carga (CACC).

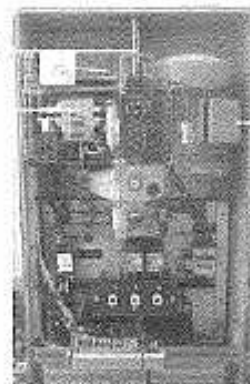
O comutador automático é um equipamento associado ao transformador, localizado em seu interior e isolado através de um tanque que contém óleo, destinando-se a controlar a tensão para que seu valor esteja sempre dentro de uma faixa estabelecida. A variação de tensão é feita através da mudança de tap's, pela abertura e fechamento de contatos, adicionando ou retirando espiras no enrolamento do transformador. Estas mudanças podem ser feitas por:

- acionamento manual – através de manivela;
- acionamento eletromanual local – através de botoeiras localizadas na caixa de comando do CACC;
- acionamento eletromanual remoto – através de botoeiras localizadas na sala de comando ou através de sistema digital;
- acionamento automático – através do relé F.90, localizado junto ao comutador ou por lógica digital.

Eixo de Acionamento

Indicação do TAP

Motor do CACC



A variação automática de tap's do transformador ocorre quando a tensão do sistema sai de uma faixa estabelecida durante um determinado tempo, sendo a faixa e o tempo ajustados no relé F.90 e/ou programados na lógica digital.

## 11.2 Proteção de CACC

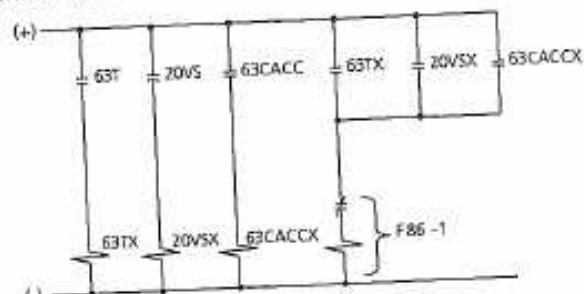
Durante a troca de tap's (abertura e fechamento de contatos) poderão ocorrer defeitos que danifiquem o equipamento, principalmente se, no momento da mudança, houver uma elevação brusca de corrente. A fim de evitar esta situação, um relé de pressão semelhante ao Buchholz é instalado entre o comutador e o conservador de óleo (balão), que, quando operado, energiza o relé F.86-1, retirando o transformador de operação. A figura 11.2 apresenta o relé de pressão do CACC.



Figura 11.2 - Relé de pressão para proteção do CACC.

### 11.2.1 Diagrama esquemático simplificado

A figura 11.3 apresenta circuito simplificado de proteção do CACC, em conjunto com os relés F.63T e F.20VS (proteção interna de transformador).



## Proteção de Sobrecorrente de Transformadores

### 12.1 Introdução

Nos transformadores de grande porte, a proteção de 2ª linha (proteção secundária) é normalmente feita por relés de sobrecorrente temporizados (F.51H, F.51G e 51Z).

Estes relés operam quando há falha no esquema de proteção de 1ª linha de alimentadores, proteção de barras ou no próprio transformador. Esta falha está normalmente associada a defeito em relé, TC, disjuntor ou no circuito de corrente contínua.

A probabilidade da proteção secundária atuar para falha interna ao transformador é pequena, face a existência de diferentes tipos de proteção de 1ª linha para este equipamento (relés diferenciais, relés de gás e válvula de alívio de pressão).

Quanto ao relé F.51H, além de atuar como proteção de 2ª linha, também pode operar para sobrecarga em transformador, sendo uma função muito importante para a preservação da vida útil deste equipamento.

### 12.2 Proteção contra Sobrecargas e Curto-Circuitos entre Fases em Transformadores (Relé F.51H)

Para todo transformador existe um valor máximo de corrente de operação em condição normal, para o qual o referido equipamento foi projetado. Este valor é denominado corrente nominal e está relacionado com a potência e tensão nominais do transformador.

Desta forma, sempre que o valor da corrente de operação de um transformador ultrapassar o valor nominal, pode-se dizer que este equipamento está trabalhando numa condição de sobrecarga. Os transformadores são equipamentos que podem suportar sobrecargas razoáveis durante um determinado tempo.

Para curto-circuitos entre fases no transformador na alta tensão ou baixa tensão, haverá elevação anormal das correntes (valores bem superiores quando

Tanto para sobrecarga quanto para o caso de defeitos entre fases, o relé F51H irá energizar a bobina de um relé auxiliar de bloqueio F86-2 após um tempo ajustado, retirando o transformador de operação.

A proteção de sobrecorrente é composta por 3 relés (um para cada fase) ou por um único relé trifásico. Seu circuito se origina geralmente nos TC's, que podem ser de pedestal (externo) ou localizados nas buchas do lado de alta tensão do transformador (interno). Estes últimos estão juntos aos TC's do circuito de proteção diferencial do transformador, conforme a figura 12.1.

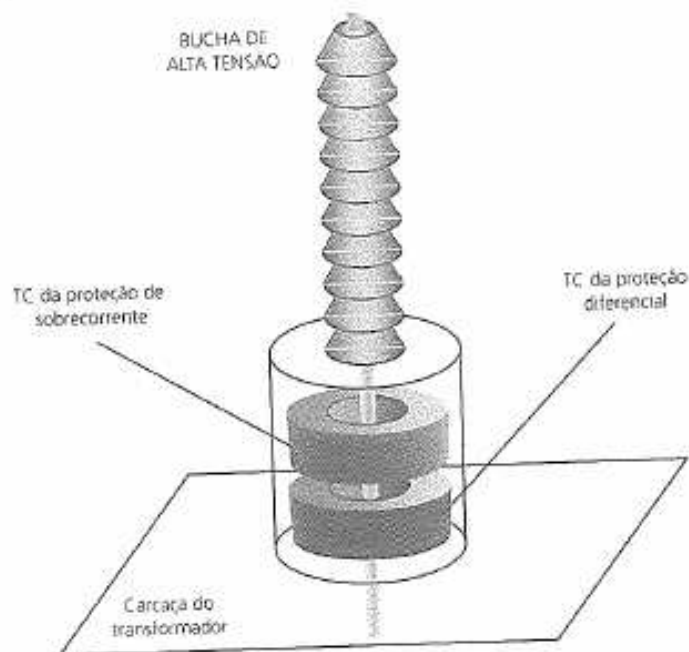


Figura 12.1 – Representação da instalação dos TC's na bucha de um transformador.

### 12.2.1 Ligação dos TC's

Os TC's desta proteção são ligados em estrela com o neutro aterrado. A figura 12.2 apresenta, de maneira simplificada, como os secundários dos TC's estão conectados às bobinas dos relés.

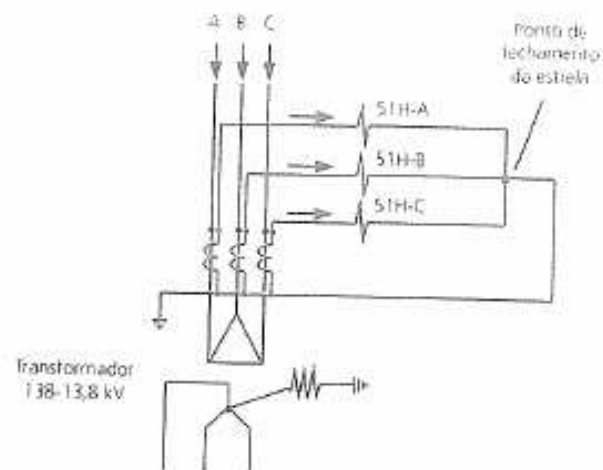


Figura 12.2 – Esquema de ligação dos TC's.

No caso de sobrecarga, as correntes que circulam nas bobinas dos relés F51H passam a ter valores acima de seu ajuste, provocando assim a sua operação. No ponto de fechamento da estrela, o somatório das correntes será igual a zero.

Para curto-circuito entre fases no lado de baixa tensão do transformador, ocorrerá um desequilíbrio entre as correntes com elevação anormal dos seus valores, acarretando a operação do relé F51H.

Na Light, existem casos em que, antes do transformador, é instalado um disjuntor ao invés de uma seccionadora motorizada. Quando isto ocorre, os TC's do circuito de proteção de sobrecorrente se localizam na bucha do disjuntor (lado da barra de 138 kV). Neste caso, o relé é classificado como função 50-51H. Ou seja, além de uma proteção temporizada (F51H), ele possui também uma proteção instantânea (F50H) para o caso de um curto-circuito no trecho entre o disjuntor e o transformador. A figura 12.3 apresenta o unifilar dos dois casos descritos anteriormente.

O relé F.50H, ao operar, energiza a bobina do relé F.86-2, provocando a abertura do disjuntor de 138 kV e dos disjuntores gerais de 13,8 kV, desenergizando o transformador.

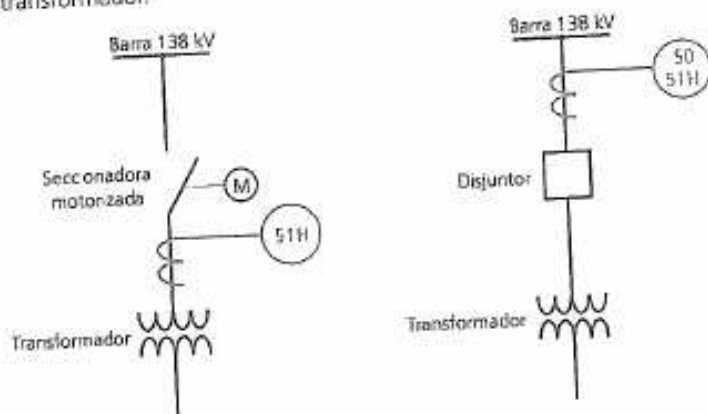


Figura 12.3 – Diagramas unifilares.

### 12.3 Proteção contra Curto-Circuitos entre Fase e Terra no Lado de Baixa Tensão de Transformadores (Relés F.51G ou F.51ZN)

Esta proteção tem a finalidade de operar para defeito fase-terra no lado de baixa tensão do transformador, quando houver falha da proteção de primeira linha (proteção do transformador, proteção de barras de 13,8 ou 25 kV, proteção de alimentadores ou proteção de banco de capacitores).

Neste capítulo serão apresentados os casos possíveis de defeitos, tanto para transformadores ligados em delta-estrela aterrado (relé F.51G), como para transformadores ligados em delta-delta (relé F.51ZN). Quando estes relés operarem, a bobina do relé auxiliar de bloqueio F.86-2 será energizada, retirando o transformador de operação.

#### 12.3.1 Ligação dos TC's

Quando ocorrer um defeito fase-terra, a corrente de curto-circuito circula pelo neutro do transformador e a corrente secundária referente sensibiliza o relé F.51G (conectado ao secundário do TC), atuando de modo a retirar o transformador de operação. Para diminuir o valor desta corrente de defeito, é instalado resistor de aterramento no neutro do transformador (figura 12.4).

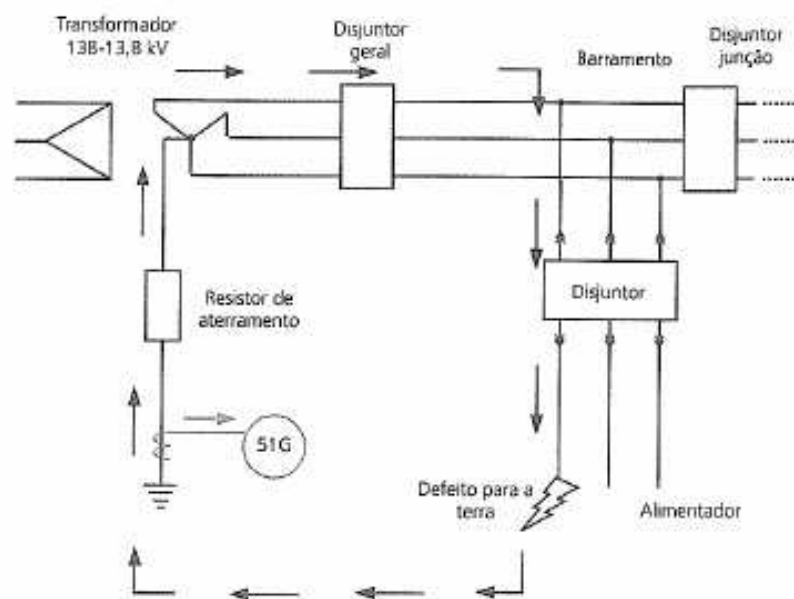
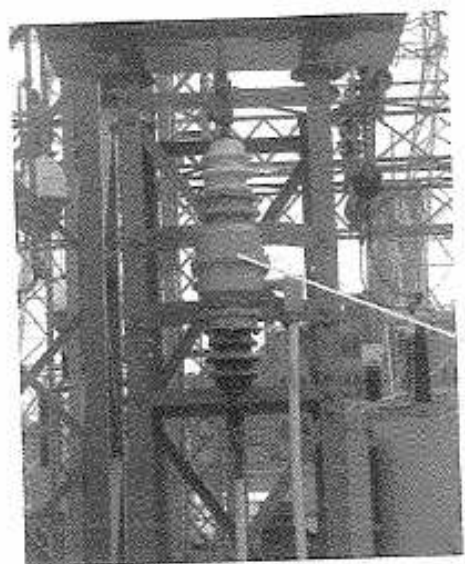
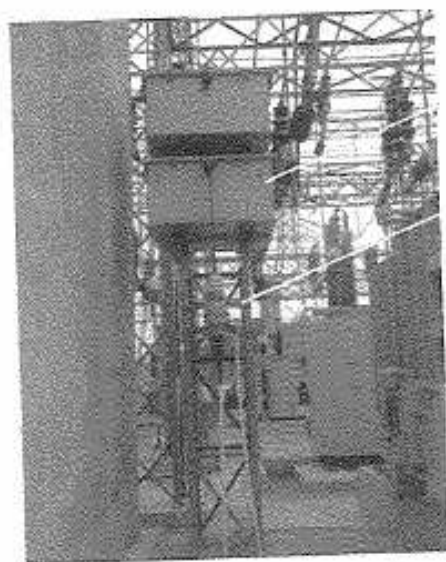


Figura 12.4 – Esquema de ligação de TC.



TC

Figura 12.5 – Detalhe da instalação do TC que alimenta o relé F.51G.



Resistor de aterramento

TC

Para transformadores ligados em delta-delta, existe a necessidade da instalação de um transformador de aterramento ligado em zig-zag, com o objetivo de fornecer referencial para a terra ao transformador de força. O primário do TC desta proteção fica ligado ao neutro do transformador terra. Portanto, quando ocorre um defeito fase-terra, a corrente de curto-circuito procura o neutro deste equipamento. Esta corrente sensibiliza o relé F.51ZN (conectado ao secundário do TC), atuando de modo a energizar a bobina do relé F.86-2 e conseqüentemente, retirar o transformador de força de operação.

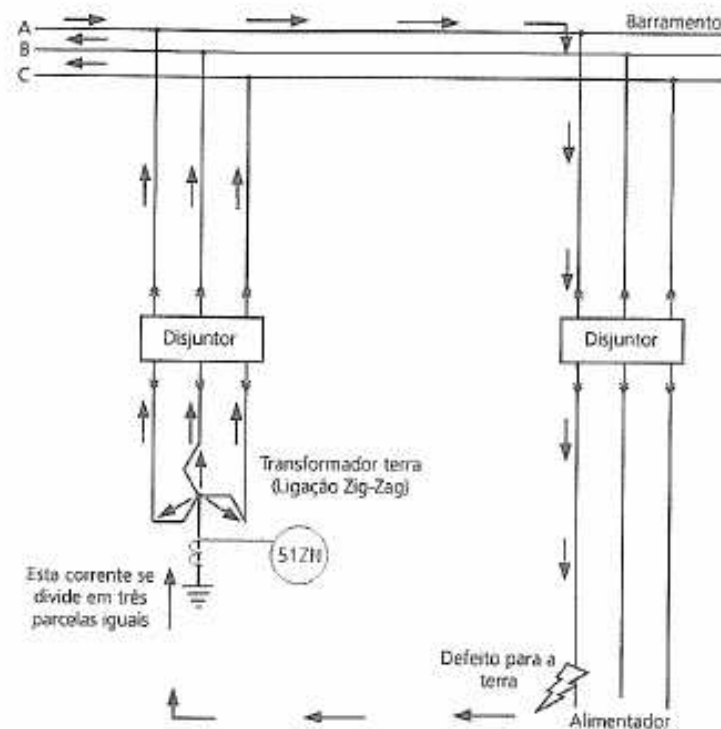


Figura 12.7 – Circulação de corrente de defeito para um transformador com ligação delta-delta.

#### 12.4 Atuação da Proteção

Em geral, o relé F.51H é ajustado para operar quando o transformador estiver com cerca de 43% de sobrecarga e o relé F.51G ou F.51N são ajustados

para operar com a passagem de uma corrente muito baixa (menor tap do relé), sendo que estes ajustes possuem tempo de atuação bem superior aos das proteções de 1ª linha. Quando estes relés operam, seus contatos se fecham fazendo com que ocorra a energização da bobina do relé auxiliar (F.86-2). Este relé possui vários contatos, sendo responsável pela execução de funções específicas, tais como:

- alarme;
  - abertura dos disjuntores gerais do transformador;
  - bloqueio do fechamento dos disjuntores junção de barras, etc.
- A figura 12.8 apresenta um circuito de controle simplificado desta proteção.

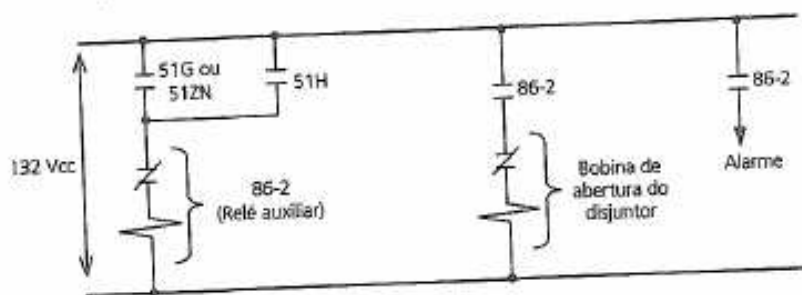


Figura 12.8 – Circuito de controle simplificado da proteção de sobrecorrente de transformador.

Para subestações que possuem seccionadoras motorizadas (figura 12.3), caso o defeito não seja eliminado pela atuação do relé F.86-2, conclui-se que o curto-circuito ocorreu no trecho entre o transformador e as buchas de entrada dos seus disjuntores gerais. Por este motivo, é utilizado um relé F.2 (temporizador), que é energizado na operação dos relés F.51H, F.51G/F.51ZN e atua em conjunto com o relé F.86-2, com a finalidade de isolar o transformador. Neste caso, ocorrerá a abertura dos disjuntores gerais de transformador através do relé F.86-2 e a abertura do disjuntor de 138 kV (disjuntor que alimenta a subestação) através dos contatos em série dos relés F.86-2 e F.2.

Para subestações que possuem disjuntor de 138 kV dedicado ao transformador (figura 12.3), o relé F.86-2, quando operado, comanda a abertura dos disjuntores gerais (13,8 kV) e deste disjuntor dedicado.

## Proteção Diferencial de Transformadores

### 13.1 Conceitos Básicos

A proteção diferencial é utilizada em diversos equipamentos do sistema, tais como: geradores, linhas subterrâneas de 138 kV, barras, transformadores e banco de transformadores.

O transformador é um dos equipamentos do sistema elétrico que apresenta as maiores dificuldades para ser protegido através de um esquema diferencial. Correntes de ângulo de fase e módulos diferentes requerem compensação através de ligações e relações dos TC's envolvidos.

Para o entendimento deste capítulo, torna-se necessária a perfeita compreensão do fundamento da proteção diferencial.

De acordo com a figura 13.1, a parte compreendida entre os pontos A e B representa o trecho que será protegido. Por ele passa um fluxo de corrente. Se este trecho possuir um esquema de proteção diferencial, esta proteção deverá atuar sempre que a corrente que passar pelo ponto A for diferente da corrente que passar pelo ponto B. Ou seja, esta proteção faz uma comparação dos valores das correntes que entram e saem de um determinado trecho, atuando sempre que houver desigualdade entre esses valores.



Figura 13.1 – Representação da corrente na proteção diferencial.

Resumindo:

- Quando  $I_A = I_B$ : a proteção não deve operar.
- Quando  $I_A \neq I_B$ : a proteção deve operar.

### 13.2 Visualização do Trecho Protegido

Na prática, a zona abrangida pelo esquema de proteção diferencial dos transformadores (trecho entre os pontos A e B da figura 13.2) é delimitada por jogos de TC's. O ponto A da figura 13.1 corresponderia aos TC's de alta tensão do transformador (TC tipo bucha), localizado em sua bucha de alta. O ponto B representaria o jogo de TC's localizado na entrada dos disjuntores gerais do transformador (TC tipo janela ou barra). Sendo assim, se o valor da corrente que passar pela bucha do transformador for diferente do valor da corrente que chegar aos seu(s) disjuntor(es) geral(is), será caracterizado um defeito (curto) no trecho determinado entre estes pontos, fazendo com que a proteção opere, retirando o transformador de operação.

A figura 13.2 mostra a disposição física da área abrangida pela proteção diferencial de um transformador.

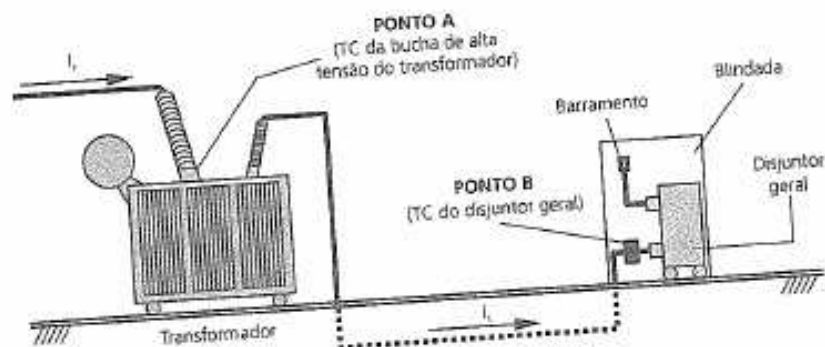


Figura 13.2 - Desenho representativo da proteção diferencial de um transformador.

### 13.3 Relé Diferencial (Função 87)

Por definição, um relé diferencial é aquele que opera quando o valor da diferença entre duas ou mais grandezas elétricas semelhantes excede um valor predeterminado.

Assim sendo, vários tipos de relés, quando conectados de uma certa ma-

#### 13.3.1 Relé diferencial amperimétrico

Trata-se de um relé de sobrecorrente instantâneo, conectado de acordo com a figura 13.3, cuja zona de proteção é limitada pelos TC's,



Figura 13.3 - Representação da proteção diferencial amperimétrica.

#### 13.3.2 Relé diferencial percentual

Este relé, projetado especialmente para transformadores, tem diversos aperfeiçoamentos que visam melhorar o seu desempenho. Um deles é a bobina de restrição ou retenção, cuja função é impedir que os erros dos transformadores de corrente (TC's), principalmente devido a curto-circuitos externos, causem operação incorreta do relé. A bobina de restrição fica dividida em duas partes, sendo instalada de maneira a gerar uma força contrária ao movimento de fechamento dos contatos. Outro aperfeiçoamento é o elemento instantâneo que opera para curto-circuitos mais severos dentro do trecho protegido. A figura 13.4 apresenta um esquema deste tipo de relé diferencial.

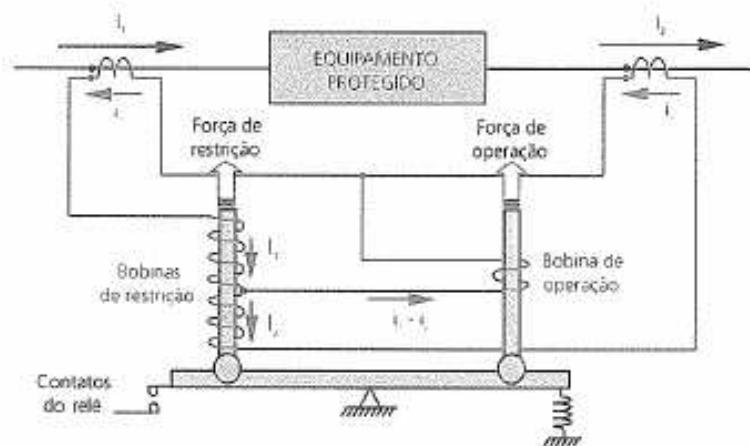


Figura 13.4 - Representação da proteção diferencial percentual.

### 13.4 Compensação de Relação

Como já foi apresentada anteriormente, a zona protegida de um transformador compreende seus lados de alta e de baixa tensão. Desta forma, os valores das correntes envolvidas são diferentes, de acordo com a relação de transformação do transformador de força.

O exemplo da figura 13.5 apresenta esquematicamente esta diferença.

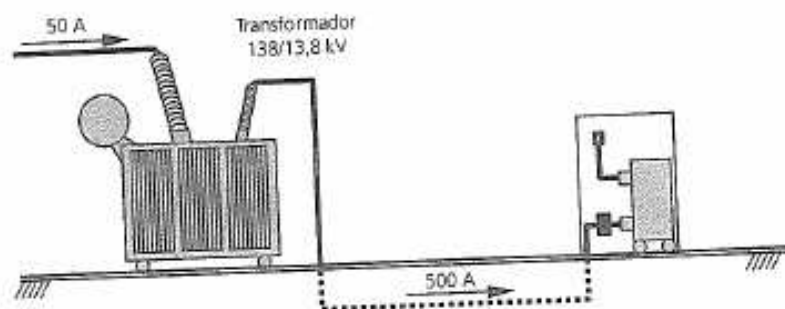


Figura 13.5 - Representação da relação de transformação.

Pelos TC's da bucha do transformador passa uma corrente de 50A, enquanto que pelos TC's do disjuntor geral passa uma corrente de 500A. Torna-se necessária uma compensação destes valores. Isto é obtido através das relações dos TC's envolvidos.

Para o caso citado como exemplo, a relação dos TC's do disjuntor geral deve ser 10 vezes maior que a relação dos TC's da bucha de alta tensão. Ou seja, se no primeiro for utilizada a relação de 2000:5 A, no segundo deverá ser utilizada uma relação de 200:5 A. Somente desta forma é possível comparar as correntes envolvidas.

### 13.5 Ligação para um Transformador Monofásico

De acordo com a figura 13.6, os TC's fornecem para o circuito de proteção a corrente de 2A. Observa-se que, mesmo ocorrendo um curto-circuito em algum trecho fora do protegido, as correntes refletidas no circuito de proteção ( $i_1$  e  $i_2$ ) se anulam, não passando pela bobina de operação do relé. Isto significa que não há

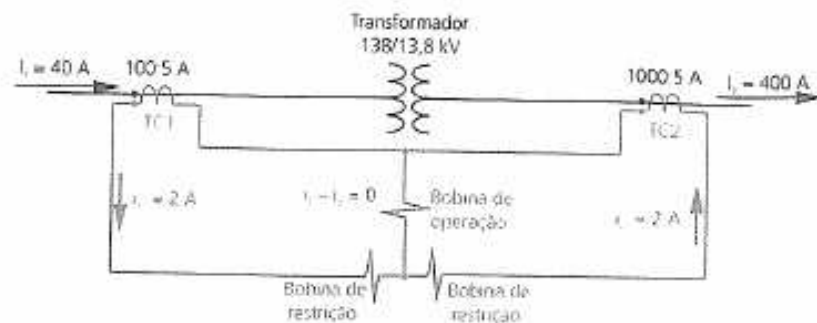


Figura 13.6 - Circulação de corrente em condição normal de operação ou em condição de defeito fora da zona protegida.

De acordo com a figura 13.7, quando ocorre um defeito (curto-circuito) no trecho protegido, a corrente que passa pelo TC1 não passará pelo TC2. Observa-se que as correntes refletidas no circuito de proteção serão diferentes ( $i_1 = 6A$  e  $i_2 = 0$ ), acarretando a operação do relé.

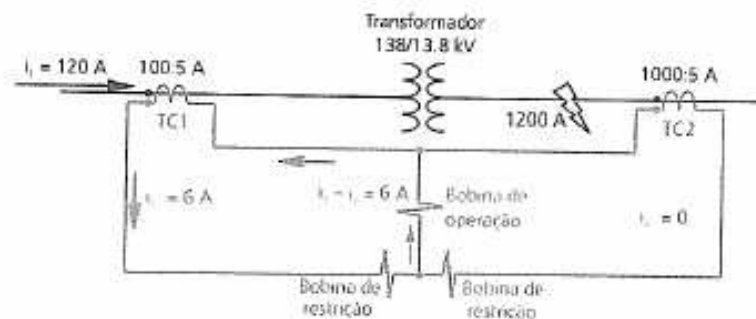


Figura 13.7 - Circulação de corrente em condição de defeito.

O relé F.87, quando operado, energiza o relé auxiliar de bloqueio F.86-1, retirando o transformador de operação, através da abertura dos disjuntores gerais de 13,8 kV e do disjuntor de 138 kV (figura 13.8).

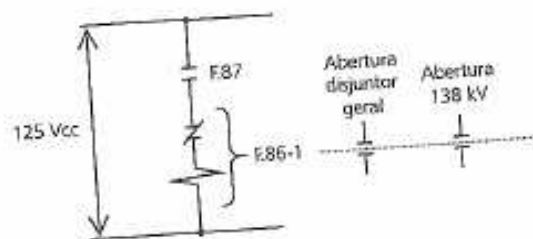


Figura 13.8 – Esquema elétrico simplificado da proteção diferencial.

### 13.6 Ligações para Transformadores Trifásicos $\Delta:Y$

A maioria dos transformadores das subestações possui enrolamentos de alta tensão ligados em delta e de baixa tensão ligados em estrela com neutro aterrado. Este tipo de ligação gera um defasamento angular entre os lados de baixa e de alta tensão. Esta é a razão da forma de ligação dos TC's envolvidos no esquema de proteção diferencial de um transformador trifásico. Para haver uma compensação desta defasagem angular, os TC's da bucha do transformador (alta) são ligados em estrela, visto que os enrolamentos de alta do transformador estão ligados em delta. O mesmo acontece nos TC's do disjuntor geral; estes são ligados em delta, enquanto os enrolamentos de baixa do transformador estão ligados em estrela.

O diagrama trifásico da figura 13.9 apresenta as ligações da malha diferencial responsável pela proteção de um transformador trifásico ligado em  $\Delta:Y$  com dois disjuntores gerais. A figura apresenta ainda a circulação das correntes envolvidas para o caso de condição normal de operação ou para curto-circuito fora da zona protegida.

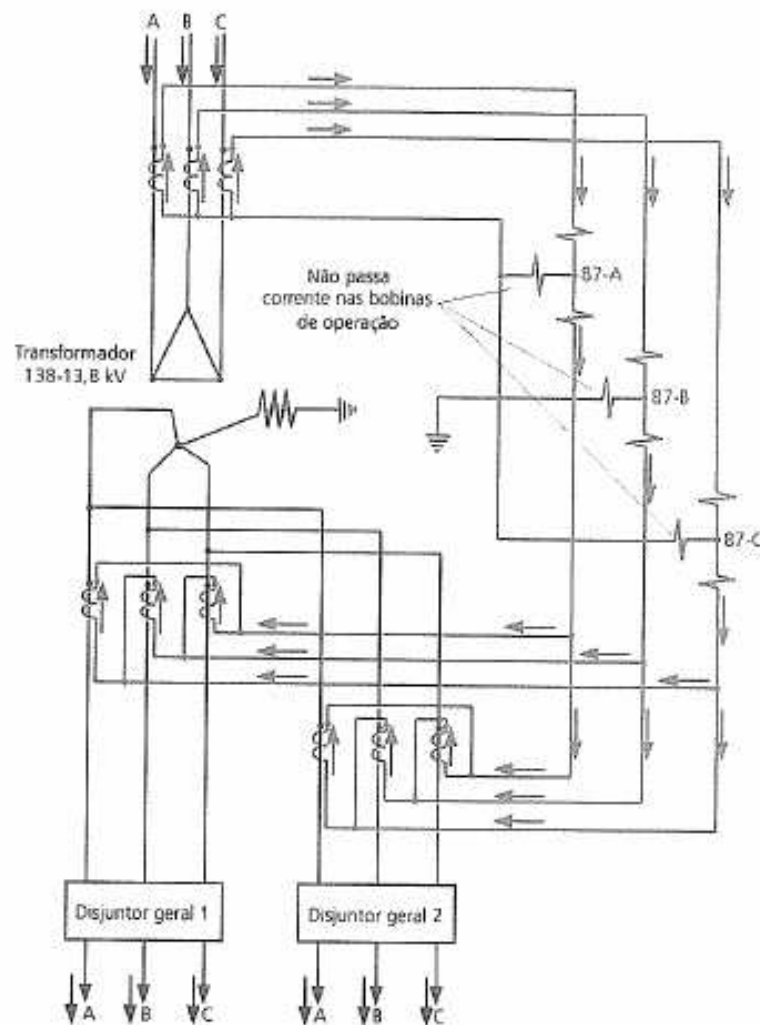


Figura 13.9 – Análise da circulação de corrente em situação normal de operação.

