



CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

MICHEL DA ROCHA CHAGAS



Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ESTUDO COMPARATIVO A RESPEITO DO IMPACTO CAUSADO PELA INSTALAÇÃO DE
DIFERENTES TIPOS DE CHAVES SECCIONADORAS EM TERMOS DE DIMENSÕES DAS
SUBESTAÇÕES DE ALTA E EXTRA ALTA TENSÃO.



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2024

MICHEL DA ROCHA CHAGAS

ESTUDO COMPARATIVO A RESPEITO DO IMPACTO CAUSADO PELA INSTALAÇÃO DE
DIFERENTES TIPOS DE CHAVES SECCIONADORAS EM TERMOS DE DIMENSÕES DAS
SUBESTAÇÕES DE ALTA E EXTRA ALTA TENSÃO.

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Professor Dr. Pablo Bezerra Vilar
Orientador

Campina Grande
2024

MICHEL DA ROCHA CHAGAS

ESTUDO COMPARATIVO A RESPEITO DO IMPACTO CAUSADO PELA INSTALAÇÃO DE
DIFERENTES TIPOS DE CHAVES SECCIONADORAS EM TERMOS DE DIMENSÕES DAS
SUBESTAÇÕES DE ALTA E EXTRA ALTA TENSÃO.

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Pablo Bezerra Vilar, D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, pela minha vida e pelo dom da perseverança, que me permitiu concluir este curso.

Agradeço também à toda a minha família, que tem sido meu suporte durante toda essa caminhada, em especial ao meu pai, Antônio Francisco das Chagas, por ser meu maior exemplo de força e superação, à minha mãe, Ana Maria da Rocha, por ser nosso pilar de sustentação em todos os momentos, às minhas irmãs, Amanda da Rocha Chagas e Andressa da Rocha Chagas, por terem sonhado comigo nesse tão esperado dia, bem como por serem peças fundamentais para tal feito, às minhas tias Teresa e Lúcia, às minhas avós Francisca Maria da Rocha e Maria Ana da Conceição, e à Nadhia Rodrigues da Silva e sua família por terem sido a minha família e por me acompanharem durante boa parte dessa jornada.

Gostaria de agradecer também aos meus amigos de caminhada, Alderi Leocardio, Bruno Rodrigues, Eduardo Sátiro, Pedro Henrique, Geraldo Maia e Lucas Figueira, que sem dúvida tornaram meus dias mais leves. Agradeço ainda ao pessoal da INTEREST Engenharia, em nome do Gerente Junior César, pessoa fundamental na escolha do tema, e à Ana Karollina, pelas dúvidas sanadas ao longo da confecção desse trabalho.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma passaram pela minha vida e contribuíram para a construção do que sou hoje.

RESUMO

No presente estudo, é abordado aos diferentes tipos de chaves seccionadoras frequentemente utilizadas em subestações de alta e extra alta tensão. O objetivo primordial desta pesquisa é realizar uma análise do impacto causado pelo emprego das principais chaves utilizadas no setor de transmissão, visando fornecer uma compreensão abrangente sobre suas características e influências no funcionamento e layout das subestações. Para atingir tal objetivo, inicialmente, uma revisão detalhada da literatura existente foi realizada, buscando compreender os diversos tipos de chaves seccionadoras disponíveis no mercado, suas especificações técnicas, vantagens e limitações. Essa fase inicial de pesquisa permitiu estabelecer uma base sólida de conhecimento sobre o assunto, fundamental para análises posteriores. Em seguida, diferentes plantas e cortes de arranjos físicos foram projetados com diferentes configurações de equipamentos e layouts de chaves seccionadoras, permitindo simular uma variedade de cenários operacionais e identificar possíveis impactos decorrentes da utilização de cada tipo de chave em outros componentes cruciais das subestações, como canaletas, malha de terra, terraplenagem e fundações. Portanto, uma análise abrangente e criteriosa é essencial para garantir o funcionamento seguro e eficiente de uma subestação de alta tensão.

Palavras-chave: Subestação, chave seccionadora, arranjo físico, barramento, diagrama unifilar.

ABSTRACT

In this study, we delve into the various types of disconnect switches commonly employed in high and extra high voltage substations. The primary objective of this research is to conduct an analysis of the impact caused by the use of the main switches utilized in the transmission sector, with the aim of providing a comprehensive understanding of their characteristics and influences on the operation and layout of substations. To achieve this goal, we initially conducted a thorough review of existing literature, seeking to comprehend the various types of disconnect switches available in the market, along with their technical specifications, advantages, and limitations. This initial phase of research allowed us to establish a solid knowledge base on the subject, which was fundamental for subsequent analyses. Subsequently, different physical arrangement plans and layouts were designed, featuring various equipment configurations and disconnect switch arrangements. This enabled us to simulate a variety of operational scenarios and identify potential impacts resulting from the use of each type of switch on other crucial components of substations, such as conduits, grounding systems, earthworks, and foundations. Therefore, a comprehensive and meticulous analysis is essential to ensure the safe and efficient operation of a high-voltage substation.

Keywords: Substation, disconnect switch, physical arrangement, busbar, single-line diagram.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Configuração barra simples (BS).....	16
Figura 2 - Configuração barra dupla BPT.	17
Figura 3 - Configuração barra dupla BD4.	17
Figura 4 - Chave seccionadora de abertura lateral (AL).....	19
Figura 5 - Chave seccionadora de abertura central (AC).....	20
Figura 6 - Chave seccionadora de dupla abertura lateral (DAL).	21
Figura 7 - Chave seccionadora semi-pantográfica horizontal (SPH).....	22
Figura 8 - Chave seccionadora de abertura vertical (AV).	22
Figura 9 - Chave seccionadora de abertura vertical reversa (AVR).	23
Figura 10 - Chave seccionadora semi-pantográfica vertical (SPV).	24
Figura 11 - Chave seccionadora pantográfica.	25
Figura 12 - Chave seccionadora com lâmina de terra (C/LT).	25
Figura 13 - Chave seccionadora de aterramento.....	26
Figura 14 - Diagrama unifilar representado o by-pass.	27
Figura 15 - Corte do arranjo físico representando o by-pass.....	27
Figura 16 - Diagrama unifilar representando o isolamento de disjuntor.	29
Figura 17 - Corte do arranjo físico representando o isolamento de disjuntor.....	29
Figura 18 - Diagrama unifilar da transferência de barramento.....	30
Figura 19 - Corte do arranjo físico da transferência de barramento.	31
Figura 20 - Diagrama unifilar da chave com lâmina de terra.	32
Figura 21 - Corte do arranjo da chave com lâmina de terra.	33
Figura 22 - Diagrama unifilar da chave de aterramento.	34
Figura 23 - Corte do arranjo da chave de aterramento.	34
Figura 24 - Componentes principais de uma seccionadora.	35
Figura 25 - Polo de uma seccionadora.....	35
Figura 26 - Lâmina principal de um seccionador.	36
Figura 27 - Contatos principais.	37
Figura 28 - contatos de arco, ou "chifres".	38
Figura 29 - Isoladores.....	39
Figura 30 - Base e Sub-base.	40
Figura 31 - Mecanismo de acionamento.....	41
Figura 32 - Acionamento tripolar.	42
Figura 33 - Acionamento monopolar central.....	43
Figura 34 - Acionamento monopolar individual.	43
Figura 35 - Submódulo 2.6.....	59
Figura 36 - Barra dupla com disjuntor e meio (DJM).	61
Figura 37 - Barra dupla com disjuntor simples a 4 chaves (BD4).....	61
Figura 38 - Chave seccionadora do tipo SPV S/LT.....	63
Figura 39 - Chave seccionadora do tipo SPH C/LT.	64
Figura 40 - Chave seccionadora do tipo AV S/LT.	65
Figura 41 - Planta de arranjo SE de 500 kV.	66
Figura 42 - Corte com seccionadoras SPH e SPV.....	67
Figura 43 - Corte com seccionadoras SPH.....	67
Figura 44 - Corte com seccionadoras AV.	68
Figura 45 - Chave seccionadora do tipo SPV.....	69
Figura 46 - Chave seccionadora do tipo DAL S/LT.....	69
Figura 47 - Planta do arranjo da SE 230 kV.....	70
Figura 48 - Corte com seccionadoras DAL no by-pass.	71
Figura 49 - Corte com seccionadoras com SPV no by-pass.....	71
.....

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dimensões dos bay	72
Tabela 2 - Fundações das chaves seccionadoras 500 kV	73
Tabela 3 - Fundações das chaves seccionadoras 230 kV	74
Tabela 4 - Quantitativo de canaleta 500 kV	75
Tabela 5 - Quantitativo de canaleta 230 kV	75
Tabela 6 - Terraplenagem do bay 500 kV	76
Tabela 7 - Terraplenagem do bay 230 kV	77
Tabela 8 - Rabichos para os equipamentos 500 kV	78
Tabela 9 - Rabichos para os equipamentos 230 kV	78
Tabela 10 - Malha de terra e aterramento das canaletas 500 kV	79
Tabela 11 - Malha de terra e aterramento das canaletas 230 kV	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IEC	International Electrotechnical Commission
SIN	Sistema Interligado Nacional
SE	Subestação Elétrica
DJM	Barra dupla com Disjuntor e Meio
BD4Ch	Barra Dupla com Disjuntor Simples a 4 Chaves
BPT	Barra Principal e de Transferência
BS	Barra Simples
AL	Abertura Lateral
AC	Abertura Central
AV	Abertura Vertical
AVR	Abertura Vertical Reversa
SPV	Abertura Semipantográfica Vertical
SPH	Abertura Semipantográfica Horizontal
DAL	Dupla Abertura Lateral
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
LT	Lâmina de Terra
C/LT	Com Lâmina de Terra
S/LT	Sem Lâmina de Terra

SUMÁRIO

1	Introdução	12
1.1	organização do trabalho	13
2	Objetivos.....	14
3	Fundamentação Teórica.....	15
3.1	Chave Seccionadora.....	15
3.2	Tipo de Seccionadoras	18
3.2.1	Seccionadores com Gap Horizontal.....	19
3.2.2	Seccionadores com gap vertical.....	23
3.3	Funções Das Seccionadoras	26
3.3.1	Contornar Equipamentos (by-pass).....	26
3.3.2	Isolar Equipamentos.....	28
3.3.3	Transferência de Barras Dentro Da Subestação	29
3.3.4	Aterramento	31
3.4	Componentes Principais.....	34
3.4.1	Polo.....	35
3.4.2	Mecanismo de Acionamento e Transmissão	40
3.4.3	Estrutura de Suporte.....	41
3.5	Tipos De Acionamento	42
3.5.1	Tripolar	42
3.5.2	Monopolar Com Interligação Do Polo Central	42
3.5.3	Monopolar Sem Interligação Do Polo Central.....	43
3.6	Normas Técnicas.....	44
3.6.1	ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas	45
3.6.2	IEC - International Electrotechnical Commission	45
3.6.3	IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers	46
3.7	Ensaio.....	46
3.7.1	Ensaio de Rotina em Seccionadores de Alta Tensão	48
3.7.2	Tensão Aplicada de Frequência Industrial (1 minuto).....	48
3.7.3	Tensão Aplicada nos Circuitos Auxiliares e de Controle (1 minuto).....	49
3.7.4	Base de Impulso Atmosférico	50
3.7.5	Impulso de Manobra	50
3.7.6	Elevação de Temperatura:.....	51
3.7.7	Ensaio de Corrente de Curto-Circuito.....	52
3.7.8	Ensaio de Durabilidade Mecânica.....	53
3.7.9	Ensaio de Nível de Radiointerferência (RIV) e Corona Visual	54
3.8	Manutenção.....	54

3.8.1	Inspeção Menor (a cada dois anos):	55
3.8.2	Inspeção no Seccionador (a cada cinco anos ou 1.000 operações) - Seccionador Fora de Serviço:.....	56
3.8.3	Inspeção do Mecanismo de Operação (a cada cinco anos ou 1.000 operações):	57
3.8.4	Inspeção Principal (a cada 10 anos ou 2.000 operações):	57
4	Desenvolvimento	59
4.1	Subestações de 500 kV.....	62
4.1.1	Subestação com uso de chaves seccionadoras SPH e SPV	66
4.1.2	Subestação com uso chaves seccionadoras SPH.....	67
4.1.3	Subestação com uso chaves seccionadoras AV	67
4.2	Subestações de 230 kV.....	68
4.2.1	Subestação com uso de chaves seccionadoras DAL e SPV	70
5	Resultados e Discussões	72
5.1	Largura, Comprimento e Altura	72
5.2	Fundações.....	73
5.3	Canaletas	74
5.4	Terraplenagem.....	75
5.5	Aterramento dos suportes dos equipamentos	77
5.6	Malha de terra e aterramento das canaletas	78
6	Conclusão.....	80
	Referências	82

1 INTRODUÇÃO

As chaves seccionadoras são equipamentos que permitem a realização de manobras, o isolamento de defeitos e a transferência de cargas. Estes equipamentos desempenham um papel fundamental na operação segura e eficiente do sistema elétrico.

A história das chaves seccionadoras de alta tensão remonta aos primórdios da eletrificação, nos últimos anos do século XIX e início do século XX. Conforme a demanda por eletricidade crescia, surgiu a necessidade de dispositivos que permitissem um controle seguro e eficiente do fluxo de corrente elétrica. Inicialmente, essas chaves eram simples interruptores manuais, capazes de interromper circuitos elétricos de maneira rudimentar.

Com o avanço da tecnologia, novos materiais foram introduzidos para melhorar a resistência e durabilidade das chaves seccionadoras, enquanto novos designs foram desenvolvidos para atender às demandas específicas de diferentes aplicações e ambientes. Essa evolução tecnológica permitiu que as chaves seccionadoras desempenhassem um papel cada vez mais crucial na operação segura das redes elétricas.

Nas últimas décadas, uma tendência crescente em direção à automação e ao controle remoto em sistemas elétricos levou ao desenvolvimento de chaves seccionadoras automatizadas. Estas são capazes de serem operadas remotamente por meio de sistemas de controle computadorizados, o que aumentou significativamente a eficiência e a segurança das operações de manutenção e reparo nas redes elétricas.

Além disso, a padronização e regulamentação por entidades nacionais e mundiais tiveram um papel crucial na garantia da segurança e interoperabilidade das chaves seccionadoras de alta tensão, visto que estabeleceram normas específicas para esses dispositivos, promovendo assim a uniformidade e qualidade em sua fabricação e uso.

Assim, a importância das chaves seccionadoras é evidente em sua capacidade de isolar seções da rede elétrica para manutenção, reparo ou em situações de emergência. Esse isolamento é essencial para minimizar o impacto de falhas e garantir a continuidade do fornecimento de energia. Além disso, esses dispositivos desempenham um papel fundamental na proteção de equipamentos e na prevenção de danos em caso de sobrecargas ou curtos-circuitos. Em suma, as chaves seccionadoras são componentes

essenciais para garantir a segurança e a continuidade dos sistemas elétricos de alta tensão, desempenhando um papel crucial na proteção e manutenção adequada da rede elétrica.

1.1 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho atual tem como objetivo apresentar um estudo comparativo e fornecer uma análise dos principais tipos de seccionadores de alta tensão, destacando suas características técnicas, vantagens e desvantagens no seu uso, bem como o impacto de sua instalação em diferentes contextos de aplicação.

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos. No capítulo 1 será realizada a exposição dos objetivos gerais e específicos deste trabalho.

No capítulo 2 será discutido sobre os principais tipos de chaves seccionadoras, abordando suas principais funções, aspectos construtivos, tipo de acionamento, normas técnicas, ensaios e manutenção.

A seguir, no capítulo 3 será comentado sobre as principais chaves empregadas nas subestações de 500 e 230 kV.

Por último, nos capítulos 4 e 5, será apresentado por meio de tabelas os resultados e conclusões, respectivamente, obtidos durante a confecção do trabalho.

2 OBJETIVOS

O objetivo geral do estudo sobre os seccionadores de alta e extra alta tensão, é realizar uma investigação abrangente e uma análise detalhada desses dispositivos em sistemas de 230 e 500 kV, considerando sua ocupação espacial, visando mapear os impactos causados pelo seu uso. O estudo visa fornecer uma compreensão aprofundada dos seccionadores, seus diferentes aspectos e suas implicações nos sistemas elétricos de alta tensão. Como objetivos específicos, tem-se:

- Discutir os principais componentes e tipos de chaves seccionadoras;
- Explorar sobre as vantagens e desvantagens dos tipos de chaves seccionadoras;
- Discutir sobre as principais normas técnicas, diretrizes de segurança e regulamentações aplicáveis;
- Explorar as características dimensionais dos diferentes tipos de seccionadores utilizados em sistemas de 230 e 500 kV, analisando como essas dimensões impactam o layout e a ocupação de espaço na subestação;
- Comparar os diferentes tipos de seccionadores em termos de ocupação de espaço e conformidade com os requisitos de distância de segurança
- Discutir sobre o impacto da escolha do tipo de seccionador na ocupação de espaço da subestação, no que tange ao espaço físico do dispositivo e sua localização relativa a outros equipamentos e estruturas presentes na instalação;
- Propor recomendações e diretrizes para a seleção e instalação adequada dos seccionadores em sistemas de 230 e 500 kV, visando otimizar o layout da subestação, garantir a conformidade com os requisitos de distância de segurança e promover uma operação segura e eficiente do sistema elétrico de alta tensão.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo será dedicado ao entendimento dos seccionadores, no que diz respeito a sua função, aspectos construtivos, principais tipos de seccionadores usuais no sistema elétrico brasileiro, suas principais aplicações, normas regulamentadoras e ensaios aplicados.

