

CONCEITO SUBESTAÇÃO

Uma subestação (SE) pode ser definida como um conjunto de equipamentos de manobra e/ou transformação e ainda eventualmente de compensação de reativos usado para dirigir o fluxo de energia em sistema de potência e possibilitar a sua diversificação através de rotas alternativas, possuindo dispositivos de proteção capazes de detectar os diferentes tipos de faltas que ocorrem no sistema e de isolar os trechos onde estas faltas correm. A classificação de uma subestação pode ser realizada conforme sua função, seu nível de tensão, seu tipo de instalação e sua forma de operação.

Classificação quanto à função:

Subestações transformadoras: é aquela que converte a tensão de suprimento para um nível diferente, maior ou menor, sendo designada, respectivamente, SE transformadora elevadora e SE transformadora abaixadora. Geralmente, uma subestação transformadora próxima aos centros de geração é uma SE elevadora (elevam a tensão para níveis de transmissão e subtransmissão proporcionando um transporte econômico da energia). Subestações no final de um sistema de transmissão, próximas aos centros de carga, ou de suprimento a uma indústria é uma SE transformadora abaixadora (diminuem os níveis de tensão evitando inconvenientes para a população como rádio-interferência, campos magnéticos intensos e faixas de passagem muito largas)

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

Classificação quanto ao nível de tensão:

Subestações de alta tensão (AT): é aquela que tem tensão nominal abaixo de 230 kV;

Subestações de extra alta tensão (EAT): é aquela que tem tensão nominal acima de 230 kV. É importante enfatizar que em subestações deste tipo são necessários estudos complementares considerando o Efeito Corona.

Classificação quanto ao seu tipo de instalação:

Subestações a céu aberto: são construídas em locais amplos ao ar livre (figura 1) e requerem emprego de aparelhos e máquinas próprias para funcionamento em condições atmosféricas adversas (chuva, vento, poluição, etc.);



(figura 1)

Subestações em interiores: são construídas em locais abrigados (figura 2) e os equipamentos são colocados no interior de construções não estando sujeitos a adversidades do tempo como as abertas;



(figura 2)

Subestações blindadas: são construídas em locais abrigados (figura 3) e os equipamentos são completamente protegidos e isolados em óleo, com material sólido, ou em gás (ar comprimido ou SF6).



(figura 3)

No caso das subestações blindadas podem ser destacadas algumas vantagens e desvantagens. As blindadas têm como vantagens o espaço reduzido (podendo chegar a até 10% de uma SE convencional), baixa manutenção e operação segura inteiramente contidas em invólucros metálicos) e disponíveis em níveis de tensão de até 500kV. Mas possuem também certas desvantagens como a necessidade de pessoal com treinamento especializado e as operações de chaveamento manobra não podem ser visualizadas (apenas supervisionadas por indicadores luminosos).

Classificação quanto à forma de operação:

Subestações com operador: exige alto nível de treinamento de pessoal e uso de computadores na supervisão e operação local só se justifica para instalações de maior porte.

Subestações semi-automáticas: possuem computadores locais ou intertravamentos eletromecânicos que impedem operações indevidas por parte do operador local.

Subestações automatizadas: são supervisionadas à distância por intermédio de computadores.

EQUIPAMENTOS DE TRANSFORMAÇÃO.

Os equipamentos de transformação são os transformadores de força e os transformadores de instrumento (transformadores potencial capacitivos ou indutivos e os transformadores de corrente). Sem os transformadores de força seria praticamente impossível o aproveitamento econômico da energia elétrica, pois a partir deles foi possível a transmissão em tensões cada vez mais altas, possibilitando grandes economias nas linhas de transmissão em trechos cada vez mais longos. Já os transformadores de instrumentos (TC's e TP's) têm a finalidade de reduzir a corrente ou a tensão respectivamente a níveis compatíveis com os valores de suprimento de relés e medidores.

TRANSFORMADORES DE FORÇA.

Os transformadores de força são classificados segundo o seu meio isolante, podendo ser a óleo mineral, a líquidos isolantes sintéticos pouco inflamáveis (silicone) e secos.

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

Os transformadores secos utilizam o ar circulante como meio isolante e refrigerante, possuindo isolamento classe B, classe F ou classe H.

TRANSFORMADORES DE CORRENTE.

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

PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO.

A Figura 04 mostra o esquema básico de um TC.

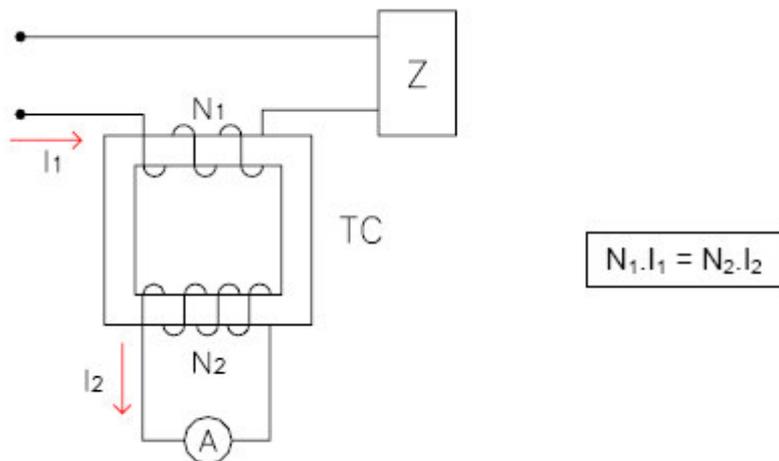


Figura 04: Esquema básico de um TC.