Observa-se que, independente do número de disjuntores gerais, o fluxo de corrente que entra na zona de proteção diferencial tem que ser o mesmo que sai, caso contrário, a proteção deve atuar.

A figura 13.10 apresenta a circulação de corrente quando ocorre um defeito entre fases no transformador. Observa-se que os relés F.87A e F.87B irão operar, pois existe circulação de corrente pelas suas bobinas de operação. Deste modo o relé F.86-1 será energizado retirando o transformador de serviço.

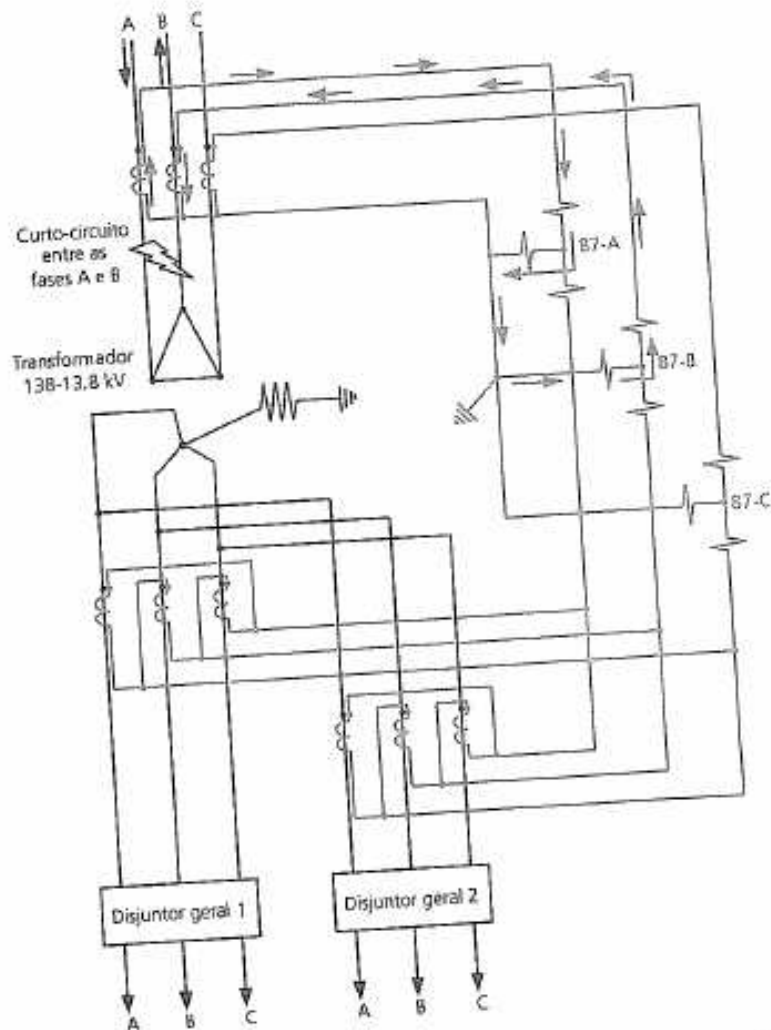


Figura 13.10 Defeito entre bifásico.

### 13.7 Ligações para Bancos de Transformadores Trifásicos $\Delta:\Delta$

Em geral, a ligação  $\Delta:\Delta$  é utilizada em bancos de transformadores de subestações de 138/25 kV. Estes bancos, ligados em  $\Delta$ , tanto no lado de alta quanto no lado de baixa tensão, não apresentam defasagem angular entre as correntes dos lados de alta e de baixa de uma mesma fase. Os TC's da proteção diferencial destes bancos de transformadores são ligados em estrela, somente sendo necessária a compensação da diferença do módulo destas correntes.

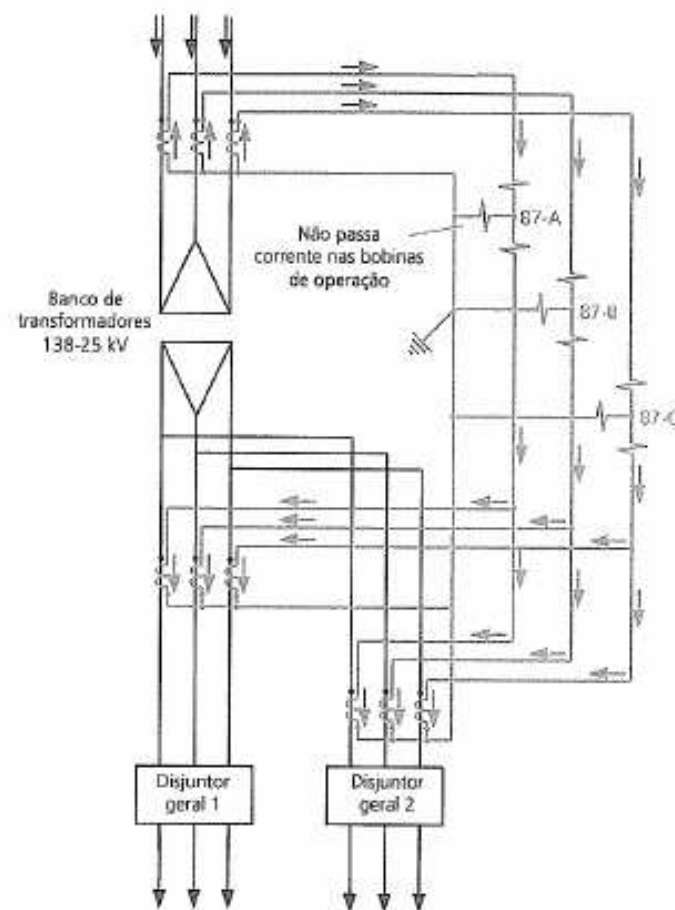


Figura 13.11 Conexão de proteção de transformadores trifásicos  $\Delta:\Delta$ .

### 13.8 Proteção Terra Restringida

Num defeito fase-terra lado de baixa tensão a corrente percorre o solo e entra pela ligação existente entre o ponto da estrela do transformador e a terra (figura 13.12).

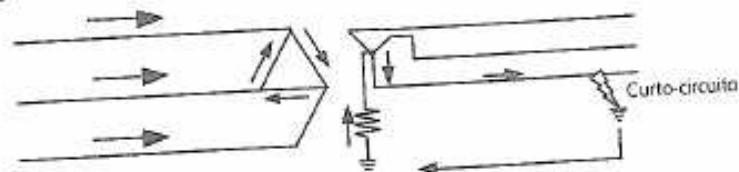


Figura 13.12 – Circulação de corrente para defeito fase-terra.

O resistor de aterramento tem a finalidade de reduzir a corrente de curto-circuito monofásico. Na sua ausência, a corrente poderia elevar-se a valores que danificariam os equipamentos.

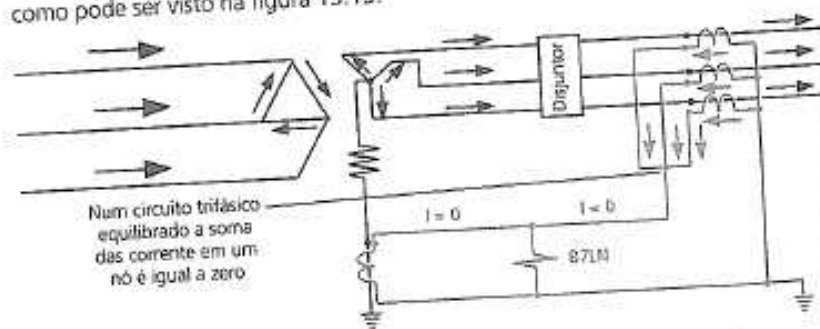
Com a redução da corrente, o relé da proteção diferencial perde a sua sensibilidade para defeitos fase-terra, isto é, ele poderá não operar.

Para contornar esta dificuldade, instala-se a proteção diferencial conhecida como terra restringida.

O relé utilizado nesta proteção é de sobrecorrente (F.87 LN). As letras L e N significam: L, do inglês low, lado de baixa do transformador de força; N, neutra, isto é, defeito envolvendo o neutro do transformador.

#### 13.8.1 Situação normal de operação

Num circuito trifásico equilibrado não circula corrente pelo relé F.87LN, como pode ser visto na figura 13.13.



#### 13.8.2 Curto-circuito fase-terra fora da zona protegida

De acordo com a figura 13.14 não existe circulação de corrente pelo relé F.87LN.

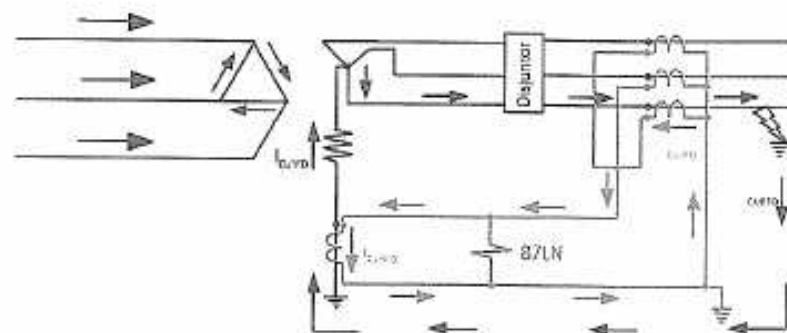


Figura 13.14 – Análise das correntes para defeito fase-terra fora da zona protegida.

#### 13.8.3 Curto-circuito fase-terra dentro da zona protegida

De acordo com a figura 13.15 haverá circulação de corrente pela bobina do relé F.87LN. Sua operação acarretará a energização do relé F.86-1, retirando o transformador de operação através da abertura dos disjuntores gerais de 13,8 kV e 138 kV (figura 13.16).

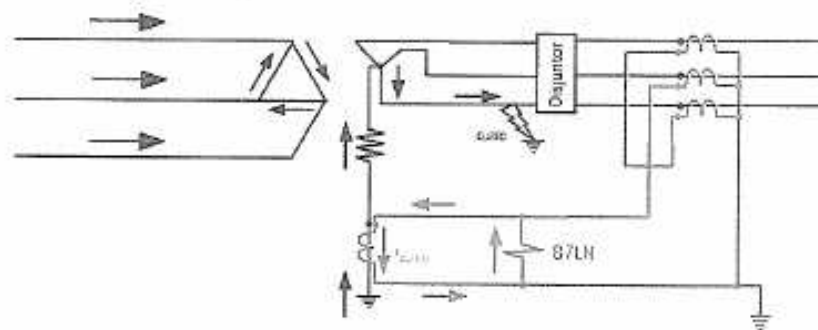


Figura 13.15 – Análise das correntes para defeito fase-terra na zona protegida.



O fechamento dos contatos deste relé permitirá a operação do relé auxiliar (função 86-1) que, por sua vez, comandará abertura de disjuntores, alarmes, indicações, etc. retirando o transformador de operação.

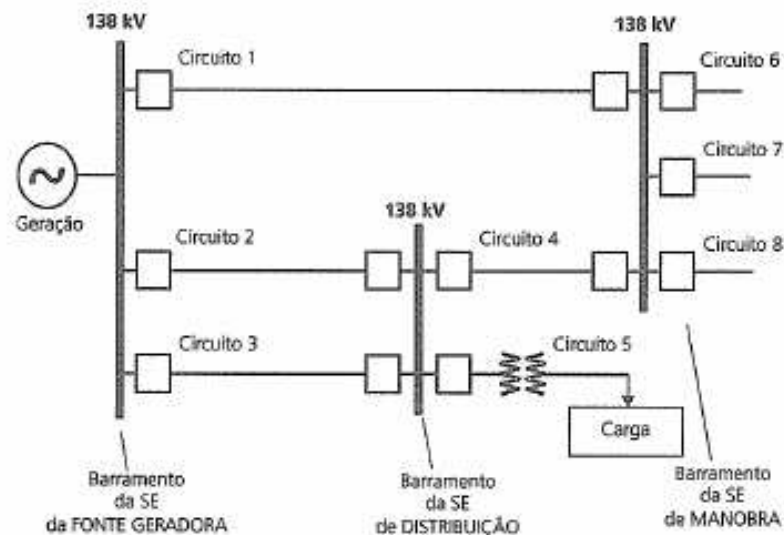
Verifica-se ainda que a mesma corrente de curto passa pelo relé da função 87, operando também a proteção diferencial do transformador.

## Proteção de Barras de 138 kV

### 14.1 Introdução

Um sistema elétrico de potência compreende subestações associadas às usinas geradoras, subestações de manobra e subestações transformadoras, interligadas por linhas de transmissão de modo a possibilitar o fluxo de potência elétrica das fontes de suprimento aos centros de carga.

Dentro de uma subestação, o conjunto de condutores que tem a finalidade de servir de ligação comum para mais de um circuito é denominado barramento.



## 14.2 Tipos de Barramentos

A seguir, serão apresentados alguns tipos de barramentos utilizados em subestações de transmissão/distribuição.

### 14.2.1 Quanto à instalação

#### 14.2.1.1 Ao tempo

Os condutores do barramento ficam expostos às variações climáticas (figura 14.2).

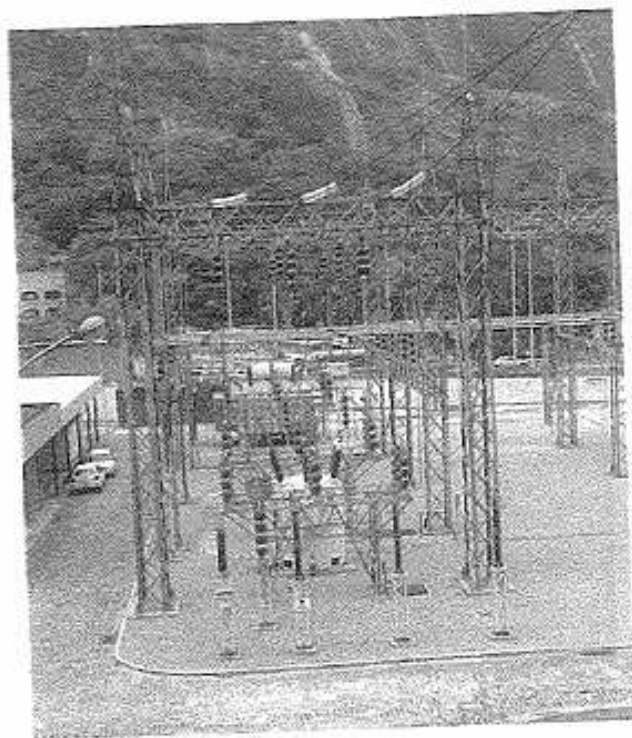


Figura 14.2 – Barramento exposto ao tempo.

#### 14.2.1.2 Encapsulados (invólucro a gás SF<sub>6</sub>)

Com o desenvolvimento do gás hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) para atuar como isolante em disjuntores e nas instalações blindadas, as distâncias entre as partes energizadas puderam ser reduzidas. Com isso, este tipo de barramento (figura 14.3) pode ser instalado em uma menor área construída. Geralmente, tais instalações são abrigadas em edificações.

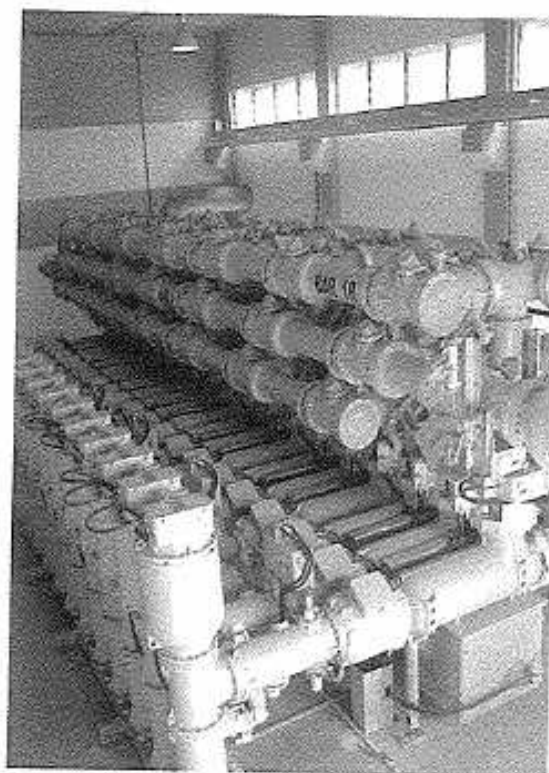


Figura 14.3 – Barramento isolado a gás SF<sub>6</sub>.

## 14.2.2 Quanto ao arranjo elétrico

Arranjo é a configuração física dos condutores do barramento. Os vários tipos de arranjo se diferenciam pela quantidade de barramentos, posicionamento e quantidade de disjuntores e seccionadoras a ele associados.

### 14.2.2.1 Barramento simples com seccionamento

O caso mais típico está apresentado nas figuras 14.4 e 14.5.

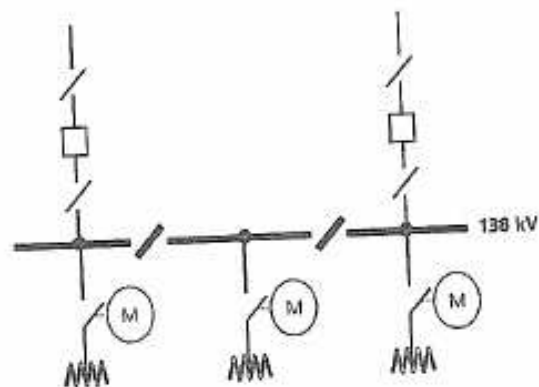
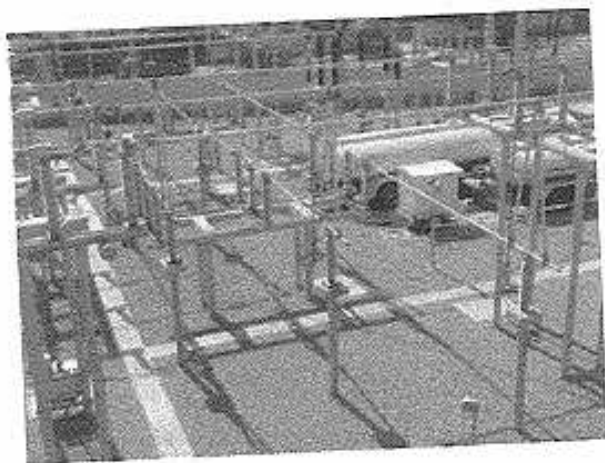


Figura 14.4 – Diagrama unifilar de um barramento simples.



### 14.2.2.2 Barramento duplo

Este tipo de barramento apresenta grande flexibilidade operativa, aumentando a confiabilidade do sistema, razão pela qual é empregada em subestações distribuidoras de grande porte.

O caso mais utilizado é apresentado nas figuras 14.6 e 14.7.

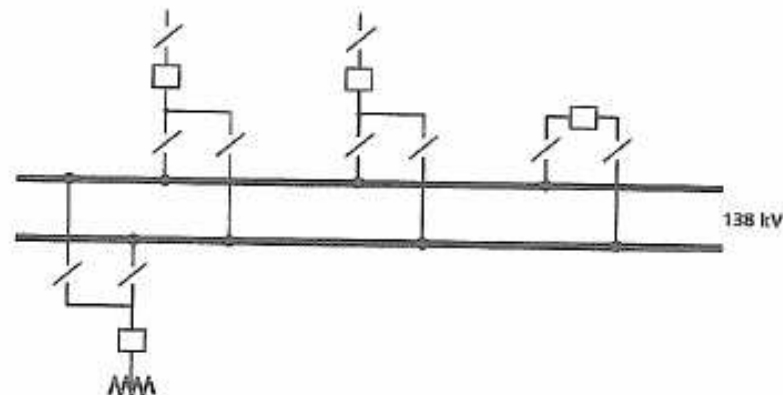


Figura 14.6 – Diagrama unifilar de um barramento duplo.

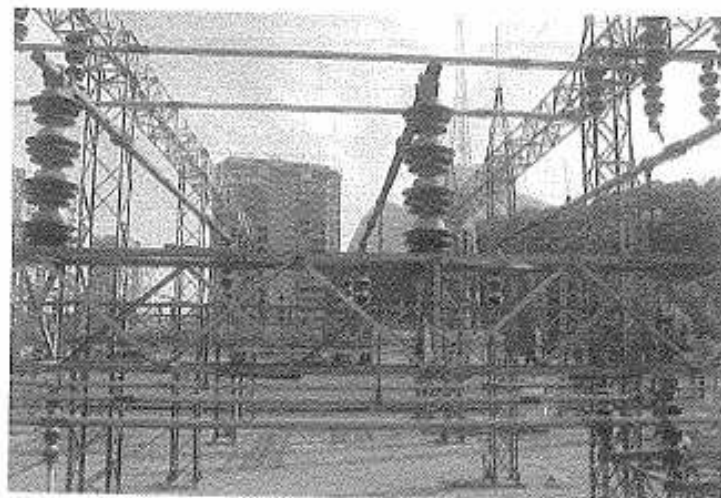


Figura 14.7 – Barramento duplo.

## 14.3 Tipos de Proteção de Barras

### 14.3.1 Proteção diferencial

#### 14.3.1.1 Por relé de sobrecorrente

Emprega o mesmo princípio da proteção diferencial de transformadores, ou seja, o somatório das correntes que entram no barramento deve ser igual ao somatório das correntes que saem. Conforme a figura 14.8, temos:

$i_1 + i_2 =$  correntes que entram no barramento;

$i_3 + i_4 =$  correntes que saem do barramento.

Para que não haja operação da proteção, é necessário que:

$$i_1 + i_2 = i_3 + i_4$$

Na figura 14.8, pode-se observar que a zona protegida é limitada pela localização dos TC's envolvidos, abrangendo todo o barramento e seus equipamentos associados.

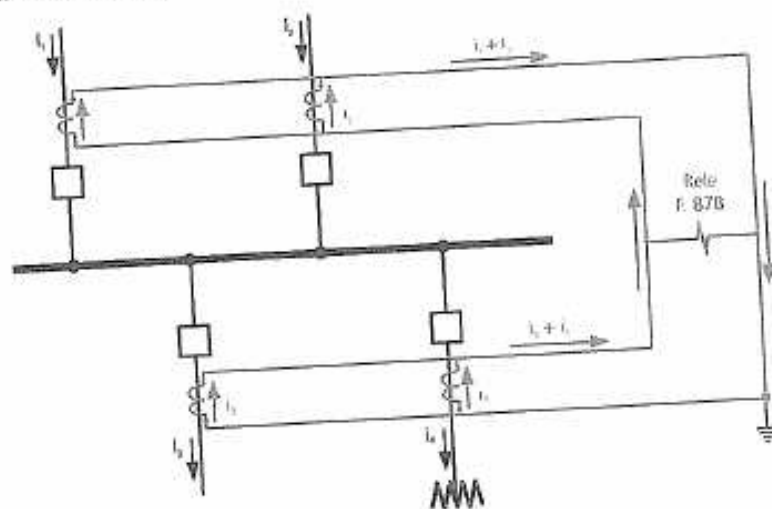


Figura 14.8 – Esquema da proteção diferencial de barras de 138 kV com relé de sobrecorrente.

A proteção diferencial de barramento de 138 kV é composta por três relés de sobrecorrente (F.87B), sendo um por fase. Alguns esquemas utilizam um relé de alarme (F.74BN), que opera no caso de anormalidade na malha diferencial.

A proteção diferencial deve ser bloqueada através de uma

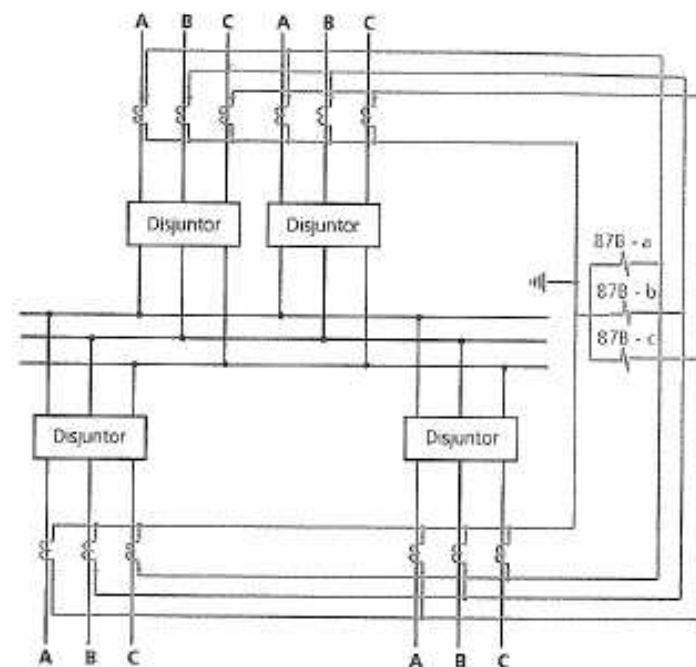


Figura 14.9 – Esquema trifásico da proteção de barras de 138 kV.

Observação: É importante frisar que este tipo de proteção também é utilizada em barramentos encapsulados com isolamento a gás SF6, mantendo a mesma filosofia.

#### 14.3.1.2 Por relé de sobrecorrente de alta impedância

A filosofia para este tipo de proteção é a mesma empregada no item anterior (14.3.1.1). A diferença entre os dois tipos de relés consiste na larga capacidade de utilização de relés de alta impedância com TC's saturados.

Observação: O fenômeno de saturação de TC's pode ocorrer quando o primário for percorrido por uma corrente muito elevada, comprometendo a relação de transformação deste equipamento. Neste caso, a corrente refletida no secundário será bem menor que a obtida teoricamente pela relação.

### 14.3.2 Proteção de sobrecorrente

Os relés de sobrecorrente normalmente são empregados em subestações que possuem alimentação por duas linhas de transmissão (tipo normal/reseva). Por serem de alcance e resposta de tempo totalmente dependente dos níveis de curto-circuito, os relés de sobrecorrente devem ter seus ajustes revisados periodicamente ou quando forem introduzidas modificações importantes no sistema.

Este esquema de proteção é normalmente dotada de dois relés de fase (F.50A e F.50C) e um residual (F.50N), instalados nas linhas de transmissão que alimentam a subestação, com a finalidade de proteger o barramento.

A figura 14.10 apresenta este tipo de proteção.

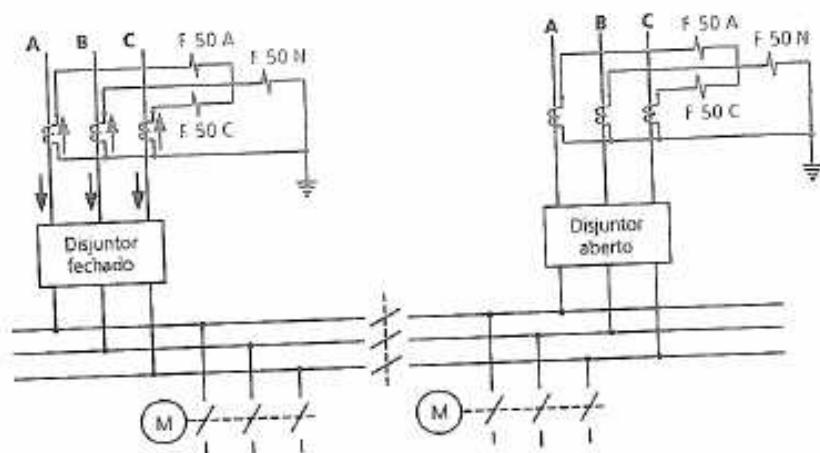


Figura 14.10 – Esquema da proteção de sobrecorrente de barras de 138 kV.

### 14.3.3 Proteção de pressão (para barramentos a gás SF6)

O gás SF6 (hexafluoreto de enxofre) é uma substância com qualidades dielétricas bastante superiores às do ar atmosférico, tornando possível a redução das distâncias entre fases e à terra conforme já citado no item 14.2.1.2 (barramentos a gás SF6). Os disjuntores, seccionadoras, transformadores de potência,

cial, barramentos e demais equipamentos estão encapsulados em compartimentos isolados com gás SF6, sendo que estes compartimentos são estanques entre si. A figura 14.11 apresenta alguns compartimentos do barramento encapsulado a SF6.

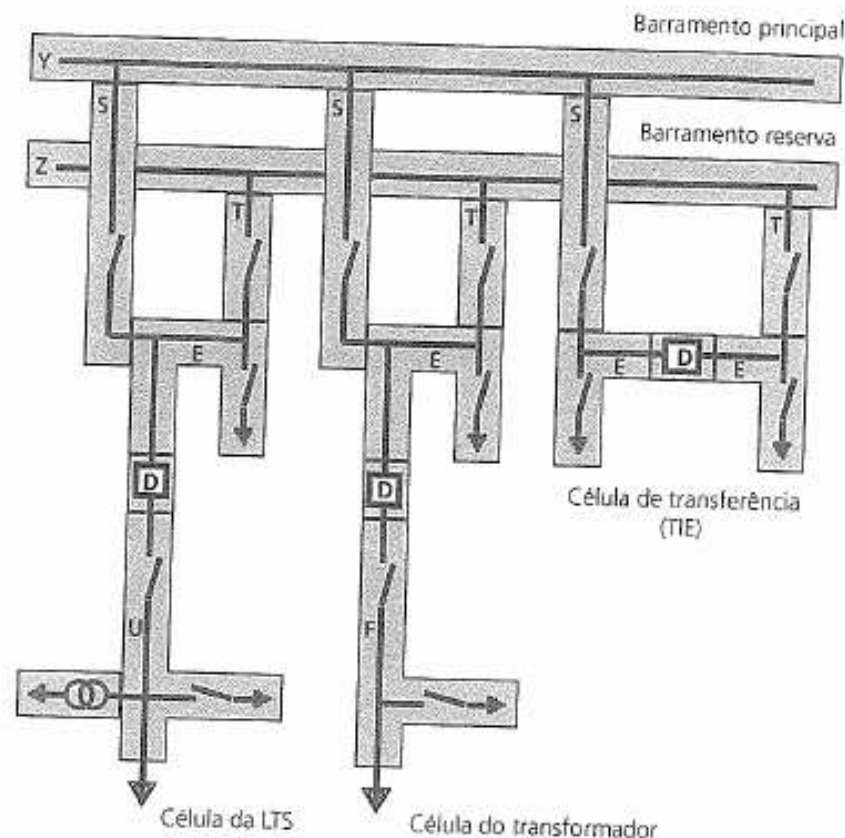


Figura 14.11 – Compartimentação do barramento isolado a gás SF6.

As letras marcadas na figura 14.11a apresentam fisicamente alguns dos compartimentos da célula de uma linha de transmissão subterrânea (LTS).



Figura 14.11a – Compartimentação da célula de uma LTS.

Caso ocorra elevada perda de gás em um compartimento qualquer, torna-se necessário que sejam desenergizados os equipamentos ali contidos, de forma a evitar a falta de isolamento.

Havendo queda na pressão de gás SF6 em algum compartimento da blindada (encapsulado), esta perda de pressão será detectada através de pressostatos (figura 14.12), sendo estes instalados em cada compartimento da blindada, inicialmente alarmando (pressostatos de 1ª estágio) e na progressão da perda de pressão, sem reposição de gás, haverá desenergização do compartimento envolvido (pressostatos de 2ª estágio) através dos contatos dos relés F.63X ou F.63Y, conforme demonstrado nos esquemas das figuras 14.13, 14.14 e 14.15.