3.1 CHAVE SECCIONADORA

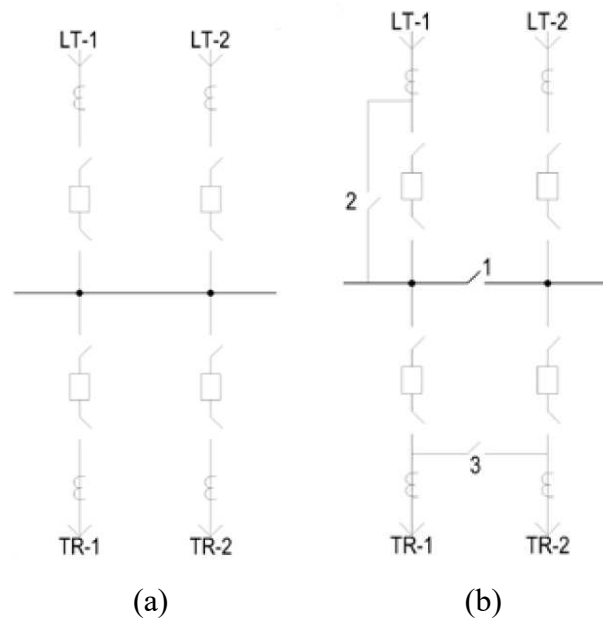
Conforme a NBR 6935, “chave é um dispositivo mecânico de manobra que na posição aberta assegura uma distância de isolamento, e na posição fechada mantém a continuidade do circuito nas condições especificadas”. Portanto, chave seccionadora de alta tensão, é um dispositivo elétrico essencial projetado para separar seções de um sistema elétrico de alta tensão. Sua principal função é facilitar a execução de trabalhos de manutenção e reparo em equipamentos ou circuitos específicos, sem a necessidade de interromper o fornecimento de energia elétrica por completo, pois ao isolar a parte do sistema que requer manutenção, a chave seccionadora permite que outros componentes continuem operando normalmente.

Além de desconectar equipamentos ou parte do sistema, as chaves seccionadoras são responsáveis por determinar a configuração dos barramentos da subestação e as posições dos demais equipamentos. Por exemplo, no caso da configuração barra simples, mostrado na Figura 1 (a), onde duas linhas de transmissão alimentam dois transformadores. Logo, se houver uma falta no barramento, todo o fornecimento de energia será interrompido, ou ainda se a falha for em um dos disjuntores, o evento associado ao mesmo, será retirado de operação, sem a possibilidade de outro caminho para sua alimentação.

É possível contornar alguns desses problemas anteriormente citados, com a adição de novas chaves ao sistema, como mostrado na Figura 1 (b). Nessa nova situação, o barramento é seccionado pela chave 1, permitindo que na falha de um dos lados do barramento, o outro possa ser mantido em operação sem qualquer interferência. Outra possibilidade, é a introdução de uma chave paralela ao disjuntor, como a chave 2,

permitindo que em uma possível falta no disjuntor, a LT-1 chegue ao barramento. Uma terceira possibilidade, é a introdução da chave 3, possibilitando a alimentação dos TR-1 e TR-2 mesmo com a perda de um dos disjuntores associado ao mesmo. Note que somente com a introdução de novas chaves, é criada várias possibilidades de operação desse sistema, aumentando sua confiabilidade.

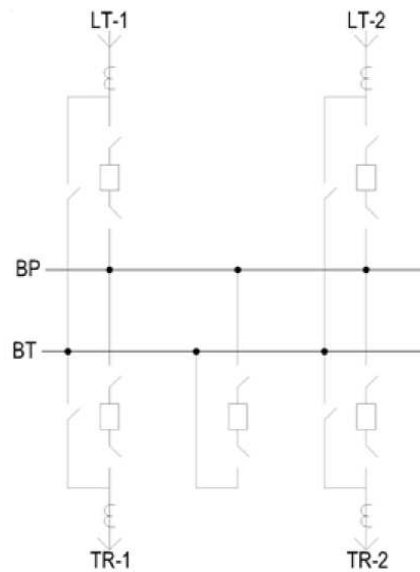
Figura 1 - Configuração barra simples (BS).



Fonte: Frontin et al. (2013).

Outro exemplo bastante comum de configuração de barramento em subestações é o barramento duplo, com suas inúmeras variações, permitindo que seja possível transferir cargas de uma barra para outra, de acordo com a necessidade, aumentando a confiabilidade do sistema. Essa configuração, pode ser dividida em várias subclasses, como barramento principal e de transferência, barramento duplo a quatro chaves, barramento duplo a cinco chaves, entre outros. Na Figura 2, é mostrado um exemplo de barra dupla com barramento principal e de transferência.

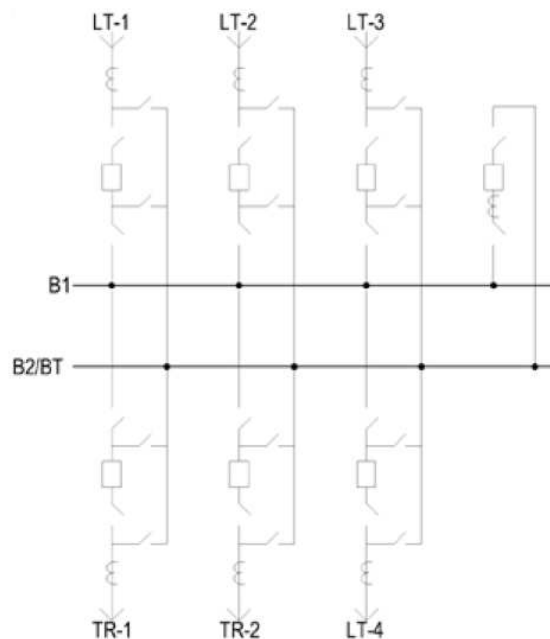
Figura 2 - Configuração barra dupla BPT.



Fonte: Frontin et al. (2013).

Nessa situação, ao tratar-se de uma barra principal e uma de transferência, todos os eventos são passíveis de serem transferidos de uma barra para outra através de manobras nas chaves, no entanto, apenas um por vez. Além disso, é necessário ter um disjuntor de transferência para manter a proteção do evento transferido da barra principal para a barra de transferência. Essa configuração de barramento, pode ser melhorada com a introdução de novas chaves, como é mostrado na Figura 3.

Figura 3 - Configuração barra dupla BD4.



Fonte: Frontin et al. (2013).

Nesse caso, trata-se da configuração barra dupla a quatro chaves. Nela é possível manter a proteção do disjuntor independentemente da barra escolhida, sem a necessidade de um disjuntor de transferência. Uma característica dessa configuração de barramento, é que ambos os barramentos são projetados para suportar eventos, podendo ser todos, ou parte, diferentemente da configuração de barra Principal e de transferência.

É crucial ressaltar que a operação da chave seccionadora deve ser realizada apenas por profissionais qualificados, a fim de evitar acidentes e garantir a segurança do sistema elétrico como um todo. O manuseio inadequado ou a operação incorreta da chave seccionadora pode resultar em danos aos equipamentos, interrupção não programada do serviço elétrico e, o mais importante, colocar em risco a integridade física das pessoas envolvidas e a segurança da comunidade atendida pela subestação. Portanto, a utilização responsável e segura da chave seccionadora é fundamental para garantir o funcionamento confiável e eficiente do sistema elétrico.

3.2 TIPO DE SECCIONADORAS

Existem diversos tipos de chaves seccionadoras, com vários padrões de aberturas e instalação, que devem ser rigorosamente escolhidas de modo que as necessidades de funcionamento, segurança e operação desses equipamentos elétricos sejam atendidas. São muitos os fatores que influem na escolha do esquema de manobra de uma subestação, com destaque para limitações de área ou de afastamentos elétricos, função desempenhada, esquema de manobra e tipo padrão já utilizado pela empresa responsável, entre outros.

Desse modo, estabelecer o seccionador a ser usado em determinada situação é uma tarefa que requer bastante esforço e conhecimento, pois uma escolha equivocada, pode comprometer todo o funcionamento da subestação, podendo ainda colocar a vida dos operadores em risco. No entanto, não existe um manual que defina o tipo de chave seccionadora ideal para determinada subestação, todavia, é possível fornecer determinadas características, que podem influenciar na escolha do tipo adequado a ser utilizado. A seguir será dissertado sobre os principais tipos de chaves seccionadoras, com suas principais características.

Os seccionadores podem ser divididos de acordo com o seu plano de trabalho. Em situações de pouco espaço na vertical, é indicado o uso de seccionadoras que possuam plano de trabalho horizontal. De modo complementar, nos casos em que a limitação

ocorre na horizontal, é recomendado o uso de seccionadores com plano de trabalho vertical. Diante disso, em termos gerais, pode-se dividir os seccionadores em dois grandes grupos, sendo eles: seccionadores com gap horizontal e seccionadores com gap vertical.

3.2.1 SECCIONADORES COM GAP HORIZONTAL

São todas as seccionadoras que tem plano de trabalho horizontal, ou seja, quando na posição aberta, a isolação fase-terra será no plano horizontal. Normalmente montadas sobre estrutura de suporte, ou vigas. A seguir será comentado sobre os principais tipos usuais.

3.2.1.1 SECCIONADORA DE ABERTURA LATERAL (AL)

Considerada uma das seccionadoras mais simples, normalmente utilizada em tensão de trabalho de até 145 kV, pois para níveis de tensões superiores, a lâmina poderia sofrer deformações. Além disso, podendo acontecer o desbalanço ocasionado pelo peso da lâmina no mancal do isolador de acionamento devido ao seu comprimento. Composta por dois isoladores, sendo um rotativo, responsável por acionar a lâmina e outro fixo, ambos com função de sustentação. Este tipo não é indicado para curto-circuito acima de 25 kA, devido ao seu formato (FRONTIN et al., 2013). Um exemplo de chave seccionadora AL é mostrado na Figura 4.

Figura 4 - Chave seccionadora de abertura lateral (AL).



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.2.1.2 SECCIONADORA DE ABERTURA CENTRAL (AC)

Uma alternativa para a chave AL, com a vantagem de ter sua lâmina dividida ao meio, ocupando menor espaço horizontal durante sua abertura, bem como menor esforço dos mancais durante sua operação. Neste tipo de seccionadora observa-se que os isoladores ficam sobre mancais rotativos e ambos os isoladores possuem a função de acionar a lâmina. Cada isolador aciona uma metade da lâmina, tendo dois contatos, “fêmea” e “macho”, complementares entre eles. Com a finalidade de manter o espaçamento fase-fase especificado, tem-se maiores espaçamentos entre eixos de fases (FRONTIN et al., 2013). Um exemplo de chave seccionadora AC é mostrado na Figura 5.

Figura 5 - Chave seccionadora de abertura central (AC).



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.2.1.3 SECCIONADORA DE DUPLA ABERTURA LATERAL (DAL)

A parte ativa é suportada por três colunas isolantes. Este tipo possui duas variações, acionamento simples e acionamento duplo. O acionamento simples é aquele em que os contatos móveis entram nos contatos fixos sem a rotação do próprio eixo da lâmina. Isto aumenta o esforço de acionamento durante o final do fechamento e o início da abertura. O acionamento duplo é aquele em que, no início da abertura e no final do fechamento, a lâmina gira cerca de 30° no seu próprio eixo, permitindo um acionamento suave e realizando o travamento da lâmina no final, colaborando com o desempenho da chave em casos de curto-circuito. Neste tipo de seccionadora, o isolador central tem a função de acionar a lâmina. Para tensões acima de 362 kV, utilizam-se lâminas principais

muito longas e sujeitas a deformações, especialmente se a chave operar aberta (FRONTIN et al., 2013). Um exemplo de chave seccionadora DAL é mostrado na Figura 6.

Figura 6 - Chave seccionadora de dupla abertura lateral (DAL).



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.2.1.4 SECCIONADORA DE ABERTURA SEMI-PANTOGRÁFICA HORIZONTAL (SPH)

As seccionadoras de abertura semi-pantográfica horizontal, são utilizados em tensões acima de 245 kV, devido sua característica construtiva de possuir a parte ativa articulada, permitindo o uso de lâminas maiores, com excelente estabilidade operativa, mesmo que sob ação de fortes ventos. Outra vantagem deste tipo de seccionadora é a pequena ocupação do espaço vertical, especialmente quando montados em barramentos no nível superior. Essas chaves, pode ou não ter suas bases interligadas fisicamente com tubo de aço ou com tubos metálicos, dependendo do fabricante ou do cliente, para garantir a rigidez mecânica entre os contatos por causa das amplas extensões deste tipo. (FRONTIN et al., 2013). Um é exemplo de chave seccionadora SPH é mostrado na Figura 7.

Figura 7 - Chave seccionadora semi-pantográfica horizontal (SPH).



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.2.1.5 SECCIONADORA DE ABERTURA VERTICAL (AV)

As seccionadoras de abertura vertical, são constituídas por dois isoladores tipo suporte e um isolador rotativo, quando utiliza tensões acima de 145 kV. São muito utilizados por causa do pequeno espaço horizontal ocupado na operação. Para tensões acima de 362 kV utilizam-se lâminas principais muito longas e sujeitas a deformações, especialmente se a chave operar aberta, acarretando dificuldade para fechar sob o efeito do vento. Em regiões com fortes intempéries, utilizam-se modelos com torque diferenciado e operação em dois estágios (FRONTIN et al., 2013). Um exemplo de chave seccionadora AV é mostrado na Figura 8.

Figura 8 - Chave seccionadora de abertura vertical (AV).



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.2.2 SECCIONADORES COM GAP VERTICAL

São todas as seccionadoras que tem plano de trabalho vertical, ou seja, quando na posição aberta, o isolamento entre fase-terra ocorre na vertical. Esses seccionadores representam economia de espaço quando comparados com os seccionadores de gap horizontal. Podendo ser instalados, tanto sob barramento (sem isoladores invertidos), como sob pórtico (com isoladores invertidos). Além disso, eles podem ter o fechamento direto com o barramento. Por esses motivos, esta categoria de seccionador é muito aplicada em entrada/saída de subestações, em conexão de barramentos superiores/inferiores, além de exercer a função de by-pass. A seguir será comentado sobre os principais tipos usuais.

3.2.2.1 SECCIONADORA DE ABERTURA VERTICAL REVERSA (AVR)

Em comparação com o tipo AV, nota-se que a lâmina da AVR fica na posição contrária. Sabe-se que a chave está fechada quando a lâmina está posicionada a 90° com a horizontal. A instalação do contato superior pode ser feita diretamente em barramento ou em viga de sustentação. Pode-se utilizar também o contato móvel no sistema de pinça, visando a montagem do conector superior em cabos. O isolador do tipo rotativo é o responsável pelo acionamento da lâmina e o outro isolador é do tipo suporte. Para o suporte do conector superior pode-se utilizar um terceiro isolador do tipo suporte invertido na parte superior (FRONTIN et al., 2013). Um exemplo de chave seccionadora AVR é mostrado na Figura 9.

Figura 9- Chave seccionadora de abertura vertical reversa (AVR).



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.2.2.2 SECCIONADORA DE ABERTURA SEMI-PANTOGRÁFICA VERTICAL (SPV)

Este tipo é muito usado para transferência de barras. Há algumas variações destes seccionadores, como o contato móvel ser com pinças ou com tipo pino. O contato por pinças possibilita a utilização do conector de alta tensão derivando de cabos. O do tipo pino possui dispositivo antigelo em locais de baixa temperatura. Pode-se também instalar o conector de alta tensão fixo sob viga ou pórtico, precisando de um isolador suporte tipo invertido para a conexão do contato fixo. O isolador do tipo rotativo faz o acionamento da lâmina. Normalmente este tipo de seccionadora é utilizada em tensões acima de 145/245 kV e seus polos são instalados de modo alinhado ou diagonal (FRONTIN et al., 2013). Um exemplo de chave seccionadora SPV é mostrado na Figura 10.

Figura 10 - Chave seccionadora semi-pantográfica vertical (SPV).



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.2.2.3 SECCIONADORA DE ABERTURA PANTOGRÁFICA

Este tipo de seccionadoras possui alta capacidade ou suportabilidade a curto-circuito, usualmente com altas correntes nominais. As seccionadoras de abertura pantográfica, são utilizados em regiões com possibilidade de acúmulo de gelo, por causa da grande passagem de torque para a cadeia cinemática. Tem como vantagem em relação às semi-pantográfica, o melhor ajuste da área de contato. Os tipos de instalação são os mesmos das semi-pantográfica, de modo que seus polos também podem ser instalados de forma alinhada ou diagonal (FRONTIN et al., 2013). Na Figura 11, é mostrado um exemplo de chave seccionadora pantográfica de abertura vertical.

Figura 11 - Chave seccionadora pantográfica.



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.2.2.4 SECCIONADORA COM LAMINA DE TERRA (C/LT)

No geral, todos os modelos de seccionadores citados anteriormente, podem ter a lâmina de terra acoplada a si. Esse dispositivo trata-se de um mecanismo de segurança, utilizado para drenar correntes residuais ou durante um surto para a terra. Assim, quando instalado em um seccionador, este irá realizar as duas funções separadamente. É importante destacar que nesses casos, em que o seccionador possui tanto a lâmina principal, como a lâmina de terra, há um mecanismo de intertravamento, permitindo que apenas uma lâmina atue por vez, evitando assim o surgimento de um curto-circuito. Na Figura 12, é mostrado uma seccionadora AV com uma lâmina de terra acoplada.

Figura 12 - Chave seccionadora com lâmina de terra (C/LT).



Fonte: Frontin et al. (2013).

Além da seccionadora com a lâmina de terra, tem-se a chave de aterramento, nesse caso, ela não tem capacidade de seccionar o sistema, mas somente de aterrar, como é mostrado na Figura 13.

Figura 13 - Chave seccionadora de aterramento.