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

PRINCIPAIS TIPOS CONSTRUTIVOS

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

Tipo Primário Enrolado: TC cujo enrolamento primário é constituído de uma ou mais espiras envolve mecanicamente o núcleo do transformador. O TC tipo primário enrolado é mais utilizado para serviços de medição, mas pode ser usado para serviços de proteção onde pequenas relações são requeridas. A Figura 05 mostra este tipo de TC.

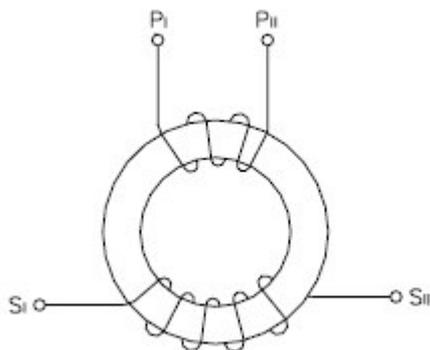


Figura 05: TC Tipo Enrolado.

Tipo Barra: TC cujo primário é constituído por uma barra, montada permanentemente através do núcleo do transformador. Este TC é adequado para resistir aos esforços de grandes sobrecorrentes. A Figura 06 mostra o esquema básico de um TC tipo barra.

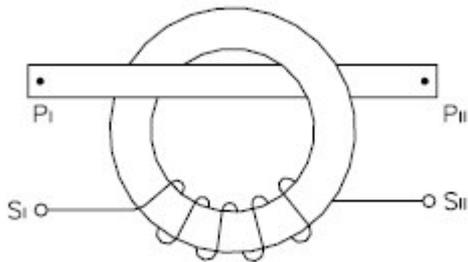


Figura 06: TC Tipo Barra.

Tipo Janela: é aquele que não possui primário próprio e é constituído de uma abertura através do núcleo, por onde passa o condutor do circuito primário. A Figura 07 mostra este tipo de TC.

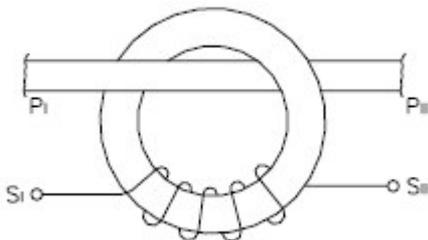


Figura 07: TC Tipo Janela.

Tipo Bucha: tipo especial de TC tipo janela é construído e projetado para ser instalado sobre uma bucha de um equipamento elétrico, fazendo parte integrante do fornecimento deste. Pelo seu tipo de construção e instalação, o circuito magnético dos TC's tipo bucha é maior que nos outros TC's, sendo mais precisos para correntes altas, pois possuem menor saturação. Em baixas correntes são menos precisos em virtude da maior corrente de excitação, razão pela qual não são usados para medição. A Figura 08 mostra este tipo de TC

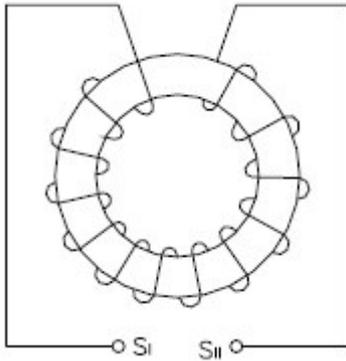


Figura 08: TC Tipo Bucha.

Tipo Núcleo Dividido: este tipo possui o enrolamento secundário completamente isolado e permanentemente montado no núcleo, mas não possui enrolamento primário. Parte do núcleo é separável ou articulada para permitir o enlaçamento do condutor primário. Destina-se ao uso em circuito constituído de condutor completamente isolado ou um condutor nu. Um tipo muito difundido de TC com núcleo dividido é o amperímetro alicate. A Figura 09 mostra o esquema básico de um TC de núcleo dividido.

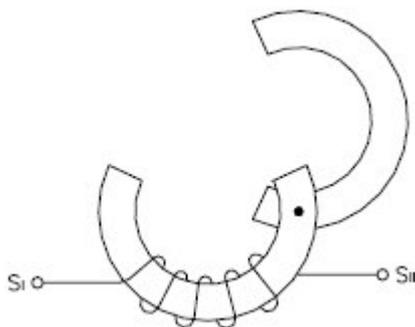


Figura 09: TC Tipo Núcleo Dividido.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS TC'S.

As principais características dos TC's são:

- Corrente Secundária Nominal: padronizada em 5 A.
- Corrente Primária Nominal: caracteriza o valor nominal suportado em regime normal de operação pelo TC. Sua especificação deve considerar a corrente máxima do circuito em que o TC está inserido e os valores de curto-circuito.
- Classe de Exatidão: valor máximo do erro do TC, expresso em percentagem, que poderá ser causado pelo TC aos instrumentos a ele conectados. A tabela abaixo mostra as classes padronizadas.

Tabela 01: Classes de exatidão.

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

A classe de exatidão do TC para medição com finalidade de faturamento a consumidor: 0,3 (ver Tabela 02).

Tabela 02: TC's Alimentando Instrumentos.

TC's Alimentando Instrumentos	Classe de Exatidão	
	Recomendada	Aceitável
Medidores	0,3	0,6
Indicadores	0,6	1,2

· Carga Nominal: carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do TC. A Tabela 03 mostra a designação da carga nominal dos TC's segundo a ABNT: EB-251.2.