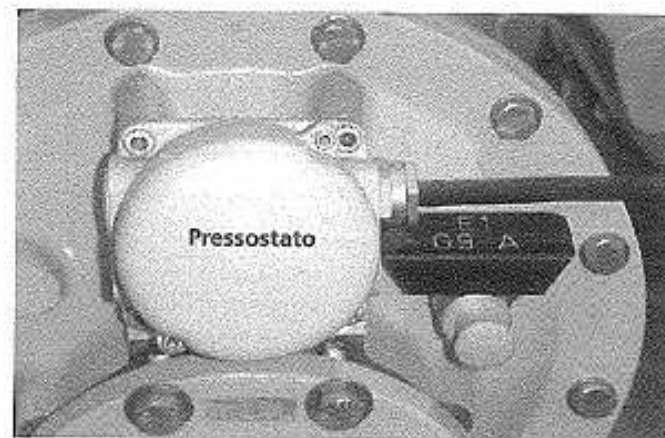


Figura 14.12 – Pressostato de um compartimento a gás SF6.

- **Pressostatos** – conforme visto anteriormente, existem dois estágios de pressão nos pressostatos em cada compartimento deste tipo de blindada, sendo:
  - 1ª estágio = alarme;
  - 2ª estágio = abertura de disjuntores.

*Observação:* Em alguns esquemas é utilizado o 3º estágio indicando alta pressão no compartimento acionando alarme. A alta pressão de gás SF6, ocorre devido a curto-circuito interno no compartimento. Para esta situação a proteção de barras irá operar, isolando o defeito.

Os relés auxiliares da proteção de pressão (F.63X e F.63Y) recebem informações de vários compartimentos através do 2º estágio dos pressostatos e desempenham funções conforme descritas a seguir:

- **F.63Y** – caso haja uma baixa pressão de 2ª estágio nos compartimentos S, T, Y, Z, E e D, irá operar o relé F.63Y (através de fechamento de contatos dos pressostatos –  $P_S, P_T, P_Y, P_Z, P_E$  e  $P_D$  – situados nos respectivos compartimentos), atuando o relé auxiliar de proteção de barra F.86B, desenergizando o barramento (abertura de todos os disjuntores associados).

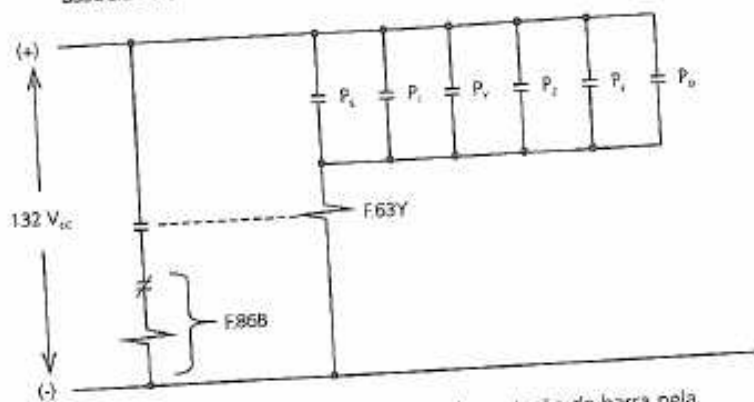


Figura 14.13 – Circuito de operação da proteção de barra pela energização do relé F.63Y.

Observação: Na ocorrência de baixa pressão (2ª estágio) no compartimento D (disjuntor), não haverá abertura do mesmo pela proteção. Esta abertura será bloqueada pelo seu próprio pressostato ( $P_D$ ). Isto ocorre para evitar que seja criado um arco interno no momento da abertura do disjuntor, visto que este não seria extinto, pois as características dielétricas do gás isolante (SF6) não seriam adequadas nesta situação.

- **F.63X (para célula da LTS)** – caso haja uma baixa pressão de 2ª estágio nos compartimentos U, irá operar o relé F.63X (através de fechamento de contato do pressostato –  $P_U$ ), abrindo o disjuntor referente a esta linha através dos seus contatos auxiliares (figura 14.14).

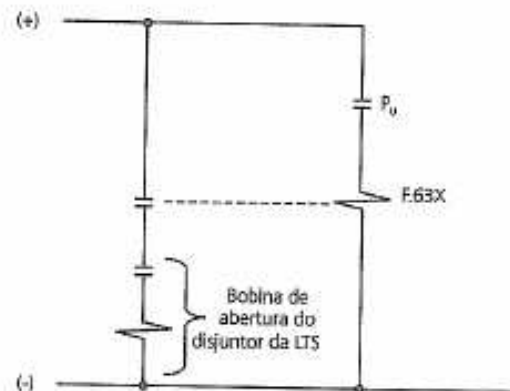


Figura 14.14 – Circuito de energização da bobina de abertura do disjuntor pela operação do relé F.63X.

- **F.63X (para célula de transformador)** – caso haja uma baixa pressão de 2ª estágio nos compartimentos F, irá operar o relé F.63X (através de fechamento de contato do pressostato –  $P_F$ ), atuando o relé auxiliar F.86-1, desenergizando o transformador envolvido no defeito (figura 14.15).



Figura 14.15 – Circuito de operação do relé F.86-1 através do contato do relé F.63X.

## 14.4 Condição Normal de Operação

### 14.4.1 Proteção diferencial

A figura 14.16 apresenta a circulação de corrente na malha da proteção diferencial de um barramento de 138 kV, para a condição normal de carga.

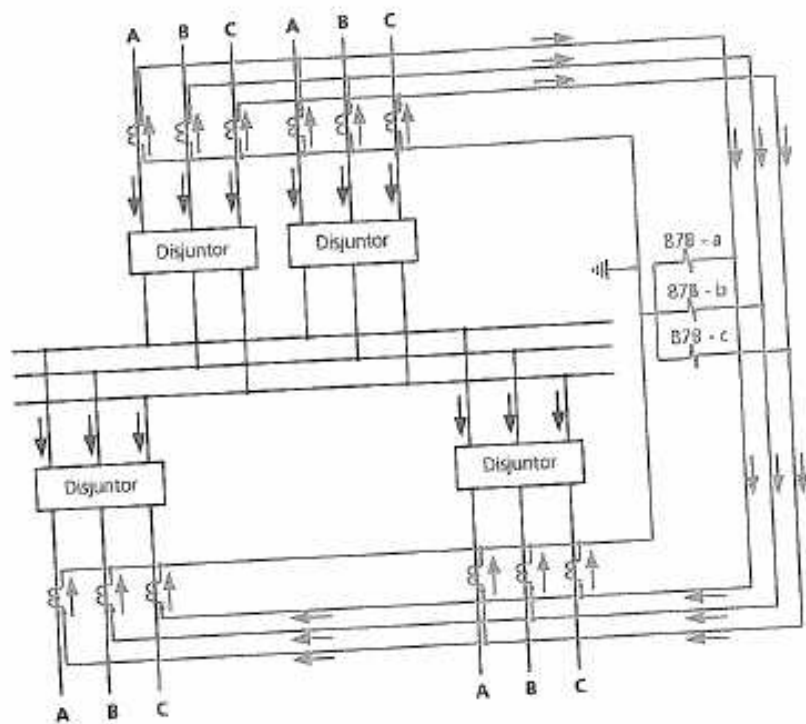


Figura 14.16 – Circulação de corrente na malha da proteção diferencial para condição normal de carga.

### 14.4.2 Proteção de sobrecorrente

A figura 14.17 apresenta a circulação normal de corrente na proteção de sobrecorrente de um barramento de 138 kV, com os dois transformadores em carga.

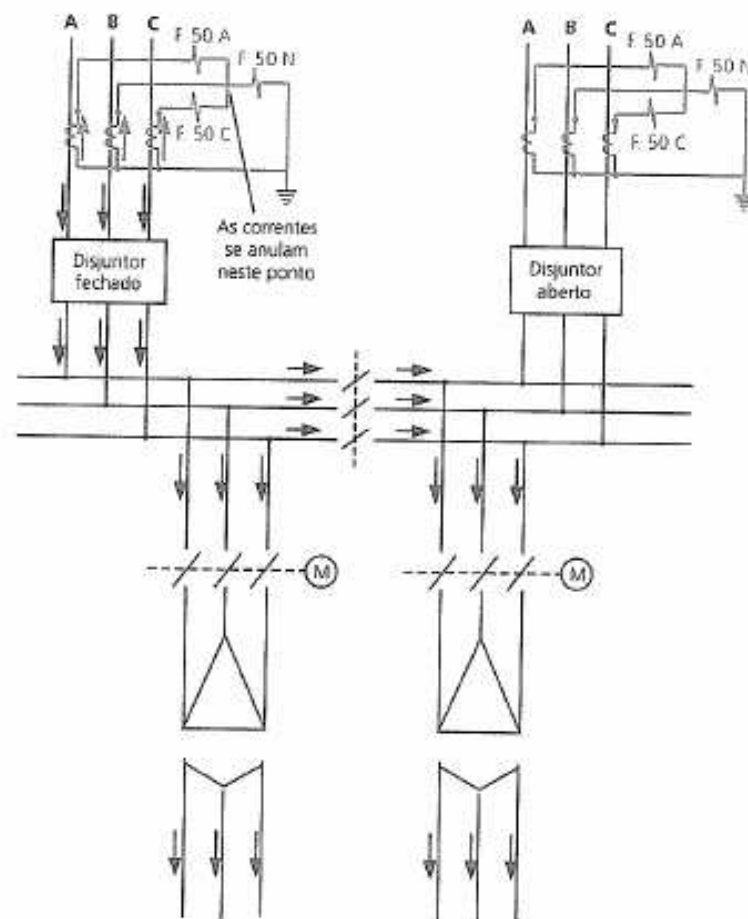


Figura 14.17 – Circulação de corrente na malha da proteção de sobrecorrente para condição normal de carga.

## 14.5 Curto-Circuito entre Fase-Terra

### 14.5.1 Proteção diferencial

A figura 14.18 apresenta uma condição de defeito da fase C para a terra. Pode-se observar que as duas linhas que alimentam o barramento contribuem para o defeito.

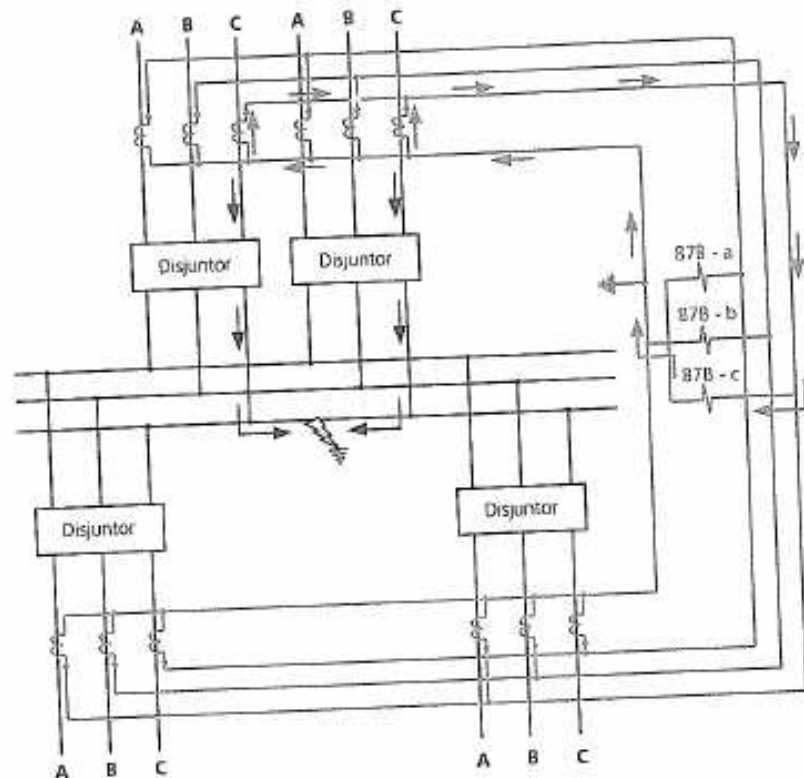


Figura 14.18 – Circulação de corrente na malha da proteção diferencial para curto-circuito monofásico.

Nesse caso, irá operar o relé F.87B-c que, por sua vez, energizará a bobina do relé auxiliar F.86B (figura 14.19).

A função do relé F.86B é isolar o barramento. Dessa forma, ele será responsável pela abertura de todos os disjuntores que estão ligados ao barramento.

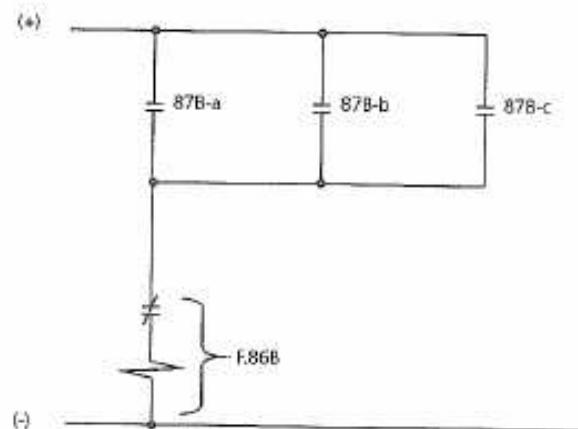


Figura 14.19 – Circuito de energização do relé F.86B pela operação dos relés diferenciais.

### 14.5.2 Proteção de sobrecorrente

A figura 14.20 apresenta a circulação de corrente na malha de proteção de sobrecorrente de um barramento de 138kV com defeito envolvendo a fase C e a terra.

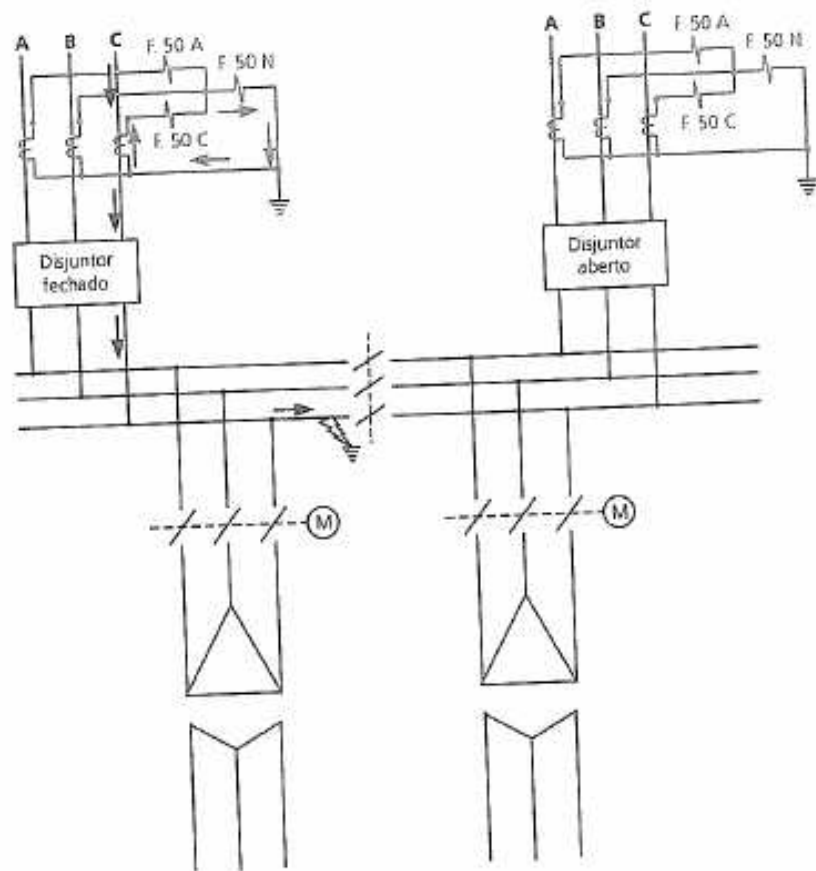


Figura 14.20 – Circulação de corrente na malha da proteção de sobrecorrente para curto-circuito monofásico.

Pode-se observar que existe circulação de corrente nas bobinas dos relés F.50C e F.50N.

A operação de qualquer destes relés energiza a bobina de abertura do disjuntor que está alimentando o defeito (figura 14.21), retirando-o de operação.



Figura 14.21 – Circuito de abertura do disjuntor da linha de transmissão pela operação dos relés de sobrecorrente.

## 14.6 Curto-Circuito entre Fases

### 14.6.1 Proteção diferencial

A figura 14.22 apresenta a circulação de corrente na malha da proteção diferencial de um barramento de 138 kV que apresenta defeito entre as fases B e C.

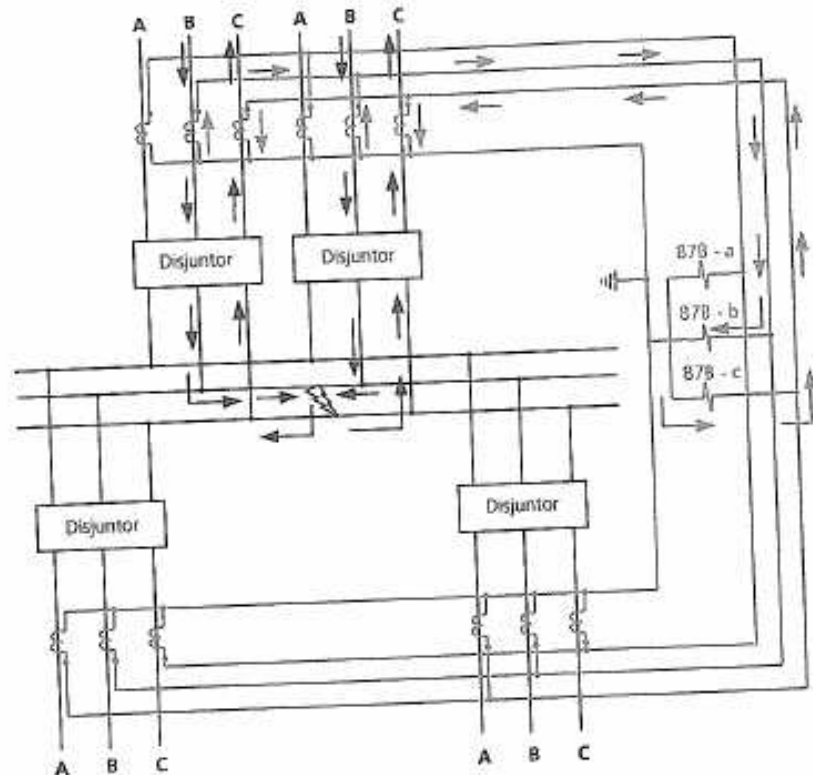


Figura 14.22 – Circulação de corrente na malha da proteção diferencial para curto-circuito bifásico.

Observa-se que há circulação de corrente nas bobinas dos relés F.87B-b e F.87B-c, e que estes relés, que energizarão o relé F.86B.

### 14.6.2 Proteção de sobrecorrente

A figura 14.23 apresenta circulação de corrente no circuito de proteção de sobrecorrente de um barramento de 138 kV que apresenta defeito entre as fases B e C.

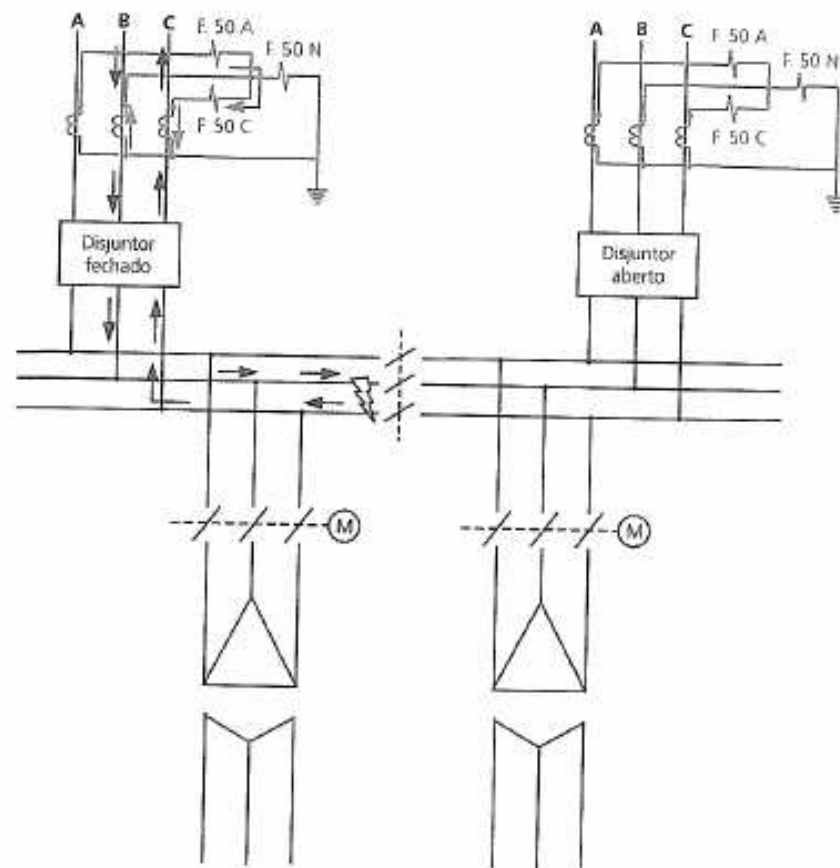


Figura 14.23 – Circulação de corrente na malha da proteção de sobrecorrente para curto-circuito bifásico.

Observa-se que somente existe circulação de corrente na bobina do relé F.50C da linha que alimenta o barramento, acarretando a operação deste relé, que energizará a bobina de abertura do disjuntor da linha de transmissão que está fechado.

## ***Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC)***

### **15.1 Por Subfreqüência**

Num sistema elétrico, existe uma estreita relação entre a potência (carga) e a freqüência.

Normalmente, as perturbações que originam desligamentos de usinas importantes provocam perdas de potência gerada para o sistema, implicando numa diminuição temporária da freqüência, até que os reguladores das máquinas consigam agir injetando potência de forma a retornar a freqüência a seus valores normais.

Dependendo da quantidade de potência perdida, o tempo para o restabelecimento da freqüência nominal do sistema (60 Hz) pode ser longo, tornando a situação crítica para cargas sensíveis a oscilações de freqüência (motores, computadores, etc.).

O sistema normalmente empregado para ajudar na recuperação da freqüência é chamado de rejeição de carga, que consiste na retirada de grupos de cargas menos prioritárias do sistema quando este se encontra com baixos níveis de freqüência. As cargas são classificadas de acordo com a importância da região e o tipo de carga suprida (industrial, residencial, comercial, rural, etc.).

O esquema empregado baseia-se na medida do valor absoluto da freqüência realizada pelo relé F.81 (relé de freqüência).

Existem outros esquemas de alívio de carga por subfreqüência, porém estes estão associados a perda de determinados blocos de geração, como por exemplo a saída de operação de uma usina importante. No Rio de Janeiro, há um esquema vinculado à saída de operação da Usina Térmica de Santa Cruz.

#### **15.1.1 Esquema de ligação do relé F.81**

As ligações do relé F.81 e a atuação deste esquema de rejeição de carga são mostrados nas figuras 15.1 e 15.2, onde:

- **chave 43F** – possui duas posições para bloqueio/desbloqueio do esque-

- **relé F.94F** – relé de desligamento que possui vários contatos cuja função é promover a abertura dos disjuntores gerais dos transformadores envolvidos neste esquema. Este relé é normalizado automaticamente (auto reset) quando o valor da frequência retorna ao seu valor de operação normal;
- **relé F.86F** – similar ao relé F.94F, porém possui menos contatos e só pode ser normalizado manualmente.

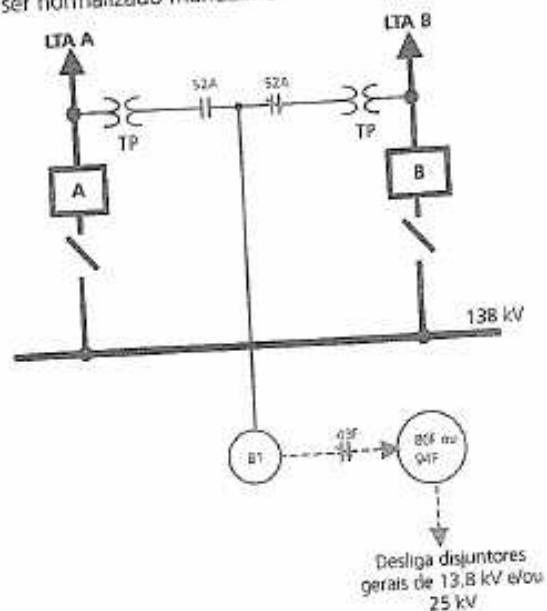
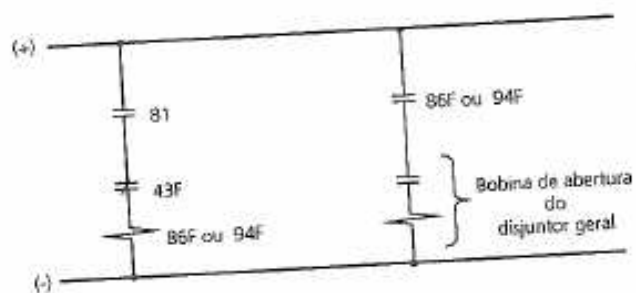


Figura 15.1 – Diagrama da proteção de subfrequência.



### 15.1.2 Grupos do esquema de rejeição por subfrequência

A tabela a seguir apresenta cada um destes estágios para o sistema Light.

1º Estágio	2º Estágio	3º Estágio	4º Estágio	5º Estágio
58,5 Hz	58,2 Hz	57,9 Hz	57,7 Hz	57,5 Hz
Água Grande	Brás de Pina	Ari Franco	Brisamar	Areia Branca
Coelho da Rocha	Guadalupe	Boca do Mato	Cascadura (25 kV)	Colégio
Democráticos	Mena Barreto	Caxias	Comendador Soares	Jaboatão
Maturacá	Ramos	Cosmos	Meriti	Pedro Ernesto
Pavuna	Terra Nova	Esperança	Nova Iguaçu	Taquara
Fontinele	Turiçu	Padre Miguel	Queimados	Triagem (13 kV)
Santa Cecília (bombas)	Vila Valqueire	Piedade	Rocha Freire	Trovão
Saudade	Vilar dos Teles	Sarapuí	-	Vigário Geral
Três Rios	Zona Industrial	-	-	Volta Redonda
Vigário (bombas)	Cachamorra	-	-	-

## 15.2 Por Subtensão

Além da frequência, outro parâmetro que sofre variação quando ocorre a perda de blocos de geração é a tensão. Como consequência, existe um esquema de alívio de carga que utiliza a tensão ao invés da frequência como parâmetro de referência.

Este esquema baseia-se na medida do valor de tensão realizada pelo relé F.27V (subtensão). Quando a tensão cai a 85% da tensão nominal (138 kV), este esquema desliga cargas menos prioritárias que são divididas em grupos, após uma temporização.

### 15.2.1 Esquema de ligação do relé F.27V

As ligações do relé F.27V e a atuação deste esquema de rejeição de carga são apresentadas nas figuras 15.3 e 15.4, onde:

- **chave 27 L/D** – possui duas posições para bloqueio/desbloqueio do esquema de rejeição de carga por subtensão;
- **relé F.2** – relé temporizador;
- **relé F.94F** – relé de desligamento que possui vários contatos cuja função é promover a abertura dos disjuntores gerais dos transformadores envolvidos neste esquema. Este relé é normalizado automaticamente (auto reset) quando o valor de tensão retorna ao seu valor de operação;
- **relé F.86F** – relé de bloqueio, sendo similar ao relé F.94F, porém possui menos contatos e só pode ser normalizado manualmente.

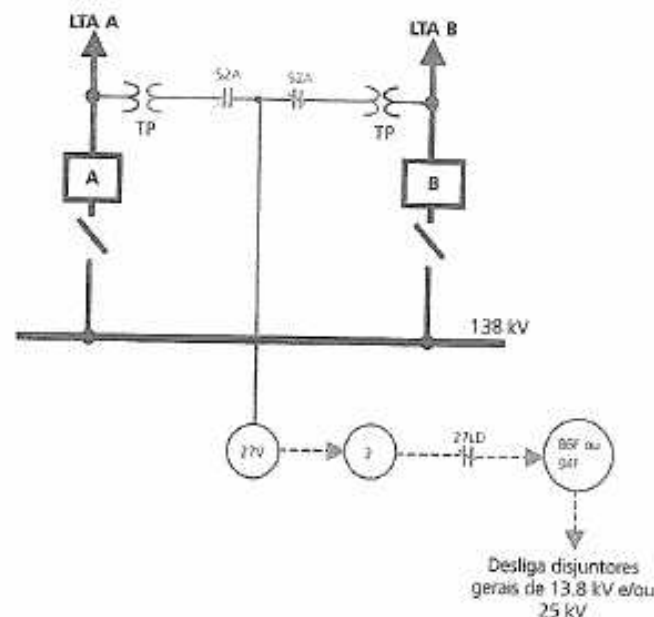


Figura 15.3 – Diagrama da proteção de subtensão.

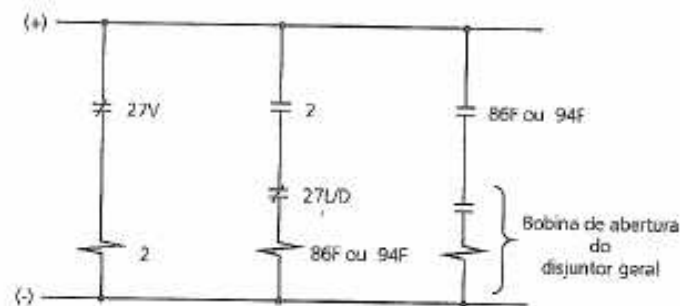


Figura 15.4 – Diagrama esquemático da proteção de subtensão.

### 15.2.2 Grupos do esquema de rejeição por subtensão

A tabela a seguir apresenta cada um destes estágios para o sistema Light.

1º Estágio	2º Estágio	3º Estágio
117,3 kV	117,3 kV	117,3 kV
10 seg	15 seg	20 seg
Três Rios	Terra Nova	Merti
Vilar dos Teles	-	-
Maturacá	-	-

## Pára-Raios

### 16.1 Definição

O pára-raios é um dispositivo protetor, que tem a função de eliminar as sobretensões provenientes de descargas atmosféricas (curta duração) e manobras no sistema elétrico (longa duração). Estas sobretensões podem causar danos aos equipamentos elétricos, principalmente, em seus isolamentos.

Considerando-se que os pára-raios estão permanentemente ligados aos circuitos elétricos que se destinam a proteger, devem ser obedecidas duas condições fundamentais:

- não devem permitir, nas condições normais de operação do sistema, o escoamento da corrente elétrica para a terra;
- uma vez descarregada para terra a corrente elétrica associada a um surto de tensão que o tenha atingido, deverá voltar à sua condição de isolamento.



Figura 16.1 – Pára-raios.

## 16.2 Localização dos Pára-Raios

É sempre conveniente tentar posicionar os pára-raios tão próximos quanto possível dos equipamentos que se pretende proteger. Em algumas situações, a proteção de um grupo de equipamentos pode ser efetuado por um único pára-raios. Uma prática usual é o emprego de pára-raios nos transformadores e entradas de linhas de transmissão aéreas de uma subestação de acordo com o esquema mostrado na figura 16.2.

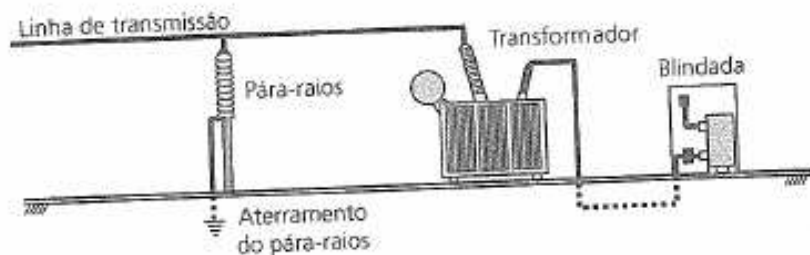


Figura 16.2 – Diagrama esquemático de instalação de um pára-raios.

## 16.3 Aspectos Construtivos

Um pára-raios é constituído de um elemento resistivo não-linear, associado ou não a um centelhador em série. Em operação normal, o pára-raios é semelhante a um circuito aberto. Quando ocorre uma sobretensão, o centelhador dispara e uma corrente circula pelo resistor não-linear, impedindo que a tensão nos seus terminais ultrapasse um determinado valor (tensão nominal de fabricação).