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.3 FUNÇÕES DAS SECCIONADORAS

Além de conhecer os principais tipos de chaves seccionadoras, é importante conhecer também a função que estes equipamentos irão exercer dentro de uma subestação de energia. A seguir serão listadas as principais delas:

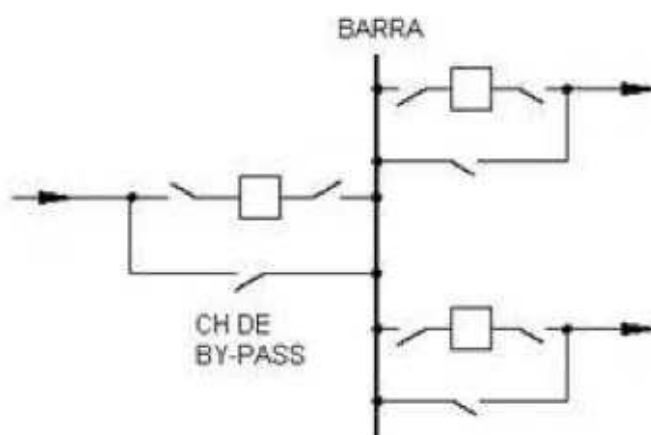
3.3.1 CONTORNAR EQUIPAMENTOS (BY-PASS)

Os seccionadores de by-pass são voltados para manutenção ou operação. Desempenham um papel crucial nas subestações, permitindo a retirada de equipamentos quando necessário, oferecendo uma maneira segura e eficiente de realizar manutenção ou inspeção em equipamentos de alta tensão, como transformadores ou disjuntores. Esses dispositivos permitem desviar o fluxo de corrente elétrica em torno de um componente específico, enquanto ele é isolado para manutenção, garantindo assim a continuidade do fornecimento de energia para os usuários.

Essas chaves são projetadas para suportar altas correntes e tensões, proporcionando uma conexão segura e confiável para garantir a operação contínua do

sistema elétrico. Geralmente, os seccionadores de by-pass são instalados em paralelo aos equipamentos principais, permitindo que a corrente flua ao redor deles quando necessário. Na Figura 14, é mostrado a representação simplificada do by-pass, instalado em paralelo com um disjuntor por meio do diagrama unifilar.

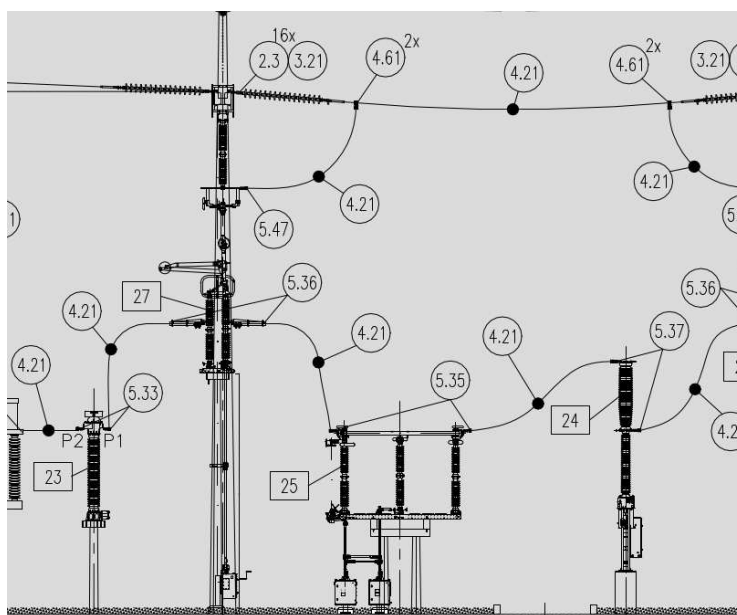
Figura 14 - Diagrama unifilar representado o by-pass.



Fonte: Frontin et al. (2013).

Na Figura 15, tem-se uma representação do corte do arranjo físico, que é entregue quando é feito o projeto de uma subestação. Nesse corte, está representado como é realizado a ligação da chave de by-pass e do equipamento que sofrerá o by-pass. Nesta situação, foi usado uma chave seccionadora do tipo SPV.

Figura 15 - Corte do arranjo físico representando o by-pass.



Fonte: Próprio autor.

3.3.2 ISOLAR EQUIPAMENTOS

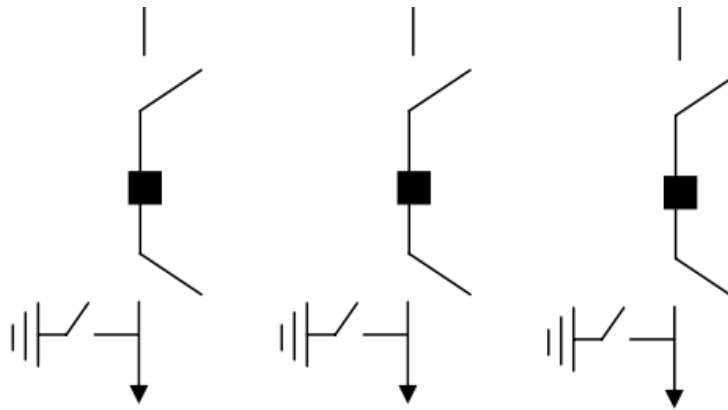
Isolar equipamentos é uma das funções fundamentais das chaves seccionadoras em sistemas elétricos. Quando um equipamento elétrico apresenta falhas ou precisa passar por manutenção, é essencial isolar essa parte específica do circuito para garantir a segurança dos trabalhadores e evitar danos adicionais ao equipamento e ao sistema como um todo.

Nesse contexto, quando um equipamento elétrico precisa ser reparado, inspecionado ou substituído, é necessário isolar essa parte do circuito para garantir que não haja energia fluindo através dele. Portanto, isso é essencial para proteger os trabalhadores de riscos de choque elétrico e outras situações perigosas. As chaves seccionadoras são usadas para abrir o circuito e isolar o equipamento defeituoso, criando uma zona segura para realizar as operações de manutenção.

Isolar um equipamento defeituoso ou em manutenção, ajuda a evitar danos adicionais ao equipamento e ao sistema elétrico como um todo. Se um equipamento com defeito não for isolado adequadamente, ele pode causar curtos-circuitos, sobrecargas ou outras falhas no sistema, resultando em danos mais graves e prolongados. As chaves seccionadoras permitem isolar rapidamente a parte defeituosa do circuito, minimizando o impacto das falhas no restante do sistema.

Além disso, isolar equipamentos durante operações de manutenção é uma prática essencial para cumprir as normas de segurança elétrica. As chaves seccionadoras são projetadas e instaladas de acordo com essas normas para garantir que os procedimentos de isolamento sejam realizados de forma segura e eficaz, protegendo tanto os trabalhadores quanto o equipamento. Na Figura 16, é mostrado o diagrama unifilar, representando o posicionamento das chaves e do equipamento que será isolado, sendo neste caso, um disjuntor.

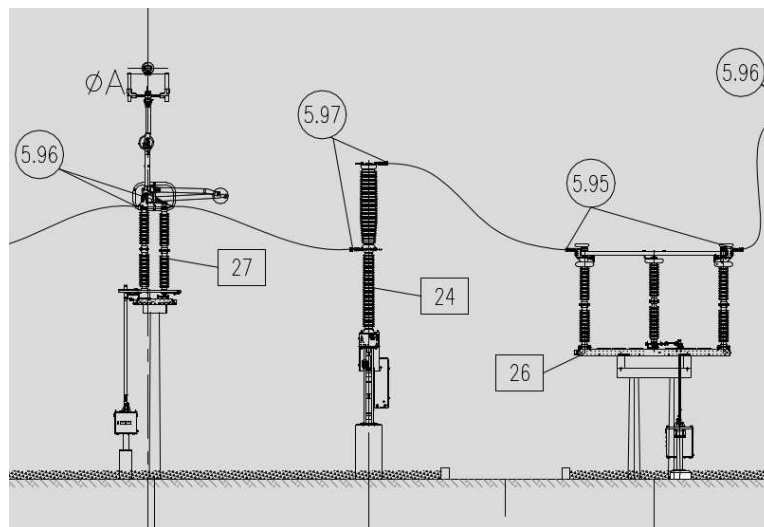
Figura 16 - Diagrama unifilar representando o isolamento de disjuntor.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 17, tem-se uma representação do corte do arranjo físico, que é entregue quando é feito o projeto de uma subestação. Nesse corte, está representado como é realizado a ligação da chave e do equipamento que será isolado quando houver necessidade. Neste caso, tem-se o uso de uma chave seccionadora SPV, e uma do tipo DAL, ambas S/LT.

Figura 17 - Corte do arranjo físico representando o isolamento de disjuntor.



Fonte: Próprio autor.

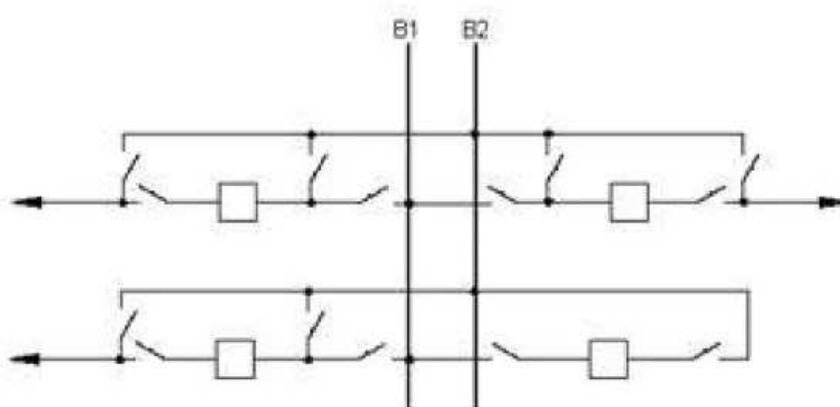
3.3.3 TRANSFERÊNCIA DE BARRAS DENTRO DA SUBESTAÇÃO

De modo geral, as chaves seccionadoras são destinadas a operarem à vazio, ou seja, sem carga, ou com pequenas corrente, como a de magnetização de transformadores, ou correntes em vazio de linhas de transmissão. No entanto, em algumas situações, como por exemplo, na mudança de barramento, é necessário que o seccionador opere em carga.

Esta manobra exige que os seccionadores sejam apropriados para interromper essas correntes, que podem ser suficientes para danificá-los. Uma alternativa, é o uso de dispositivos de sacrifício, conhecido como restritores de arco, ou anexo B, fazendo referência ao local o mesmo está especificado na norma ABNT NBR IEC 62271-102.

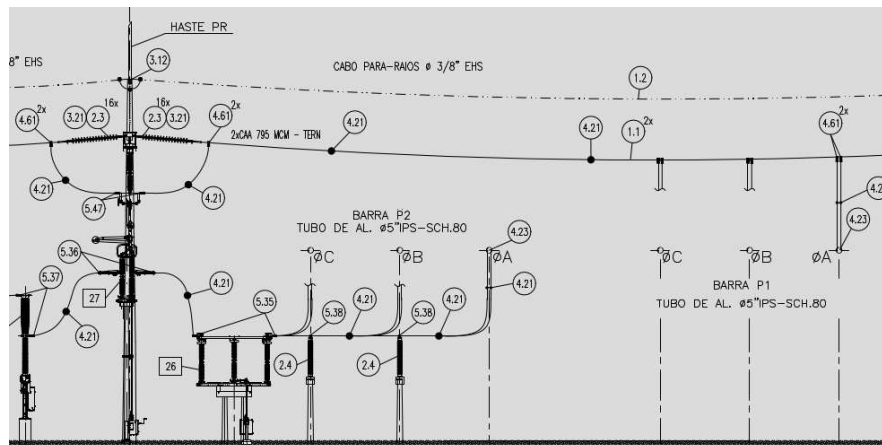
Esse dispositivo de sacrifício, deve atender as especificações da ABNT NBR IEC 62271-102, em particular ao anexo B, o qual indica, que neste caso, a corrente a ser interrompida não deve ser superior a 80% da corrente nominal do seccionador, desde que essa não ultrapasse 1600 A. O princípio de funcionamento é o mesmo para todos os tipos de abertura de seccionadores, entretanto detalhes construtivos, como seu posicionamento, variam caso a caso. Na Figura 18, é mostrado o diagrama unifilar que representa a transferência de barra.

Figura 18 - Diagrama unifilar da transferência de barramento.



Fonte: Frontin et al. (2013).

Já na Figura 19, tem-se uma representação do corte do arranjo físico, que é entregue quando é feito o projeto de uma subestação. Nesse corte, está representado como é realizado a ligação da chave responsável pela transferência de barra. Neste caso, tem-se o uso de uma chave seccionadora SPV, e uma do tipo DAL, ambas S/LT.

Figura 19 - Corte do arranjo físico da transferência de barramento.

Fonte: Próprio autor.

3.3.4 ATERRAMENTO

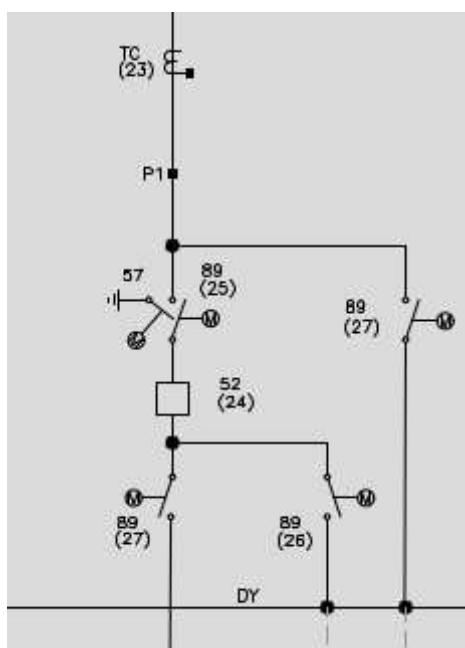
O aterramento através do uso de chaves, pode ser através de uma chave seccionadora com o dispositivo de aterramento acoplado, bastante utilizado em entrada e saída de subestações. Neste caso, são projetadas para garantir uma conexão segura do equipamento à terra, desviando a corrente elétrica do circuito para o solo quando necessário. Isso é especialmente importante em situações em que é necessário isolar completamente o equipamento de fontes de energia externas e garantir que não haja nenhuma parte com corrente remanescente ou induzidas por meio das demais partes da subestação. Um exemplo bastante comum é, durante procedimentos de manutenção ou em casos de emergência, onde para proteger os operadores contra riscos de choque elétrico e garantir que o trabalho possa ser realizado com segurança, é necessário o aterramento.

Outro ponto importante, é a proteção contra surtos nas proximidades da subestação, ou até mesmo próximo a linhas de transmissão que estejam conectadas a subestação, proporcionando um caminho para que a corrente possa chegar até a subestação. Em ambas as situações, a lâmina de terra deve ser capaz de conduzir a corrente de surto por um curto período de tempo. Por esse motivo, esses dispositivos devem ser projetados para suportar essa corrente de curto-circuito. Além disso, em situações críticas, pode ser necessário a atuação dessas lâminas o sistema em carga, para isso, tem-se o dispositivo de sacrifício, assim como tem-se para a lâmina principal, sendo por sua

vez, conhecido como anexo C, referenciando o local onde o mesmo está especificado na norma ABNT NBR IEC 62271-102.

Em resumo, as seccionadoras e as chaves de aterramento desempenham um papel crítico na proteção de operadores e equipamentos elétricos durante intervenções em sistemas de alta tensão. Elas garantem uma desconexão segura dos circuitos elétricos do sistema, direcionando correntes indesejadas para o solo e proporcionando um ambiente de trabalho seguro para manutenção, inspeção e reparo. Na Figura 20, é mostrado o diagrama unifilar, onde é possível encontrar a representação de uma chave com lâmina de terra. Nesse caso, trata-se de uma chave do tipo DAL.

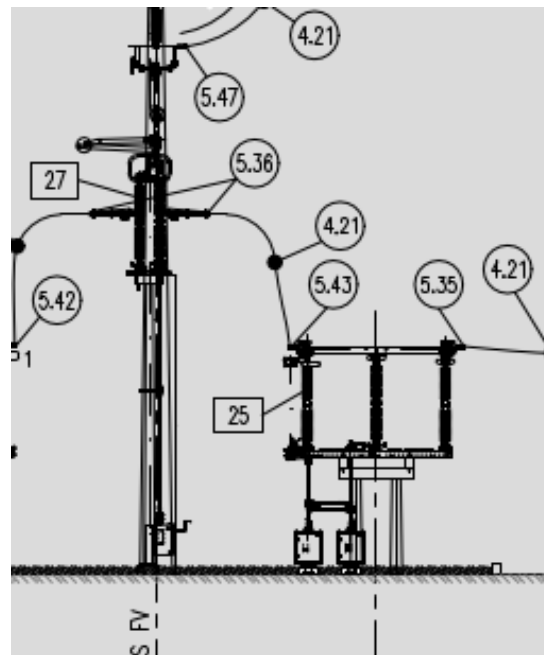
Figura 20 - Diagrama unifilar da chave com lâmina de terra.



Fonte: Próprio autor.

Já na figura 21, tem-se uma representação do corte do arranjo físico, que é entregue quando é feito o projeto de uma subestação. Nesse corte, está representado como é realizado a ligação da chave equipada com a lâmina de terra aos demais equipamentos. Uma característica que pode ser observada quando houver chave de terra em uma seccionadora, é a presença de um segundo armário, responsável pelo acionamento dessa lâmina.

Figura 21 - Corte do arranjo da chave com lâmina de terra.