Tabela 03: Carga Nominal: EB-251.2.

Designação da Carga	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Potência Aparente (VA)	Fator de Potência	Impedância (Ω)
C 2,5	0,09	0,0436	2,5	0,90	0,1
C 5,0	0,18	0,0872	5,0	0,90	0,2
C 12,5	0,45	0,2180	12,5	0,90	0,5
C 25,0	0,50	0,8661	25,0	0,50	1,0
C 50,0	1,00	1,7321	50,0	0,50	2,0
C 100,0	2,00	3,4642	100,0	0,50	4,0
C 200,0	4,00	6,9283	200,0	0,50	8,0

- Fator Térmico: fator pelo qual deve-se multiplicar a corrente primária nominal para se obter a corrente primária máxima que o TC é capaz de conduzir em regime permanente, sob frequência nominal, sem exceder os limites de elevação de temperatura especificados e sem sair de sua classe de exatidão.
- Nível de Isolamento: define a especificação do TC quanto às condições que deve satisfazer a sua isolação em termos de tensão suportável.
- Corrente Térmica Nominal: maior corrente primária que um TC é capaz de suportar durante 1 segundo, com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem exceder, em qualquer enrolamento,

a temperatura máxima especificada para sua classe de isolamento.
 $I_{term}^3 I_{ni}$ do disjuntor

- Corrente Dinâmica Nominal: valor de crista da corrente primária que um TC é capaz de suportar durante o primeiro meio ciclo com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem danos devido às forças eletromagnéticas resultantes. É igual a 2,5 vezes o valor da corrente térmica nominal.
- Polaridade: normalmente é utilizada a polaridade subtrativa.

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

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

PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO.

A Figura 10 apresenta o esquema básico de ligação de um TP.

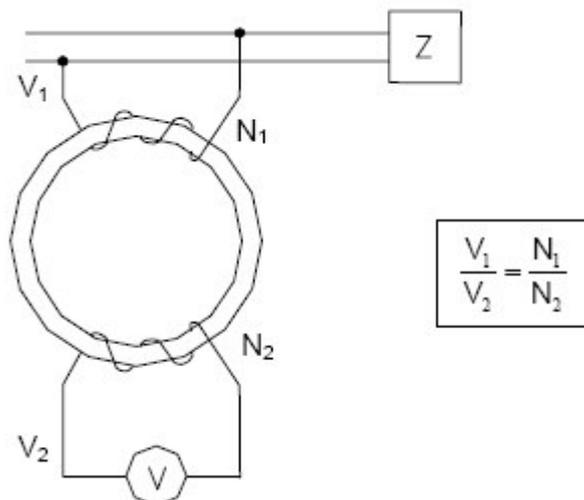


Figura 10: Transformador de potencial.

O TP é construído com $N_1 > N_2$.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS TP'S.

As principais características dos TP's são:

- Tensão Primária Nominal: estabelecida de acordo com a tensão do circuito no qual o TP será instalado.

- Tensão Secundária Nominal: é padronizada em 115 V ou 115 3 V.
- Classe de Exatidão: valor máximo do erro (expresso em percentagem) que poderá ser causado pelo transformador aos instrumentos a ele conectados (ver Tabela 04).

Tabela 04: Classes de exatidão.

TP's Alimentando Instrumentos	Classe de Exatidão	
	Recomendada	Aceitável
Medidores	0,3	0,6
Indicadores	0,6	1,2

- Carga Nominal: Carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do TP. A tabela da Figura 05 apresenta a designação segundo a ABNT e a ANSI.

Tabela 05: Carga Nominal

Designação ABNT	Designação ANSI
P 12,5	W
P 25	X
P 75	Y
P 200	Z
P 400	ZZ

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

GRUPOS DE LIGAÇÃO.

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

Grupo 1: TP projetado para ligação entre fases;

Grupo 2: TP projetado para ligação entre fase e neutro de sistemas diretamente aterrados;

Grupo 3: TP projetado para ligação entre fase e neutro de sistema onde não se garanta a eficácia da aterramento.

Defini-se um sistema trifásico com neutro efetivamente aterrado como sendo um sistema caracterizado por um fator de aterramento que não exceda 80%.

EQUIPAMENTOS DE MANOBRA.

Os equipamentos de transformação são os disjuntores e as chaves seccionadoras. Os disjuntores são os mais eficientes e mais complexos aparelhos de manobra em uso de redes elétricas, destinados à operação em carga, podendo sua operação ser manual ou automática. As chaves seccionadoras são dispositivos destinados a isolar equipamentos ou zonas de barramento, ou ainda, trechos de linhas de transmissão. Somente podem ser operadas sem carga, muito embora possam ser operadas sob tensão.

CHAVES SECCIONADORAS.

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

TIPOS CONSTRUTIVOS.

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

Abertura Vertical – Tipo A: a chave é composta por três colunas de isoladores fixados sobre uma única base. O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel (lâmina) dá-se num plano que contém o eixo longitudinal da base e é perpendicular ao plano de montagem da mesma. Devido a essa forma construtiva, a distância entre fases pode ser reduzida ao mínimo permitido. As chaves de abertura vertical (Figura 11) podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (by-pass) ou como chave seletora.