Os dois tipos mais utilizados de resistências não-lineares são chamados de:

- **Convencional** – utiliza como resistência não-linear o carboneto de silício (SiC). Pela característica do material empregado, há necessidade do uso de centelhadores.
- **Óxido de Zinco (ZnO)** – para este tipo de material, os níveis de proteção são definidos de forma similar aos do pára-raios convencional, diferindo apenas nos detalhes dos centelhadores.

### 16.3.1 Elementos Constituintes de um Pára-Raios

Um pára-raios é normalmente constituído de:

1. porcelana, resina ou borracha sintética;
2. flange terminal e dispositivo de alívio de pressão;
3. centelhadores e câmara de extinção;
4. resistor não-linear;
5. resistor equalizador;
6. anel equalizador de potencial;
7. terminais de alta tensão;
8. terminais de aterramento.

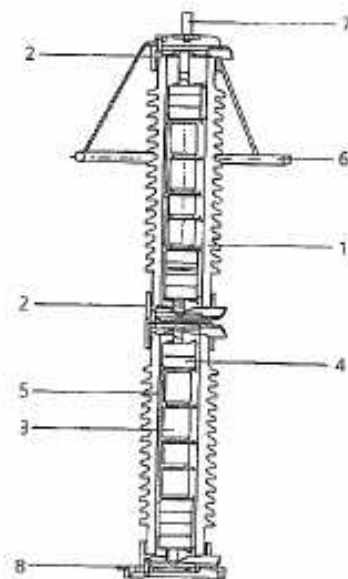


Figura 16.3 – Seção transversal de um pára-raios.

As funções básicas do centelhador são:

- suportar a tensão nominal do sistema;
- disparar para um nível de tensão bem definida;
- recuperar sua característica isolante após a dissipação do surto que provocou o disparo.

O **resistor não-linear** tem a função básica de absorver a energia e limitar a corrente de surto.

O **dispositivo de alívio de pressão** tem por finalidade impedir que o pára-raios seja danificado de forma explosiva, quando ocorrer uma solicitação acima daquela para qual o equipamento foi especificado, evitando danificar outros equipamentos e acidentes com pessoas que estejam próximas. A finalidade principal está na transferência dos gases formados na atuação do equipamento para o exterior de sua câmara.

## 16.4 Classes de Pára-Raios

Usualmente, três classes de pára-raios são empregadas em sistemas elétricos:

- **Estação geradora** – cobre todas as classes de tensão.
- **Intermediário ou subtransmissão** – destina-se às tensões do sistema até 138 kV.
- **Distribuição** – para tensões até 35 kV.

As diferenças entre os três tipos estão nos níveis de proteção, nos ensaios de durabilidade, na existência ou não de dispositivo de alívio de pressão e nas tensões para as quais foram projetados.

## Proteção de Linhas de Transmissão Subterrâneas de 138 kV

### 17.1 Introdução

Este tipo de proteção tem por finalidade isolar linhas de transmissão subterrâneas (LTS's) através da abertura de seus disjuntores terminais, quando ocorrer curto-circuito na linha.

A proteção primária é feita por relés diferenciais (F.87) instalados em cada extremidade da LTS, atuando de forma instantânea.

No caso de falha da proteção diferencial, o defeito será isolado através da operação da proteção secundária, que possui relés direcionais com unidades temporizadas (F.67 e F.67N).

Na ocorrência de alguma anormalidade na proteção primária, esta deverá ser retirada de operação através de uma chave 43L/D (figura 17.3) que deverá ser passada para a posição "DESLIGADA". Com isso, entrarão em operação as unidades instantâneas dos relés F.67 e F.67N, que não são direcionais.

### 17.2 Proteção Diferencial

Utiliza o mesmo princípio da proteção diferencial de transformadores (capítulo 13), ou seja, compara os valores de corrente de uma extremidade da LTS com os valores da outra extremidade, utilizando relés F.87 que possuem bobinas de operação e de restrição (figura 17.1).

Geralmente, as linhas de transmissão subterrâneas têm extensões que variam de 6 a 15 km. Desta forma, para conectar os relés F.87 das extremidades de uma LTS, são utilizados dois tipos de interligação:

- fio piloto;
- fibra óptica.

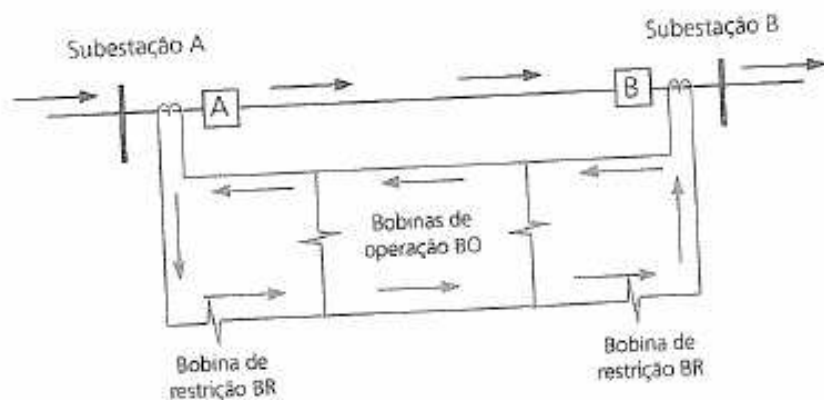


Figura 17.1 – Circulação de corrente na malha diferencial.

### 17.2.1 Proteção diferencial com utilização de fio-piloto

Este tipo de proteção utiliza um relé eletromecânico (F.87) em cada extremidade da LTS protegida, interligados por dois condutores denominados fio-piloto ou par-piloto, para permitir a comparação entre as correntes das duas extremidades.

Para evitar que sinais externos interfiram nesta proteção, o relé F.87 possui os seguintes equipamentos internos:

- **Filtro de Seqüência** – as correntes das três fases dos TC's são ligadas ao filtro de seqüência. A saída do filtro produz uma tensão no primário do transformador saturado.
- **Transformador Saturado** – visa limitar a tensão a uma pequena faixa de variação, para grandes variações da corrente de defeito. A saída do transformador saturado é conectada ao retificador.
- **Retificador** – converte corrente alternada em contínua para alimentar as bobinas de restrição e operação.

#### 17.2.1.1 Supervisão do fio-piloto

O par piloto é lançado no mesmo local dos cabos de alta tensão e interliga os esquemas de proteção das extremidades da LTS. Para evitar a interconexão dos aterramentos das duas subestações é instalado um transformador de isolamento em cada uma delas, separando o relé F.87 do par-piloto. Entre seus enrolamentos secundários, existe um capacitor com a finalidade de obrigar a

virtude de sua extensão, o par-piloto está propenso a defeitos, tais como: circuito aberto, curto-circuito, perda de isolamento, entre outros. Estas anormalidades comprometem o esquema, podendo provocar a abertura dos disjuntores da LTS indevidamente.

A fim de se ter conhecimento imediato de alguma destas anormalidades com o fio piloto, utiliza-se um relé de alarme, supervisor de par-piloto, em cada extremidade da LTS, sendo que em uma delas é instalado o relé F.85 e na outra o relé F.74.

Uma chave de teste e um miliamperímetro (figura 17.4) são instalados no circuito que liga o transformador saturado ao transformador de isolamento. A chave possui contatos que permitem, colocar o miliamperímetro no circuito, tendo quatro posições:

1. **Normal** – miliamperímetro desligado.
2. **Remoto** – leitura da extremidade da LTS onde está instalado o relé F.74
3. **Circulante** – leitura da corrente no fio piloto.
4. **Local** – leitura da corrente na extremidade da LTS onde está instalado o relé F.85.

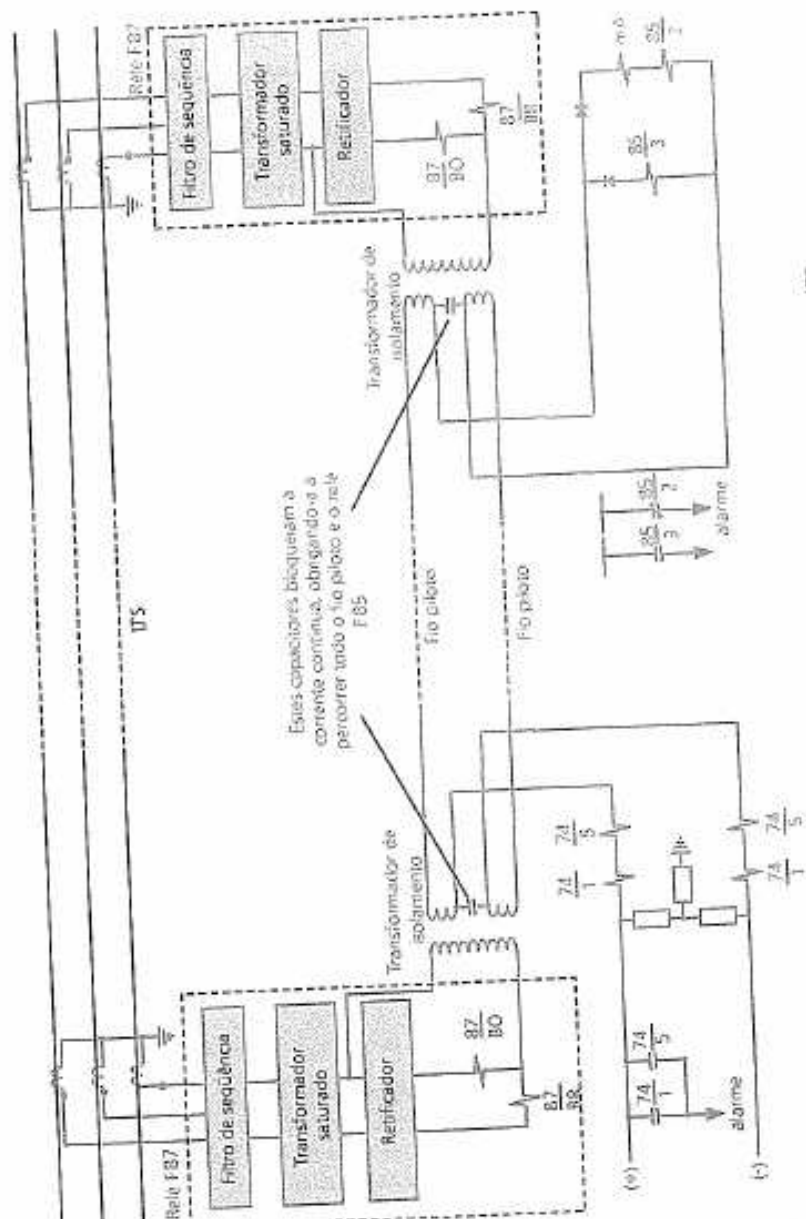


Figura 17.2 – Diagrama simplificado da proteção diferencial de uma LTS.

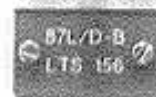


Figura 17.3 – Chave liga/desliga da proteção diferencial da LTS.

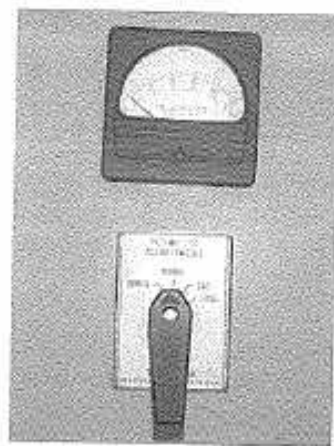


Figura 17.4 – Chave de teste e miliamperímetro.

### 17.2.1.2 Transferência de disparo

O fio piloto também pode ser utilizado para, de uma subestação, comandar a abertura de disjuntor em outra subestação. Tal situação ocorre nos seguintes casos:

#### Subestação que não possui disjuntor de entrada (figura 17.5)

Supondo que ocorra um defeito no barramento da subestação B e a única maneira do defeito ser isolado é através da abertura do disjuntor da subestação A. Para que isto seja possível, a proteção do barramento energizará um relé auxiliar F.86TT (*transfer trip*), que, através do fechamento dos seus contatos, enviará um sinal pelo fio piloto (invertendo sua polaridade) para o relé F.85, localizado na subestação A, fazendo com que o disjuntor seja aberto.

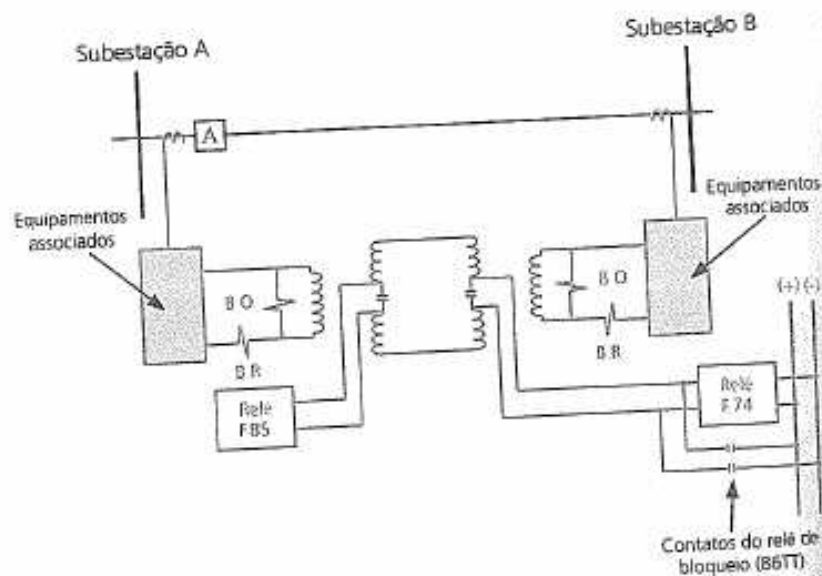


Figura 17.5 – Transferência de disparo em subestação sem disjuntor de entrada

#### Subestação que possui disjuntor de entrada (figura 17.6)

É utilizada para fornecer maior segurança quando houver ocorrência de algum defeito interno na subestação, tais como: baixa pressão de gás SF<sub>6</sub>, incêndio, baixa pressão de óleo no cabo, entre outros. No caso da ocorrência dos defeitos relacionados, tanto o disjuntor de entrada da subestação B como o disjuntor da subestação A serão abertos através do relé F.85.

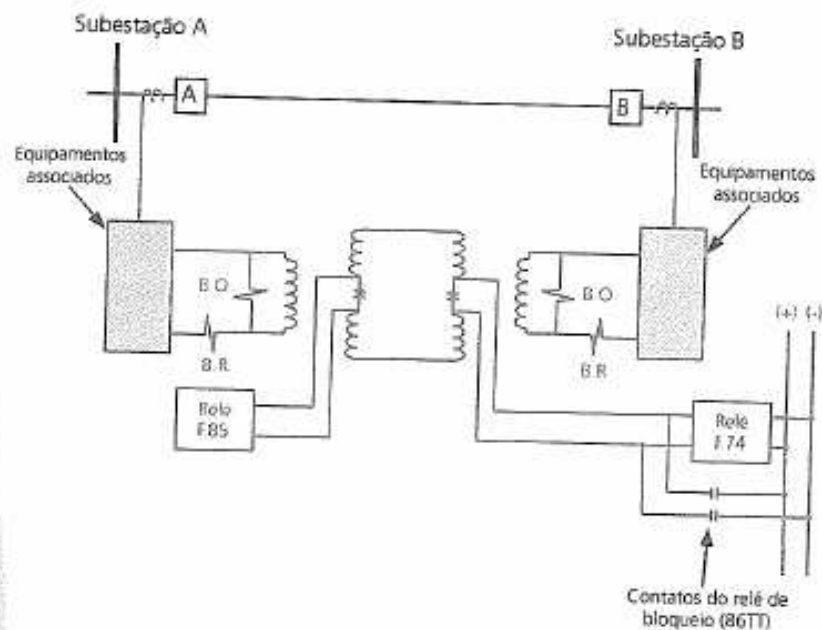


Figura 17.6 – Transferência de disparo em subestação com disjuntor de entrada.

### Manutenção no disjuntor de entrada da subestação (figura 17.7)

Para este caso é feito um arranjo, onde o sinal de disparo para o disjuntor da subestação B (encontra-se em manutenção) é transferido para o disjuntor A, por meio de fio piloto.

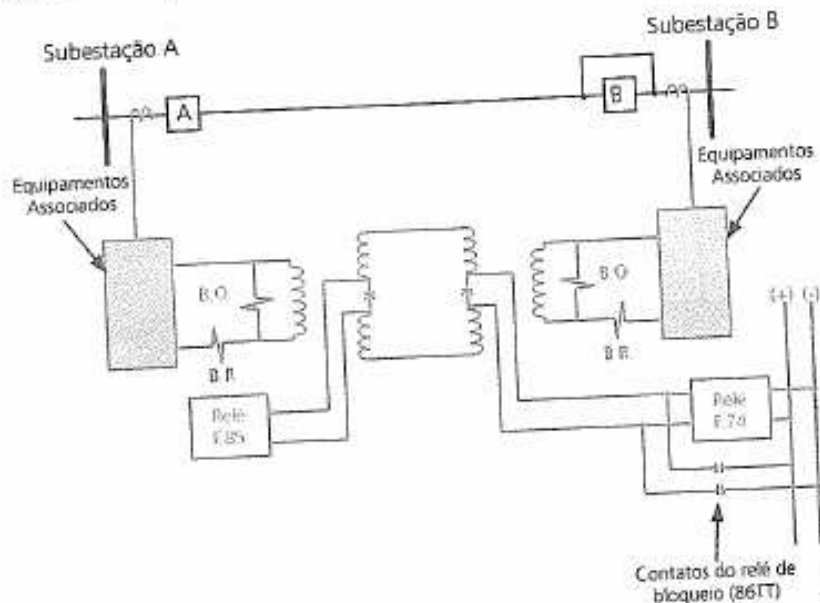


Figura 17.7 – Arranjo especial para quando o disjuntor de entrada estiver em manutenção.

### 17.2.2 Proteção diferencial com utilização de fibra ótica

Outro meio de interligar os relés da proteção diferencial de uma LTS é através da utilização de um cabo de fibra ótica.

A filosofia da proteção diferencial é a mesma do item 17.2.1 (fio piloto), com a vantagem de se utilizar relés digitais, ao invés de eletromecânicos. A corrente elétrica oriunda do secundário do TC, chega ao relé F.87 e é transformada em sinal luminoso através de um transdutor, não sofrendo interferências de

Outra vantagem é a maior confiabilidade e precisão na comunicação dos dados enviados e recebidos pela fibra ótica, tendo inclusive a leitura dos valores de corrente do terminal remoto da linha.

Os relés digitais (F.87) possuem unidades para cada fase e para o neutro, sendo também responsável por supervisionar a integridade da fibra ótica. No caso de defeito nesta malha, a proteção é bloqueada automaticamente.

Também para este tipo de proteção há uma chave manual (F.43U/D) que bloqueia proteção diferencial no caso de manutenção deste relé ou outras necessidades.

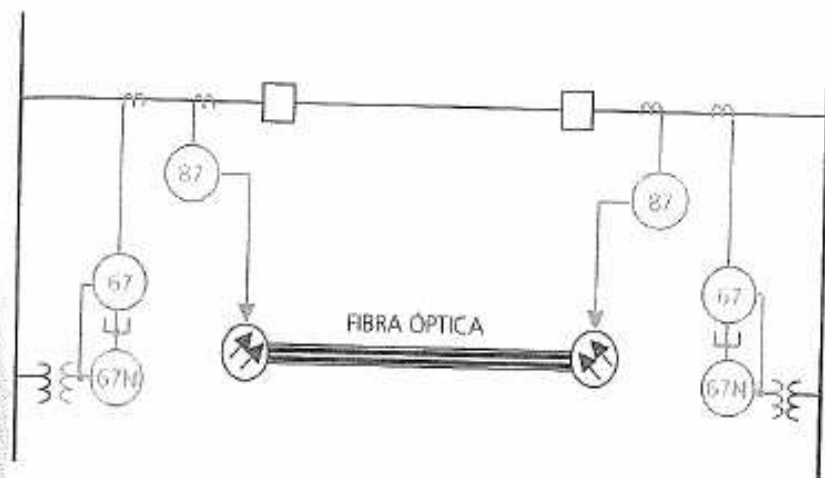


Figura 17.8 – Proteção diferencial através de fibra ótica.

#### 17.2.2.1 Transferência de disparo

A transferência de disparo em fibra ótica é semelhante à utilizada em fio piloto, sendo que as funções dos relés eletromecânicos são agrupadas em apenas um relé digital.

### 17.2.3 Análise de corrente em situação normal de carga

Observa-se na fig. 17.9 que não existe corrente circulando na bobina de operação do relé F.87, ou seja, não haverá operação da proteção diferencial.

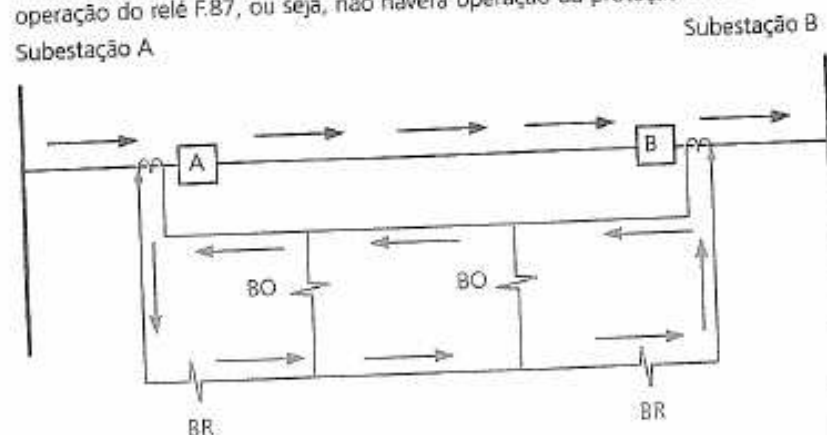


Figura 17.9 – Circulação de corrente em operação normal de carga.

### 17.2.4 Análise de corrente em situação de curto-circuito

Observa-se na figura 17.10 que a circulação de corrente tanto para defeitos entre fases como fase neutro é a mesma, ou seja, haverá passagem de corrente na bobina de operação do relé F.87, ocorrendo a operação da proteção diferencial, acarretando a abertura dos disjuntores A e B.

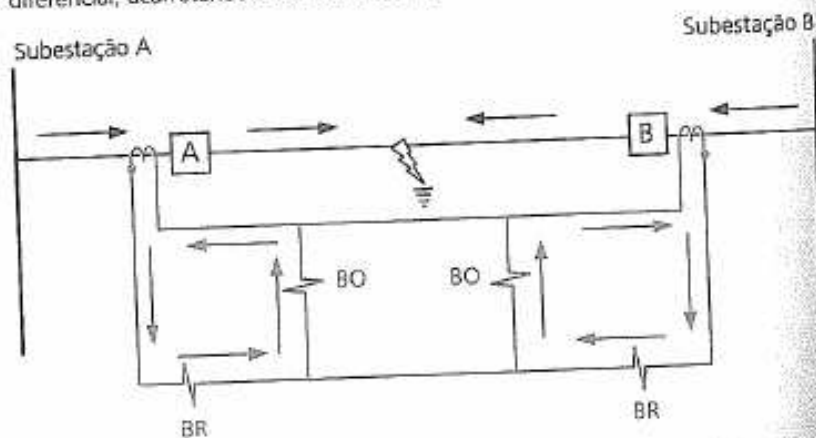


Figura 17.10 – Circulação de corrente em situação de curto-circuito.

### 17.3 Proteção Direcional de Sobrecorrente

Um relé direcional (F.67) é capaz de distinguir o sentido do fluxo de corrente, tendo como referencial as correntes e tensões do sistema. Para isto, são conectados aos secundários de TC's e TP's de acordo com a figura 17.11.

Este tipo de proteção surgiu devido à necessidade de seletividade em sistemas interligados. Ela é aplicada às linhas de transmissão não-radiais e à proteção de retaguarda local de linhas de transmissão subterrâneas.

Linhas de transmissão não-radiais são aquelas pelas quais podem passar dois sentidos de fluxo de corrente.

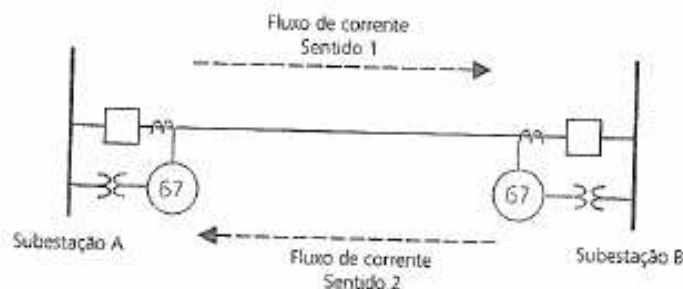


Figura 17.11 – Esquema da proteção direcional de sobrecorrente.

Na proteção direcional de linhas são empregados três relés de fase (F.67) e um relé residual (F.67N). Cada um deles possui três unidades: uma direcional, uma instantânea de sobrecorrente e uma temporizada de sobrecorrente. Esta proteção visa cobrir falha da proteção principal (F.87) ou a necessidade de operar com esta bloqueada. Outra importante utilização é na proteção de retaguarda para defeitos em linhas adjacentes quando houver falha da proteção destas linhas.

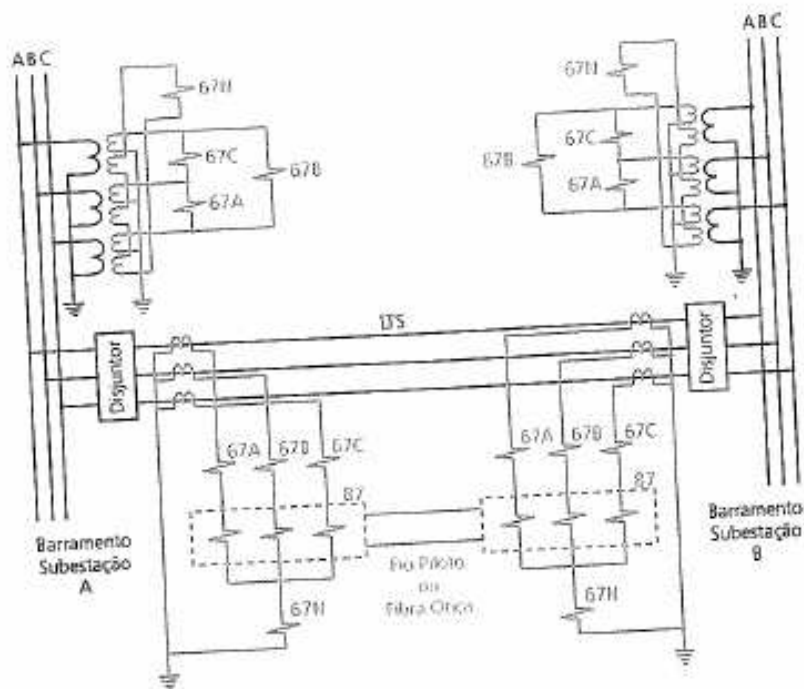


Figura 17.12 – Esquema de proteção de uma LTS.

### 17.3.1 Como retaguarda para a proteção diferencial

Como já comentado, em um defeito na linha de transmissão subterrânea, sua proteção diferencial deve operar, desenergizando-a. Caso isto não ocorra, por alguma falha, as unidades temporizadas dos relés direcionais (F.67/67N) ficam responsáveis pelo isolamento deste defeito.

Para o relé direcional temporizado operar, devem ser satisfeitas duas condições:

- a corrente deve atingir o valor de ajuste;
- a corrente deve estar no sentido barramento-linha.

Ou seja, a unidade temporizada de sobrecorrente deve atuar em conjunto com a unidade direcional.

#### 17.3.1.1 Situação normal de carga

Pode-se observar para a situação da figura 17.13:

- a unidade direcional do relé F.67 do disjuntor A encontra-se operada;
- a unidade direcional do relé F.67 do disjuntor B encontra-se desoperada;
- as unidades temporizadas de sobrecorrente dos dois relés F.67 encontram-se desoperadas.

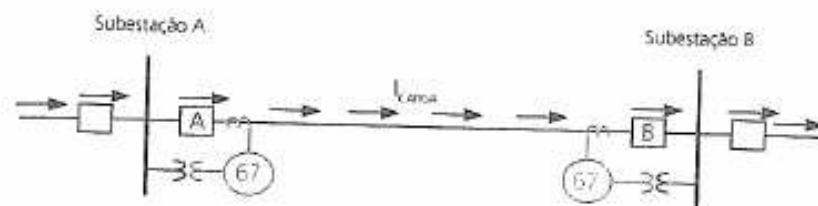


Figura 17.13 – Condição normal de carga.

#### 17.3.1.2 Defeito na linha protegida

Pode-se observar para a situação da figura 17.14:

- as unidades direcionais dos relés F.67 dos dois disjuntores encontram-se operadas;
- as unidades temporizadas de sobrecorrente dos dois relés F.67 irão operar caso o defeito não seja isolado pela proteção diferencial em um determinado tempo pré-ajustado.

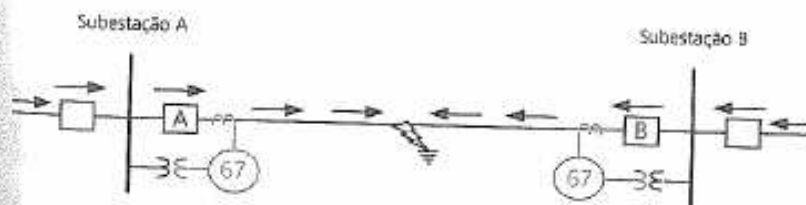


Figura 17.14 – Representação de defeito dentro do trecho protegido.

### 17.3.1.3 Defeito fora da linha protegida

Podê-se observar para a situação da figura 17.15:

- a unidade direcional do relé F.67 do disjuntor A encontra-se operada;
- a unidade direcional do relé F.67 do disjuntor B encontra-se desoperada;
- a unidade temporizada de sobrecorrente do relé F.67 do disjuntor A poderá operar caso a proteção primária da linha adjacente não opere num tempo pré-determinado, enquanto a do disjuntor B encontra-se inoperante.

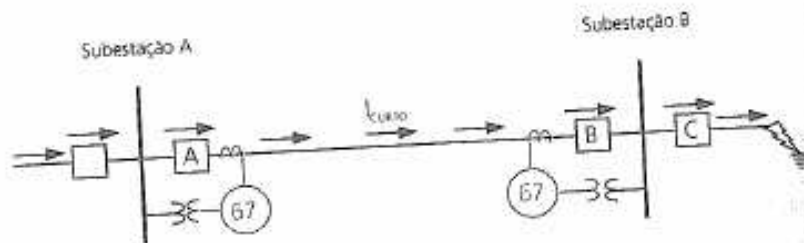


Figura 17.15 – Representação de defeito fora do trecho protegido.

No exemplo acima, a abertura do disjuntor C pode não ocorrer. Caso isto aconteça, o relé F.67 na subestação A executará sua função de proteção de retaguarda da linha adjacente, abrindo o disjuntor A, acarretando a desenergização do trecho defeituoso e da LTS entre as SE's A e B.

### 17.3.2 Como substituta da proteção diferencial

No caso de manutenção preventiva ou corretiva da proteção diferencial, esta é bloqueada através de uma chave (87CO – figura 17.3), que atua no circuito de abertura do disjuntor, cortando o disparo pelo relé F.67 e dando continuidade ao circuito da unidade instantânea do relé F.67. Este, por sua vez, quando operado, energiza um relé temporizador (F.2) que tem a finalidade de retardar a atuação da unidade instantânea na ocorrência de um defeito externo, conforme pode ser observado na figura 17.16.

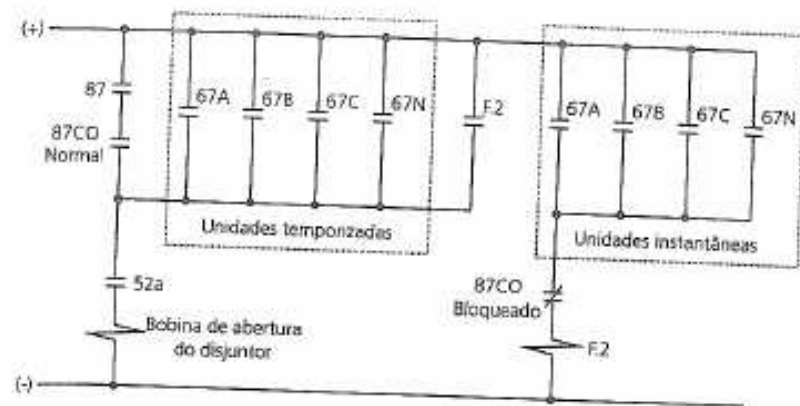


Figura 17.16 – Diagrama esquemático da proteção de LTS.