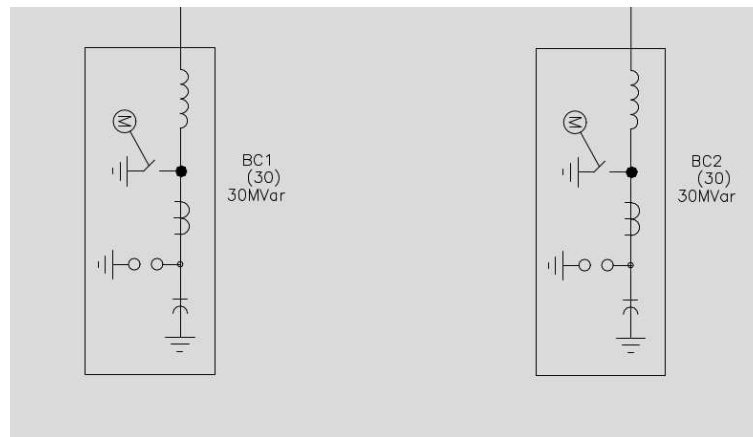
Fonte: Próprio autor.

Além das chaves seccionadoras, tem-se as chaves de aterramento rápido. Estas chaves possuem um tempo de fechamento extremamente rápido e possuem várias aplicações, como:

- Aterrar componentes energizados, provocando uma falta intencional na rede, a fim de solicitar os esquemas de proteção;
- Aterrar componentes energizados no caso de defeitos em reatores não manobráveis ligados à linha de transmissão sem sistemas de proteção com transferência de disparo;
- Aterrar componentes energizados no caso de linhas de transmissão terminadas por transformador sem disjuntor no outro lado da linha;
- Proteção dos geradores contra sobretenção e auto-excitação.

Na Figura 22, é mostrado um banco de capacitores, com o uso de chaves de aterramento. Nessa situação, a chave, tem função exclusivamente de aterramento, sem qualquer possibilidade de seccionamento do sistema.

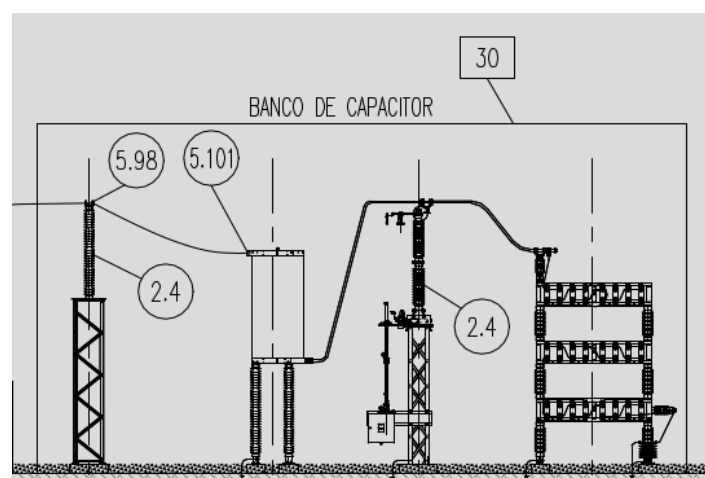
Figura 22 - Diagrama unifilar da chave de aterramento.



Fonte: Próprio autor.

Já na figura 23, tem-se uma representação do corte do arranjo físico, que é entregue quando é feito o projeto de uma subestação. Nesse corte, está representado como é realizado a ligação da chave de aterramento aos demais equipamentos. Neste caso, por se tratar de uma chave com a função somente de aterrar, é observado a presença de apenas um armário, responsável pelo acionamento dessa lâmina.

Figura 23 - Corte do arranjo da chave de aterramento.

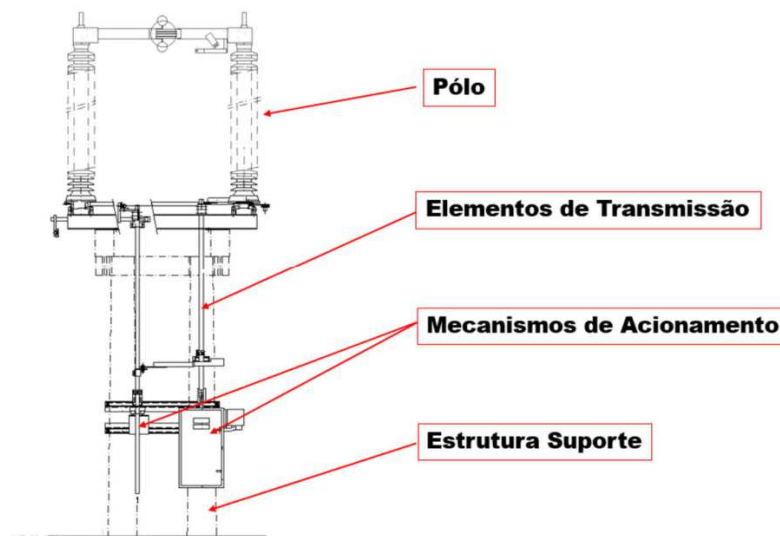


Fonte: Próprio autor.

3.4 COMPONENTES PRINCIPAIS

Do ponto de vista construtivo, os seccionadores são constituídos por diversos subconjuntos, cada um com sua função, seja ela estrutural, mecânica ou elétrica. Na Figura 24, é mostrado os principais componentes de um seccionador.

Figura 24 - Componentes principais de uma seccionadora.

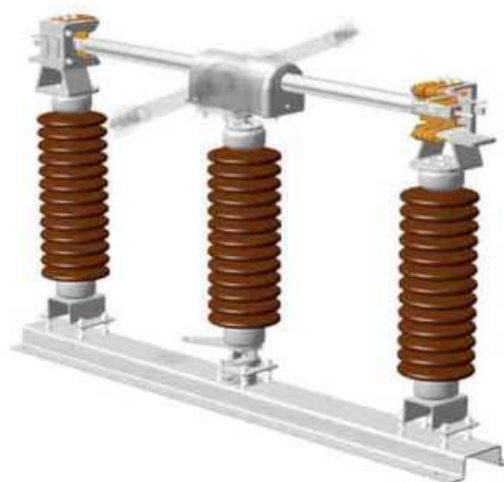


Fonte: Próprio autor.

3.4.1 POLO

O termo "polo" refere-se ao conjunto formado por: Lâmina Principal ou Parte Ativa, Coluna de isoladores, Base e sub-base, Contatos fixos e móveis e contatos de arco. Na Figura 25, é mostrado o polo de uma chave seccionadora. A seguir será detalhado sobre cada um dos componentes que compõem o polo, bem como suas principais finalidades.

Figura 25 - Polo de uma seccionadora.

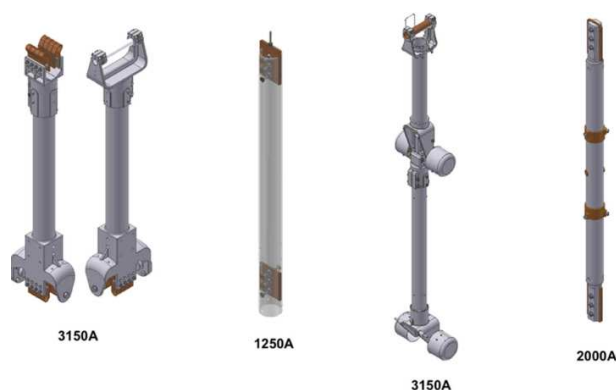


Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.1 LÂMINA PRINCIPAL OU PARTE ATIVA

Construída a partir de tubo redondo ou barra retangular de material condutor, normalmente cobre ou alumínio. A lâmina, mostrada na Figura 26, tem a função de enquanto na posição fechada, conduzir a corrente elétrica de um terminal a outro. Enquanto que, na posição aberta, garante distância de isolamento. Portanto, essa peça necessita de alta condutividade, boa rigidez mecânica e leveza para operação sem esforço excessivo.

Figura 26 - Lâmina principal de um seccionador.

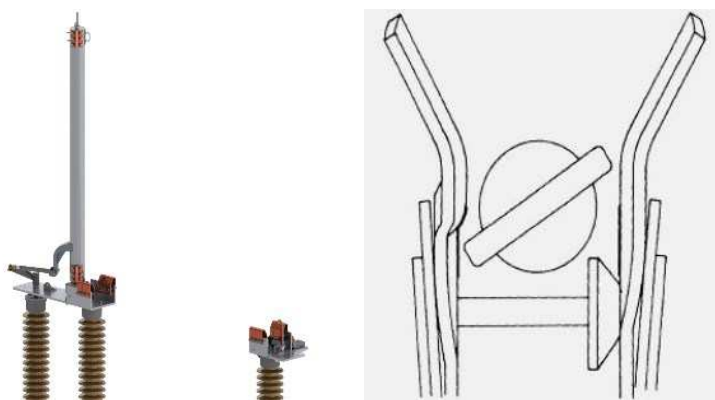


Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.2 CONTATOS

Os contatos são os componentes responsáveis por estabelecer ou interromper a conexão elétrica no seccionador. Existem dois tipos principais de contatos: os contatos fixos e os contatos móveis. Os contatos fixos são conectados à estrutura do seccionador e permanecem fixos em relação às lâminas condutoras, enquanto os contatos móveis podem se mover para abrir ou fechar a conexão elétrica conforme necessário. Feitos geralmente de materiais condutores resistentes, como prata ou cobre, os contatos são projetados para garantir uma conexão elétrica segura e confiável durante toda a vida útil do seccionador. Na figura 27, é mostrado os contatos principais, bem como ocorre a conexão e desconexão entre o contato fixo e móvel.

Figura 27 - Contatos principais.



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.3 CONTATOS DE ARCO (CHIFRES)

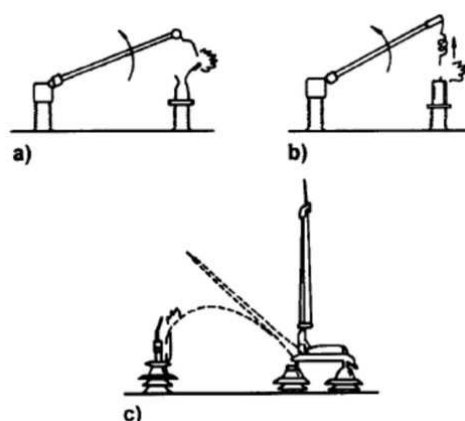
Os contatos de arco, ou "chifres", mostrado na Figura 28, desempenham um papel crucial na interrupção de correntes menores, como a magnetização do transformador ou corrente em vazio, em seccionadores de alta tensão. Eles são projetados para evitar que os contatos principais do seccionador sejam danificados pelo arco elétrico resultante da desconexão do circuito.

Os contatos de arco consistem em duas hastes metálicas, uma fixa ao contato fixo do seccionador e a outra conectada à ponta da lâmina móvel. Eles são posicionados de forma que, quando a lâmina móvel começa a se afastar do contato fixo durante a operação de abertura do seccionador, uma corrente é estabelecida entre os chifres, permitindo que o arco elétrico seja direcionado e controlado entre os chifres, em vez de entre os contatos principais do seccionador.

Os contatos de arco são geralmente feitos de materiais resistentes ao arco, como cobre ou ligas de cobre prateadas, capazes de suportar o calor e a energia gerados pelo arco elétrico. Eles são instalados em suportes construídos em ligas de cobre ou alumínio, projetados para dissipar o calor gerado pela passagem de correntes nominais e de curto-circuito. Esses suportes são dimensionados para evitar o superaquecimento durante a operação normal do seccionador.

Por fim, os contatos de arco são projetados para prevenir que o arco elétrico resultante da desconexão do circuito queime os contatos principais do seccionador. Ao direcionar o arco entre os chifres, os contatos de arco protegem os contatos principais, prolongando sua vida útil e garantindo a operação confiável do seccionador.

Figura 28 - contatos de arco, ou "chifres".



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.4 ISOLADORES

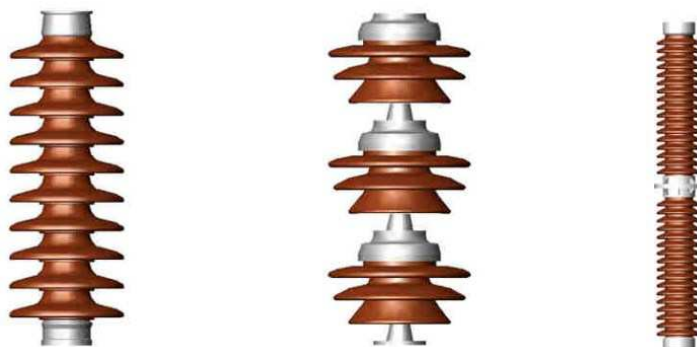
Os isoladores, mostrados na Figura 29, desempenham um papel crítico na integridade e no desempenho dos seccionadores de alta tensão. Esse componente, normalmente fabricado em porcelana, vidro ou polímero, fornece suporte mecânico para os demais componentes do seccionador, ajudando a manter sua integridade estrutural durante operações de abertura e fechamento, bem como em condições ambientais adversas, como ventos fortes. Eles são projetados para suportar os esforços mecânicos relacionados às vibrações durante curtos-circuitos, garantindo que os componentes do seccionador permaneçam estáveis e funcionais.

Além do suporte mecânico, os isoladores são responsáveis por preservar a isolamento elétrica entre a parte viva do seccionador (contatos condutores) e sua base metálica ou estrutura de suporte. Eles são projetados para suportar sobretensões e transitórios causados por descargas atmosféricas, manobras de abertura e fechamento, e outras variações de tensão no sistema elétrico, garantindo que o isolamento elétrico seja mantido mesmo sob condições adversas. Cabe ainda aos isoladores, o papel na redução de ruído durante a operação do seccionador. Eles são projetados para minimizar as vibrações e o impacto mecânico que podem gerar ruído excessivo, garantindo assim um ambiente de trabalho mais silencioso e seguro.

Portanto, é essencial que os isoladores sejam construídos com materiais duráveis e resistentes, capazes de suportar as condições ambientais severas e as demandas operacionais dos seccionadores de alta tensão. Para isso, a manutenção regular e a

inspeção são fundamentais para garantir sua integridade e desempenho ao longo do tempo, contribuindo para a confiabilidade operacional dos seccionadores.

Figura 29 - Isoladores.

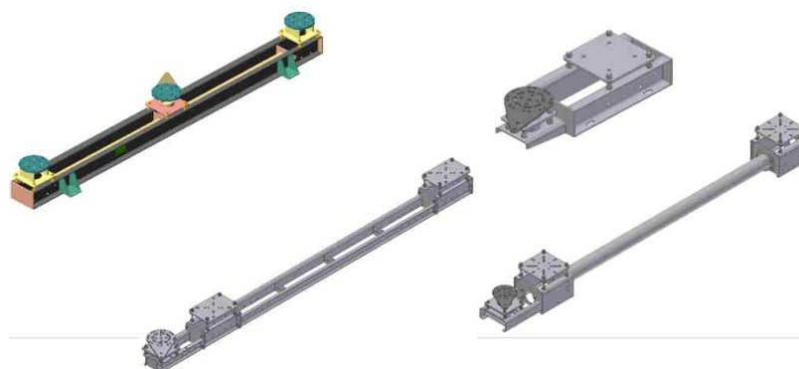


Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.5 BASE E SUB-BASE

A base e a sub-base, mostradas na Figura 30, são componentes fundamentais de um seccionador de alta tensão, fornecendo suporte estrutural e estabilidade ao dispositivo. A base é a estrutura principal do seccionador, sobre a qual todos os outros componentes são montados. Ela fornece suporte mecânico e estabilidade ao seccionador, garantindo sua integridade estrutural durante a operação. Geralmente feita de materiais robustos e duráveis, como aço ou alumínio, a base é projetada para suportar as cargas mecânicas geradas durante as manobras de abertura e fechamento do seccionador, bem como durante condições climáticas adversas, como ventos fortes. Além disso, a base pode conter pontos de montagem para os isoladores, contatos e outros componentes do seccionador, garantindo uma instalação precisa e segura.

Por sua vez, a sub-base é um componente complementar à base, fornecendo suporte adicional ao seccionador. Ela é montada abaixo da base e é responsável por ancorar o seccionador ao solo ou à estrutura de suporte, uma vez que, na maioria das vezes a estrutura de suporte não faz parte do seccionador, ou seja, não é comum que seccionadores sejam integrados a estruturas de suporte, a menos que seja acordado durante a encomenda do equipamento, isso porque normalmente cada subestação apresenta um padrão de estrutura de suporte. Assim como a base, a sub-base é geralmente feita de materiais resistentes, como aço galvanizado, projetada para resistir a condições ambientais adversas e garantir a estabilidade do seccionador durante sua operação.

Figura 30 - Base e Sub-base.

Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.2 MECANISMO DE ACIONAMENTO E TRANSMISSÃO

O acionamento de um seccionador é uma parte crucial de seu funcionamento, determinando a confiabilidade e segurança do dispositivo. Existem diferentes tipos de acionamento, como manual, motorizado e híbrido, cada um com seus próprios componentes e características específicas.

No caso do acionamento manual, uma alavanca de acionamento é utilizada para operar o seccionador, transmitindo o movimento necessário para abrir ou fechar as lâminas móveis. Essa alavanca está conectada à árvore de manobra, que se estende ao longo do seccionador e transmite o movimento para as lâminas. Em alguns casos, um eixo de transmissão pode ser empregado para essa finalidade, especialmente em seccionadores maiores.

Já o acionamento motorizado envolve o uso de um motor elétrico para operar as lâminas móveis do seccionador. Esse motor converte a energia elétrica em movimento mecânico, abrindo ou fechando o circuito conforme necessário. Redutores de velocidade podem ser empregados para reduzir a velocidade de rotação do motor e aumentar o torque disponível para operar o seccionador de maneira mais eficiente. Hastes de transmissão, também conhecidas como tirantes, são utilizadas para transmitir o movimento do motor para as lâminas móveis, garantindo uma operação suave e confiável.