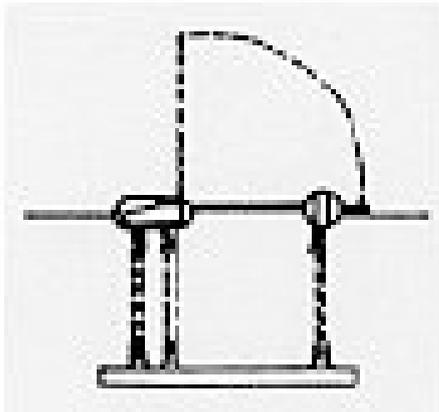


Figura 11: Abertura Vertical.

Dupla Abertura Lateral – Tipo B: essa chave é composta por três colunas de isoladores fixadas sobre uma base única, sendo a coluna central eqüidistante das duas colunas externas. O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel dá-se num plano paralelo ao plano de montagem da base, através da rotação da coluna central.

As chaves com dupla abertura lateral (Figura 12) podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (by-pass) ou como chave seletora.

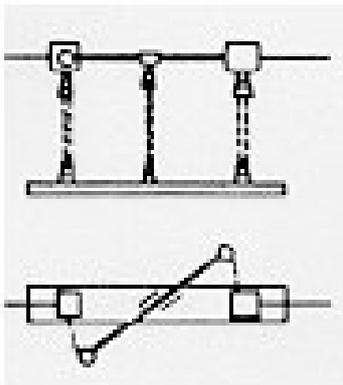


Figura 12: Dupla Abertura Lateral.

Basculante (3 colunas) – Tipo C: a chave é composta por três colunas de isoladores ligadas a uma base única, sendo as duas colunas externas fixas suportando os terminais e a interior móvel.

Esta última apresenta movimento de rotação em torno do ponto de fixação à base, e carrega o contato móvel em seu topo.

Podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (by-pass) ou como chave seletora.

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

As chaves de abertura lateral (Figura 13) podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvios ou como chave seletora.

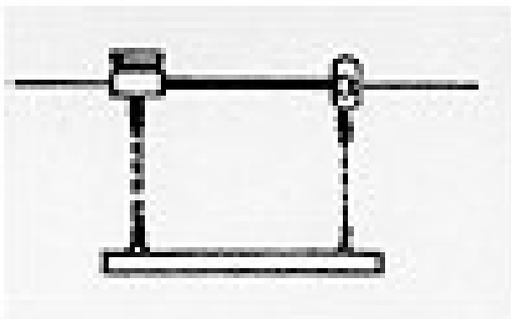


Figura 13: Abertura Lateral.

Abertura Central – Tipo E: a chave seccionadora com abertura central (Figura 14) é composta por duas colunas de isoladores, ambas rotativas e ligadas a uma única base. O movimento de abertura e fechamento da lâmina é seccionada em duas partes fixadas ao topo das colunas rotativas, ficando o contato macho na extremidade de uma das partes da lâmina e a fêmea, na outra.

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

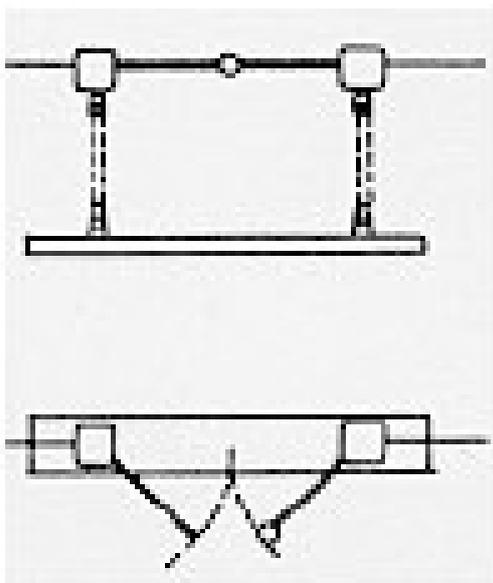


Figura 14: Abertura Central.

Basculante (2 Colunas) – Tipo F: esta é composta por duas colunas de isoladores ligadas a uma única base, sendo uma delas fixa e suporte para o contato fixo e a outra móvel e suporte para o contato móvel. O movimento da coluna móvel é de rotação ao redor do ponto de fixação à base.

Aterramento – Tipo G: a chave de aterramento é composta por uma coluna de isoladores fixa, em cujo topo encontram-se os contatos fixos e a lâmina fecha paralela à coluna de isoladores. Podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida.

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

Fechamento ou Alcance vertical – Tipo J: também chamado de chave vertical reversa (Figura 15), este tipo de chave é composto por duas ou três colunas de isoladores. O movimento de abertura ou fechamento da lâmina dá-se num plano perpendicular ao plano de montagem da base, na qual estão fixadas as duas colunas de isoladores, uma rotativa e outra fixa. Existem duas possibilidades de montagem dos contatos fixos: em coluna de isoladores invertida ou diretamente no barramento.

Entre as chaves com fechamento vertical pode-se incluir as chaves pantográfica e semi-pantográfica. Este tipo de chave tem montagem horizontal. A Figura 15 mostra alguns exemplos.