A unidade instantânea do relé F.67 entrará em serviço caso a proteção diferencial seja bloqueada através da chave 87CO. Esta unidade independe da unidade direcional, isto é, haverá operação do relé F.67 para qualquer sentido de corrente de curto-circuito na LTS.

### 17.3.2.1 Defeito na linha protegida

Na figura 17.17, observa-se que irão operar as unidades instantâneas de sobrecorrente dos dois relés F.67, fazendo com que os disjuntores das subestações A e B sejam abertos.

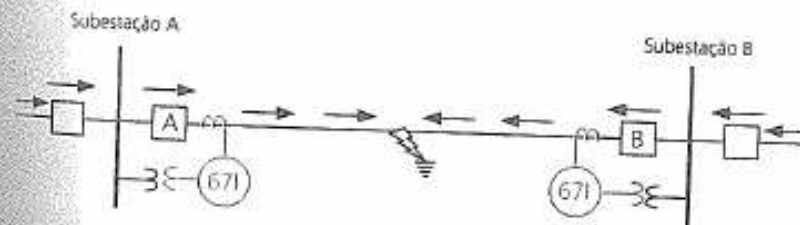


Figura 17.17 – Representação de defeito dentro do trecho protegido.

### 17.3.1.3 Defeito fora da linha protegida

Pode-se observar para a situação da figura 17.15:

- a unidade direcional do relé F.67 do disjuntor A encontra-se operada;
- a unidade direcional do relé F.67 do disjuntor B encontra-se desoperada;
- a unidade temporizada de sobrecorrente do relé F.67 do disjuntor A poderá operar caso a proteção primária da linha adjacente não opere num tempo pré-determinado, enquanto a do disjuntor B encontra-se inoperante.

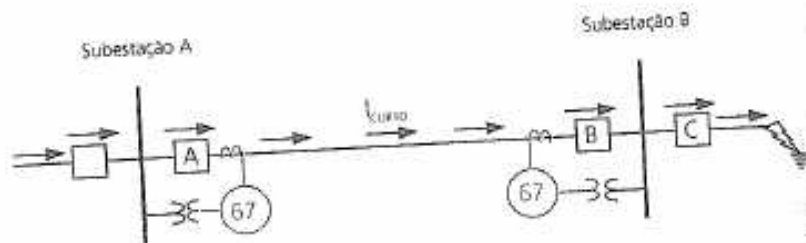


Figura 17.15 – Representação de defeito fora do trecho protegido.

No exemplo acima, a abertura do disjuntor C pode não ocorrer. Caso isto aconteça, o relé F.67 na subestação A executará sua função de proteção de retaguarda da linha adjacente, abrindo o disjuntor A, acarretando a desenergização do trecho defeituoso e da LTS entre as SE's A e B.

### 17.3.2 Como substituta da proteção diferencial

No caso de manutenção preventiva ou corretiva da proteção diferencial esta é bloqueada através de uma chave (87CO – figura 17.3), que atua no circuito de abertura do disjuntor, cortando o disparo pelo relé F.67 e dando continuidade ao circuito da unidade instantânea do relé F.67. Este, por sua vez, quando operado, energiza um relé temporizador (F.2) que tem a finalidade de retardar a atuação da unidade instantânea na ocorrência de um defeito externo, conforme pode ser observado na figura 17.16.

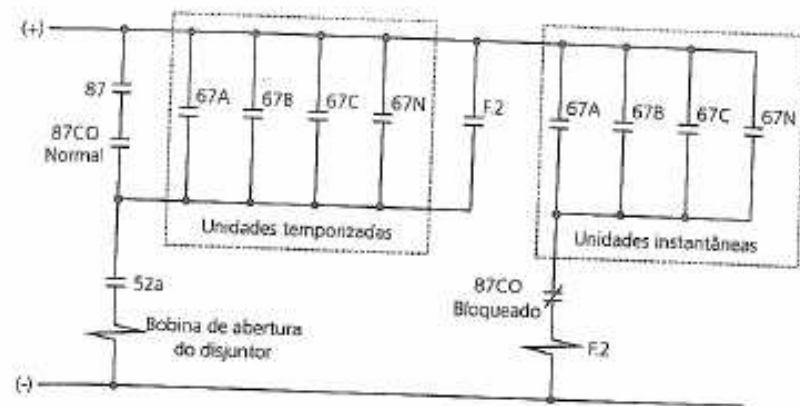


Figura 17.16 – Diagrama esquemático da proteção de LTS.

A unidade instantânea do relé F.67 entrará em serviço caso a proteção diferencial seja bloqueada através da chave 87CO. Esta unidade independe da unidade direcional, isto é, haverá operação do relé F.67 para qualquer sentido de corrente de curto-circuito na LTS.

### 17.3.2.1 Defeito na linha protegida

Na figura 17.17, observa-se que irão operar as unidades instantâneas de sobrecorrente dos dois relés F.67, fazendo com que os disjuntores das subestações A e B sejam abertos.

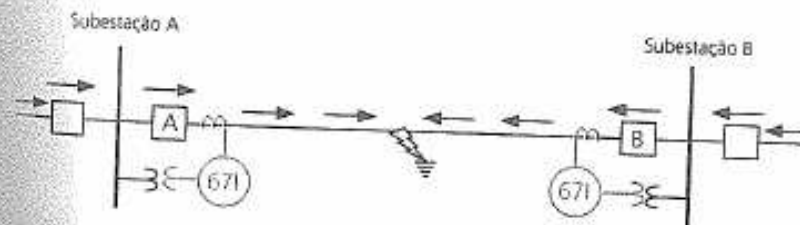


Figura 17.17 – Representação de defeito dentro do trecho protegido.

### 17.3.2.2 Defeito fora da linha protegida

Na figura 17.18, as unidades instantâneas de sobrecorrente dos dois relés F.67 só irão operar caso o defeito não seja isolado através da abertura do disjuntor C pela operação da proteção da linha adjacente.

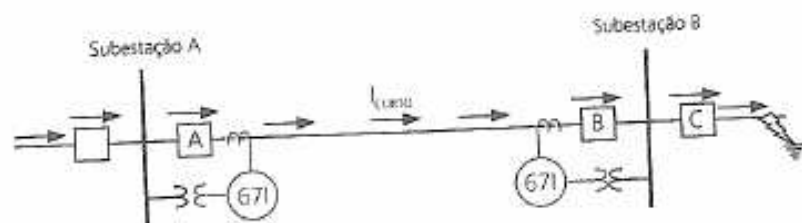


Figura 17.18 – Representação de defeito fora do trecho protegido.

## Proteção de Linhas de Transmissão Aérea

### 18.1 Introdução

A proteção de linhas de transmissão aéreas (LTA's) deve atuar sempre que houver um defeito dentro da zona protegida, de forma seletiva, isolando o trecho defeituoso tão rapidamente quanto possível.

Este esquema de proteção é composto por dois conjuntos de relés instalados em painel nas salas de comando de cada uma das subestações das extremidades da LTA protegida. Estes relés possuem funções de proteção principal (instantânea) e secundária (temporizada). Em cada uma destas extremidades da LTA os relés são conectados aos secundários dos transformadores de corrente e potencial, permitindo que, de acordo com suas características, atuem na ocorrência de um defeito.

Nos esquemas de proteção utilizados na Light, quando o defeito ocorre fora da zona protegida, um sinal é enviado de uma extremidade da LTA para outra, através de um equipamento transmissor/receptor, para bloquear a atuação da proteção principal (teleproteção).

Quando o defeito ocorre dentro da zona protegida, não há envio de sinal, permitindo a atuação da proteção principal.

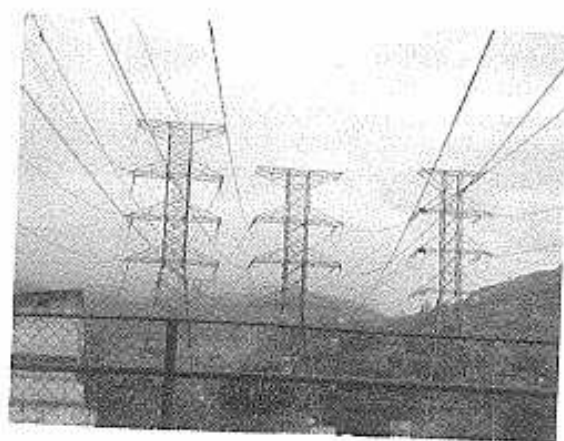


Figura 18.1 – Linha de transmissão aérea.

## 18.2 Proteção de Distância

Para linhas aéreas de transmissão, a proteção de distância além de garantir tempos de desligamentos curtos em caso de defeito no trecho protegido, atua como proteção secundária de linhas vizinhas (adjacentes).

### 18.2.1 Princípio de atuação da proteção

Toda linha de transmissão, de acordo com suas características construtivas e de utilização, possui um valor de impedância por comprimento de linha. Desta forma, a impedância de uma linha de transmissão está diretamente relacionada com seu comprimento.

O princípio de funcionamento do relé de distância se baseia no fato descrito acima. No relé é ajustado um valor de impedância correspondente ao comprimento do trecho protegido. No momento de um defeito, o relé compara, utilizando informações de tensão e corrente, a impedância da falta com a impedância ajustada. Se a falta for dentro de um trecho protegido, o valor de impedância da falta será menor que o ajustado no relé, causando a sua atuação.

Para valores de impedância maiores que o ajustado (falta externa ao trecho protegido), o relé não opera.

### 18.2.2 Onda portadora (*carrier*)

Para que toda extensão de uma linha de transmissão aérea fique protegida, e para que não haja operação da proteção primária para defeito externo é necessário que os esquemas de proteção, localizados em seus terminais, possam trocar informações. Um dos meios de comunicação utilizado para esta troca de informações é através de onda portadora (*carrier*). Este meio de comunicação funciona através da transmissão de uma corrente de baixa tensão e alta frequência (20 a 400 kHz) ao longo dos próprios condutores da linha de transmissão aérea, superposta à corrente de carga, desde o terminal transmissor até o terminal receptor.

Os equipamentos associados à onda portadora estão descritos abaixo.

#### Cubiculo transmissor receptor (TR)

Equipamento semelhante aos usados em rádio de comunicação, operando na faixa de 20 a 400 kHz (figura 18.2).

Toda vez que a sua unidade osciladora operar, ele envia um sinal de elevada frequência através da linha de transmissão, para o terminal remoto.

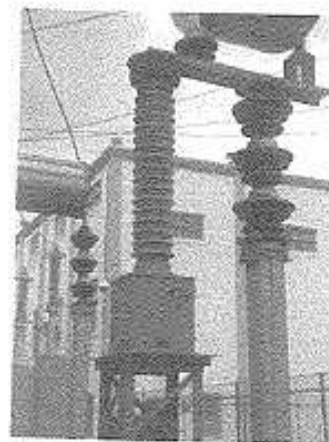


Figura 18.2 – Cubículo transmissor receptor.

#### Capacitores de acoplamento (CA)

Permitem efetuar a conexão do circuito de baixa tensão (transmissor/receptor) ao circuito de alta tensão (linha de transmissão).

Estes capacitores (figura 18.3) oferecem uma baixa impedância às correntes de alta frequência, como é o caso das correntes *carrier*, e uma elevada impedância às correntes de baixa frequência, como é o caso da corrente de carga da linha de transmissão (60 Hz).



### Caixa de sintonia (CS)

Tem como finalidade reduzir ao mínimo as perdas geradas com o envio do sinal *carrier* do transmissor à linha de transmissão (figura 18.4).

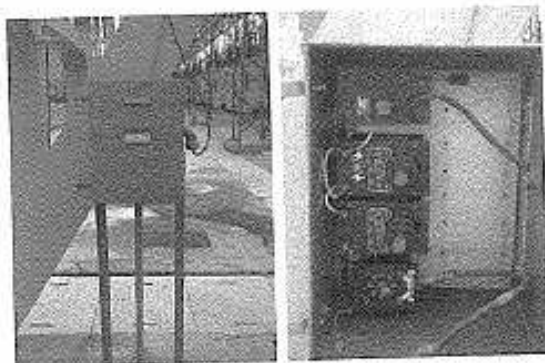


Figura 18.4 – Caixa de sintonia.

### Filtro de onda (FO)

Tem como finalidade confinar o sinal *carrier* à linha de transmissão que lhe serve de condutor. O filtro de onda (figura 18.5) é composto por um indutor e um capacitor em paralelo, oferecendo uma alta impedância à passagem do sinal *carrier* e uma baixa impedância à corrente de carga (60Hz).

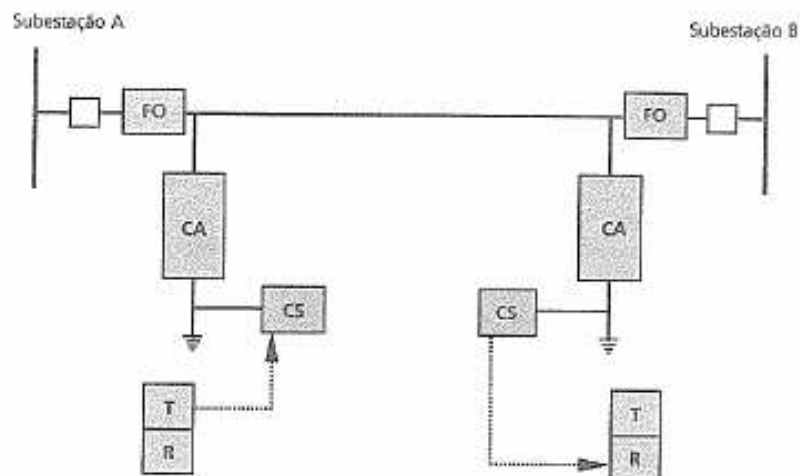
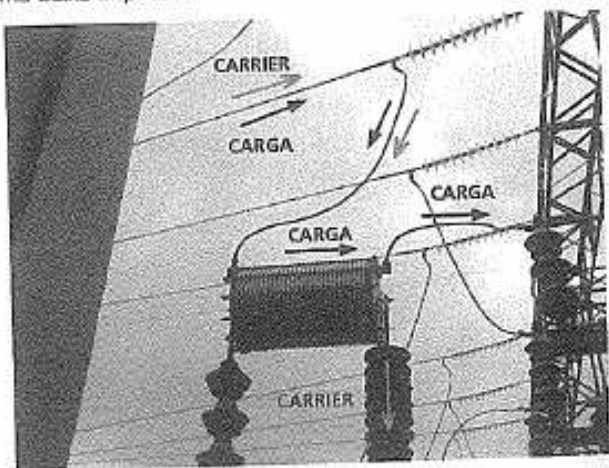


Figura 18.6 – Diagrama representativo de transmissão de sinal.

## 18.3 Tipos de Proteção

São utilizadas diferentes filosofias para a proteção de LTA's, de acordo com o fabricante dos relés envolvidos. A seguir, serão apresentados alguns destes esquemas de proteção.

### 18.3.1 Carrier Light (fabricante GE)

A proteção tipo *Carrier Light*, desenvolvida por equipe de engenheiros da companhia, foi a primeira filosofia implantada na Light para proteção de LTA's utilizando onda portadora.

Conforme citado anteriormente, as linhas de transmissão possuem proteções primárias (instantâneas) e secundárias (temporizadas).

Nesta filosofia, a proteção primária utiliza o sinal *carrier* para bloqueio de sua atuação, no caso de defeito externo à linha de transmissão protegida. Por outro lado, ocorrendo defeito interno, não haverá envio de sinal, acarretando a atuação da proteção e, conseqüentemente, o desligamento da linha de transmissão protegida.

A proteção secundária é feita basicamente por relés de sobrecorrente e direcionais. Sua atuação independe do sinal *carrier* e é temporizada para a coordenação com a proteção primária da própria linha e de linhas adjacentes.

A figura 18.7 apresenta um painel desta proteção, localizado na sala de comando de uma subestação, indicando os principais relés.

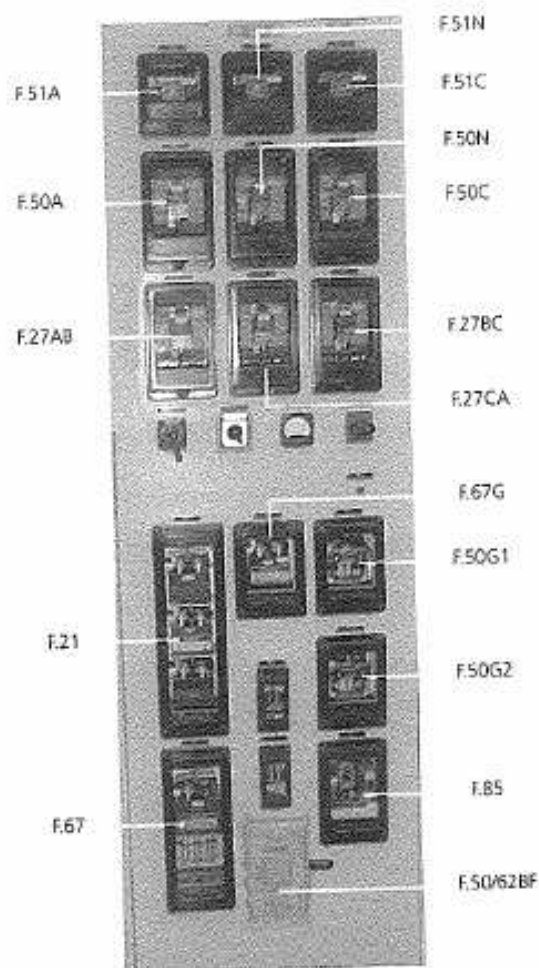


Figura 18.7 – Painel de proteção Carrier Light.

### 18.3.1.1 Proteção primária

Os relés utilizados na proteção primária são os apresentados a seguir.

#### F.21 (Relé de distância)

É um relé de distância trifásico com características de impedância (não direcional) com uma única zona de operação (figura 18.8), atuando para defeito entre fases, dando também partida no transmissor de Carrier, sendo um dos responsáveis pela abertura do disjuntor por defeitos fase-fase.



Figura 18.8 – Diagrama representativo de localização do relé F.21.

#### F.67 (Relé direcional de fase)

É um relé trifásico direcional de fase cuja função é permitir ou não o envio do sinal de Carrier, dependendo do defeito localizar-se fora ou dentro do trecho protegido.

#### F.67G (Relé direcional de terra)

É um relé direcional com a mesma função do relé F.67 de fase, atuando para defeitos fase-terra.

#### F.50 G1 (Relé de sobrecorrente instantâneo)

É um relé de sobrecorrente instantâneo com função de envio de sinal de bloqueio para defeitos fase-terra.

#### F.50 G2 (Relé de sobrecorrente instantâneo)

É um relé de sobrecorrente instantâneo que possui a mesma função do relé F.50G1, porém com ajustes diferentes, além de ser um dos responsáveis pela abertura do disjuntor para defeitos fase-terra.

**F.85 (Relé auxiliar Carrier)**

É um relé auxiliar de recepção de onda portadora, que possui a função de bloquear a abertura do disjuntor quando energizado.

**F.62 (Relé temporizador)**

É um relé temporizador, que possui a função de garantir que não ocorra desarme indevido do disjuntor.

Observação: Quando a proteção primária ou os equipamentos associados à onda portadora necessitarem de manutenção preventiva ou corretiva, esta será bloqueada através da chave (RTS).

**18.3.1.2 Proteção secundária**

Os relés utilizados na proteção secundária de linhas de transmissão aéreas são os seguintes:

**F.67 (Relé direcional de fase)**

É o mesmo relé comentado anteriormente na proteção primária, sendo a sua atuação na função de proteção secundária relacionada com a abertura do disjuntor para defeitos entre fases.

**F.67G (Relé direcional de terra)**

É o mesmo relé comentado anteriormente na proteção primária, sendo a sua atuação na função de proteção secundária relacionada com a abertura do disjuntor para defeitos fase-terra.

**F.27 (Relé de subtensão)**

É um relé de subtensão cuja função é permitir ou não a operação dos relés de sobrecorrente de fase (F.51).

**F.51 (Relé de sobrecorrente temporizado)**

É um relé de sobrecorrente temporizado que detecta defeitos entre fases, desde que haja subtensão (relé F.27 atuado). Quando operado em conjunto com o relé F.67, abre o disjuntor da LTA.

**F.50 (Relé de sobrecorrente instantâneo)**

É um relé de sobrecorrente instantâneo que detecta defeitos entre fases. Quando operado em conjunto com o relé F.67, abre o disjuntor da LTA.

**F.51N (Relé de sobrecorrente temporizado de neutro)**

É um relé de sobrecorrente temporizado que detecta defeitos fase-terra. Quando operado em conjunto com o relé F.67G, abre o disjuntor da LTA.

**F.50N (Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro)**

É um relé de sobrecorrente instantâneo que detecta defeitos fase-terra. Quando operado em conjunto com o relé F.67G, abre o disjuntor da LTA.

**18.3.1.3 Diagrama trifilar**

A figura 18.9 apresenta a instalação dos relés das proteções primária e secundária.

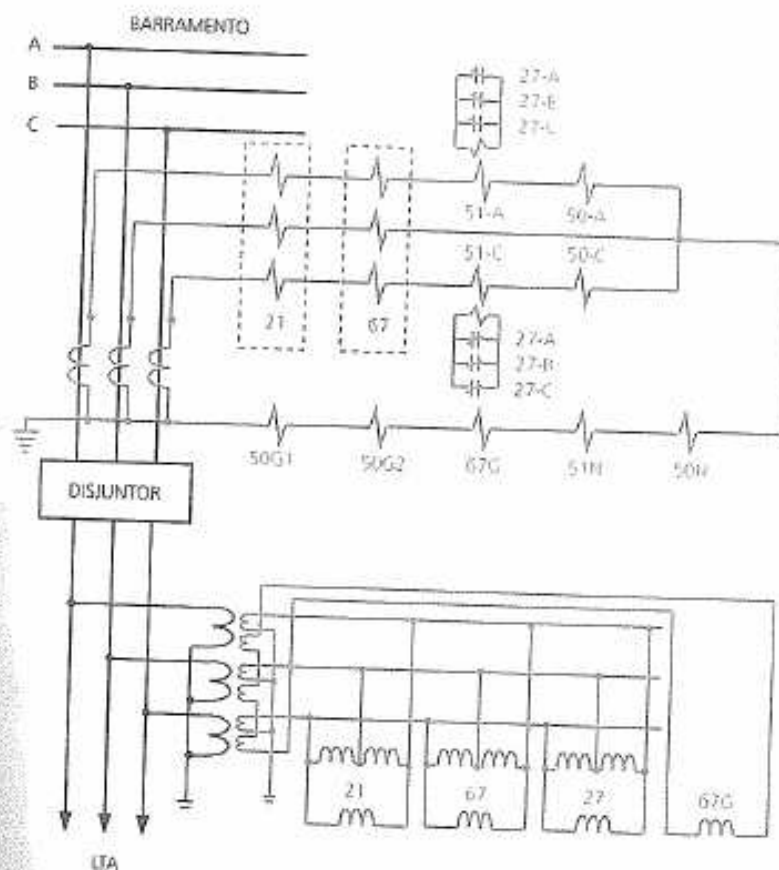


Figura 18.9 – Diagrama trifilar da proteção Carrier Light.

18.3.1.4 Esquemáticos de controle e proteção

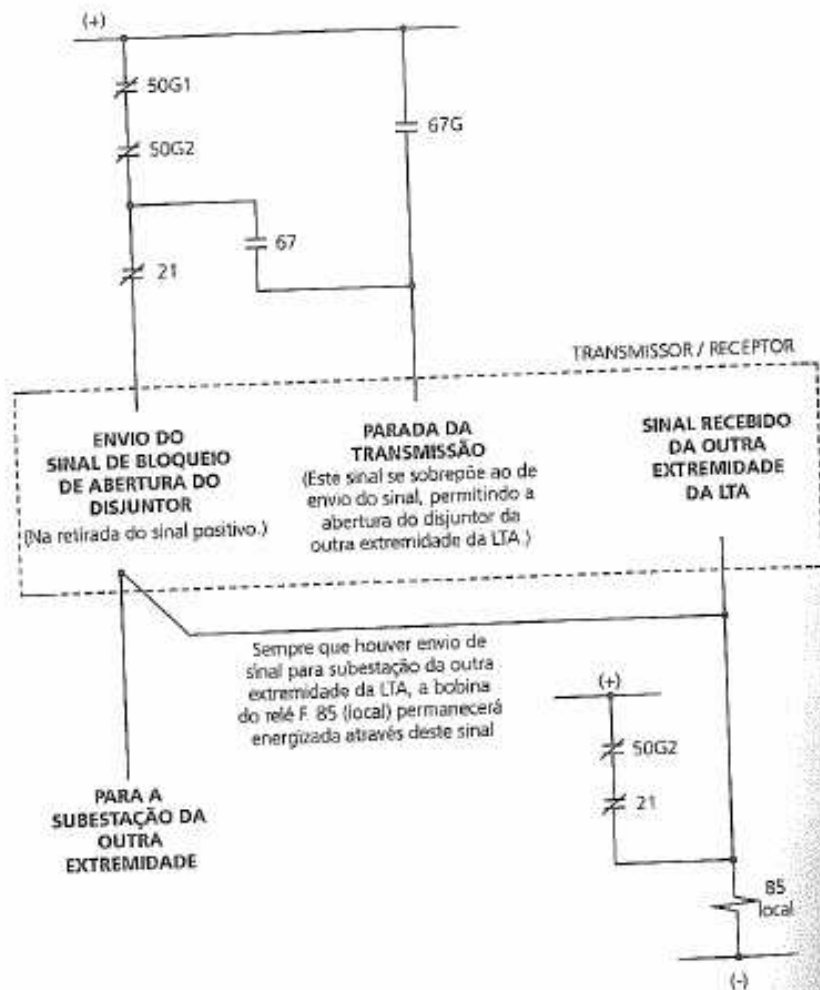


Figura 18.10 – Diagrama esquemático de envio/recepção de sinais.

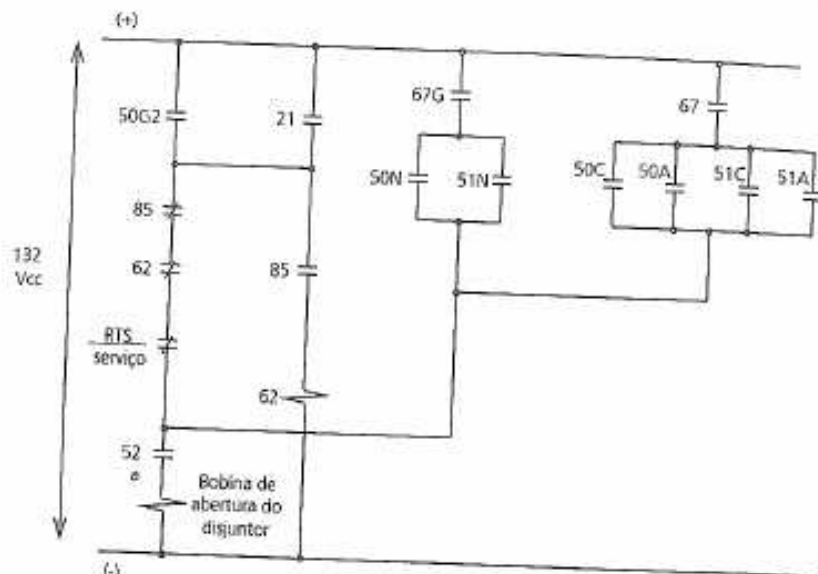


Figura 18.11 – Diagrama esquemático da proteção carrier Light.

18.3.1.5 Análise da corrente em situação normal de carga

Na situação normal de carga (figura 18.12) apenas a bobina do relé F.85 está energizada (figura 18.10), interrompendo circuito de abertura do disjuntor pela proteção primária através do contato NF deste relé (figura 18.11).

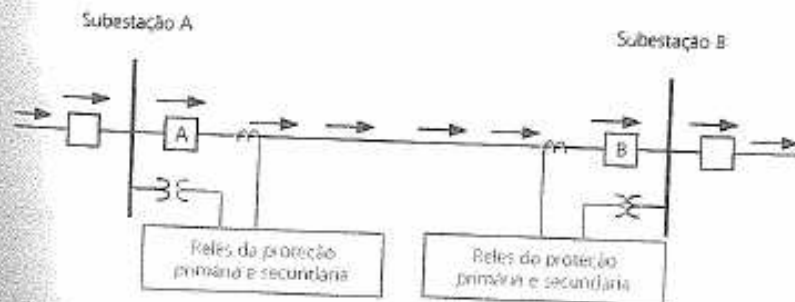


Figura 18.12 – Representação do fluxo de corrente de carga numa LTA.

### 18.3.1.6 Análise da corrente em situação de curto-circuito

#### 18.3.1.6.1 Dentro da zona protegida

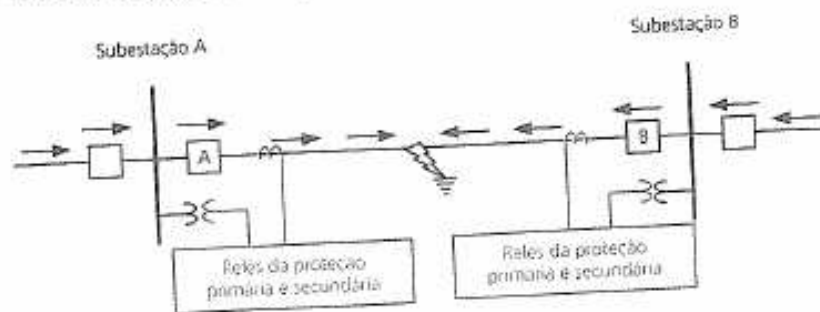


Figura 18.13 – Representação do fluxo de corrente de defeito numa LTA.

#### 18.3.1.6.1.1 Defeito fase-fase

##### Primária

Um defeito fase-fase dentro da zona protegida acarreta a operação dos relés F.21 e F.67 nas extremidades da LTA. Os relés F.21 enviam sinais para as extremidades contrárias, através da abertura de seus contatos. Estes sinais são logo bloqueados pelos relés F.67, sendo assim, os relés F.85 das duas extremidades são desenergizados, permitindo que os relés F.21 desliguem os respectivos disjuntores.

##### Secundária

O relé F.67 em conjunto com os relés F.50 ou F.51 serão responsáveis pela abertura dos disjuntores de cada extremidade da LTA. A proteção secundária temporizada atuará quando não houver operação da proteção primária.

#### 18.3.1.6.1.2 Defeito fase-terra

##### Primária

Um defeito fase-terra dentro da zona protegida acarreta a operação dos relés F.67G, F.50G1 e F.50G2 nas extremidades da LTA, os relés F.50G1 e F.50G2 enviam sinais para as extremidades contrárias, através da abertura de seus contatos. Os relés F.67G, em conjunto com os relés F.51N, são responsáveis pela abertura dos disjuntores de cada extremidade da LTA. A proteção secundária temporizada atuará quando não houver operação da proteção primária.

das duas extremidades são desenergizados, permitindo que os relés F.50G2 desliguem os respectivos disjuntores.

##### Secundária

O relé F.67G em conjunto com os relés F.50N ou F.51N serão responsáveis pela abertura dos disjuntores de cada extremidade da LTA. A proteção secundária temporizada atuará quando não houver atuação da proteção primária.

#### 18.3.1.6.2 Fora da zona protegida

Analisando a figura 18.14, um defeito na LTA 3 acarretará a abertura dos disjuntores nas suas extremidades (disjuntores Z e W) pela operação da sua proteção. Caso esta não atue, o defeito deverá ser isolado através da abertura do disjuntor Y pela atuação das proteções temporizadas de fase (F.67 em conjunto com o relé F.51) ou de neutro (F.67G em conjunto com o relé F.51N) da LTA 2 na subestação A.