Por fim, o acionamento híbrido combina elementos de operação manual e motorizada. Em certos casos, pode ser aplicado um comando híbrido manual com redutor, reduzindo os esforços mecânicos necessários para operar o seccionador, especialmente em instalações em altura. Esse tipo de comando oferece a flexibilidade de uma operação manual, mas com a vantagem de uma redução significativa nos esforços físicos

necessários. Além disso, conexões mecânicas e mecanismos de engrenagens podem ser empregados para transmitir o movimento da alavanca de acionamento para as lâminas móveis, garantindo uma operação suave e confiável do seccionador.

Em resumo, os diferentes tipos de acionamento de seccionadores são projetados para garantir uma operação eficiente, confiável e segura do dispositivo em diversas condições de operação. Esses componentes trabalham em conjunto para garantir o desempenho adequado do seccionador, desempenhando um papel crucial na operação dos sistemas elétricos de alta tensão.

Na Figura 31, tem-se representado o armário de comando e conjunto motor-reductor. Os armários de comando, além do motor, abrigam os dispositivos de comando e controle (contatores, relés auxiliares, resistência de aquecimento etc.). Estes armários podem ser confeccionados em aço inox ou aço pintado.

Figura 31 - Mecanismo de acionamento.



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.3 ESTRUTURA DE SUPORTE

Podendo ser de concreto ou metálica, de acordo com a escolha do consumidor, as estruturas de suporte em seccionadores são responsáveis por garantir a estabilidade e a integridade do dispositivo em várias condições operacionais. Elas são projetadas para resistir a cargas mecânicas, vibrações e impactos que possam ocorrer durante a operação do seccionador, mantendo-o firmemente ancorado ao solo ou à estrutura de montagem.

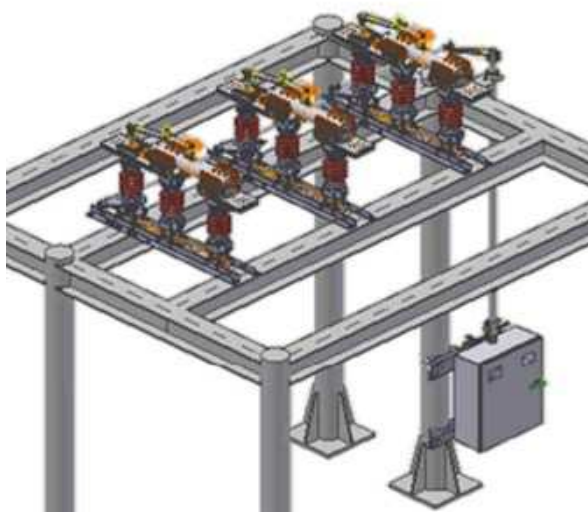
3.5 TIPOS DE ACIONAMENTO

Do ponto de vista do comando que será dado para a operação do seccionador, este pode ser de forma manual, motorizado e híbrido, como citado anteriormente. Já do ponto de vista do acionamento da lâmina propriamente dito, podem apresentar três maneiras distintas, sendo elas: acionamento tripolar, monopolar com interligação do polo central e monopolar sem interligação do polo central.

3.5.1 TRIPOLAR

Para esse acionamento, os três polos compartilham um único mecanismo de acionamento. Sendo as três lâminas acionadas de uma vez só. Na Figura 32, é mostrado uma ilustração desse tipo de acionamento.

Figura 32 - Acionamento tripolar.

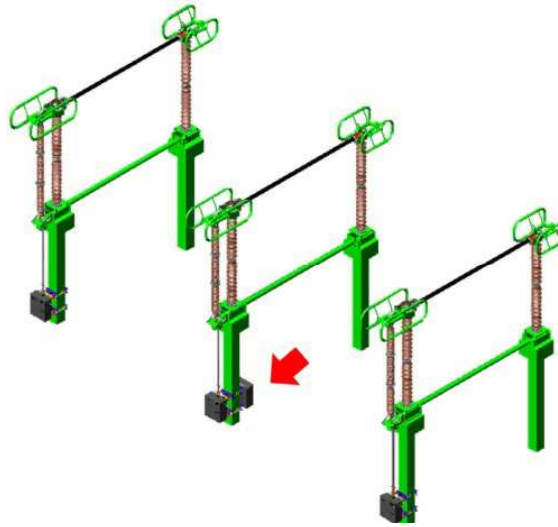


Fonte: Frontin et al. (2013).

3.5.2 MONOPOLAR COM INTERLIGAÇÃO DO POLO CENTRAL

Para esse tipo de acionamento, cada polo possui um mecanismo de acionamento, no entanto, há um cubículo de interligação do polo central comandando os mecanismos laterais e do central. Dessa forma, as três lâminas são acionadas de uma só vez. Na Figura 33, é mostrado uma ilustração desse tipo de acionamento.

Figura 33 - Acionamento monopolar central.

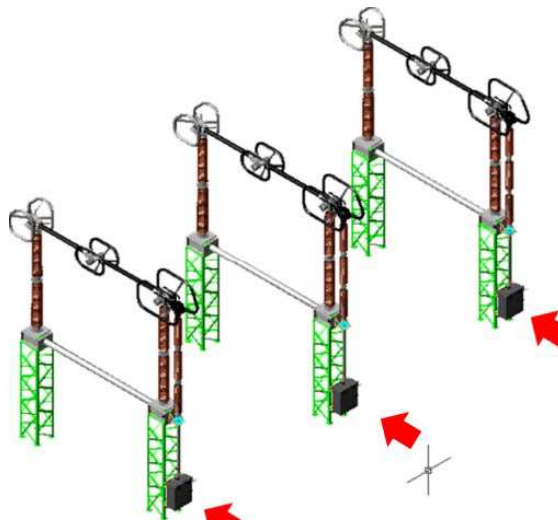


Fonte: Frontin et al. (2013).

3.5.3 MONOPOLAR SEM INTERLIGAÇÃO DO POLO CENTRAL

Neste caso, cada polo possui um mecanismo, sem qualquer interligação entre eles, de modo que acionamento de cada polo é independente. Na Figura 34, é mostrado uma ilustração desse tipo de acionamento.

Figura 34 - Acionamento monopolar individual.



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.6 NORMAS TÉCNICAS

As normas técnicas desempenham um papel crucial na regulamentação e padronização dos seccionadores de alta tensão, proporcionando uma base sólida para o desenvolvimento, fabricação, instalação e operação desses dispositivos.

Primeiramente, essas normas são fundamentais para garantir a segurança e a confiabilidade dos seccionadores. Elas estabelecem requisitos específicos relacionados ao isolamento, resistência mecânica e capacidade de resistir a condições extremas de operação, visando proteger operadores, equipamentos e o público em geral. Além disso, as normas têm um papel crucial na padronização de procedimentos. Ao definir métodos de ensaio, critérios de desempenho e requisitos de projeto, proporcionam uma base comum para a avaliação e comparação de seccionadores. Isso facilita a padronização dos procedimentos de teste e contribui para a uniformidade na fabricação.

Outro aspecto relevante é o atendimento a requisitos legais. Muitas normas são incorporadas à legislação e regulamentação do setor elétrico. O cumprimento dessas normas é frequentemente um requisito legal para a comercialização e operação de seccionadores, garantindo conformidade com os padrões estabelecidos pelas autoridades reguladoras.

A interoperabilidade é outra vantagem proporcionada pelas normas. Ao garantir que os seccionadores sejam projetados e fabricados de acordo com critérios que promovem a interoperabilidade entre diferentes fabricantes e sistemas, as normas facilitam a integração eficiente desses dispositivos em sistemas elétricos complexos. Além disso, a conformidade com normas internacionais facilita o comércio global. Permite que os seccionadores atendam aos mesmos requisitos em diferentes países, simplificando o processo de importação e exportação e promovendo a eficiência e a interoperabilidade global.

As normas também incentivam a inovação e a melhoria contínua. Ao estabelecer requisitos mínimos, elas motivam os fabricantes a buscar constantemente avanços no desempenho dos seccionadores, contribuindo para o desenvolvimento de tecnologias mais avançadas e eficientes.

Outro aspecto relevante é a facilitação da manutenção. As normas frequentemente incluem diretrizes para a manutenção adequada dos seccionadores ao longo de sua vida útil, contribuindo para prolongar sua vida operacional. A seguir estão relacionadas

algumas das principais normas técnicas nacionais e internacionais sobre chaves seccionadoras:

3.6.1 ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS

- **ABNT NBR IEC 62271-102:2006 - Seccionadores e chaves de aterramento**

Esta norma estabelece os requisitos técnicos e de desempenho para seccionadores e chaves de aterramento em sistemas elétricos de alta tensão. Ela define características como capacidade de interrupção de corrente, grau de proteção, requisitos de isolamento e métodos de ensaio, com o objetivo de garantir a operação segura e confiável desses dispositivos.

- **ABNT NBR 7571:2011 - Seccionadores - Características técnicas e dimensionais**

A norma ABNT NBR 7571 estabelece as características técnicas e dimensionais para seccionadores utilizados em sistemas elétricos. Ela aborda aspectos como corrente nominal, tensão suportável, distâncias de escoamento e requisitos construtivos, visando garantir a compatibilidade e interoperabilidade desses dispositivos em diferentes aplicações.

3.6.2 IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

- **IEC 62271-102:2001 - High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches**

Esta norma da IEC estabelece requisitos técnicos para disjuntores de corrente alternada e chaves de aterramento em sistemas de alta tensão. Ela define características como capacidade de interrupção, desempenho mecânico, requisitos de isolamento e métodos de ensaio, com o objetivo de garantir a segurança e confiabilidade desses dispositivos.

- **IEC 62271-1:2007 - High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications**

Esta norma da IEC estabelece especificações comuns para equipamentos de manobra e controle em sistemas de alta tensão. Ela aborda aspectos como requisitos construtivos, métodos de ensaio, classificação de equipamentos e requisitos de segurança, visando garantir a interoperabilidade e compatibilidade entre diferentes fabricantes.

3.6.3 IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS

- **C37.30.1-2011 - IEEE standard requirements for AC high-voltage air switches rated above 1.000 V**

Este padrão IEEE estabelece os requisitos técnicos para chaves de ar de alta voltagem em corrente alternada com classificação acima de 1.000 V. Ele define características como capacidade de interrupção, desempenho elétrico e mecânico, requisitos de isolamento e métodos de ensaio, visando garantir a segurança e confiabilidade desses dispositivos em diversas aplicações.

- **C37.34-1994 - IEEE standard test code for high-voltage air switches**

Este padrão IEEE estabelece os procedimentos de ensaio para chaves de ar de alta voltagem, incluindo métodos para medição de características elétricas, desempenho mecânico e resistência ao envelhecimento. Ele fornece orientações para garantir a conformidade dos dispositivos com os requisitos de segurança e desempenho especificados em outras normas relevantes.

- **C37.35-1995 - IEEE guide for the application, installation, operation, and maintenance of high-voltage air disconnecting and interrupter switches**

Este guia IEEE fornece diretrizes para a aplicação, instalação, operação e manutenção de chaves de ar de alta voltagem. Ele aborda aspectos como seleção de dispositivos, requisitos de instalação, procedimentos operacionais e práticas recomendadas de manutenção, visando garantir a segurança, confiabilidade e desempenho adequados desses equipamentos ao longo de sua vida útil.

3.7 ENSAIOS

Os ensaios em seccionadores de alta e extra alta tensão desempenham um papel crucial na garantia da segurança operacional e confiabilidade dos sistemas elétricos. A realização desses ensaios é essencial para assegurar o desempenho adequado desses dispositivos, tanto em condições normais quanto em situações adversas por um período de tempo determinado.

Um dos principais motivos para a realização desses ensaios é a necessidade de evitar acidentes e falhas que possam comprometer a integridade da infraestrutura elétrica ou dos operadores. Garantir a operação segura dos seccionadores é crucial, especialmente

em sistemas de alta e extra alta tensão, onde os riscos associados a descargas perigosas são significativamente elevados.

Além disso, a confiabilidade do sistema elétrico depende diretamente do funcionamento adequado dos seccionadores. Interrupções não programadas podem ter impactos significativos, e os ensaios são projetados para assegurar que esses dispositivos operem de maneira consistente, contribuindo para a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

A durabilidade mecânica é outro aspecto crítico abordado nos ensaios. Operações frequentes podem levar ao desgaste dos componentes, e os ensaios de tipo e de aceitação visam certificar-se de que os seccionadores resistam a operações repetidas sem comprometer sua eficácia.

Além disso, os ensaios são projetados para avaliar o desempenho dos seccionadores em condições adversas, incluindo variações climáticas extremas. Impulsos atmosféricos, por exemplo, são simulados para verificar a resistência dos seccionadores a eventos climáticos intensos.

Os ensaios desempenham um papel crucial na validação do projeto e fabricação dos seccionadores. Certificar-se de que esses dispositivos atendem aos requisitos específicos estabelecidos por normas e regulamentações é fundamental para garantir sua qualidade e conformidade.

A resistência a sobretensões é avaliada para garantir que os seccionadores possam suportar picos de tensão, seja devido a descargas atmosféricas, manobras ou falhas no sistema elétrico. Isso contribui para a proteção eficaz dos equipamentos elétricos conectados. Além disso, os ensaios abordam questões como corona visual e radiointerferência, assegurando que as emissões eletromagnéticas estejam dentro de limites aceitáveis para preservar a integridade das comunicações e minimizar interferências.

O cumprimento de normas e regulamentações específicas é um requisito importante nos ensaios, garantindo que os seccionadores atendam aos padrões estabelecidos por organizações de normalização e regulamentação do setor elétrico. Esses ensaios não apenas desempenham um papel crítico na manutenção da segurança e confiabilidade dos seccionadores, mas também impulsionam a inovação tecnológica. A busca por melhorias contínuas e tecnologias mais avançadas é incentivada por meio da avaliação de novas abordagens e soluções durante os ensaios regulares.

Por fim, os ensaios em seccionadores de alta e extra alta tensão são fundamentais para garantir um sistema elétrico seguro, confiável e eficiente. Assim, a seguir é detalhado sobre os principais ensaios realizados em seccionadores.

3.7.1 ENSAIOS DE ROTINA EM SECCIONADORES DE ALTA TENSÃO

O ensaio de rotina é um procedimento sistemático de teste realizado periodicamente em equipamentos elétricos, como transformadores, disjuntores e chaves seccionadoras, com o objetivo de verificar seu funcionamento adequado e identificar eventuais problemas ou falhas. Esses testes, são realizados de acordo com normas técnicas e recomendações dos fabricantes. Assim, os ensaios rotina podem ser do tipo:

- Ensaio Visuais e Mecânicos: Inspeção visual para verificar se há danos visíveis, corrosão, folgas inadequadas ou qualquer outro problema mecânico que possa comprometer o funcionamento do seccionador.
- Ensaio de Resistência de Contato: Medição da resistência elétrica dos contatos do seccionador para garantir que estejam dentro dos limites especificados. Isso é feito com um ohmímetro ou microohmímetro.
- Ensaio de Funcionamento Mecânico: Teste do mecanismo de operação do seccionador para garantir que esteja funcionando corretamente e que as operações de abertura e fechamento possam ser realizadas suavemente.
- Ensaio de Medição de Tempo de Operação: Medição do tempo necessário para o seccionador abrir ou fechar sob diferentes condições de carga para garantir que esteja dentro dos limites especificados.

3.7.2 TENSÃO APLICADA DE FREQUÊNCIA INDUSTRIAL (1 MINUTO)

O ensaio de Tensão Aplicada de Frequência Industrial, também conhecido como ensaio de resistência dielétrica ou teste hipotético, é um procedimento padrão para verificar a capacidade de isolamento de um seccionador de alta tensão. Neste teste, uma tensão alternada de frequência industrial (geralmente 50 Hz ou 60 Hz, dependendo da região) é aplicada entre as partes condutoras e o aterramento do seccionador por um período específico (geralmente 1 minuto).

Durante esse período, a tensão é gradualmente aumentada até atingir um valor especificado, que é determinado de acordo com as normas e especificações aplicáveis. O

objetivo é garantir que o seccionador possa suportar a tensão de operação nominal sem sofrer falhas ou rupturas dielétricas. Durante o ensaio, são realizadas medições para verificar se há corrente de fuga entre as partes condutoras e o aterramento do seccionador (fase-terra). Se a corrente de fuga exceder os limites especificados, pode indicar um problema de isolamento que precisa ser corrigido.

Após o término do período de ensaio, o seccionador é considerado aprovado se conseguir suportar a tensão aplicada sem falhas. Este ensaio é fundamental para garantir a segurança e confiabilidade das instalações elétricas onde os seccionadores são utilizados.

Segundo recomendações da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), para seccionadores de 550 kV, durante o ensaio, o seccionador deve suportar os seguintes níveis de tensão:

- Fase-terra e entre fases 620 kV (Valor eficaz);
- Entre distância de seccionamento 800 kV (Valor eficaz).

Já para seccionadores de 245 kV, tem-se:

- Valor Comum 395 kV;
- Entre a distância de seccionamento 460 kV.

3.7.3 TENSÃO APLICADA NOS CIRCUITOS AUXILIARES E DE CONTROLE (1 MINUTO)

O ensaio de Tensão Aplicada nos Circuitos Auxiliares e de Controle é um procedimento padrão realizado em seccionadores de alta tensão para garantir a confiabilidade e o funcionamento adequado dos circuitos que controlam e operam o dispositivo. Neste teste, uma tensão específica é aplicada nos circuitos auxiliares e de controle do seccionador por um período de 1 minuto. Durante esse período, a tensão é gradualmente aumentada até atingir o valor especificado de acordo com as normas e especificações aplicáveis. O objetivo é verificar se os circuitos auxiliares e de controle podem suportar a tensão de operação nominal sem sofrer falhas ou danos.