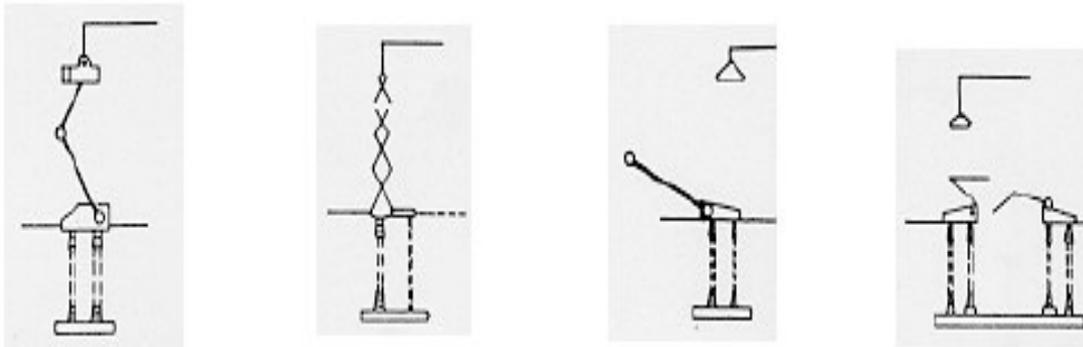


Figura 15: Fechamento ou Alcance Vertical.

TIPOS DE OPERAÇÃO E COMANDO.

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

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

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

Comando Motorizado: os comandos motorizados podem ser realizados através de motores elétricos, acionadores hidráulicos, pneumáticos, etc.

A seguir apresenta-se a Tabela 06 para dimensionamento da chave fusível para SE de 13,8 kV em função da demanda.

Tabela 06: Carga Nominal.

Demanda (kVA)	Elo Fusível	Chave (A)
ATÉ 15	1 H	50
ATÉ 30	2 H	50
ATÉ 45	3 H	50
ATÉ 75	5 H	100
ATÉ 112,5	6 K	100
ATÉ 150	8 K	100
ATÉ 225	12 K	100
ATÉ 300	15 K	100
ATÉ 500	25 K	100
ATÉ 750	40 K	100
ATÉ 1000	50 K	100
ATÉ 1500	80 K	100
ATÉ 2000	100 K	200
ATÉ 2500	140 H	200

DISJUNTORES.

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

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

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

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

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

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

DISJUNTORES A ÓLEO.

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

A maior vantagem dos disjuntores de grande volume de óleo sobre os de pequeno volume de óleo é a grande capacidade de ruptura em curto-circuito em tensões de 138 kV. Mesmo assim este tipo de disjuntor está caindo em desuso.

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

DISJUNTORES A AR COMPRIMIDO.

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

Os tipos originais de disjuntor a ar comprimido possuíam uma chave isoladora em série com as câmaras de interrupção. Após um tempo pré-determinado, para permitir a extinção do arco, a chave isoladora era aberta, o ar comprimido das câmaras era liberado para a atmosfera e os contatos do interruptor fechavam pela pressão das molas. O fechamento do circuito era sempre feito pela chave isoladora, com os contatos das câmaras de interrupção fechados. A posição aberta ou fechada dos disjuntores era facilmente reconhecível a partir da observação da posição da chave isoladora. Nos tipos modernos de disjuntores, as câmaras são permanentemente pressurizadas com ar a aproximadamente 25 / 30 bars, enquanto que nos reservatórios de ar comprimido a pressão é de 150 / 200 bars. Para a interrupção do arco abrem-se ao mesmo tempo as válvulas de sopro e de exaustão em cada câmara, de maneira a ventilar a região entre os contatos. Após o fim do movimento do contato móvel, que ocorre num tempo pré-determinado para permitir a extinção dos arcos, as válvulas se fecham, deixando o disjuntor aberto, com as câmaras cheias de ar comprimido à pressão de serviço, livre de produtos ionizados. Na operação de fechamento, as válvulas de sopro e exaustão podem ser abertas ligeiramente para ventilar a região entre contatos, impedindo a contaminação da câmara por resíduos provenientes da vaporização de material de contatos.

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

Os disjuntores a ar comprimido podem possuir compressores individuais ou trabalhar ligados a uma central de ar comprimido. Como a operação dos disjuntores pode ser perigosa quando a pressão de ar comprimido cai abaixo de determinado nível, estes

são providos de dispositivos para impedir seu fechamento ou sua abertura sob pressões inferiores a níveis pré-fixados. Pode-se dispor também de dispositivos para abrir os disjuntores quando a pressão chegar a um nível perigoso, mas ainda superior àquele em que a abertura seja proibida. Devido a estas características, é prática dos clientes exigirem que os disjuntores que operam com sistemas de ar comprimido central possuam reservatórios individuais ("air receivers"), com capacidade suficiente para realizar um ciclo completo O-CO-CO sem necessidade de receber reforço de ar comprimido do sistema central, e sem que a pressão caia a níveis perigosos. Um reservatório central deve também ser capaz de garantir a repressurização de todos os reservatórios individuais, após uma operação O-CO simultânea, num intervalo de tempo usualmente fixado em dois minutos.

DISJUNTORES SF6.

Embora o hexafluoreto de enxofre (SF₆) tenha sido sintetizado pela primeira vez em 1904, somente nos anos 30, a partir da observação de suas excepcionais propriedades dielétricas, o novo gás encontrou uma limitada aplicação como meio isolante em transformadores.

O SF₆ é um dos gases mais pesados conhecidos (peso molecular 146), sendo cinco vezes mais pesado que o ar. À pressão atmosférica, o gás apresenta uma rigidez dielétrica 2,5 vezes superior à do ar. A rigidez dielétrica aumenta rapidamente com a pressão, equiparando-se à de um óleo isolante de boa qualidade à pressão de 2 bars. A contaminação do SF₆ pelo ar não altera substancialmente as propriedades dielétricas do gás: um teor de 20 % de ar resulta numa redução de apenas 5 % da rigidez dielétrica do gás.