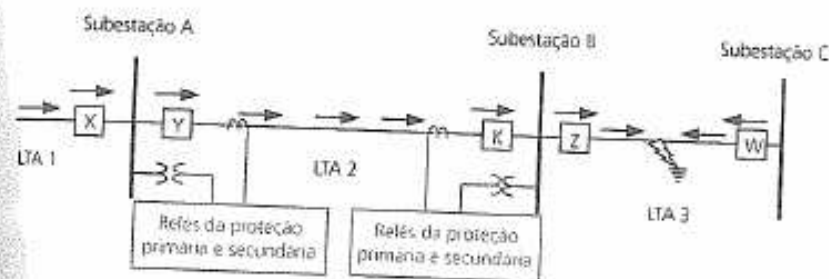


Figura 18.14 – Representação do fluxo de corrente de defeito numa LTA adjacente.

### 18.3.2 Carrier KDAR (fabricante Westinghouse)

Outro tipo de proteção de distância empregada em linhas de transmissão aéreas é do fabricante *Westinghouse*, onde são utilizados relés de distância tipo KD (F.21-P, 21-S, 21-1 e 21-2), relés de sobrecorrente direcionais tipo KRD (F.67N1 e 67N2), relés auxiliares *Carrier* tipo KA (F.85) e outros associados a transmissores e receptores *Carrier*.

Um conjunto idêntico de componentes desta proteção é localizado em cada terminal da linha, sendo os relés tipo KD designados para detectar defeitos entre fases, e os relés KA e KRD para detectar defeitos de fase-terra.

Para qualquer tipo de defeito externo, relés específicos chaveiam o transmissor, enviando para a outra extremidade um sinal de bloqueio para evitar a abertura do disjuntor. Se o defeito for interno, os transmissores são impedidos pelas unidades do relé KA de cada extremidade de enviarem sinal, permitindo deste modo que a proteção da linha desligue os disjuntores em ambas extremidades.

A figura 18.15 apresenta um painel desta proteção, localizado na sala de comando de uma subestação, indicando os principais relés.

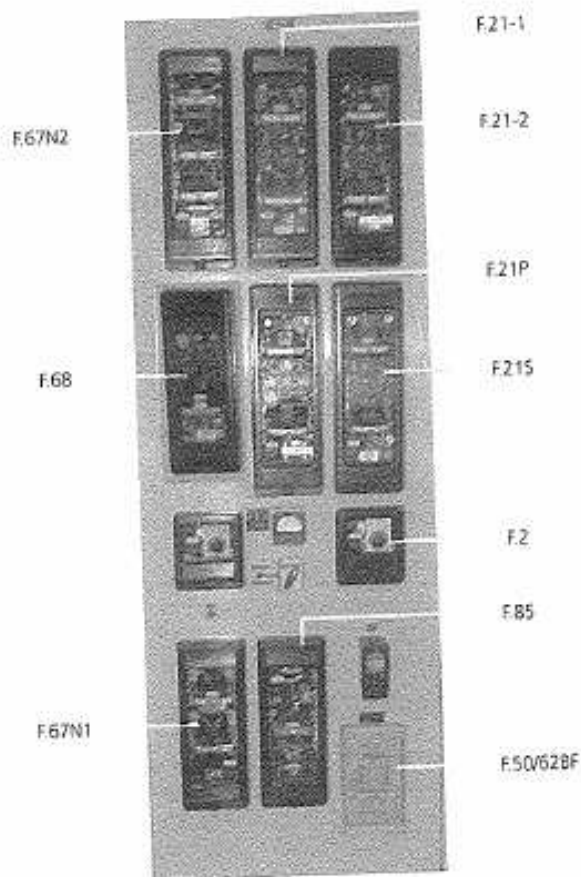


Figura 18.15 – Painel de proteção Carrier K DAR.

### 18.3.2.1 Proteção primária

Os relés utilizados na proteção primária são os seguintes:

#### F.21-P (Relé de distância)

Este relé opera para defeitos entre fases que ocorram num trecho equivalente a aproximadamente 120% da LTA protegida, conforme apresentado na figura 18.16. É um dos relés responsáveis pela abertura do disjuntor da LTA.

#### F.21-S (Relé de distância)

Este relé opera para defeitos entre fases que ocorram na linha à jusante da LTA protegida, conforme apresentado na figura 18.16. Atua no circuito de partida do transmissor para enviar sinal de bloqueio à outra extremidade, impedindo que o disjuntor abra pela operação do relé F.21-P. Por este motivo, a zona de operação deste relé deve ter alcance maior que a zona de operação do relé F.21-P da outra extremidade da LTA.

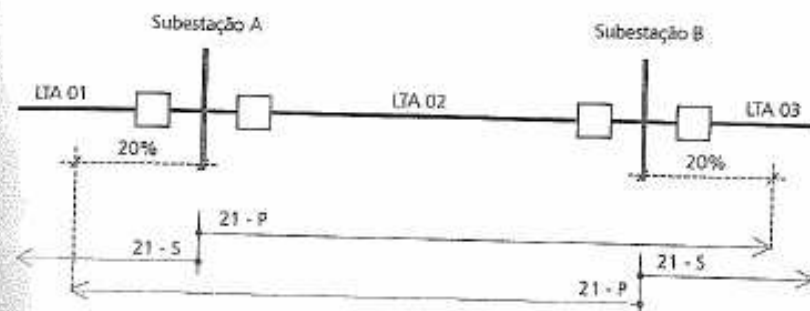


Figura 18.16 – Zonas de atuação do relé F.21.

#### F.68 (Relé de bloqueio por oscilação de potência)

Em caso de oscilação de potência no sistema, a unidade trifásica do relé F.21P pode operar. A finalidade do relé F.68 é bloquear a abertura do disjuntor nesta condição, pois não se trata de um defeito na linha.

#### F.67N1 (Relé direcional de neutro)

Este relé é utilizado para detectar falhas à terra em uma determinada direção. Para isso, utiliza-se polarização por corrente e por tensão, garantindo sua operação para curto-circuito tanto no início (próximo) como no fim (afastado) da linha. É um dos relés responsáveis pela abertura do disjuntor da LTA.

De acordo com a figura 18.17, o relé F.67N1 da subestação A opera para o defeito indicado.

Para o defeito da figura 18.18, este relé não opera.

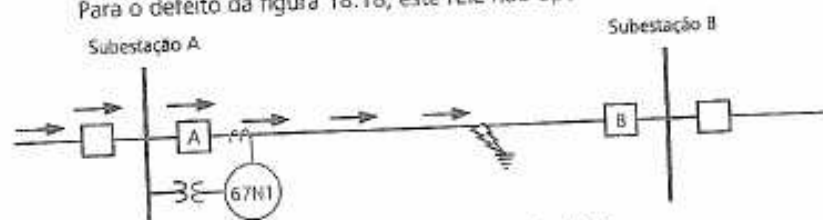


Figura 18.17 – Fluxo de corrente de defeito.

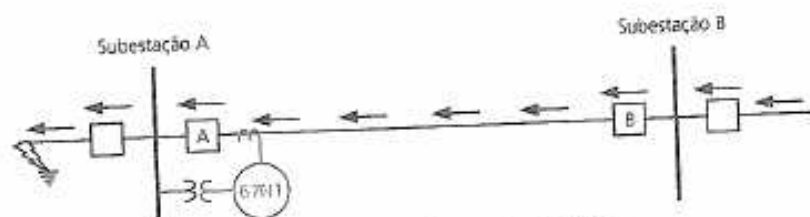
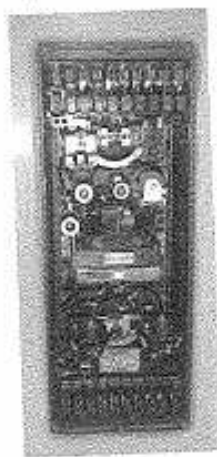


Figura 18.18 – Fluxo de corrente de defeito.

### F.85 (Relé auxiliar *Carrier*)

Conforme pode ser visto na figura 18.19, o relé F.85 tipo KA possui várias unidades auxiliares, cujas funções são descritas a seguir:



### Unidade IOS

É uma unidade de sobrecorrente, não-direcional, ajustado de modo a operar para qualquer corrente de defeito fase-terra dentro de seu ajuste. Sua função é enviar sinal de bloqueio, conforme figura 18.22.

### Unidade CSG

É a unidade auxiliar para falhas à terra, sendo energizada pela operação do relé F.67N1. Seus contatos atuam no circuito de parada do *Carrier*, cortando a transmissão do sinal de bloqueio. Além disso, energiza a unidade auxiliar RRT, conforme figura 18.22.

### Unidade CSP

É a unidade auxiliar para falhas entre fases, sendo energizada pela operação do relé F.21-P. Seus contatos têm função idêntica aos da unidade CSG, conforme figura 18.22.

### Unidades RRT, RRH, RRP e RRG

RRT e RRH são bobinas concêntricas montadas em oposição. De acordo com suas características construtivas, RRH produz o torque de restrição e RRT, o torque de operação. O torque de restrição supera o de operação.

RRT é energizada quando há defeito no sentido da linha protegida (através dos contatos CSG e CSP) e RRH quando recebe sinal de bloqueio da outra extremidade da LTA, conforme figura 18.22.

Quando apenas RRT é energizada, os contatos RRP e RRG fecham, permitindo o desligamento do disjuntor pela proteção primária, conforme figura 18.24.

Quando as duas são energizadas (RRT + RRH), ou apenas RRH, significa que o defeito é externo à LTA protegida. Assim, os contatos RRP e RRG não fecham, impedindo a abertura do disjuntor pela proteção primária, conforme figura 18.24.

### Unidade SQ

É energizada sempre que há operação da proteção primária. Quando opera, bloqueia o envio de sinal *Carrier* durante 150 ms para garantir que nenhum sinal espúrio vá impedir a atuação da proteção primária na abertura do disjuntor da outra extremidade da LTA.

### Unidade AL

É energizada pelo sinal de *Carrier* recebido da outra extremidade da LTA e fecha seus contatos para proporcionar alarme. Fica localizada em série com a unidade RRH, conforme figura 18.22.

### 18.3.2.2 Proteção secundária

Esta proteção independe de sinal *Carrier* e é utilizada como proteção de retaguarda para a linha protegida e para linhas adjacentes.

No *Carrier* KDAR, os relés utilizados na proteção secundária são os seguintes:

#### F.21-1 (Relé de distância)

Este relé atua para defeitos entre fases. É ajustado para proteger 80 a 90% da LTA (figura 18.20). Quando opera, sua atuação é instantânea, podendo atuar sozinho ou em conjunto com a proteção primária, sendo um dos responsáveis pela abertura do disjuntor da LTA.

#### F.21-2 (Relé de distância)

Este relé atua para defeitos entre fases, sendo ajustado para proteger toda a LTA 02 e 20% da LTA 03, de acordo com a figura 18.20. Para viabilizar a coordenação com a proteção primária, este relé energiza um relé F.2 que, após um tempo pré-ajustado, permite o desligamento do disjuntor.

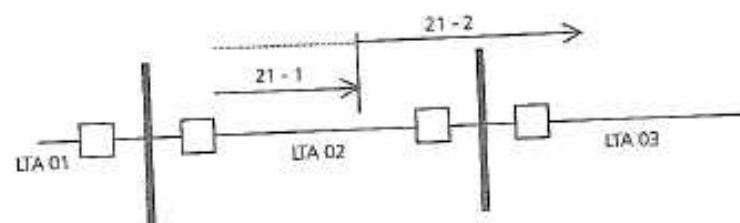


Figura 18.20 – Zonas de atuação da proteção secundária *Carrier* KDAR.

#### F.67N2 (Relé direcional de neutro)

Este relé atua para defeitos fase-terra. Possui duas unidades, sendo uma instantânea ajustada para 80% da linha protegida e outra temporizada ajustada para 120% da referida linha. Quando operado desliga o disjuntor da LTA.

### 18.3.2.3 Diagrama trifilar

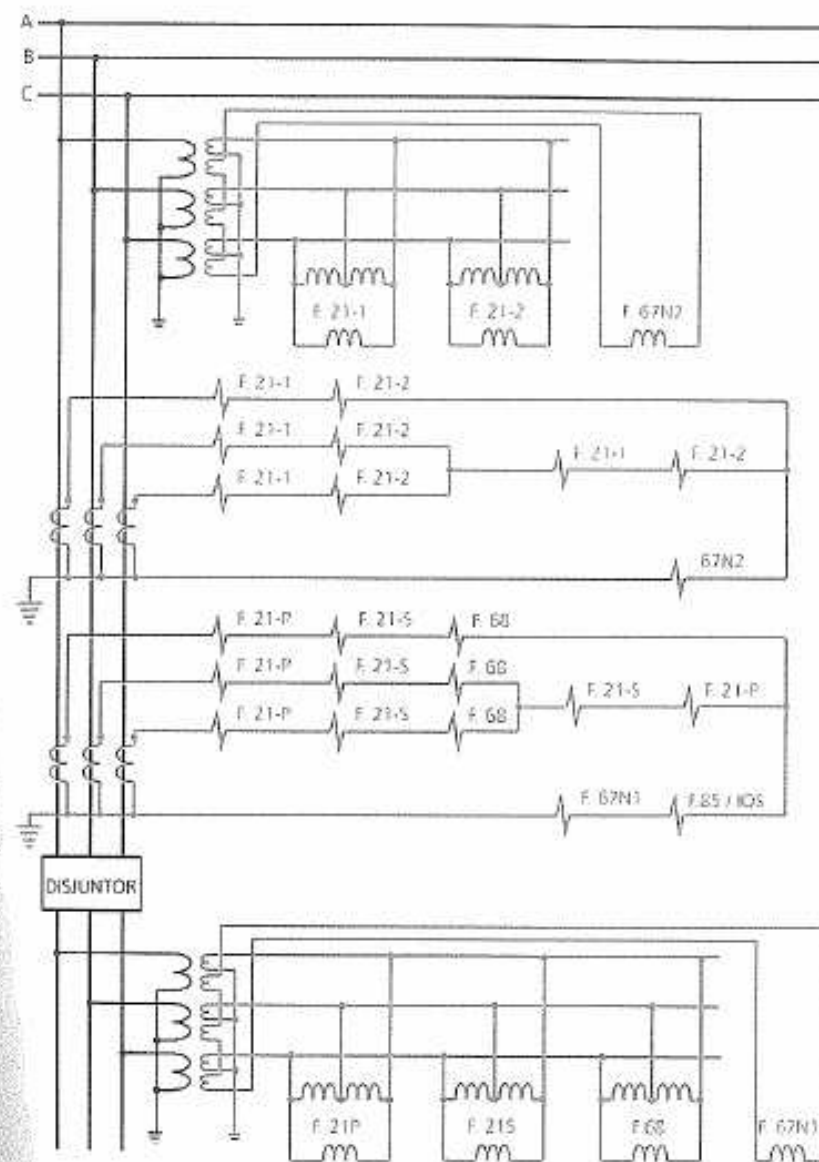


Figura 18.21 – Diagrama trifilar da proteção *Carrier* KDAR.



### 18.3.2.6 Análise de corrente em situação de curto-circuito

As análises dos defeitos nos itens a seguir deverão ser compreendidos com ajuda dos diagramas das figuras 18.22, 18.23 e 18.24.

#### 18.3.2.6.1 Dentro da zona protegida

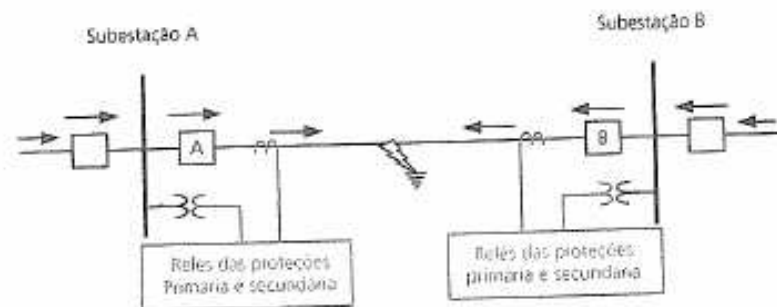


Figura 18.26 – Circulação de corrente para defeitos dentro da zona protegida.

#### 18.3.2.6.1.1 Defeito fase-fase

##### Subestação A

- Relé F.21-P opera as unidades correspondentes às fases defeituosas.
- O fechamento do contato do relé F.21-P, energiza a unidade CSP do relé F.85.
- A atuação da unidade CSP, no circuito de controle do Carrier, impede que haja o envio de sinal para a subestação B e ao mesmo tempo, energiza a unidade RRT.
- A operação da unidade RRT energizará as unidades RRP e RRG.
- Por sua vez, a unidade RRP permitirá a abertura do disjuntor A e energizará a unidade SQ (não representada na figura 18.22).
- Após aberto o disjuntor A, a unidade SQ leva 150 milissegundos para desoperar, garantindo que o Carrier não envie sinal de bloqueio neste período.
- Os relés F.21-1 e/ou 21-2 também poderão promover a abertura do disjuntor A.

##### Subestação B

- Relé F.21-P opera as unidades correspondentes às fases defeituosas.
- O fechamento do contato do relé F.21-P, energiza a unidade CSP do relé F.85.
- A atuação da unidade CSP no circuito de controle do Carrier, impede que haja o envio de sinal para a subestação A e ao mesmo tempo, energiza a unidade RRT.
- A operação da unidade RRT energizará as unidades RRP e RRG.
- Por sua vez, a unidade RRP permitirá a abertura do disjuntor B e energizará a unidade SQ
- Após aberto o disjuntor B, a unidade SQ leva 150 milissegundos para desoperar, garantindo que o Carrier não envie sinal de bloqueio neste período.
- Os relés F.21-1 e/ou 21-2 também poderão promover a abertura do disjuntor B.

#### 18.3.2.6.1.2 Defeito fase-terra

##### Subestação A

- Operam o relé F.67N1 e a unidade IOS do relé F.85.
- Devido à operação da unidade IOS, é dada a partida no Carrier, enviando sinal para subestação B.
- Ocorre recebimento de sinal proveniente da subestação B e a energização da unidade RRH.
- Devido à operação do relé F.67N1, é energizada a unidade CSG.
- A unidade CSG bloqueia o envio de sinal para subestação B e energiza RRT.
- Sinal proveniente da subestação B também é bloqueado pela unidade CSG da subestação B desenergizando a unidade RRH.
- A operação da unidade RRT energizará as unidades RRP e RRG.
- Por sua vez, a unidade RRP permitirá a abertura do disjuntor A e energizará a unidade SQ.
- Após aberto o disjuntor A, a unidade SQ mantém-se operada por 150 milissegundos, garantindo que não haverá envio de sinal neste período.
- O relé F. 67N2 também poderá promover a abertura do disjuntor A.

##### Subestação B

- Operam o relé F.67N1 e a unidade IOS do relé F.85.
- Devido à operação da unidade IOS, é dada a partida no Carrier, enviando sinal para a subestação A.

- Ocorre recebimento do sinal proveniente da subestação A e a energização da unidade RRH.
- Devido à operação do relé F.67N1, é energizada a unidade CSG.
- A unidade CSG bloqueia o envio de sinal para subestação A e energiza RRT.
- Sinal proveniente da subestação A é também bloqueado pela unidade CSG da subestação A desenergizando a unidade RRH.
- A operação da unidade RRT energizará as unidades RRP e RRG.
- Por sua vez, a unidade RRP permitirá a abertura do disjuntor B e energizará a unidade SQ.
- Após aberto o disjuntor B, a unidade SQ mantém-se operada por 150 milissegundos, garantindo que não haverá envio de sinal neste período.
- O relé F. 67N2 também poderá promover a abertura do disjuntor B.

#### 18.3.2.6.2 Fora da zona protegida

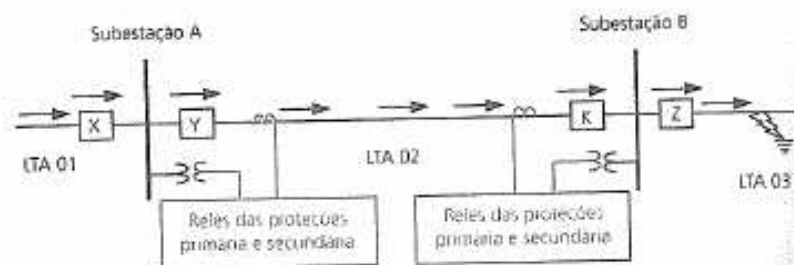


Figura 18.27 – Circulação de corrente para defeito fora da zona de proteção.

#### 18.3.2.6.2.1 Defeito fase-fase

##### Subestação A

- Relé F.21-P opera, energizando a unidade CSP do relé F.85.
- Contatos da unidade CSP fecham para energizar a unidade RRT e impedir a partida do Carrier.
- Recebe sinal da subestação B, energizando as unidades RRH e AL.
- Contatos das unidades RRP e RRG permanecem abertos devido à energização de RRH e, deste modo, não ocorre o desarme do disjuntor Y.

- Caso não ocorra a abertura do disjuntor Z, o relé F. 21-2 (proteção secundária da LTA 02) poderá atuar, dependendo da localização do defeito, ocasionando a abertura do disjuntor Y.

##### Subestação B

- Relé F.21-5 opera, enviando sinal de bloqueio para a subestação A.

#### 18.3.2.6.2.2 Defeito fase-terra

##### Subestação A

- Operam o relé F.67N1 e a unidade IOS do relé F.85.
- Devido à operação da unidade IOS, é dada a partida no Carrier, enviando sinal para subestação B.
- Sinal da subestação B recebido, energizando as unidades RRH e AL.
- Devido à operação do relé F.67N1, é energizada a unidade CSG, que bloqueia o envio de sinal para subestação B e energiza RRT.
- Contatos das unidades RRP e RRG permanecem abertos devido à energização de RRH e, deste modo, não ocorre o desarme do disjuntor Y.
- Caso não ocorra a abertura do disjuntor Z, o relé F.67N2 (proteção secundária da LTA 02) poderá atuar, dependendo da localização do defeito, ocasionando a abertura do disjuntor Y.

##### Subestação B

- Unidade IOS do relé F.85 opera, enviando sinal de bloqueio para a subestação A.

### 18.3.3 RAZOA (fabricante ABB)

#### 18.3.3.1 Introdução

Neste esquema de proteção, são incorporados relés estáticos (RAZOA) e eletromecânicos com funções de abertura do disjuntor, bloqueio e sinalização no mesmo painel.

É utilizado principalmente na proteção de linhas de transmissão até 150 kV, embora possa ser adaptado aos requisitos impostos por linhas de tensões mais elevadas.

### 18.3.3.2 Zonas de alcance

O relé RAZOA (F.21) possui quatro zonas direcionais diretas de medição de impedância ( $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$  e  $Z_4$ ) e uma zona extra de medição de impedância reversa ( $Z_r$ ), conforme apresentado na figura 18.28.

A primeira zona é instantânea e normalmente ajustada com subalcançe, isto é, cobrindo cerca de 80% do comprimento da linha.

As zonas  $Z_2$ ,  $Z_3$  e  $Z_4$  possuem funções de proteção de retaguarda. São atuadas após as temporizações seletivas  $T_2$ ,  $T_3$  e  $T_4$ , que operam de acordo com seus respectivos ajustes. A Zona  $Z_r$  opera para defeitos ajusante da linha de transmissão, enviando sinal de bloqueio de abertura do disjuntor para a outra extremidade da LTA.

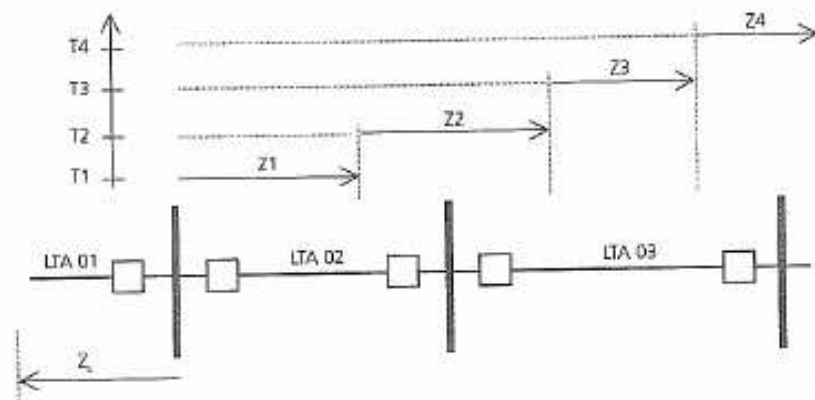


Figura 18.28 – Zonas de alcance da proteção RAZOA.

### 18.3.3.3 Descrição do esquema

O esquema é composto por dois grupos de relés denominados: proteção primária e proteção secundária.

### 18.3.3.4 Proteção primária

É do tipo comparação direcional com transmissão de sinal de bloqueio por onda portadora (*Carrier*), utilizando o relé de distância para todos os tipos de falha e um relé direcional de corrente (F.67N) para falhas fase-terra.

O relé de distância (F.21P) opera através de quatro zonas  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$  e  $Z_4$  podendo ser bloqueado pelo relé F.68P devido à oscilação de potência no sistema.

A transmissão de sinal de bloqueio é feita de uma subestação terminal da linha para outra, no caso de ocorrência de uma falha externa à linha.

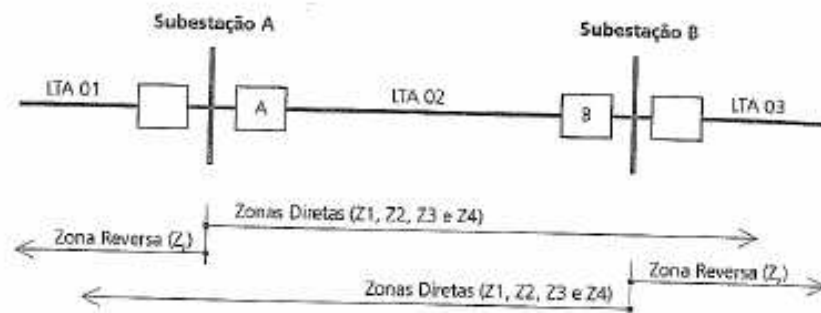


Figura 18.29 – Zonas de atuação da F.21 da proteção RAZOA.

Para falha externa entre fases (falha na LTA 03), a zona reversa ( $Z_r$ ) de proteção de distância da subestação B iniciará a transmissão de um sinal de bloqueio para a subestação A, de forma a impedir que o disjuntor A seja desligado por atuação de sua proteção primária.

Quando ocorrer uma falha interna na LTA 02, não haverá operação das zonas reversas das duas subestações, pois estão direcionadas para fora da linha, não havendo, portanto, a transmissão de sinal de bloqueio. Neste caso, as zonas diretas das proteções desligarão os disjuntores A e B.

### 18.3.3.5 Proteção secundária

A proteção secundária para todos os tipos de falhas, é do tipo distância convencional (F.21S), sendo constituída por um relé de distância ajustado com alcanços diferentes ( $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$ ,  $Z_4$ ), podendo ser bloqueada pelo relé F.68S devido à oscilação de potência no sistema.

A figura 18.30 apresenta a vista frontal do relé de distância RAZOA com suas principais unidades modulares.

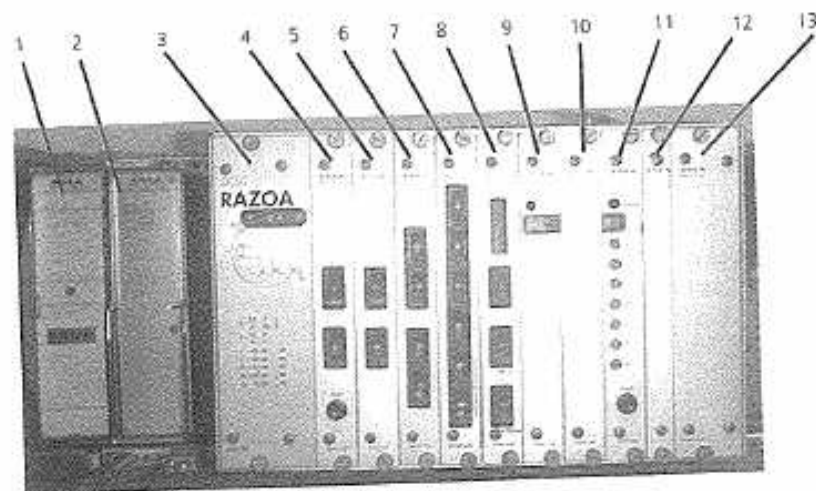


Figura 18.30 - Relé RAZOA.

Item	Designação
1	DISPOSITIVO DE TESTE
2	CONVERSOR CC
3	UNIDADE DE ENTRADA
4	UNIDADE DE PARTIDA DE SOBRECORRENTE
5	UNIDADE SELETORA DE FASE
6	UNIDADE DE AJUSTE DE CORRENTE
7	UNIDADE DE AJUSTE DE TENSÃO
8	UNIDADE DE TEMPORIZAÇÃO
9	ESPAÇO RESERVADO PARA UNIDADE EXTRA DE MEDIÇÃO
10	UNIDADE DE CIRCUITO DE MEMÓRIA
11	UNIDADE DE MEDIÇÃO E INDICAÇÃO
12	ESPAÇO RESERVADO PARA PLACA DE EXPANSÃO
13	UNIDADE DE SAÍDA

## Proteção de Geradores e Motores-Bomba

O sistema elétrico de potência envolve os seguintes tipos de máquinas: geradores, motores-bomba, compensadores e conversores. Neste capítulo, serão abordadas as proteções das máquinas instaladas em usinas hidrelétricas (gerador) e usinas elevatórias (motor-bomba/compensador síncrono).

### 19.1 Geradores

#### 19.1.1 Introdução

Os geradores são as fontes de alimentação das cargas e dos curto-circuitos do sistema elétrico.

Estes equipamentos ficam localizados em usinas que podem ser hidrelétricas, termelétricas, nucleares, etc. Esta classificação está relacionada com a fonte primária de energia (água, vapor, gás, etc.).

São projetados controles, proteções, comandos, sinalizações e supervisões para manter a unidade geradora em operação sem riscos, com altos fatores de disponibilidade operativa, de utilização e de capacidade da usina. Com isso, espera-se que a retirada de operação de unidades geradoras, por motivo de falhas ou por manutenção corretiva, seja reduzida.

### 19.1.2 Usinas hidrelétricas

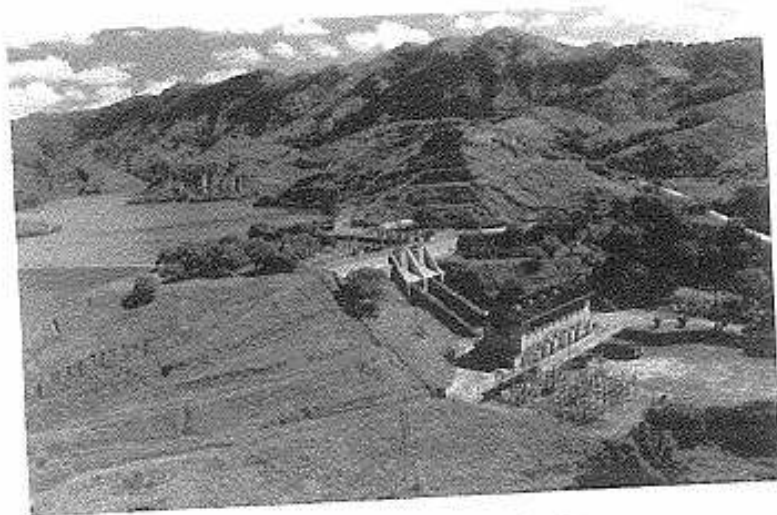


Figura 19.1 – Usina Hidrelétrica Pereira Passos.

Os principais componentes de uma usina hidrelétrica serão apresentados a seguir:

- **Reservatório d'água** – local onde fica armazenada a água que é utilizada para fornecer energia mecânica ao gerador (figura 19.2).
- **Barragem** – responsável pela retenção da água para formação de um reservatório (figura 19.2).