Durante o ensaio, são realizadas medições para verificar se há corrente de fuga, sobrecarga ou qualquer outra anomalia nos circuitos. Se forem detectados problemas durante o teste, é necessário identificar e corrigir as falhas antes que o seccionador seja considerado adequado para operação. Após o término do período de ensaio e a verificação de que os circuitos auxiliares e de controle estão funcionando corretamente e podem

suportar a tensão aplicada, o seccionador é considerado aprovado para uso em operações reais.

Este ensaio é essencial para garantir a segurança e o desempenho confiável dos seccionadores de alta tensão, uma vez que os circuitos auxiliares e de controle desempenham um papel crítico no funcionamento adequado desses dispositivos.

3.7.4 BASE DE IMPULSO ATMOSFÉRICO

O ensaio de Base de Impulso Atmosférico é uma parte crucial do processo de testes de seccionadores de alta tensão. Esse teste é projetado para avaliar a capacidade do seccionador de resistir a sobretensões transitórias causadas por descargas atmosféricas. Durante esse ensaio, uma sobretensão de impulso atmosférico é aplicada ao seccionador para simular as condições de uma descarga atmosférica direta ou próxima. A sobretensão de impulso atmosférico é aplicada nos terminais do seccionador por um curto período de tempo, geralmente na ordem de microssegundos, sendo esta sobretensão, caracterizada por uma rápida subida e queda, simulando a natureza transitória das descargas atmosféricas. O teste é conduzido tanto com a chave fechada (garantindo isolamento fase-terra) quanto com a chave aberta (assegurando isolamento entre terminais), abordando diferentes cenários operacionais.

Segundo recomendações da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), seccionadores de 550 kV, deve ser capaz de suportar a tensão nominal de impulso atmosférico, $1,2 \times 50 \mu\text{s}$, (Valor de pico) da seguinte forma:

- Fase-terra e entre fases 1.550 kV;
- Entre contatos abertos do dispositivo de manobra e/ou entre distância de seccionamento (incluindo tensão de “BIAS”) 1.865 kV.

Já para seccionadores de 245 kV, tem-se:

- Valor comum 950 kV;
- Entre a distância de seccionamento 1.050 kV.

3.7.5 IMPULSO DE MANOBRA

O ensaio de impulso de manobra, conduzido em equipamentos de alta tensão, visa reproduzir as condições reais de operação do dispositivo durante a sua ativação ou desativação na rede elétrica. Durante este procedimento, uma sobretensão transitória é

aplicada ao equipamento por um curto intervalo de tempo, normalmente na ordem de milissegundos. A geração dessa sobretensão pode ser realizada por meio de geradores de impulsos especializados ou outros dispositivos capazes de produzir alta tensão.

O objetivo principal deste teste é verificar a capacidade do equipamento de alta tensão de resistir às sobretensões transitórias geradas durante sua operação normal, sem sofrer falhas ou danos ao isolamento. Essas sobretensões podem ser provocadas pela comutação de cargas, manobras na rede elétrica ou outros eventos relacionados. Durante o ensaio, diversas medições são realizadas para avaliar a resposta do equipamento à sobretensão transitória, incluindo a corrente de fuga, a resistência do isolamento e a integridade dos componentes internos. Os testes são conduzidos tanto com a chave fechada quanto aberta, representando situações operacionais variadas que o dispositivo pode encontrar durante sua vida útil.

Segundo recomendações da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), seccionadores de 550 kV, deve ser capaz de suportar a tensão nominal de impulso de manobra a seco e sob chuva, 250x2500 μ s, (Valor de pico) da seguinte forma:

- Entre fase e terra e entre dispositivo de manobra aberto 1.175 kV;
- Entre fases 1.760 kV;
- Entre distância de seccionamento (incluindo tensão de “BIAS”) 1.350 kV;
- Tensão de “BIAS” 450 kV.

Já para seccionadores de 245 kV, tem-se:

- Valor comum 950 kV
- Entre a distância de seccionamento 1.050 kV

3.7.6 ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA:

O ensaio de elevação de temperatura é um procedimento padrão realizado em equipamentos elétricos de alta tensão, para avaliar sua capacidade de dissipar calor de maneira eficaz durante a operação normal. Este ensaio é crucial para garantir a segurança e a confiabilidade do equipamento, uma vez que o superaquecimento pode levar a falhas e danos no dispositivo. Durante o ensaio de elevação de temperatura, o seccionador é submetido a uma carga elétrica específica, que pode ser determinada pela sua capacidade nominal. O equipamento é então operado em condições normais de carga por um período de tempo determinado, enquanto as temperaturas em diferentes partes do dispositivo são monitoradas continuamente.

O objetivo do ensaio é garantir que as temperaturas em pontos críticos do seccionador, como os contatos elétricos e os isoladores, permaneçam dentro dos limites seguros durante a operação normal. O superaquecimento excessivo nessas áreas pode resultar em perda de eficiência, falha dos componentes e até mesmo em riscos de incêndio. Ao monitorar as temperaturas durante o ensaio, é possível determinar se o projeto e a construção do seccionador são adequados para dissipar o calor gerado durante a operação normal. Se as temperaturas excederem os limites especificados pelas normas e regulamentos aplicáveis, podem ser necessárias modificações no projeto ou na ventilação do equipamento.

3.7.7 ENSAIO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO

O ensaio de corrente de curto-circuito é um procedimento crucial realizado em seccionadores de alta tensão para avaliar sua capacidade de suportar correntes de curto-circuito sem falhar ou comprometer a segurança do sistema elétrico. Este ensaio é fundamental para garantir que o seccionador possa operar de forma confiável em situações de emergência, como curtos-circuitos, sem causar danos significativos ao equipamento ou à rede elétrica.

Durante o ensaio de corrente de curto-circuito, o seccionador é submetido a uma corrente elétrica de curto-circuito com uma magnitude específica, que pode variar de acordo com as especificações do equipamento e os requisitos das normas aplicáveis. Essa corrente é aplicada por um curto período de tempo, geralmente apenas alguns segundos, para simular as condições de curto-circuito.

O objetivo do ensaio é verificar se o seccionador é capaz de suportar a corrente de curto-circuito sem sofrer danos ou falhas operacionais. Durante o teste, são realizadas medições para monitorar a resposta do seccionador à corrente de curto-circuito, incluindo o aumento de temperatura, a deformação mecânica e a integridade dos componentes elétricos.

Com base nos resultados do ensaio, é possível determinar se o seccionador atende aos requisitos de segurança e desempenho estabelecidos pelas normas e regulamentos aplicáveis. Se o seccionador não conseguir suportar a corrente de curto-circuito sem problemas, podem ser necessárias modificações no projeto ou na construção do equipamento para garantir sua adequação para uso em condições reais de operação.

Portanto, o ensaio de corrente de curto-circuito é essencial para garantir a segurança e a confiabilidade dos seccionadores de alta tensão, permitindo que eles operem de forma segura e eficaz em situações de emergência, como curtos-circuitos. Este teste desempenha um papel fundamental na validação do desempenho do equipamento e na proteção da integridade da rede elétrica.

Segundo recomendações da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), seccionadores de 550 kV, deve ser capaz de suportar as seguintes correntes nominais de curta duração por um segundo:

- Valor Eficaz (1s)/Valor de crista - 50/130 kA;
- Valor Eficaz (1s)/Valor de crista - 63/164 kA.

Já para seccionadores de 245 kV, tem-se:

- Valor Eficaz (1s)/Valor de crista - 40/104 kA;
- Valor Eficaz (1s)/Valor de crista - 50/130 kA;
- Valor Eficaz (1s)/Valor de crista - 63/164 kA.

3.7.8 ENSAIO DE DURABILIDADE MECÂNICA

O ensaio de durabilidade mecânica é um procedimento essencial realizado em seccionadores de alta tensão para avaliar sua capacidade de suportar repetidas operações mecânicas ao longo do tempo sem falhas ou degradação significativa. Este ensaio é crucial para garantir a confiabilidade e a vida útil do seccionador em condições operacionais reais.

Durante o ensaio de durabilidade mecânica, o seccionador é submetido a uma série de ciclos de operação, que envolvem a abertura e o fechamento das lâminas do equipamento. A frequência e o número de ciclos de operação podem variar de acordo com as especificações do equipamento e os requisitos das normas aplicáveis.

O objetivo do ensaio é verificar se o seccionador é capaz de suportar o estresse mecânico causado pelas operações de abertura e fechamento repetidas sem apresentar desgaste excessivo, deformação permanente ou falha prematura. Durante o teste, são realizadas medições para monitorar o desempenho do seccionador, incluindo a integridade das conexões elétricas, a operação suave das lâminas e a resistência estrutural do equipamento.

Com base nos resultados do ensaio, é possível determinar se o seccionador atende aos requisitos de durabilidade mecânica estabelecidos pelas normas e regulamentos

aplicáveis. Se o seccionador não conseguir suportar o estresse mecânico das operações repetidas sem problemas, podem ser necessárias modificações no projeto ou na construção do equipamento para garantir sua adequação para uso em condições operacionais reais.

3.7.9 ENSAIO DE NÍVEL DE RADIOINTERFERÊNCIA (RIV) E CORONA VISUAL

O ensaio de Nível de Radiointerferência (RIV) e Corona Visual é um procedimento importante realizado em equipamentos de alta tensão para avaliar seu desempenho em relação à interferência eletromagnética e à formação de corona, fenômenos que podem afetar o funcionamento adequado do equipamento e a integridade da rede elétrica.

Esses ensaios visam garantir a mínima interferência eletromagnética e avaliar o desempenho do seccionador sob diferentes níveis de tensão. Em resumo, o ensaio de Nível de Radiointerferência (RIV) e Corona Visual é uma etapa importante no processo de teste de seccionadores de alta tensão, garantindo que o equipamento possa operar de forma confiável e segura, sem causar interferência prejudicial ou problemas de corona na rede elétrica.

3.8 MANUTENÇÃO

A manutenção regular dos seccionadores desempenha um papel crítico na segurança, confiabilidade e eficiência do sistema elétrico. Ao identificar e corrigir potenciais problemas de segurança, como desgaste excessivo, corrosão, conexões soltas ou falhas nos sistemas de proteção, a manutenção ajuda a mitigar o risco de falhas operacionais que poderiam resultar em acidentes elétricos, incêndios ou danos aos equipamentos e às instalações. Além disso, uma manutenção adequada garante que esses dispositivos estejam prontos para operar quando necessário, minimizando interrupções não programadas no fornecimento de energia e garantindo a confiabilidade do sistema como um todo.

Somado a isso, a manutenção regular também ajuda a identificar e corrigir problemas antes que se tornem mais sérios e causem danos irreparáveis ao equipamento, prolongando assim sua vida útil e reduzindo a necessidade de substituições prematuras e

os custos associados. Além disso, seccionadores bem mantidos operam de forma mais eficiente, otimizando o desempenho do sistema elétrico, reduzindo perdas de energia, aumentando a disponibilidade de energia e melhorando a qualidade do serviço prestado aos clientes.

Por fim, a manutenção dos seccionadores está alinhada com as normas e regulamentos de segurança e operação do setor elétrico, garantindo a conformidade com essas normas essenciais para proteger os trabalhadores, o meio ambiente e cumprir as obrigações legais e regulatórias. Em resumo, a manutenção dos seccionadores é essencial para garantir a operação segura, confiável e eficiente do sistema elétrico como um todo.

De acordo com Frontin et al. (2013), em linhas gerais, pode-se agrupar a manutenção dos seccionadores em quatro grupos:

3.8.1 INSPEÇÃO MENOR (A CADA DOIS ANOS):

- **Verificação das partes mecânicas e tratamento de superfície do equipamento:**

Neste procedimento, é realizada uma inspeção visual minuciosa das partes mecânicas do seccionador, como engrenagens, alavancas e conexões. Qualquer sinal de desgaste, corrosão ou danos é identificado e tratado adequadamente para garantir o bom funcionamento do equipamento.

- **Verificação dos cabos de baixa tensão e de aterramento:**

Os cabos de baixa tensão e de aterramento são inspecionados para garantir que não haja danos, corrosão ou conexões soltas. Esses cabos desempenham um papel importante na segurança e eficiência do sistema elétrico, e qualquer problema identificado deve ser corrigido prontamente.

- **Verificação e limpeza dos isoladores:**

Os isoladores são inspecionados para verificar se não há acumulação de sujeira, umidade ou danos que possam comprometer seu desempenho. Se necessário, os isoladores são limpos para garantir um bom isolamento elétrico entre os componentes do seccionador.

- **Verificação do mecanismo de operação:**

O mecanismo de operação do seccionador é testado para garantir que esteja funcionando corretamente. Isso inclui verificar se não há obstruções, falhas mecânicas ou desalinhamentos que possam afetar a operação do equipamento.

3.8.2 INSPEÇÃO NO SECCIONADOR (A CADA CINCO ANOS OU 1.000 OPERAÇÕES) - SECCIONADOR FORA DE SERVIÇO:

- **Verificações do Grupo 2.8.1:**

Todos os procedimentos de inspeção descritos no item 2.8.1 são repetidos para garantir a integridade e o bom funcionamento do seccionador.

- **Verificação da limpeza da parte ativa:**

A parte ativa do seccionador, onde ocorre o contato elétrico, é inspecionada e limpa para remover qualquer sujeira, detritos ou corrosão que possam afetar a qualidade da conexão elétrica.

- **Medição da resistência de contato:**

É realizada uma medição da resistência de contato entre os contatos principais do seccionador para garantir uma conexão elétrica adequada e minimizar perdas de energia.

- **Verificação do aperto dos parafusos:**

Todos os parafusos e conexões do seccionador são verificados para garantir que estejam devidamente apertados e fixados, evitando folgas ou conexões soltas que possam comprometer a segurança e o desempenho do equipamento.

- **Verificação do funcionamento dos controles locais e da operação manual:**

Os controles locais e a operação manual do seccionador são testados para garantir que estejam funcionando corretamente e possam ser acionados conforme necessário em situações de emergência.

- **Verificação do correto acoplamento dos contatos principais:**

É verificado se os contatos principais do seccionador estão corretamente alinhados e acoplados durante a operação, garantindo uma conexão elétrica eficiente e segura.

- **Verificação da condição das superfícies de contato:**

As superfícies de contato dos contatos principais do seccionador são inspecionadas para garantir que estejam limpas, lisas e livres de danos que possam afetar a qualidade da conexão elétrica.

3.8.3 INSPEÇÃO DO MECANISMO DE OPERAÇÃO (A CADA CINCO ANOS OU 1.000 OPERAÇÕES):

- **Verificação de todos os componentes mecânicos e elétricos, cabos e conexões de aterramento:**

Nesta etapa, todos os componentes do mecanismo de operação do seccionador são minuciosamente inspecionados, incluindo engrenagens, manivelas, molas e contatos elétricos. Além disso, são verificados todos os cabos elétricos e as conexões de aterramento para garantir sua integridade e bom funcionamento.

- **Verificação da lubrificação das engrenagens:**

As engrenagens e outros componentes móveis do mecanismo de operação são lubrificados conforme as especificações do fabricante para garantir um funcionamento suave e livre de atritos, minimizando o desgaste e prolongando a vida útil do equipamento.

- **Verificação da operação da resistência de aquecimento, proteção do motor e intertravamento eletromecânico:**

Todos os sistemas de proteção e intertravamento do mecanismo de operação são testados para garantir que estejam funcionando corretamente. Isso inclui a verificação da resistência de aquecimento para evitar o acúmulo de umidade e proteger contra o congelamento em condições de baixas temperaturas, bem como a verificação da proteção do motor e dos dispositivos de intertravamento para garantir a segurança operacional do seccionador.

3.8.4 INSPEÇÃO PRINCIPAL (A CADA 10 ANOS OU 2.000 OPERAÇÕES):

- **Verificações dos Itens 2.8.1 e 2.8.2:**

Todos os procedimentos de inspeção descritos nos itens 2.8.1 e 2.8.2 são repetidos para garantir a integridade e o bom funcionamento do seccionador.

- **Verificação da condição e do desgaste dos componentes principais (parte ativa, isoladores, etc.):**

Nesta etapa, é realizada uma inspeção detalhada da parte ativa do seccionador, dos isoladores e de outros componentes principais para verificar a presença de desgaste, danos ou deterioração. Qualquer problema identificado é tratado conforme necessário, incluindo a substituição de componentes desgastados ou danificados.

- **Verificação dos ajustes mecânicos e restauração das condições Iniciais, se necessário:**

Todos os ajustes mecânicos do seccionador são verificados e, se necessário, corrigidos para garantir que o equipamento opere dentro das especificações do fabricante e das normas de segurança.

- **Substituição de unidades e componentes conforme manual e, se necessário, contato com o fabricante:**

Durante a inspeção principal, é realizada a substituição de unidades e componentes conforme recomendado pelo manual do fabricante do seccionador. Se necessário, é feito contato direto com o fabricante para obter orientações específicas de manutenção e substituição de peças.

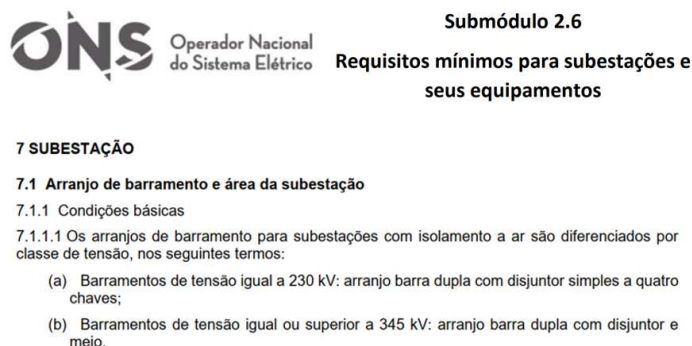
4 DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo, será tratado sobre a construção das plantas de arranjo, corte e dimensionais dos equipamentos usados neste trabalho. Para tal feito, será adotado as recomendações da CHESF, através do seguinte documento 301-CHESF-ET-PJ-EM-ABRIL-2019, disponível no site <https://pt.scribd.com/document/540127813/301-CHESF-ET-PJ-EM-ABRIL-2019>. Nele, tem-se as diretrizes e especificações para projetos eletromecânicos de subestações. A CHESF possui um rigoroso protocolo de segurança e padrões de operações, sendo referência para diversas outras empresas do ramo.