Somente no final dos anos 40 teve início o desenvolvimento de disjuntores e chaves de abertura em carga a SF₆, com base em experimentos em que as excepcionais qualidades do gás como meio interruptor de arcos elétricos foram comprovadas. Essas qualidades derivam do fato de que o hexafluoreto de enxofre ser um gás eletronegativo, possuindo, portanto, uma afinidade pela captura de elétrons livres, o que dá lugar à formação de íons negativos de reduzida mobilidade.

Essa propriedade determina uma rápida remoção dos elétrons presentes no plasma de um arco estabelecido no SF₆, aumentando, assim, a taxa de decremento da condutância do arco quando a corrente se aproxima de zero.

O SF₆ é um gás excepcionalmente estável e inerte, não apresentando sinais de mudança química para temperaturas em que os óleos empregados em disjuntores começam a se oxidar e decompor. Na presença de arcos elétricos sofre lenta decomposição, produzindo fluoretos de ordem mais baixa (como SF₂ e SF₄) que, embora tóxicos, recombina-se para formar produtos não tóxicos imediatamente após a extinção do arco. Os principais produtos tóxicos estáveis são certos fluoretos metálicos que se depositam sob a forma de um pó branco, e que podem ser absorvidos por filtros de alumina ativada.

Os primeiros disjuntores de hexafluoreto de enxofre eram do tipo “dupla pressão”, baseados no funcionamento dos disjuntores a ar comprimido. O SF₆ era armazenado num recipiente de alta pressão (aproximadamente 16 bars) e liberado sobre a região entre os contatos do disjuntor. A principal diferença com relação aos disjuntores a ar comprimido consistia no fato de o hexafluoreto de enxofre não ser descarregado para a atmosfera após atravessar as câmaras de interrupção, e sim para um tanque com SF₆ a baixa pressão (aproximadamente 3 bars). Assim, o gás a alta pressão era utilizado para interrupção do arco e o SF₆, a baixa pressão, servia à manutenção do isolamento entre as partes energizadas e a terra. Após a interrupção, o gás descarregado no tanque de baixa pressão era bombeado novamente para o reservatório de alta pressão, passando por filtro de alumina ativada para remoção de produtos da decomposição do SF₆. As principais desvantagens dos disjuntores a SF₆ a dupla pressão eram a baixa confiabilidade dos compressores de gás e a tendência do hexafluoreto de enxofre a liquefazer-se à temperatura ambiente quando comprimido (a temperatura de liquefação do gás a 16 bars é 10°C), o que tornava necessário instalar aquecedores no reservatório de alta pressão com conseqüente aumento da complicação e redução da confiabilidade. Essas desvantagens levaram ao desenvolvimento do disjuntor tipo “puffer”, que será descrito a seguir, atualmente adotado pela maioria dos fabricantes de disjuntores a SF₆.

Os disjuntores tipo “puffer” ou do tipo “impulso” são também denominados de “pressão única” porque o SF₆ permanece no disjuntor, durante a maior parte do tempo, a uma pressão constante de 3 a 6 bars, servindo ao isolamento entre as partes com potenciais diferentes. A pressão necessária à extinção do arco é produzida em cada câmara por um dispositivo tipo “puffer” formado por um pistão e um cilindro, em que um desses dois elementos ao se movimentar desloca consigo o contato móvel e comprime o gás

existente no interior do cilindro. A compressão do SF₆ por esse processo produz pressões da ordem de 2 a 6 vezes a pressão original e no intervalo entre a separação dos contatos e o fim do movimento do gás, assim comprimido, é forçado a fluir entre os contatos e através de uma ou duas passagens (“nozzles”), extinguindo o arco de forma semelhante ao dos disjuntores de dupla pressão. Os disjuntores de pressão única são de projeto mais simples que o de dupla pressão e dispensam a instalação de aquecedores para impedir a liquefação do SF₆, sendo conseqüentemente mais econômicos e mais confiáveis.

O desenvolvimento e a difusão dos disjuntores a SF₆ estão ligados aos desenvolvimentos das técnicas de selagem dos recipientes e detecção de vazamentos de gás. Os projetos ocorridos nesses terrenos já permitem reduzir o escape de SF₆ nos disjuntores a níveis inferiores a 1 % por ano. Os avanços tecnológicos têm permitido aos disjuntores a SF₆ tornarem-se crescentemente competitivos em relação aos tipos de ar comprimido e PVO, sendo provável que, em futuro próximo, esses disjuntores ocupem uma posição dominante no mercado, pelo menos para certas faixas de tensão. Da mesma forma que nos disjuntores a ar comprimido, os disjuntores a SF₆ devem ser providos de dispositivos para indicar a ocorrência de pressões inferiores a determinados níveis mínimos e intertravamentos para impedir sua operação em condições perigosas de super pressão. Uma outra aplicação do SF₆ é o isolamento de subestações blindadas que permite considerável redução da área ocupada. A instalação de uma subestação blindada pode ser determinada pela inexistência de área suficientemente ampla em um centro urbano, ou pelo elevado custo do solo nesta região.