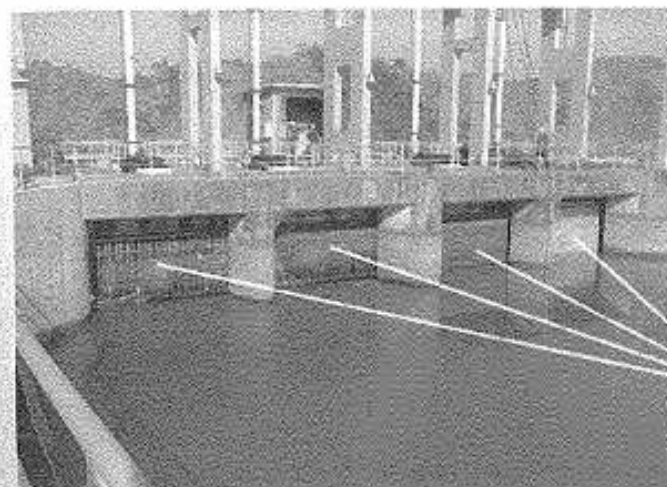
RESERVATÓRIO

BARRAGEM



Figura 19.2 – Barragem e reservatório de usina hidrelétrica (Reservatório de Lajes).

- **Comporta** – responsável pelo controle de passagem da água pela tubulação forçada (figura 19.3).



COMPORTAS

Figura 19.3 – Comportas da Usina Hidrelétrica Pereira Passos.

- **Tubulação forçada** – caminho percorrido pela água do reservatório até a turbina. Nota-se, na figura 19.4, que neste ponto ocorre uma queda d'água.



Figura 19.4 – Tubulação forçada da Usina Hidrelétrica de Fontes.

- **Turbina** – equipamento cuja função é transformar energia potencial hidráulica em energia mecânica para o gerador, através do eixo (figura 19.5).

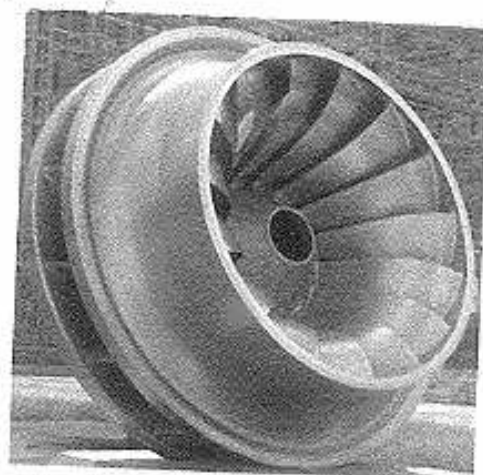
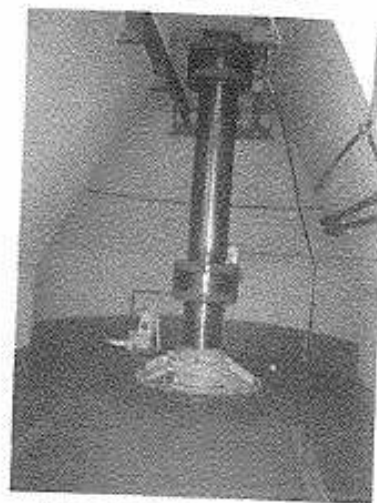
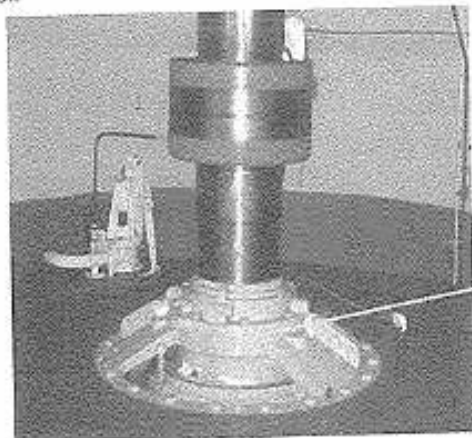


Figura 19.5 – Turbina de um gerador.

- **Eixo** – sua função é transmitir a energia mecânica da turbina para o gerador e para a excitatriz (figura 19.6).



- **Mancais** – são elementos responsáveis pela sustentação do eixo do gerador.



MANCAL

Figura 19.7 – Mancais do gerador.

- **Unidade geradora** – transforma energia mecânica em energia elétrica.

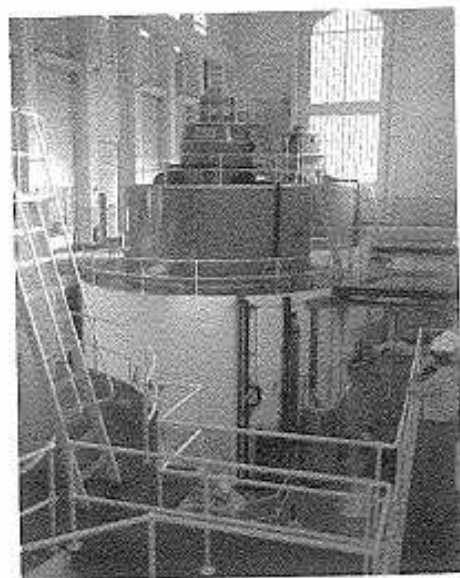
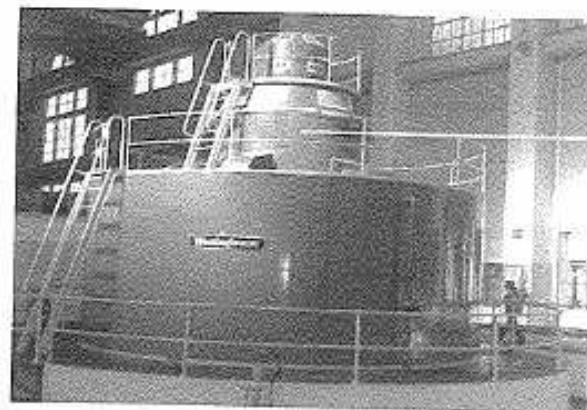


Figura 19.8 – Unidade geradora.

- **Excitatriz** – fornece corrente contínua para criação do campo magnético no interior do gerador.



EXCITATRIZ

Figura 19.9 – Excitatriz.

- **Subestação elevadora** – transforma nível de tensão gerada (6 kV, 13.8 kV, etc.) para níveis de transmissão (138 kV, 230 kV, etc.).



Figura 19.10 – Subestação elevadora.

### 19.1.3 Principais componentes do gerador

Os principais componentes do processo de geração de energia elétrica podem ser simplificados de acordo com a figura 19.11.

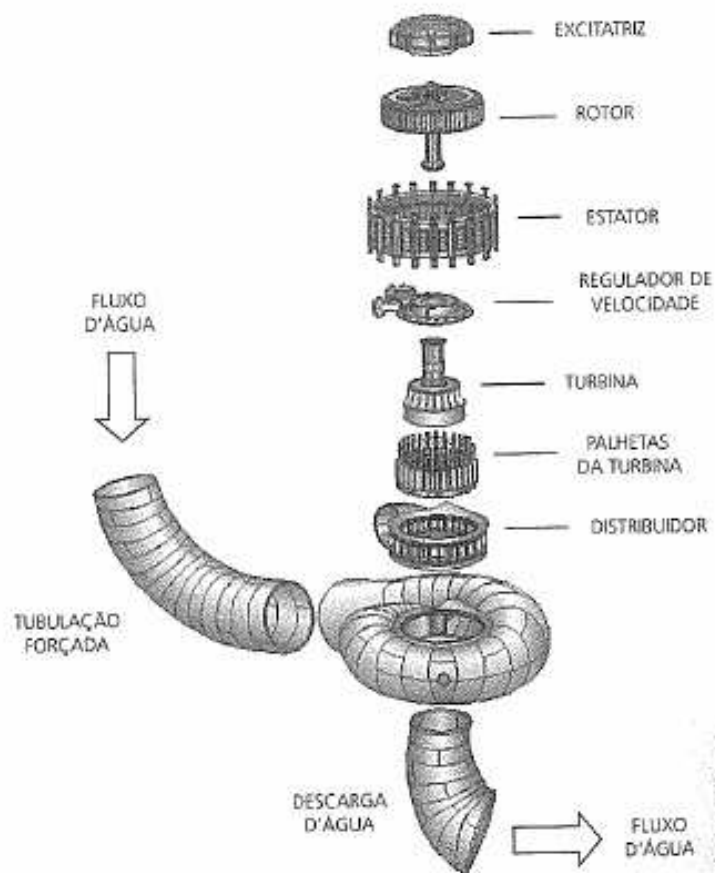


Figura 19.11 – Principais componentes.

#### 19.1.3.1 Rotor

Parte interna do gerador que recebe energia mecânica através do eixo. No rotor estão instalados enrolamentos que, ao se movimentarem e serem submetidos à corrente contínua, formam um campo magnético girante. Esta corrente contínua, conforme citado anteriormente, é gerada pela excitatriz e é transmitida aos enrolamentos do rotor através do conjunto escova/anéis coletores (terminação das espiras). A figura 19.12 apresenta exemplos de rotores.

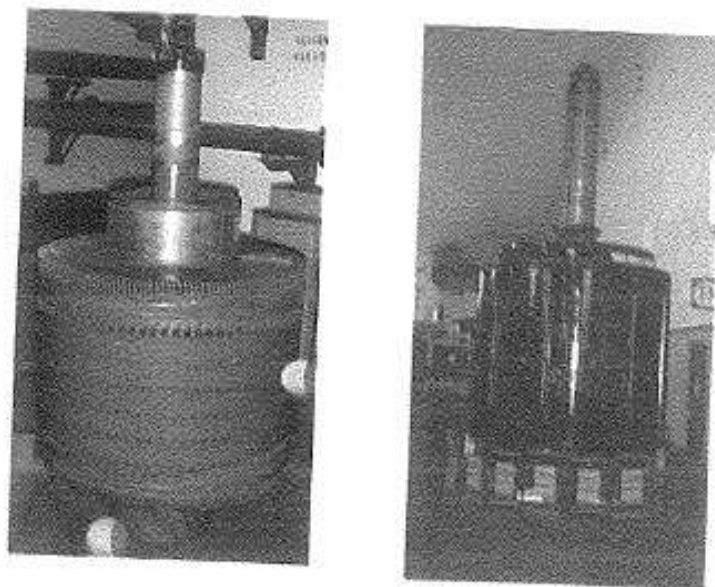


Figura 19.12 – Rotores.

#### 19.1.3.2 Anéis coletores e escovas

Os anéis coletores em conjunto com as escovas de carvão asseguram a condução de corrente das escovas estacionárias para o rotor. O número e a dimensão das escovas são projetadas de acordo com o nível da corrente de campo.

A conexão elétrica entre os anéis e o enrolamento dos pólos (rotor) é estabelecida por barramentos.

Anéis Coletores

Barramentos

Escovas



Figura 19.13 – Anéis coletores e escovas.

### 19.1.3.3 Estator

Parte externa do gerador (fixa) que envolve o rotor e possui diversos enrolamentos, onde são induzidas tensões alternadas (6 kV, 13,8 kV, etc.) pelo campo magnético girante criado pelo rotor (figura 19.14).

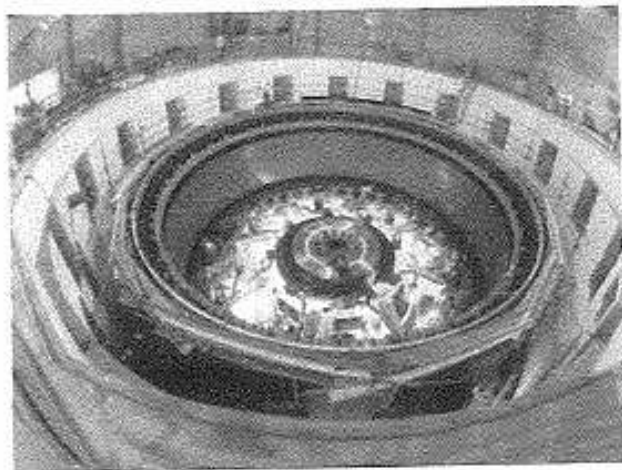


Figura 19.14 – Estator.

### 19.1.3.4 Regulador de tensão

Este equipamento é responsável pelo controle do valor da tensão e potência reativa gerada. Recebe informação de tensão da saída do gerador e compara com o valor de referência ajustado. Atua diretamente na excitatriz que, pelo aumento ou diminuição da corrente contínua fornecida ao rotor, modifica os valores da tensão e potência reativa gerada.

### 19.1.3.5 Regulador de velocidade

Equipamento responsável pelo controle da velocidade de rotação do rotor (frequência da máquina) e da potência ativa gerada. Atua controlando, através de um servomotor, a abertura ou fechamento das palhetas, fazendo aumentar ou diminuir sua área de contato com a água (figuras 19.15 e 19.16).

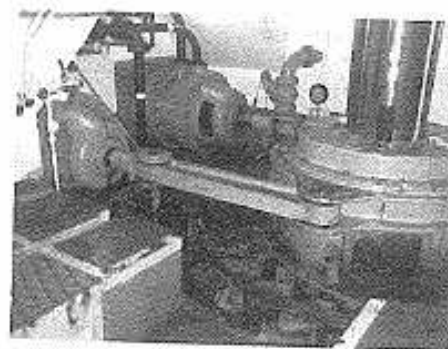


Figura 19.15 – Regulador de velocidade.

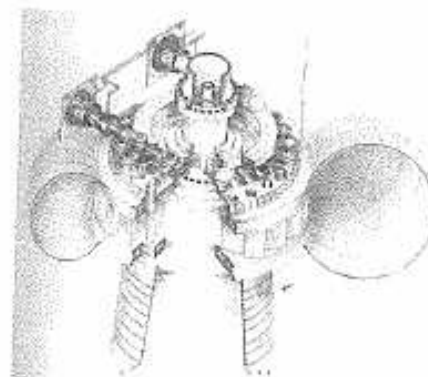


Figura 19.16 – Esquema de um regulador de velocidade.

Um sistema elétrico em situação normal de operação, deve haver equilíbrio entre a demanda de energia e a energia gerada. Quando a demanda for menor que a energia gerada (perda de grandes blocos de carga), o sistema irá operar com características de sobrefrequência e sobretensão. A figura 19.17 representa graficamente esta situação.

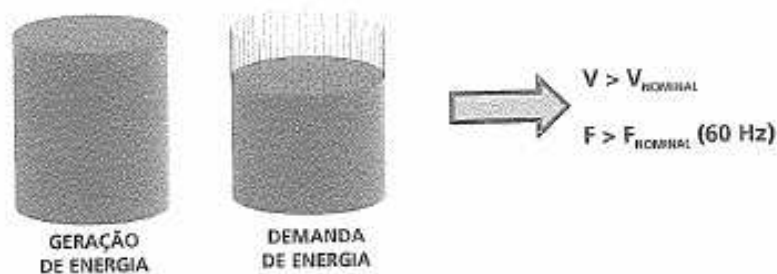


Figura 19.17 – Sistema elétrico com geração maior que a demanda de energia.

Tal fato é indesejável para o sistema, pois pode causar danos a equipamentos elétricos. Para normalizar esta situação, são utilizados os reguladores de tensão e de velocidade.

- **Regulador de Tensão** – diminui corrente contínua para o rotor  $\Rightarrow$  diminui campo magnético  $\Rightarrow$  diminui tensão.
- **Regulador de Velocidade** – diminui abertura das palhetas da turbina  $\Rightarrow$  diminui velocidade  $\Rightarrow$  diminui frequência.

Quando a demanda for maior que a energia gerada, o sistema irá operar com características de subfrequência e subtensão. A figura 19.18 representa graficamente esta situação.

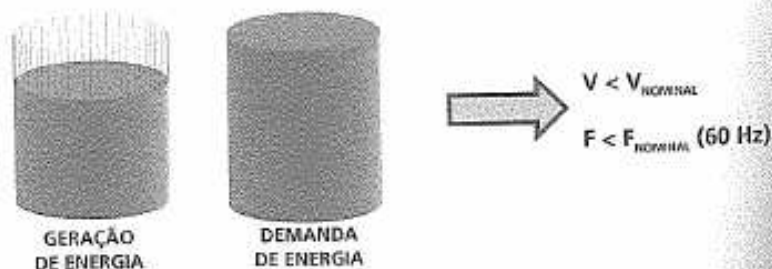


Figura 19.18 – Sistema elétrico com geração menor que a demanda de energia.

Da mesma forma, esta situação não é desejável, pois também pode acarretar danos a equipamentos elétricos. Os reguladores, nesta situação, atuam da seguinte maneira:

- **Regulador de Tensão:** aumenta corrente contínua para o rotor  $\Rightarrow$  aumenta campo magnético  $\Rightarrow$  aumenta tensão.
- **Regulador de Velocidade:** aumenta abertura das palhetas da turbina  $\Rightarrow$  aumenta velocidade  $\Rightarrow$  aumenta frequência.

Neste caso, simultaneamente a essas atuações no gerador, parte da carga (energia consumida) deverá ser retirada do sistema para que não haja parada da máquina pela operação da proteção. O responsável por isto é o esquema regional de alívio de carga (ERAC), que como visto no capítulo 15, é composto por relé de subfrequência ou subtensão, instalados em determinadas subestações.

#### 19.1.4 Bateria de CO<sub>2</sub>

É um sistema de proteção que, quando acionado, injeta gás carbônico nos enrolamentos do estator e do rotor, com a finalidade de evitar danos maiores à máquina, diminuindo a temperatura no local. A figura 19.19 apresenta uma bateria de CO<sub>2</sub>.

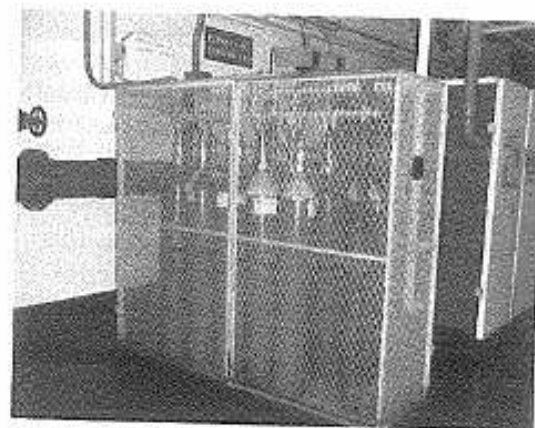


Figura 19.19 – Bateria de CO<sub>2</sub>.

### 19.1.5 Proteção de geradores

A ocorrência de falhas em geradores não é freqüente. Caso ocorra alguma anormalidade, os sistemas de proteção deverão ser precisos, seletivos e rápidos, para isolar a máquina e pará-la imediatamente. As falhas que podem ocorrer no gerador síncrono são: defeito nos enrolamentos, sobreaquecimento dos enrolamentos e mancais de guia e de escora, sobrecarga, sobrevelocidade, perda de excitação, terra na carcaça, etc.

A proteção de geradores é feita para os seguintes tipos de faltas:

- falhas de isolamento que podem resultar em curto-circuitos entre espiras, entre fases ou fase-terra. A falha de isolamento pode ocorrer devido a sobretensões e sobreaquecimentos;
- contra condições anormais de funcionamento como perda de campo, sobrecarga, etc.

Além disso, é preciso prover proteção primária e secundária para o gerador e o conjunto gerador-transformador, resultando em várias funções de proteção.

A filosofia básica consiste em se adotar dois conjuntos de relés independentes com as principais funções de proteção redundantes, visando manter a continuidade de serviço da máquina mesmo que ocorra um defeito numa dessas funções.

Os relés utilizados na proteção do conjunto gerador-transformador são os seguintes (figura 19.20):

- **Função 86E (relé de bloqueio)** – relé auxiliar para abertura dos disjuntores de campo (F.41), da unidade geradora, dos serviços auxiliares, regulador de velocidade e regulador de tensão, bloqueando e alarmando, possuindo rearme manual e/ou elétrico. É energizado quando ocorrer defeito na parte elétrica da unidade geradora
- **Função 86A (relé de bloqueio)** – relé auxiliar que possui as mesmas características de funcionamento do relé F.86E, utilizado como back-up deste relé.
- **Função 86M (relé de bloqueio)** – este relé é responsável pela retirada de operação da unidade geradora através da abertura do seu disjuntor, abertura do disjuntor de campo, acionamento do circuito hidráulico do regulador de velocidade para o fechamento do distribuidor e fechamento da comporta d'água.
- **Função 86H (relé de bloqueio)** – este relé é responsável pela retirada de operação da unidade geradora através da abertura do seu disjuntor, abertura do disjuntor de campo e acionamento do circuito hidráulico do regulador de velocidade.
- **Função 87G (diferencial de gerador)** – relé de alta impedância, com atuação instantânea que compara as correntes em cada fase de cada lado da unidade geradora, está associado a defeitos entre fases, não

sendo sensível para defeitos monofásicos, tendo em vista o tipo de aterramento utilizado pelo gerador (transformador de distribuição). Energiza os relés de bloqueio F.86E e F.86A, dando disparo de CO<sub>2</sub> para o interior da máquina.

- **Função 87TG (diferencial do grupo gerador-transformador)** – relé similar ao relé F.87T, tendo como diferença a utilização de mais um enrolamento para medição das correntes que suprem o transformador de serviço local (TSL). Esta proteção é de atuação instantânea do conjunto transformador-gerador, que detecta defeitos entre fases no enrolamento do transformador e propicia também função de retaguarda à proteção diferencial de gerador (F.87G). Energiza os relés de bloqueio F.86E e F.86A.
- **Função 64R (terra no rotor)** – está localizado no circuito de excitação do rotor. Este relé possui uma fonte de corrente contínua independente com valor de tensão diferente da excitatriz. Sua função é detectar qualquer contato dos enrolamentos do rotor com a terra, pois, em condições normais de operação, estes ficam totalmente isolados. Quando atuado, apenas dá indicação de alarme.
- **Função 64S (terra no estator)** – este relé está associado a defeitos monofásicos atuando de duas maneiras:  
Para defeitos que ocorram em até 95% do enrolamento do estator, é utilizada uma unidade de sobretensão residual (F.59N) para freqüências fundamentais (60 Hz).  
Para defeitos que ocorram em até 5% próximo ao neutro da máquina, é utilizada uma unidade de subtensão (F.27N3) para freqüências de terceiro harmônico (180 Hz).  
Em condições normais de operação da máquina, a tensão do neutro para a terra (fechamento da estrela) é zero, pois neste ponto as tensões se anulam. Quando ocorrer defeito em até 95% do enrolamento do estator no sentido do fechamento da estrela, a alta impedância de aterramento (transformador de distribuição + resistor de aterramento) fará com que a corrente de curto-circuito seja baixa, apesar disto, provocará o aparecimento de uma diferença de potencial na freqüência fundamental (60 Hz) entre o fechamento da estrela e a terra, sendo assim detectada pela unidade F.59N.  
Nos 5% restantes do enrolamento, próximo ao fechamento da estrela, a máquina em condições de defeito tende a não gerar, diminuindo a tensão de terceiro harmônico que existe em condição normal de operação, sendo detectado pela unidade F.27N3.
- **Função 61 (fase dividida)** – esta proteção é utilizada somente quando a máquina possui dois enrolamentos por fase (modo construtivo da máquina). Esta proteção detecta defeitos entre fases, não sendo sensível para defeitos monofásicos.

espiras das bobinas do estator do gerador, energizando os relés F.86E e F.86A. Seu princípio de funcionamento está baseado no aparecimento de corrente diferencial, devido ao desbalanço das correntes entre os dois enrolamentos da mesma fase (este tipo de defeito não é detectado pela proteção diferencial do transformador).

- **Função 40 (perda de excitação)** – esta proteção é realizada por um relé de distância, detectando defeitos no interior da máquina. A característica elétrica da perda de campo é a variação da impedância. Quando há perda de excitação, a impedância irá a valores de operação do relé. Energiza os relés F.86E e F.86A.
- **Função 46 (seqüência negativa)** – opera para desbalanço de corrente nas fases possui um estágio de alarme e outro de disparo. Existem diversas condições no sistema que provocam desbalanço de corrente (fase aberta, carga desbalanceada, defeitos bifásicos, e outros). Estes desbalanços provocam o surgimento de correntes com freqüências de 120Hz (diferente da nominal), estas correntes circulam na superfície do rotor (campo) provocando o aumento de temperatura de seus anéis, acarretando danos à máquina. Este relé detecta estas correntes, operando e energizando os relés F.86E e F.86A.
- **Função 60 (desbalanço de tensão)** – esta proteção deverá detectar a perda parcial ou total da tensão proveniente do transformador de potencial (queima de fusíveis), bloqueando a atuação dos relés que são alimentados por tensão, o regulador de tensão (passando o controle para manual), acionando alarme.
- **Função 21/51V (relé de distância/sobrecorrente temporizado com restrição por tensão)** – o relé F.51V é utilizado como proteção de retaguarda para defeitos entre fases. É um relé de sobrecorrente temporizado dependente do valor de tensão, sendo esta característica necessária devido à variação de impedância da máquina quando ocorrer um curto-circuito. Existem casos que esta corrente é menor que a corrente de operação da máquina, podendo o relé operar por sobrecorrente somente se a tensão cair a um determinado valor. Quando operado, energiza os relés F.86E e F.86A.

O relé F.21 é utilizado como proteção de retaguarda para defeitos entre fases. É um relé que possui duas zonas de operação: zona 1 (instantânea) atua para defeitos entre a máquina e o transformador e zona 2 (temporizada) atua para defeitos entre a máquina e o barramento da subestação. Quando operado, energiza os relés F.86E e F.86A.

- **Função 50/27 (instantâneo com subtensão)** – esta proteção é de retaguarda e deverá evitar a energização acidental da unidade geradora, seja por erro de operação, defeito em circuito de controle e etc. Quando é iniciado o processo de excitação normal da máquina, a ten-

são é elevada até seu valor nominal sem presença de corrente (disjuntor aberto). Caso seja verificada presença de corrente antes da tensão nominal da máquina ser atingida, ficará caracterizado que há um curto-circuito na unidade geradora, uma vez que o disjuntor permanece aberto. Ao ser operado irá energizar os relés F.86E e F.86A.

- **Função 59 (sobretensão)** – protege o gerador em condições não controladas pelo regulador de tensão, como por exemplo uma forte rejeição de carga, energizando os relés F.86E e F.86A.
- **Função 32 (inversão de potência)** – esta função destina-se basicamente à proteção da turbina, sendo utilizada para evitar a motorização do gerador, energizando os relés F.86E e F.86A.
- **Função 50-62BF (falha de disjuntor)** – é usado para detectar a falha na abertura do disjuntor quando acionado pela proteção. Funciona em conjunto com um temporizador e aciona um relé de disparo para desligamento de todos os disjuntores ligados à barra onde está conectado o gerador.
- **Função 12 (sobrevelocidade)** – é um dispositivo mecânico acoplado ao eixo da turbina e atua para 150% da velocidade nominal da máquina. Quando operado, energiza o relé F.86M.
- **Função 26 (dispositivo térmico)** – existem sensores que supervisionam a temperatura de óleo nos mancais, com o objetivo de retirar a máquina de operação quando houver aquecimento excessivo do óleo, abrindo os disjuntores da máquina e do campo, através do contato do relé F.86M.

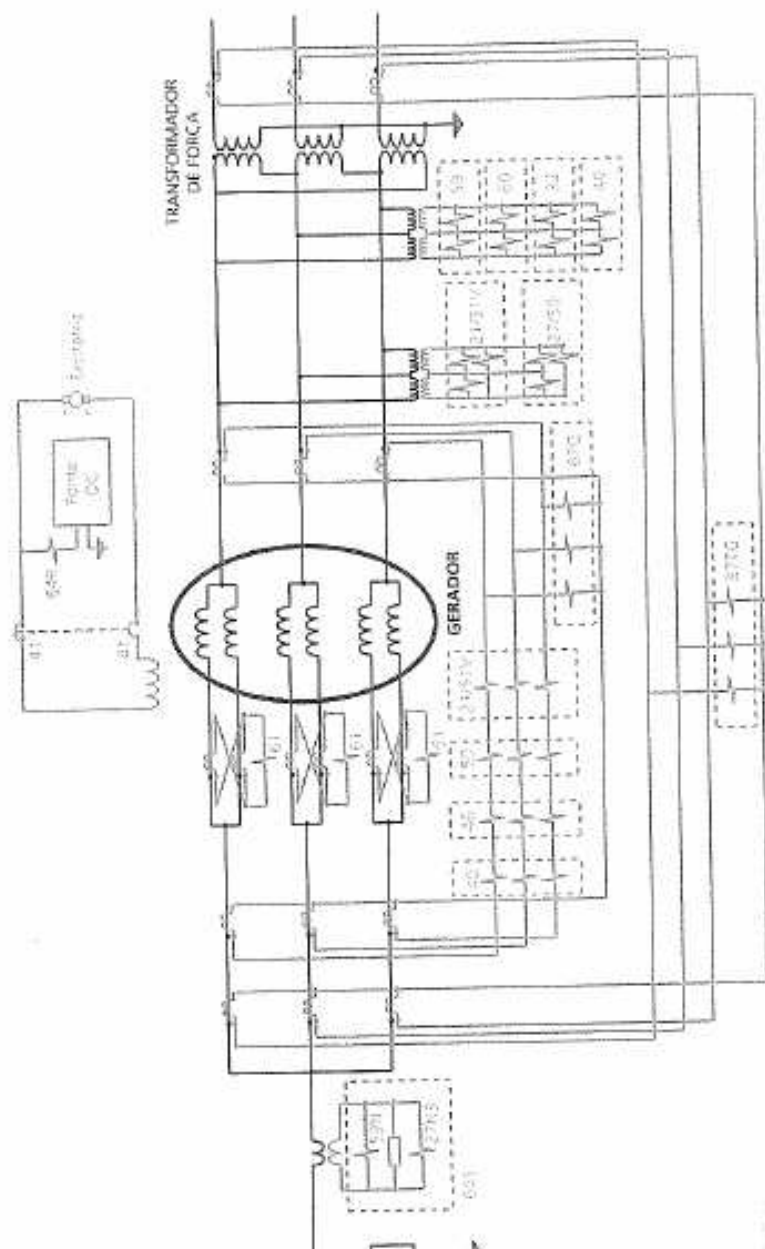


Figura 19.20 – Diagrama trifilar de gerador.

## 19.2 Motor-Bomba

### 19.2.1 Introdução

Na geração de energia elétrica, o nível da água deve estar acima do nível da unidade geradora, para que haja a rotação da turbina com o aproveitamento da energia potencial hidráulica. Entretanto, a geografia natural nem sempre é favorável. Neste caso, torna-se necessário a construção de uma usina elevatória para bombear a água a um nível mais elevado, formando assim um reservatório que terá a sua água utilizada na geração de energia elétrica.

Nas usinas elevatórias, o equipamento responsável pela elevação d'água é o motor-bomba, possuindo uma grande versatilidade operativa, podendo atuar como um compensador síncrono (fornecimento de energia reativa ao sistema) ou, até mesmo, como um gerador.



Figura 19.21 – Usina elevatória de Vigário.

## 19.2.2 Usinas elevatórias

As usinas elevatórias possuem equipamentos idênticos aos descritos no item 19.1.2 (usinas hidrelétricas).

Ao invés do deslocamento de água ser utilizado para se obter energia elétrica, em uma usina elevatória a energia elétrica é utilizada para bombear água até uma determinada altura.

Os principais componentes de uma usina elevatória, conforme pode ser visto na figura 19.22, são:

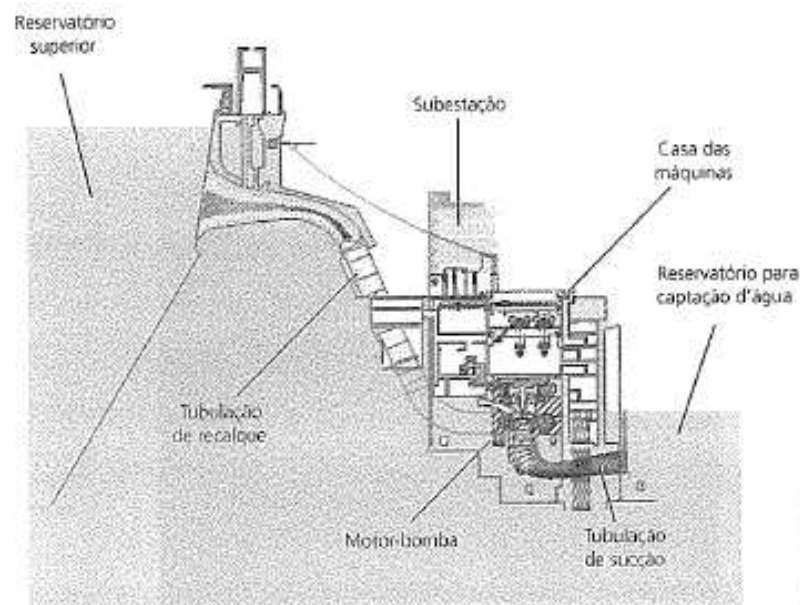


Figura 19.22 – Representação de uma usina elevatória.