Assim, para o nível de tensão de 500 kV, a distância mínima considerada entre fases deve ser de 6000 mm, já para fase-terra deve ser considerado no mínimo 4600 mm. Já para 230 kV, a distância mínima considerada entre fases deve ser de 2560 mm, já para fase-terra deve ser considerado no mínimo 2050 mm. Por fim, o estudo será dividido em duas partes, sendo cada parte correspondente a um nível de tensão. Vale ressaltar ainda, que o estudo será voltado para os tipos de seccionadores mais usuais no sistema elétrico brasileiro.

Para a escolha da configuração do barramento da subestação, será tomado como referência as recomendações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no submódulo 2.6, mostrado na Figura 35, ao qual trata sobre os requisitos mínimos para subestação e seus equipamentos.

Figura 35 - Submódulo 2.6.



Fonte: submódulo 2.6.

É recomendado que para subestações de 500 kV, deve ser considerada a configuração de barramento barra dupla com disjuntor e meio (DJM), como mostrado na

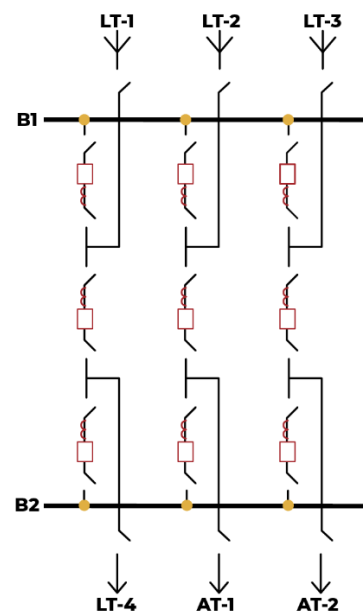
Figura 36. Nesse arranjo, duas barras principais correm paralelas uma à outra, cada uma sendo alimentada por fontes distintas, como linhas de transmissão ou transformadores. O ponto de interseção entre essas barras é onde está localizado o disjuntor meio, também conhecido como disjuntor de interconexão.

O disjuntor meio desempenha um papel crucial na operação do sistema. Ele é responsável por conectar ou desconectar as duas barras principais conforme necessário. Em condições normais de operação, o disjuntor e meio permanece fechado, permitindo que a energia flua livremente entre as barras. No entanto, se ocorrer uma falha em uma das barras, o disjuntor associado a barra será aberto, isolando a falha, mas a corrente continuará fluindo pelo disjuntor meio.

Essa configuração oferece várias vantagens importantes, incluindo redundância operacional, o que significa que mesmo se as duas barras principais falhar, o sistema pode continuar operando normalmente. Além disso, a presença do disjuntor meio oferece flexibilidade adicional para operações de manutenção. Isso ocorre porque uma das barras principais pode ser isolada para manutenção, enquanto a outra continua a fornecer energia ao sistema.

No entanto, é importante notar que essa configuração também tem suas desvantagens, como custos adicionais devido à instalação e manutenção do disjuntor meio, bem como a complexidade associada aos sistemas de controle e proteção necessários para gerenciar adequadamente a operação do disjuntor meio. Em resumo, uma configuração de barra dupla com disjuntor e meio é uma escolha comum em subestações elétricas com níveis de tensão acima de 345 kV, fornecendo confiabilidade, redundância e flexibilidade operacional essenciais para garantir um fornecimento de energia estável e seguro.

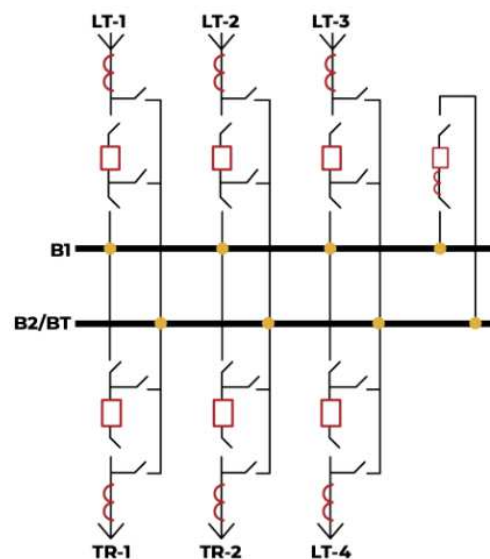
Figura 36 - Barra dupla com disjuntor e meio (DJM).



Fonte: Fonte: Mesh Engenharia.

Para as subestações de 230 kV, é recomendado a configuração barra dupla com disjuntor simples a 4 chaves (BD4), como mostrado na Figura 37. Nesse arranjo, duas barras principais correm paralelas uma à outra, cada uma sendo alimentada por eventos distintos, como linhas de transmissão ou transformadores. Cada uma das barras recebe uma parte das cargas, podendo ou não receber todas durante alguma manobra. Como o próprio nome sugere, existe quatro chaves, com funções distintas, sendo uma de by-pass, utilizada para manutenção do disjuntor, outra para isolar o disjuntor durante a manutenção e duas com função de selecionar os barramentos de forma independente.

Figura 37 - Barra dupla com disjuntor simples a 4 chaves (BD4).



Fonte: Fonte: Mesh Engenharia.

Além da escolha da configuração de barra que a subestação terá, o dimensionamento correto dos equipamentos, são essenciais para manter o funcionamento correto da mesma. Assim, para manter a subestação em operação de forma segura e confiável, um dos principais requisitos é manter a distância de segurança correta, seja, entre equipamentos, estruturas, vias, alambrados, murros e operadores.

Do ponto de vista elétrico, esse distanciamento de segurança é dividido em duas partes, sendo elas: distância entre fase-fase e distância entre fase-terra. De modo geral, os equipamentos que compõem um bay da subestação para um determinado nível de tensão, possuem dimensões definidas, muitas das vezes tendo diferença de altura e largura apenas nas estruturas de suporte. No caso em particular das chaves seccionadoras, dependendo do tipo de abertura, podem apresentar dimensões distintas dentro do mesmo nível de tensão.

De modo geral, as subestações normalmente utilizam uma combinação de chaves com gap vertical e gap horizontal. No entanto, em alguns casos há o uso apenas das chaves gap horizontal. É importante escolher as que melhores se adequam a determinada função, bem como ao layout da própria subestação.

Assim, a escolha correta no tipo de chave a ser usado, influencia diretamente nas dimensões físicas da subestação, podendo incluir custos adicionais ao projeto final, além disso, quando maior for a distância entre os equipamentos, maior será o comprimento total do bay, e conseqüentemente da subestação, sendo necessário adquirir maiores terrenos, implicando em maiores áreas com malha de terra, drenagem, terraplenagem, canaletas, entre outros componentes essenciais ao funcionamento da subestação.

Portanto, é fundamental um planejamento na hora de escolher quais equipamentos serão usados, por exemplo, analisar se é viável a introdução de chaves com gap vertical, para diminuir o comprimento das subestações, ou ainda se é viável o uso de chaves com gap horizontal, para que se possa ter estruturas mais baixas. A seguir será apresentado os projetos desenvolvidos durante o estudo para o levantamento dos dados.

4.1 SUBESTAÇÕES DE 500 KV

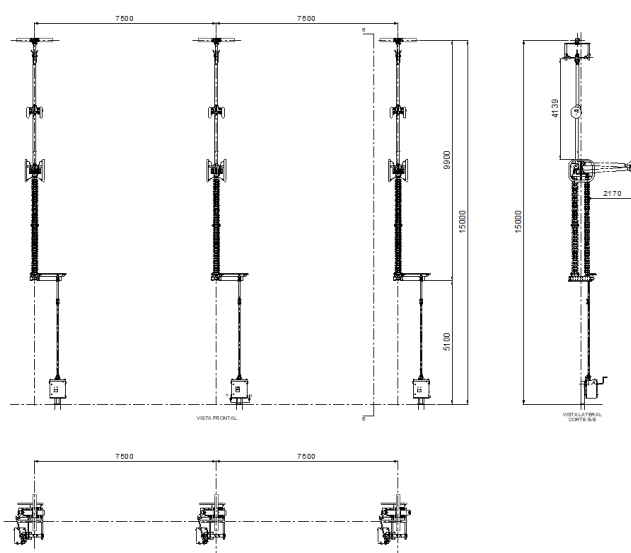
Nesta parte do estudo, será usado como base as principais chaves seccionadoras encontradas para este nível de tensão, sendo elas: semi-pantográficas tanto com abertura vertical (SPV) como com abertura horizontal (SPH) e chaves de abertura vertical (AV).

De modo geral, esses três modelos são os mais utilizados em níveis de tensão superiores a 245 kV, por garantir um isolamento adequado, boa operabilidade e manutenção simples. Por fim, será discutido, sobre as principais vantagens e desvantagem em usar cada um desses modelos em diferentes funções desempenhadas na subestação.

O uso de chaves seccionadoras semi-pantográficas verticais (SPV) representam algumas vantagens em relação as demais quando utilizadas em ligações de níveis inferiores a níveis superiores, como na entrada/saída de subestações, conexão de barramentos e by-pass. Esse tipo de chave, pode ser montada de forma que seu fechamento ocorra diretamente no barramento, o que economiza cabos e espaçadores, especialmente quando múltiplos cabos por fase são utilizados, tornando-a ideal para selecionar barramento, bem como a montagem com fechamento em isoladores de pedestal (IP) com instalação invertida, permitindo seu uso como by-pass.

Outra vantagem é que esse tipo de chave seccionadora pode ser montada com os polos desalinhados, proporcionando uma adaptação às necessidades específicas da instalação. No entanto, pode significar estruturas com maiores alturas para garantir as distâncias de segurança ou o uso de vigas em níveis superiores. Na Figura 38 é mostrado uma representação das dimensões de uma SPV.

Figura 38 - Chave seccionadora do tipo SPV S/LT.

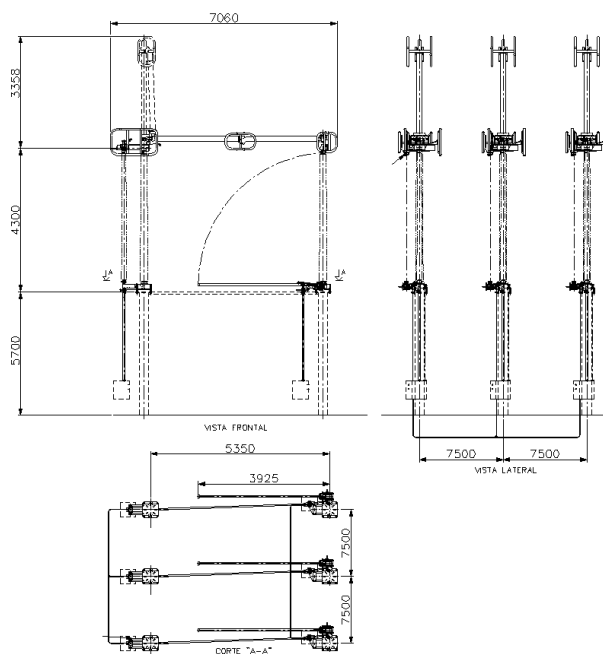


Fonte: o próprio autor.

As chaves seccionadoras semi-pantográficas horizontais (SPH) são comumente utilizadas em níveis inferiores instaladas sobre estruturas de suporte. Sua construção com a parte ativa articulada, irá fornecer distancia de isolamento fase-terra suficiente quando aberta, e durante a sua abertura apresenta uma menor ocupação de espaço. Utilizada

principalmente em subestações de transmissão devido à sua excelente suportabilidade a curto-circuito. Dado seu porte mais compacto, pode ser utilizada em áreas com limitação de espaço, tanto na função de by-pass, isolar equipamentos e seleção de barramentos. Na Figura 39, é mostrado uma representação das dimensões de uma SPH.

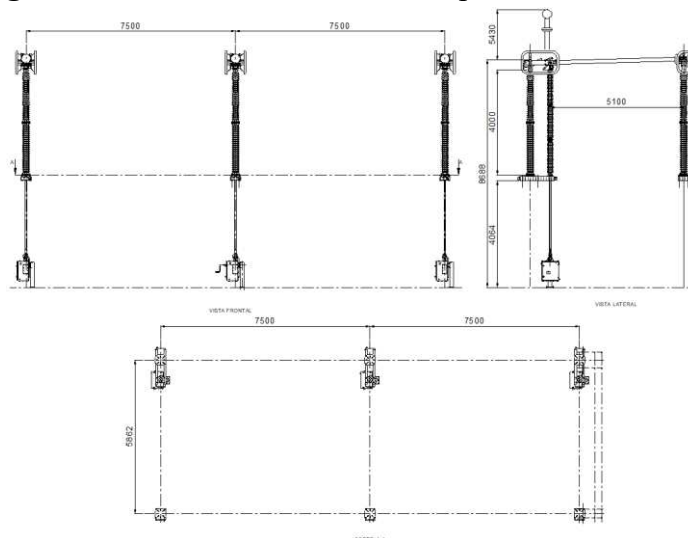
Figura 39 - Chave seccionadora do tipo SPH C/LT.



Fonte: o próprio autor.

A chave de abertura vertical (AV) apresentar robustez e facilidade de manutenção, quando comparada com as demais chaves seccionadoras. Esse tipo de seccionador, de modo geral, apresenta funcionamento semelhante a SPH, no entanto, não possui a capacidade de dobrar sua lâmina, ou seja, para sua utilização, será necessário um raio de operação com no mínimo 9,7 m de diâmetro para qualquer outra parte energizada. Essa chave quando utilizada com operação normalmente aberta é by-pass, pode apresentar alguns problemas devido ao desbalanço causado pela ação do vento na sua lâmina, o que pode comprometer o desempenho e a durabilidade da chave. Na figura 40 é mostrado uma representação das dimensões de uma seccionadora AV.

Figura 40 - Chave seccionadora do tipo AV S/LT.



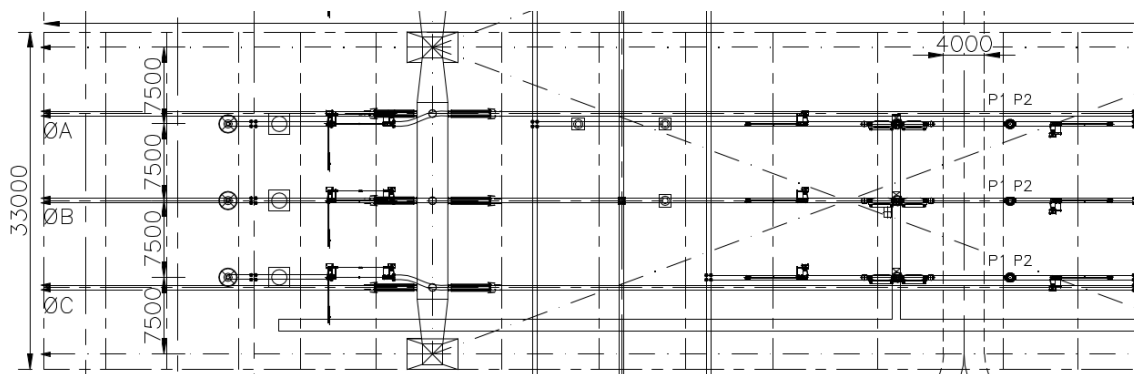
Fonte: o próprio autor.

A seguir, é apresentado por meio de figuras, os projetos desenvolvidos ao longo do estudo usando cada um dos tipos de chave seccionadora. É importante destacar que todos os projetos foram tomados como base, subestações reais de propriedade da CHESF.

Na Figura 41, é mostrado parte da planta do arranjo físico da disposição dos equipamentos no pátio de um bay da subestação tomada como base. De modo geral, a planta é utilizada para dar ao responsável pela execução do projeto uma noção de como ficará a disposição não só dos equipamentos, mas também das estruturas, cabos para-raios, alambrados, casa de relés e comando, canaletas, malha de terra, vias, muros, bem como o distanciamento entre as fases adotado, neste caso de 7,5 m.

É importante destacar que ao longo do processo de obtenção de dados, algumas mudanças foram realizadas nessa planta de arranjo, como por exemplo, modificação na disposição dos equipamentos, alterações no comprimento da canaleta, no entanto a terraplenagem e a malha de terra foram mantidas iguais durante todo o processo, considerando que o terreno para a instalação do bay será a mesma e que toda a sua extensão será terraplenada e malhada.

Figura 41 - Planta de arranjo SE de 500 kV.