Numa subestação blindada todas as partes energizadas são protegidas por uma blindagem metálica, que conterá os disjuntores, chaves, TC's, TP's, barramentos, etc.. As partes energizadas são isoladas da blindagem por isoladores de resina sintética (ou outro material adequado) e SF₆ à pressão de cerca de 3 bars.

Válvulas especiais permitem detectar o escapamento do gás e possibilita efetuar manutenção dos equipamentos sem necessidade de remover grandes quantidades de gás. Alarmes e intertravamentos garantem a segurança em caso de vazamento de SF₆.

DISJUNTORES A VÁCUO.

Apesar do crescente uso de disjuntores a vácuo para baixas e médias tensões, aparentemente apenas um fabricante vem oferecendo comercialmente disjuntores a vácuo de alta tensão, e mesmo assim os tipos disponíveis não excedem 145 kV.

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

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

PRINCIPAIS SISTEMAS DE ACIONAMENTO.

O sistema de acionamento de um disjuntor é o subconjunto que possibilita o armazenamento de energia necessária à sua operação mecânica, bem como a necessária liberação desta energia através de mecanismos apropriados, quando do comando de abertura e fechamento do mesmo. Dentro de cada categoria existe uma variação imensa de detalhes construtivos, característicos de cada fabricante. Os acionamentos podem ser monopolares ou tripolares. No primeiro caso, a atuação dos mesmos se faz diretamente em cada pólo, permitindo a manobra individual de cada um deles. Isso torna o acionamento mais complexo e caro, pois na realidade são três acionamentos, um para cada pólo. Este tipo é usado quando se necessita de religamentos monopolares no caso de faltas monofásicas. Nos acionamentos tripolares a operação é centralizada em uma unidade e transmitida aos três pólos do disjuntor simultaneamente, via acoplamento mecânico, hidráulico ou pneumático. Neste caso só é possível ter religamentos tripolares. A seguir estão relacionados os principais sistemas de acionamento.

Acionamento por Solenóide: neste sistema, uma bobina solenóide – que na maioria dos tipos de acionamento é usada somente para disparo - é utilizada diretamente para acionar os contatos na operação de fechamento e também para carregar a mola de abertura. Aliás, este é um princípio comum a todos os acionamentos, pois o disjuntor na condição "fechado" deverá estar sempre com energia armazenada para a operação de abertura. Este tipo de acionamento não é muito utilizado, pois tem capacidade de armazenamento de energia limitada.

Acionamento a Mola: para este caso, a energia para o fechamento é acumulada em uma mola. As molas são carregadas através de motores, os quais podem ser de corrente contínua ou alternada. Pode-se ter também o acionamento manual. Quando o mecanismo de disparo é acionado, a mola é destravada, acionando os contatos do disjuntor, fechando-o, acontecendo nesta operação o carregamento simultâneo da mola de abertura. Cada fabricante tem seu próprio arranjo para este tipo de acionamento, entretanto, o princípio de funcionamento aqui descrito é comum a todos eles.

O acionamento a mola é muito difundido para disjuntores de média tensão (até 38 kV) e alta tensão (69 a 138 kV) em grande volume de óleo, pequeno volume de óleo, sopro magnético, a vácuo e a SF₆, podendo ser tripolar ou monopolar. Neste tipo de acionamento, a caixa que abriga o mecanismo, abriga também o bloco de comando, ou seja, acionamento e unidade de comando estão num mesmo subconjunto principal o que é uma característica mais ou menos constante em disjuntores de média tensão.

O sistema de acionamento a mola tem funcionamento simples, dispensando qualquer supervisão, tornando-o ideal para média tensão. No entanto, deve-se ter em mente que a ausência de supervisão, se por um lado simplifica e barateia o disjuntor, por outro, não permite que se tenha controle das partes vitais do acionamento, de maneira a se prever qualquer falha na operação que, neste caso, ocorreria de forma totalmente imprevista. Em sistema onde haja sucessivos religamentos sua aplicação se torna difícil, já que há um limite no acúmulo de energia.

Acionamento a Ar Comprimido: o acionamento a ar comprimido consiste em armazenar a energia necessária à operação do disjuntor em recipientes de ar comprimido, a qual é liberada através de disparadores atuando sobre válvulas, que acionam os mecanismos dos contatos via êmbolos solidários, ou através de conexões pneumáticas. Este tipo de acionamento é utilizado para disjuntores de média, alta tensões e é a solução natural para

disjuntores que usam o ar comprimido como meio extintor, embora também seja usado para disjuntores a óleo e SF6.

Acionamento Hidráulico: neste tipo de acionamento, a energia necessária para a operação do disjuntor é armazenada em um "acumulador hidráulico" que vem a ser um cilindro com êmbolo estanque tendo, de um lado, o óleo ligado aos circuitos de alta e baixa pressão através da bomba hidráulica e, de outro, um volume reservado a uma quantidade prefixada de N2. Em algumas execuções, o N2 pode estar contido em uma membrana de elastômero. A bomba hidráulica de alta pressão comprime o óleo e, conseqüentemente, o N2, até que seja atingida a pressão de serviço (aproximadamente 320 bar). Através de disparadores de abertura ou fechamento são acionadas as válvulas de comando que ligam o circuito de óleo com o êmbolo principal de acionamento. A característica principal deste tipo de acionamento é a sua grande capacidade de armazenamento de energia, aliada às suas reduzidas dimensões, o que é conseguido através da pressão de operação, que é da ordem de 320 atm.