- **Tubulação de sucção** – Responsável pela admissão d'água para turbina.
- **Motor-bomba** – Equipamento responsável pelo bombeamento d'água, possui partes semelhantes a de um gerador (turbina, eixo, estator, rotor, mancais, excitatriz e etc.).

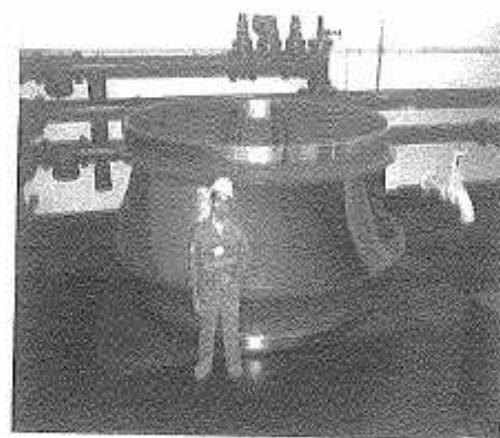


Figura 19.23 – Turbina do motor-bomba.

- **Tubulação de recalque** – É o caminho percorrido pela água da turbina até o reservatório superior.

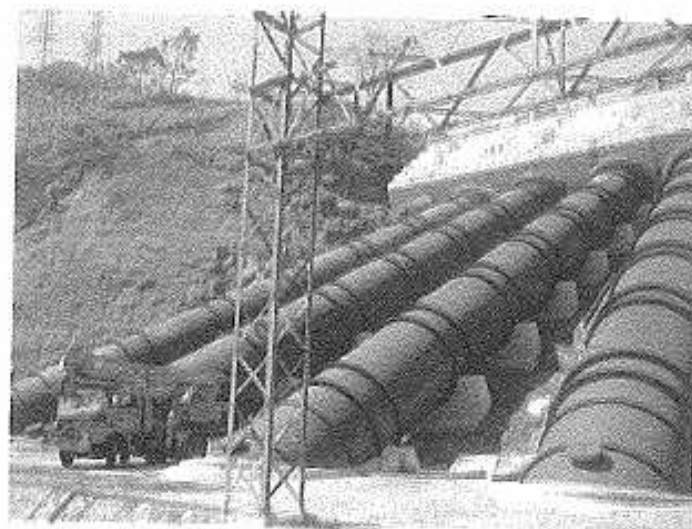


Figura 19.24 – Tubulação de recalque.

### 19.2.3 Princípio de operação de motores-bomba

A figura 19.25 apresenta um motor-bomba alimentado pela Subestação de uma usina elevatória.

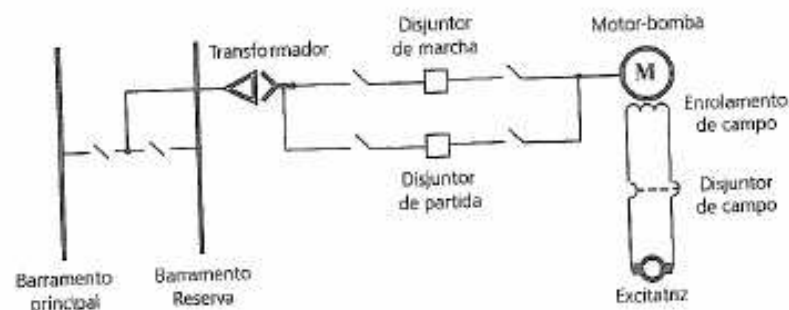


Figura 19.25 – Representação da interligação da subestação da usina com o motor-bomba.

#### 19.2.3.1 Partida da máquina

A entrada de operação de um motor-bomba segue a seguinte seqüência:

- acionamento do sistema de refrigeração e lubrificação da máquina;
- admissão de ar comprimido na caixa espiral (turbina), para expulsar a água de seu interior com a finalidade de partir o motor em vazio (sem carga). Desta forma, reduz-se o tempo e a corrente de partida;
- fechamento do disjuntor de partida. Este disjuntor está ligado a um tap, referente à parte do enrolamento do transformador, que fornece uma tensão menor que a sua tensão secundária, com o objetivo de reduzir a corrente de partida da máquina. Neste momento, a máquina se comporta como um motor de indução e começa a girar;
- fechamento do disjuntor de campo (F.41). Quando este disjuntor é fechado, a máquina atinge a velocidade síncrona, ou seja, a velocidade da máquina é a mesma do campo magnético. Neste momento, o motor-bomba se comporta como compensador síncrono, gerando energia reativa para o sistema;
- abertura do disjuntor de partida;
- fechamento do disjuntor de marcha. Este disjuntor está ligado no secundário do transformador, fornecendo tensão nominal à máquina;
- liberação do ar da caixa espiral. Este procedimento fará com que a água escape da caixa espiral "afinando" a turbina e fazendo com que a

A figura 19.26 apresenta a diferença fundamental entre um gerador e um motor-bomba.

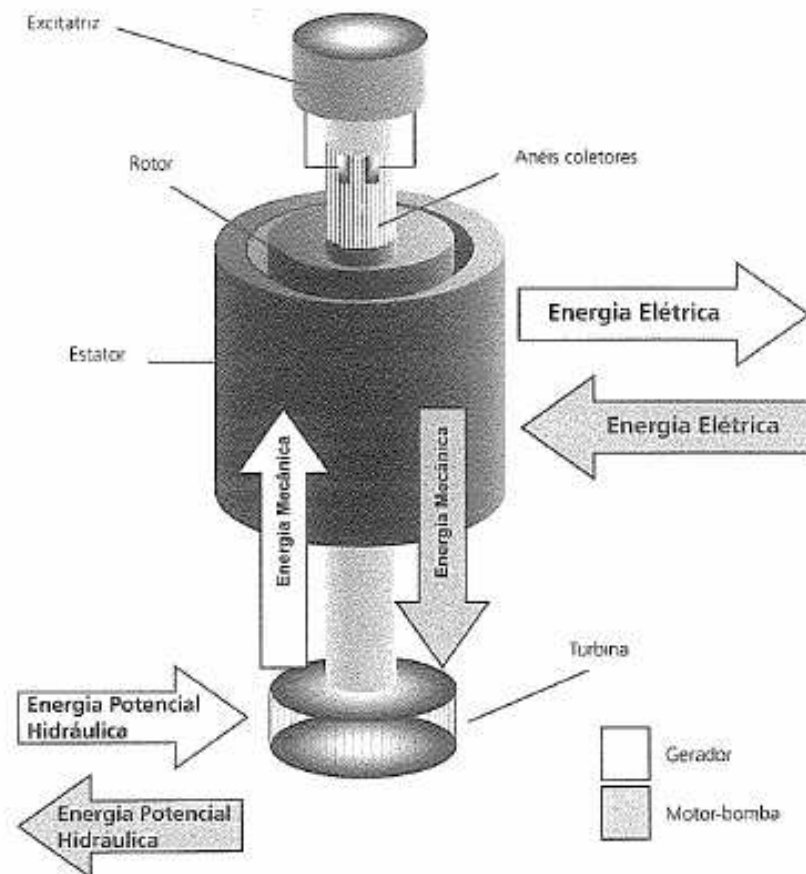


Figura 19.26 – Esquema mostrando diferenças entre gerador e motor-bomba.

### 19.2.4 Proteção de motores-bomba

Os motores-bomba estão sujeitos aos mesmos tipos de defeitos descritos nos geradores.

Os relés utilizados na proteção do conjunto motor-bomba são os seguintes (figura 19.27):

- **Função 86M1 (relé de bloqueio do motor-bomba com CO<sub>2</sub>)** – ao ser energizado, abre os disjuntores de partida e marcha do respectivo motor, desliga o seu campo e provoca a descarga dos cilindros de CO<sub>2</sub> no estator do motor.
- **Função 86M2 (relé de bloqueio do motor-bomba sem CO<sub>2</sub>)** – ao ser energizado, abre os disjuntores de partida e marcha do respectivo motor e desliga o seu campo.
- **Função 87M (diferencial do motor-bomba)** – atua para defeitos entre fases que ocorram no trecho compreendido entre os disjuntores de partida e marcha até a entrada do motor-bomba. Quando energizado, opera o relé de bloqueio F.86M1.
- **Função 27 (subtensão)** – opera quando houver subtensão no lado de baixa tensão do transformador que alimenta o motor-bomba. Energiza o relé F.86M2.
- **Função 59 (sobretensão)** – recebe informação de tensão do lado de baixa tensão do transformador. Quando operado, energiza o relé F.86M2.
- **Função 47 (tensão de seqüência de fases)** – recebe informação de tensão do lado de baixa tensão do transformador, fornecendo alarme quando houver inversão de fases, subtensão ou perda de fase na máquina.
- **Função 50G (sobrecorrente instantâneo)** – instalado no neutro do transformador, detecta defeitos que envolvam a terra e que ocorram no trecho compreendido entre a baixa tensão do transformador e o motor-bomba. Quando energizado, opera o relé F. 86M2.
- **Função 55 (baixo fator de potência)** – recebe informação de corrente e tensão dos terminais de ligação dos enrolamentos do estator, operando quando houver baixo fator de potência. Esta proteção somente fica em serviço quando o motor-bomba atua como compensador síncrono (motor-bomba girando sem água na turbina, gerando energia reativa para o sistema). Entretanto, quando o disjuntor de partida estiver alimentando o motor, esta proteção fica bloqueada pelo relé F.62 ou por

- **Função 25 (sincronismo)** – recebe informação de potencial do barramento de 138 kV e da linha de transmissão de modo a permitir o fechamento do disjuntor desta linha quando a máquina for utilizada como gerador.
- **Função 48 (partida incompleta)** – é um temporizador que é energizado na partida da máquina. Caso os procedimentos de operação não sejam totalmente realizados, este relé tem a função de desligar a máquina através do relé F.86M2.
- **Função 51G (sobrecorrente temporizado)** – instalado no neutro do transformador, detecta defeitos que envolvam a terra e ocorram no trecho compreendido entre a baixa tensão do transformador e o motor-bomba. Aciona o relé F. 86-2 do respectivo transformador.
- **Função 86-1 e 86-2 (auxiliares de bloqueio do transformador)** – ao serem operados, energizam o relé F.86M2 e provocam abertura dos disjuntores responsáveis pela energização da usina.
- **Função 26 (dispositivo térmico)** – existem sensores que supervisionam a temperatura dos mancais, com o objetivo de retirar a máquina de operação quando houver aquecimento excessivo do mancal, retirando o motor-bomba de operação e abrindo o seu disjuntor de campo.
- **Função 64R (terra no rotor)** – localizado no circuito de excitação do rotor, este relé possui uma fonte própria de corrente contínua (níveis de tensão diferentes). Sua função é detectar qualquer contato dos enrolamentos do rotor com a terra, pois, em condições normais de operação, estes ficam totalmente isolados. Quando operado, dá indicação de alarme.
- **Função 37F (baixa corrente de campo)** – verifica a corrente de campo e permite o fechamento do disjuntor de campo (F.41).

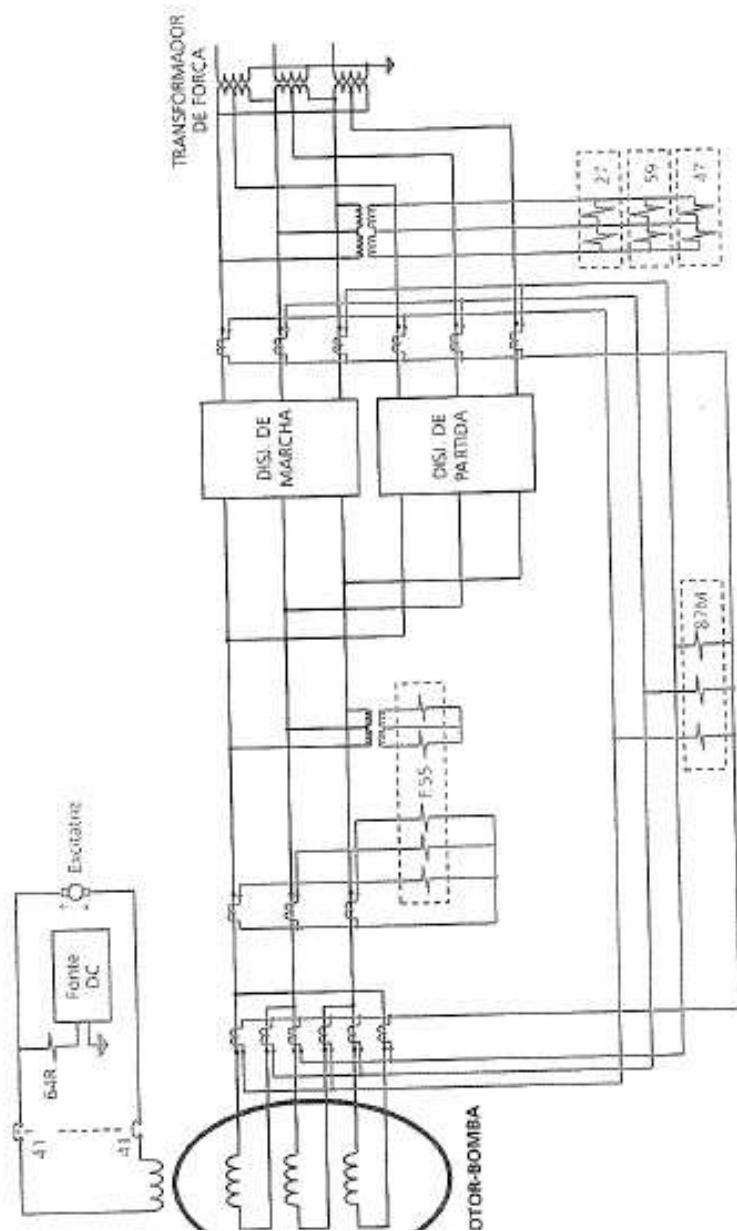


Figura 19.27 – Diagrama trifilar de motor-bomba.

## Relés Digitais

### 20.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar os principais relés digitais instalados nos sistemas de proteção, supervisão e controle de subestações da companhia.

Estes relés serão apresentados por fabricantes e por tipos, informando suas respectivas características.

Os fabricantes dos relés que constam neste capítulo são:

- GENERAL ELETRIC (GE).
- SIEMENS.
- ASEA BROWN BOVERI (ABB).
- ALSTOM.
- MERLIN GERIN.
- AEG.

## 20.2 General Eletric (GE)

### 20.2.1 SR760



Figura 20.1 – Relé SR760.

#### APLICAÇÕES

- Proteção de Transformadores.
- Proteção de Barramentos.
- Proteção de Alimentadores.
- Proteção de Banco de Capacitores.

#### FUNÇÕES

- 50-51H (segunda linha para defeitos entre fases).
- 50-51 (instantâneo e temporizado de fase).
- 50-51N (instantâneo e temporizado de neutro).
- 79 (religamento).
- 51L (sobrecarga de alimentador).
- 51G (segunda linha para defeitos envolvendo a terra).
- 87LN (terra restringida).
- 87B (diferencial de barra – fase).
- 87BN (diferencial de barra – neutro).
- 74BN (alarme diferencial de barra – neutro).
- 81 (frequência).
- 50-62BF (falha de disjuntor).
- 59 (sobretensão – fase).
- 59G (sobretensão – residual).
- Monitoramento da bobina de *trip* do disjuntor.
- Oscilografia.
- Medição.

### 20.2.2 SR745



Figura 20.2 – Relé SR745.

#### APLICAÇÕES

- Proteção de Transformadores.

#### FUNÇÕES

- 87T (diferencial de transformador).
- 51H (segunda linha para defeitos entre fases).
- 51G (segunda linha para defeitos envolvendo a terra).
- Oscilografia.
- Medição.

## 20.3 Siemens

### 20.3.1 7SJ531



Figura 20.3 – 7SJ531.

#### APLICAÇÕES

- Proteção de Barramentos.
- Proteção de Alimentadores.
- Proteção de Banco de Capacitores.

#### FUNÇÕES

- 50-51 (instantâneo e temporizado de fase).
- 50-51N (instantâneo e temporizado de neutro).
- 79 (religamento).
- 50-62BF (falha de disjuntor).
- 59 (sobretensão – fase).
- Monitoramento da bobina de trip do disjuntor.
- Oscilografia.
- Medição.

### 20.3.2 7UT512



Figura 20.4 – 7UT512.

#### APLICAÇÕES

- Proteção de Transformadores.

#### FUNÇÕES

- 87T (diferencial de transformador).
- 51H (segunda linha para defeitos entre fases).
- 51G (segunda linha para defeitos envolvendo a terra).
- Oscilografia.
- Medição.

## 20.3.3 7SJ511



Figura 20.5 – Relé 7SJ511.

**APLICAÇÕES**

- Proteção de Barramentos.
- Proteção de Transformadores.

**FUNÇÕES**

- 51H (segunda linha para defeitos entre fases).
- 51G (segunda linha para defeitos envolvendo a terra).
- 87B (diferencial de barra – fase).
- 87BN (diferencial de barra – neutro).
- 748N (alarme diferencial de barra – neutro).
- Oscilografia.
- Medição.

## 20.3.4 7RW600



Figura 20.6 – Relé 7RW600.

**APLICAÇÕES**

- Proteção de Frequência.

**FUNÇÕES**

- 81 (frequência).
- Oscilografia.
- Medição.

## 20.4 Asea Brown Boveri (ABB)

### 20.4.1 SPAA

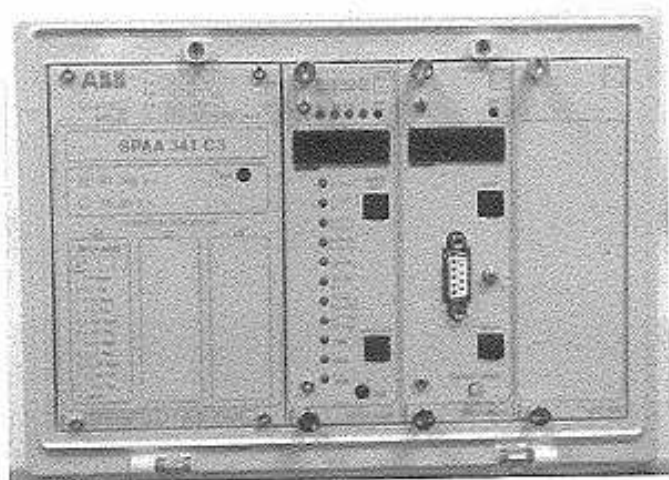


Figura 20.7 – Relé SPAA.

#### APLICAÇÕES

- Proteção de Transformadores.
- Proteção de Barramentos.
- Proteção de Alimentadores.
- Proteção de Banco de Capacitores.

#### FUNÇÕES

- 50-51H (segunda linha para defeitos entre fases).
- 51G (segunda linha para defeitos envolvendo a terra).
- 50-51 (instantâneo e temporizado de fase).
- 50-51N (instantâneo e temporizado de neutro).
- 79 (religamento).
- 87B (diferencial de barra – fase).
- 87BN (diferencial de barra – neutro).
- 74BN (alarme diferencial de barra – neutro).
- 50-62BF (falha de disjuntor).
- Monitoramento da bobina de *trip* do disjuntor.
- Oscilografia.
- Medição.

### 20.4.2 SPAD

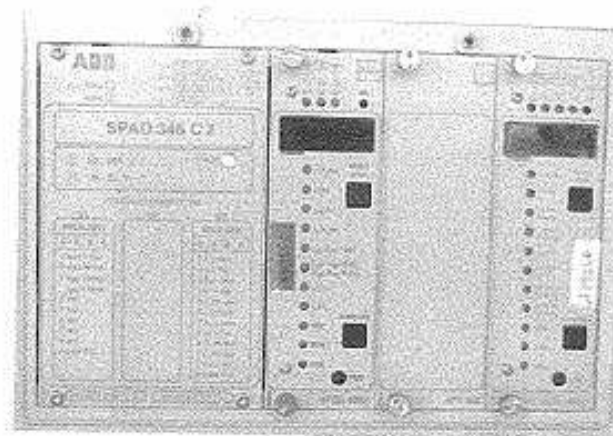


Figura 20.8 – Relé SPAD.

#### APLICAÇÕES

- Proteção de Transformadores.

#### FUNÇÕES

- 87T (diferencial de transformador).
- 51H (segunda linha para defeitos entre fases).
- 51G (segunda linha para defeitos envolvendo a terra).
- Oscilografia.
- Medição.

## 20.4.3 SPAJ

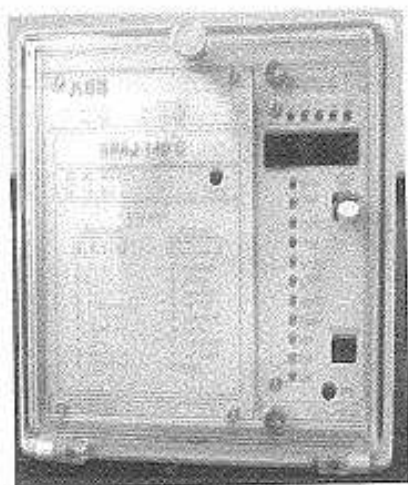


Figura 20.9 – Relé SPAJ.

**APLICAÇÕES**

Proteção de Banco de Capacitor.

**FUNÇÕES**

61N (desbalanço de corrente).

Oscilografia.

## 20.4.4 SPAU



Figura 20.10 – Relé SPAU.

**APLICAÇÕES**

Proteção de Banco de Capacitor.

**FUNÇÕES**

59G (sobretensão – residual).

59 (sobretensão – fase).

Oscilografia.

## 20.4.5 REF

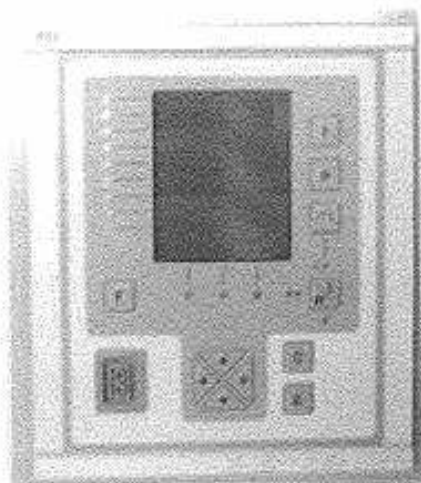


Figura 20.11 – Relé REF.

**APLICAÇÕES**

- Proteção de Transformadores.
- Proteção de Barramentos.
- Proteção de Alimentadores.
- Proteção de Banco de Capacitores.

**FUNÇÕES**

- 50-51H (segunda linha para defeitos entre fases).
- 50-51 (instantâneo e temporizado de fase).
- 50-51N (instantâneo e temporizado de neutro).
- 79 (religamento).
- 51G (segunda linha para defeitos envolvendo a terra).
- 87B (diferencial de barra – fase).
- 87BN (diferencial de barra – neutro).
- 74BN (alarme diferencial de barra – neutro).
- 61N (desbalanço de corrente).
- 50-62BF (falha de disjuntor).
- Monitoramento da bobina de trip do disjuntor.
- Oscilografia.

## 20.5 Alstom

## 20.5.1 KCGG



Figura 20.12 – Relé KCGG.

**APLICAÇÕES**

- Proteção de Transformadores.
- Proteção de Barramentos.
- Proteção de Alimentadores.
- Proteção de Banco de Capacitores.

**FUNÇÕES**

- 50-51H (segunda linha para defeitos entre fases).
- 51G (segunda linha para defeitos envolvendo a terra).
- 50-51 (instantâneo e temporizado de fase).
- 50-51N (instantâneo e temporizado de neutro).
- 87B (diferencial de barra – fase).
- 87BN (diferencial de barra – neutro).
- 74BN (alarme diferencial de barra – neutro).
- 50-62BF (falha de disjuntor).
- Monitoramento da bobina de trip do disjuntor.
- Oscilografia.

## 20.5.2 KBCH



Figura 20.13 – Relé KBCH.

**APLICAÇÕES**

Proteção de Transformadores.

**FUNÇÕES**

87T (diferencial de transformador).

Oscilografia.

Medição.

## 20.5.3 KVTR



Figura 20.14 – Relé KVTR.

**APLICAÇÕES**

Proteção de Alimentadores.

Proteção de Linha de Transmissão.

**FUNÇÕES**

79 (religamento)

## 20.6 Merlin Gerin

### 20.6.1 B07

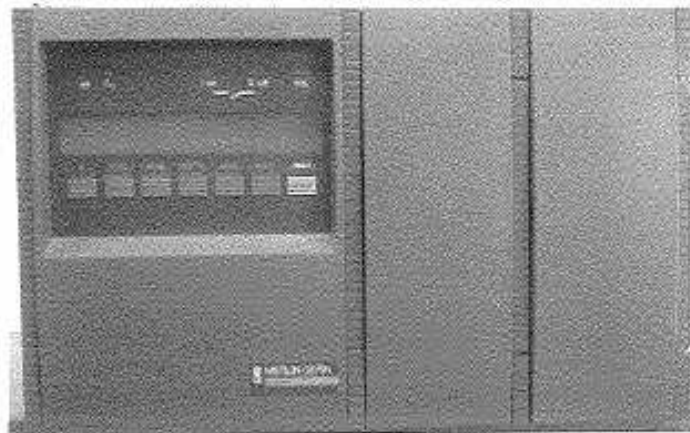


Figura 20.15 – Relé B07.

#### APLICAÇÕES

- Proteção de Barramentos.
- Transferência Automática de Alimentação.

#### FUNÇÕES

- 50-50N (instantâneo de fase e neutro).
- 27 (subtensão).
- 25 (sincronismo).
- 81 (frequência).
- Oscilografia.
- Medição.

### 20.6.2 D22

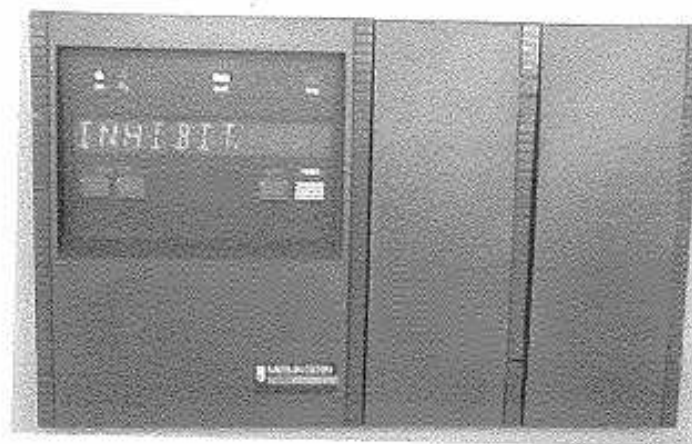


Figura 20.16 – Relé D22.

#### APLICAÇÕES

- Proteção de Transformadores.

#### FUNÇÕES

- 87T (diferencial de transformador).
- 64REF (terra restringida).
- Oscilografia.
- Medição.

## 20.6.3 S02

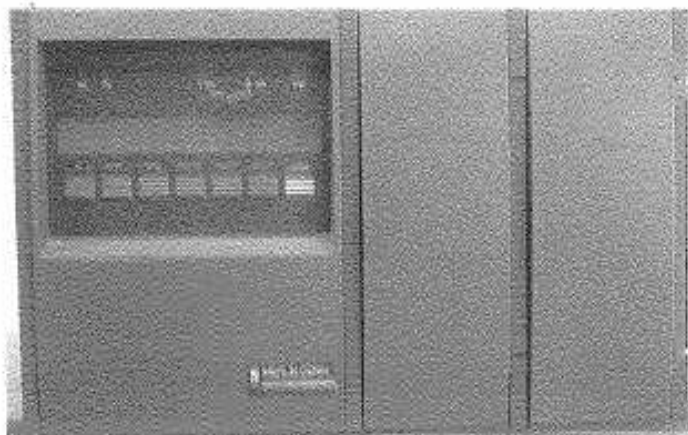


Figura 20.17 – Relé S02.

**APLICAÇÕES**

- Proteção de Transformadores.
- Proteção de Barramentos.
- Proteção de Alimentadores.

**FUNÇÕES**

- 51H (segunda linha para defeitos entre fases).
- 51G (segunda linha para defeitos envolvendo a terra).
- 50-51 (instantâneo e temporizado de fase).
- 50-51N (instantâneo e temporizado de neutro).
- 79 (religamento).
- 87B (diferencial de barra – fase).
- 87BN (diferencial de barra – neutro).
- 74BN (alarme diferencial de barra – neutro).
- 50-62BF (falha de disjuntor).
- 59 (sobretensão – fase).
- Monitoramento da bobina de trip do disjuntor.
- Oscilografia.
- Medição.

## 20.6.4 C06



Figura 20.18 – Relé C06.

**APLICAÇÕES**

- Proteção de Banco de Capacitores.

**FUNÇÕES**

- 50-51 (instantâneo e temporizado de fase).
- 50-51N (instantâneo e temporizado de neutro).
- 50-62BF (falha de disjuntor).
- 59 (sobretensão – fase).
- 61N (desbalanço de corrente).
- Monitoramento da bobina de trip do disjuntor.
- Oscilografia.
- Medição.

## 20.6.5 EPAC



Figura 20.19 – Relé EPAC.

**APLICAÇÕES**

Proteção de Linha de Transmissão.

**FUNÇÕES**

21 (distância).  
 67N (direcional de neutro).  
 60 (falha de fusível).  
 68 (oscilação de potência).  
 79 (religamento).  
 25 (sincronismo).  
 Oscilografia.  
 Medição.

## 20.7 AEG

## 20.7.1 PK341

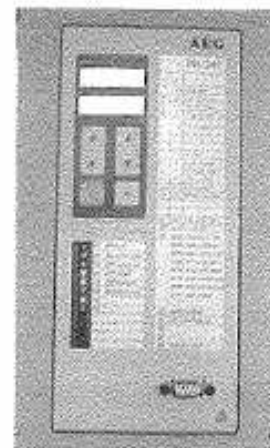


Figura 20.20 – Relé PK341.

**APLICAÇÕES**

Proteção de Linha de Transmissão.

**FUNÇÕES**

79 (religamento).  
 25 (sincronismo).

## REFERÊNCIAS

- ABNT. **Normas e Regulamentos Diversos**. Rio de Janeiro: ABNT.
- CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo: Editora Edgard Blücher LTDA, 1977.
- CEGELEC ENGENHARIA. **Apostila do Curso Interno de Projetos de Controle e Automação e Proteção de Subestações**. Cegelec Engenharia.
- CONPROVE ENGENHARIA. **Apostila de Manutenção e Ensaio em Relés de Proteção**.
- CONPROVE ENGENHARIA. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos, Filosofias, Aplicações, Especificações e Ajustes de Relés**.
- CONPROVE ENGENHARIA. **Apostila de Subestações**.
- FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS. **Apostila do Curso de Proteção de Linhas de Transmissão (Asea-Razoa)**. Furnas Centrais Elétricas, 1990.
- GE, ALSTOM, SIEMENS, SCHNEIDER, WESTINGHOUSE E ABB. **Catálogos de Fabricantes**.
- IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. **Protection of Synchronous Generators**.
- KOSOW, Irving. **Máquinas Elétricas e Transformadores**. Editora Globo.
- LIGHT SESA. **Acervo Técnico da Divisão de Manutenção da Proteção**. Rio de Janeiro: Light.
- LIGHT SESA. **Acervo Técnico da Divisão de Operação de Subestações**. Rio de Janeiro: Light.
- LIGHT SESA. **Apostila de Descrição do Controle das Máquinas da Elevatória de Minério**. Rio de Janeiro: Light.

LIGHT SESA. **Apostila de Proteção**. Rio de Janeiro: Light, 1970.

LIGHT SESA. **Apostila do Curso Interno de Projetos de Controle, Automação e Proteção de Subestações**. Rio de Janeiro: Light, 1998.

LIGHT SESA. **Padrões de Proteção**. Rio de Janeiro: Light, 1999.

MASON, C. R. **The Art and Science of Protective Relaying**. John Wiley, 1956.

MEDEIROS FILHO, Solon. **Medição de Energia Elétrica**. Recife: Editora Universitária, UFPE, 1980.

STEVENSON, William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. McGraw-Hill, 1986.