Além disso, sem a necessidade de ser mudar a configuração básica do acionamento, ou seja, dos blocos das válvulas de comando e dos êmbolos, pode-se aumentar a capacidade do mesmo, aumentando-se o volume de nitrogênio. Isto é particularmente importante para disjuntores a SF6 em EAT com resistores de abertura ou fechamento e de abertura rápida (2 ciclos), ou no caso em que o usuário tem exigências específicas com relação à seqüência de operação.

EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO.

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

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

PÁRA-RAIOS.

O pára-raios é um dispositivo protetor que tem por finalidade limitar os valores dos surtos de tensão transitante que, de outra forma, poderiam causar severos danos aos equipamentos elétricos. Para um dado valor de sobretensão, o pára-raios (que antes funcionava como um isolador) passa a ser condutor e descarrega parte da corrente para a terra, reduzindo a crista da onda a um valor que depende das características do referido pára-raios. A tensão máxima, à frequência nominal do sistema, a que o pára-raios poderá ser submetido, sem que se processe a descarga da corrente elétrica através do mesmo, é denominada de “tensão disruptiva à frequência nominal”.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS DOS PÁRA-RAIOS.

Pára-Raios com Gap e Resistor Não Linear: Estes pára-raios são constituídos basicamente de um gap em série com um resistor não linear, colocados no interior de um invólucro de porcelana. O gap é o elemento que separa eletricamente a rede dos resistores não lineares. Constitui-se de um conjunto de “subgaps” cuja finalidade é a de fracionar o arco em um número de pedaços, a fim de poder exercer um melhor controle sobre ele, no momento de sua formação, durante o processo de descarga e na sua extinção. Nos pára-raios convencionais o resistor não linear é fabricado basicamente com o carbonato de silício. Com este material pode-se observar que, por ocasião de tensões baixas tem-se uma resistência elevada e, com tensões elevadas, uma resistência baixa. Pára-Raios de Óxido de Zinco: O pára-raios de óxido de zinco constitui-se basicamente do elemento não linear colocado no interior de um corpo de porcelana. Neste pára-raios não são necessários os gaps em série, devido às excelentes características não lineares do óxido de zinco. Os pára-raios de óxido de zinco apresentam vantagens sobre os pára-raios convencionais entre as quais podem ser citadas:

- Inexistência de gaps (gaps estão sujeitos a variações na tensão de descarga de um pára-raios que não esteja adequadamente selado, além de que um número elevado de partes no gap aumenta a possibilidade de falhas);
- Inconvenientes apresentados pelas características não lineares do carbonato de silício;

· Pára-raios convencionais absorvem mais quantidade de energia do que o pára-raios de óxido de zinco, o que permite a este último absorção durante um maior número de ciclos.

RECOMENDAÇÕES DE DISTÂNCIAS DE PÁRA-RAIOS.

As seguintes tabelas mostram a distância máxima entre o transformador e o pára-raios.

Tabela 07: Classe de tensão / NBI / Distância.

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

Tabela 08: Tensão Nominal / Trafo / Pára-raios / Distância.

Tensão Nominal (kV)	NBI - Trafo (kV)	Pára-Raios (kV)	Distância (ft)
34,5	200	37	60
34,5	200	30	90
69	350	60	135, 155
69	350	73	75, 95
138	550	121	90, 115
138	650	145	120, 155

Tabela 09: Distância pára-raios e terra.

Tensão Nominal (kV)	Distância entre Pára-Raios e Terra (m)	
	Sistema Efetivamente Aterrado	Sistema Isolado
34,5	27,4	18,3
69	41,1	22,9
138	42,7	27,4

PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES EM SUBESTAÇÕES.

Ao contrário dos múltiplos tipos de defeitos suscetíveis de aparecer nas máquinas rotativas, os transformadores podem estar sujeitos apenas aos seguintes defeitos: curtos-circuitos nos enrolamentos e sobreaquecimento.

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

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

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

1. Proteção contra Curto-Circuito Interno:

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

2. Proteção de Retaguarda:

- Relés de sobrecorrente e/ou fusíveis

DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS PROTEÇÕES.

Proteção Diferencial Percentual (ASA 87): é capaz não só de eliminar todos os tipos de curtos-circuitos internos, como também os defeitos devidos a arcos nas buchas.

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

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

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

Proteção de Sobrecorrente (ASA 51): em transformadores de média e pequena potência, nos quais a importância econômica é menor, a proteção contra curto-circuito ou de retaguarda para faltas externas é feita através de relés de sobrecorrente primários ou secundários no lugar de relés diferenciais.

Proteção por meio de Relés de Pressão e/ou Gás (ASA 63): o relé de pressão é destinado a responder rapidamente a um aumento anormal na pressão do óleo do transformador devido ao arco, resultante de uma falta interna. Tal relé é insensível às lentas mudanças causadas, por exemplo, pela variação de carga.

Constituem assim, valiosa suplementação aos relés diferenciais ou de sobrecorrente, para falta no interior do tanque. O relé buchholz é uma combinação do relé de pressão com o relé detetor de gás.

Desligamento Remoto: quando uma linha de transmissão alimenta um único banco de transformadores, é prática freqüente omitir-se o disjuntor do lado de alta tensão por motivo de economia. Faz-se então um desligamento remoto sobre o disjuntor do início da linha, de forma que, em caso de defeito, a proteção do banco atua sobre o disjuntor do lado de menor tensão e sobre a chave de aterramento rápido ou através de onda portadora para disparo de disjuntor remoto.