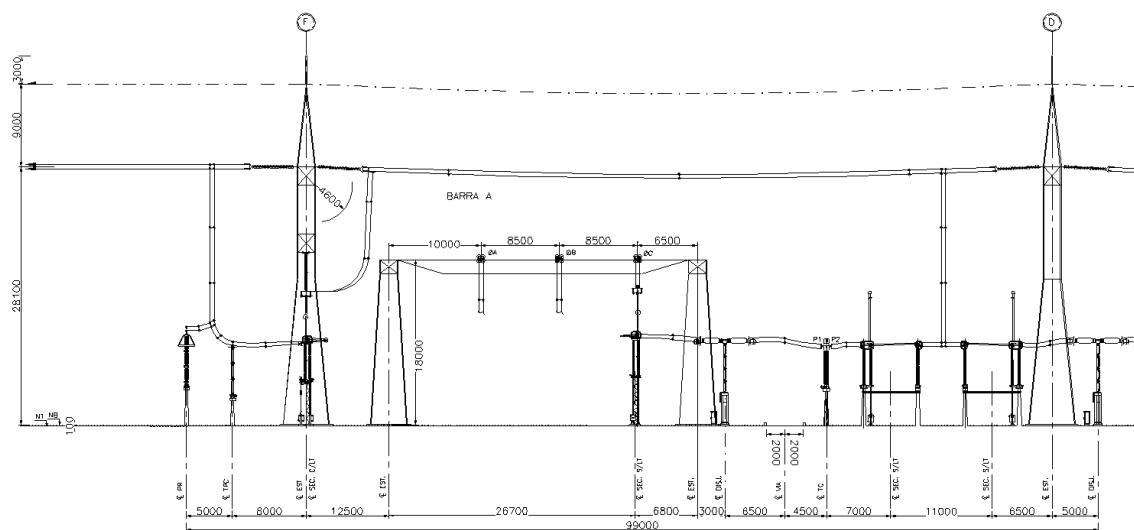
Fonte: o próprio autor.

A seguir será mostrado parte do corte referente ao bay da SE com 500 kV, para cada uma das configurações de chaves discutidas. O corte é responsável por fornecer uma visão detalhada de como ficarão as instalações, visto que, na planta, todos os componentes são representados em um mesmo nível, com baixo grau de detalhamento. Assim, no corte será possível observar a distância entre os equipamentos, entre estruturas e equipamentos, altura das estruturas de suporte, dos barramentos, distância de segurança entre fases e entre fase-terra, podendo ainda ser fornecidos detalhes de instalação dos equipamentos.

4.1.1 SUBESTAÇÃO COM USO DE CHAVES SECCIONADORAS SPH E SPV

Na Figura 42, é mostrado parte do corte do bay da subestação representada na Figura 41. Nessa subestação foi adotado o uso de chaves semi-pantográficas tanto com fechamento vertical, no caso das SPV, como horizontal, no caso das SPH. Referente a utilização das SPV, tem-se dois tipos de fechamento, um com direto no barramento, onde as chaves são instaladas com polos desalinhados, e outro em IP invertido, com a função de by-pass. Já a SPH, foi utilizada para isolar o disjuntor.

Figura 42 - Corte com seccionadoras SPH e SPV.

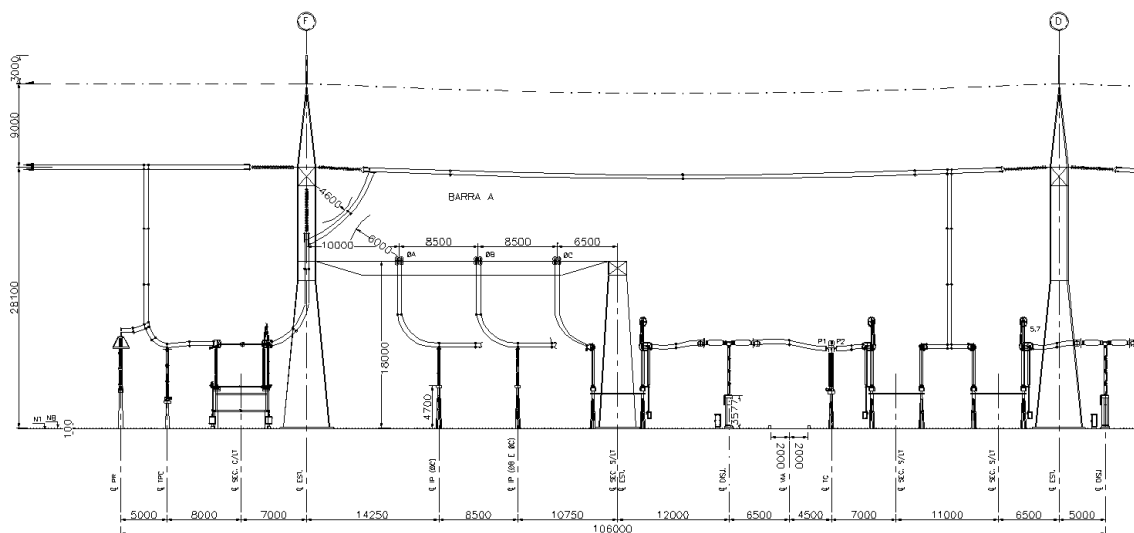


Fonte: o próprio autor.

4.1.2 SUBESTAÇÃO COM USO CHAVES SECCIONADORAS SPH

Na Figuras 43 tem-se representado parte do corte referente a planta representado na figura 38. Nele, tem-se somente o uso de chaves seccionadoras SPH.

Figura 43 - Corte com seccionadoras SPH.

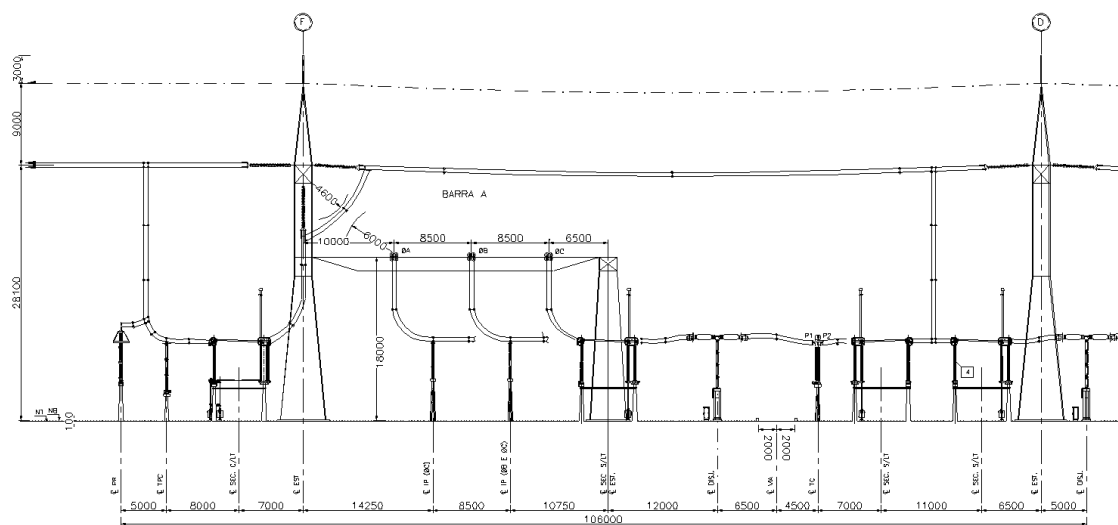


Fonte: o próprio autor.

4.1.3 SUBESTAÇÃO COM USO CHAVES SECCIONADORAS AV

Na Figura 44 tem-se representado parte do corte do bay mostrado na planta acima. Nele, tem-se somente o uso de chaves seccionadoras AV.

Figura 44 - Corte com seccionadoras AV.



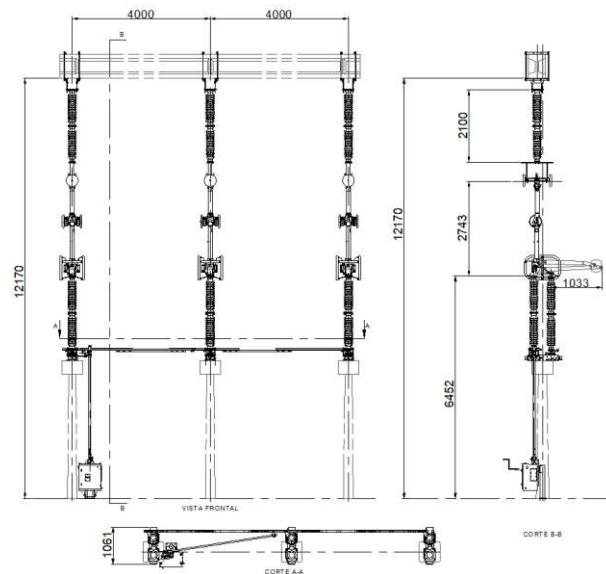
Fonte: o próprio autor.

4.2 SUBESTAÇÕES DE 230 kV

Nesta parte do estudo, será usado como base as chaves seccionadoras comumente encontradas para o nível de tensão de 230 kV, sendo elas: semi-pantográficas com abertura vertical (SPV) e chaves com dupla abertura lateral (DAL). Será discutido, sobre as principais vantagens e desvantagem em usar cada um desses modelos em diferentes funções desempenhadas na subestação.

Assim como nas subestações de 500 kV, as seccionadoras SPV usadas nas subestações de 230 kV, apresentam vantagens em relação as seccionadoras DAL quando instaladas em níveis superiores. Essa chave é comumente usada na função de by-pass e seleção de barramento. Para esse nível de tensão elas também poderão ser utilizadas com fechamento diretamente no barramento, bem como com fechamento em isoladores de pedestal (IP) com instalação invertida, podendo ainda, ser montada com os polos desalinhados, proporcionando uma adaptação às necessidades específicas da instalação. Na Figura 45 é mostrado uma representação das dimensões de uma SPV.

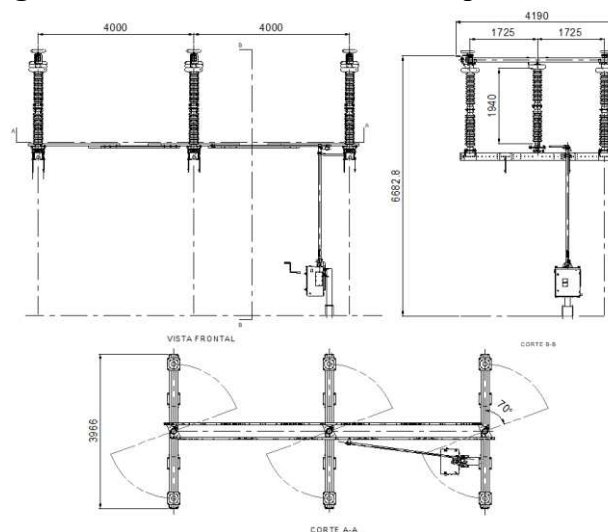
Figura 45 - Chave seccionadora do tipo SPV.



Fonte: o próprio autor.

As seccionadoras DAL, são comumente instaladas em níveis inferiores, tanto em estrutura de suporte, como nas próprias vigas. Esse tipo de chave, pode ainda ser empregado em níveis superiores, com a função de by-pass, no entanto, será necessário maiores capiteis para fixação dos cabos para-raios, vigas mais robustas e o uso de conectores tipo T para conecta-las. Seu mecanismo de dupla abertura lateral, faz com que essa chave economize espaço quando manobrada, já que o seu raio de abertura será metade do comprimento total da sua lâmina principal. Na Figura 46 é mostrado uma representação das dimensões de uma DAL.

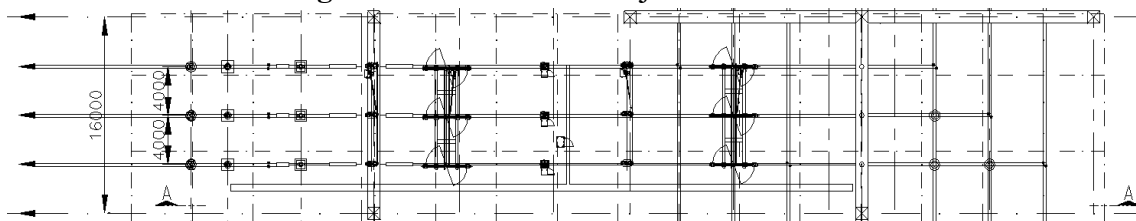
Figura 46 - Chave seccionadora do tipo DAL S/LT.



Fonte: o próprio autor.

Na Figura 47, é mostrado parte da planta do arranjo físico da disposição dos equipamentos no pátio da subestação com 230 kV tomada como base para essa parte do capítulo. Assim como nas SE com 500 kV, a planta é utilizada para dar ao responsável pela execução do projeto uma noção de como ficará a disposição não só dos equipamentos, mas também das estruturas, cabos para-raios, alambrados, casa de relés e comando, canaletas, malha de terra, vias, muros, bem como o distanciamento entre as fases adotado, neste caso de 4,0 m. É importante destacar que ao longo do processo de obtenção de dados, algumas mudanças foram realizadas nessa planta de arranjo, como por exemplo, modificação na disposição dos equipamentos, alterações no comprimento da canaleta, no entanto a terraplenagem e a malha de terra foram mantidas iguais durante todo o processo.

Figura 47 - Planta do arranjo da SE 230 kV.



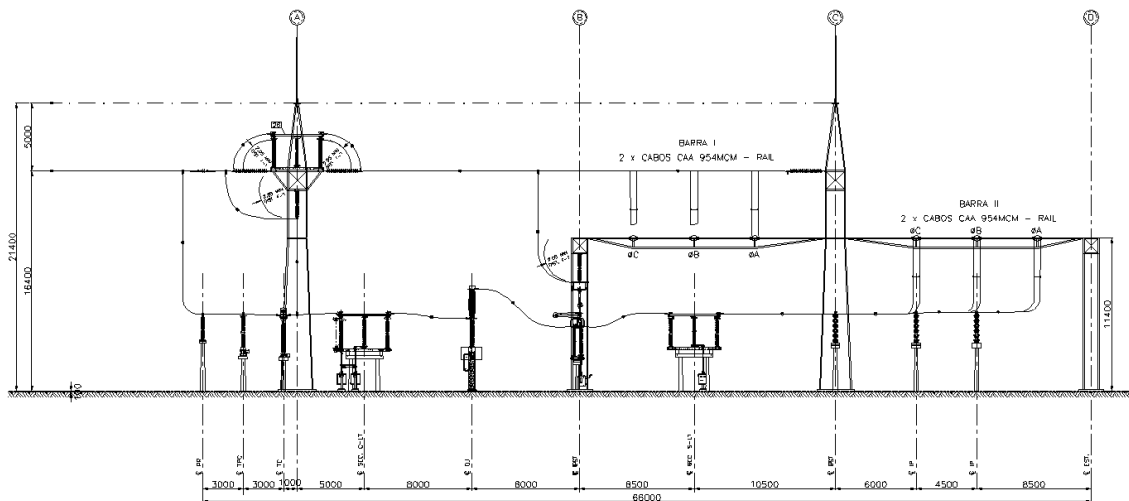
Fonte: o próprio autor.

A seguir será mostrado parte do corte referente ao bay da SE com 230 kV, para cada uma das configurações de chaves discutidas. O corte é responsável por fornecer uma visão detalhada de como ficarão as instalações, visto que, na planta, todos os componentes são representados em um mesmo nível, com baixo grau de detalhamento. Assim, no corte será possível observar a distância entre os equipamentos, entre estruturas e equipamentos, altura das estruturas de suporte, dos barramentos, distância de segurança entre fases e entre fase-terra, podendo ainda ser fornecidos detalhes de instalação dos equipamentos.

4.2.1 SUBESTAÇÃO COM USO DE CHAVES SECCIONADORAS DAL E SPV

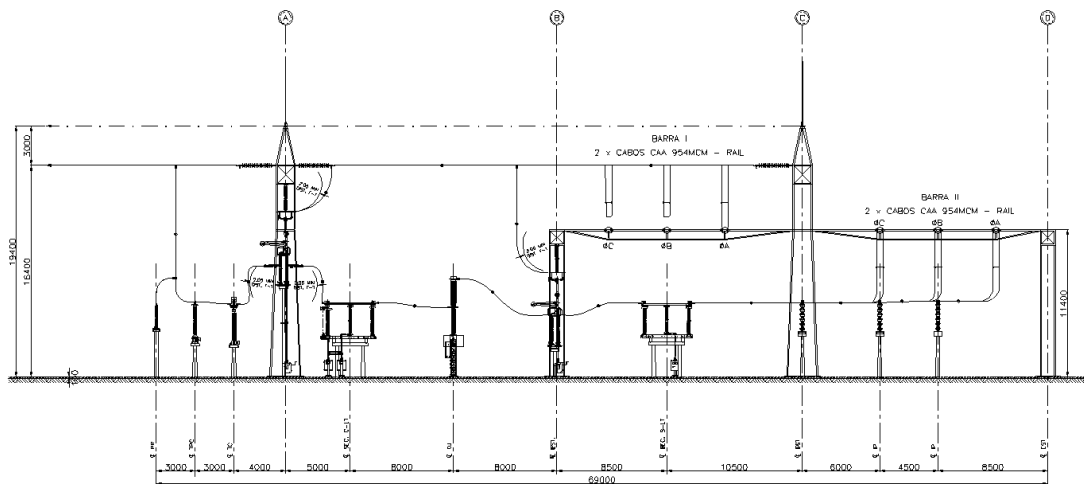
Nas Figura 48 e 49, são mostrados partes dos cortes correspondente a um bay da subestação mostrada na Figura 47. Na primeira figura, é possível observar o uso de uma chave DAL na função de by-pass. Logo, é necessário o uso de conectores tipo T para realizar as ligações corretamente, mantendo as distâncias de segurança, bem como o uso de um capitel maior. Já na segunda figura, tem-se o uso de uma SPV na função de byps, podendo usar a derivação da cadeia de isoladores para realizar as ligações diretamente.

Figura 48 - Corte com seccionadoras DAL no by-pass.



Fonte: o próprio autor.

Figura 49 - Corte com seccionadoras com SPV no by-pass.



Fonte: o próprio autor.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, será realizado uma análise sobre o impacto causado por cada tipo de chave em termo de dimensões físicas das subestações, bem como todos os outros componentes associados à sua instalação, e como isso influencia no custo final das subestações. A análise, será através de dados coletados tendo como base nas plantas e cortes dos arranjos físicos, dimensionais dos equipamentos entre outras informações relevantes.

5.1 LARGURA, COMPRIMENTO E ALTURA

Para a a largura do bay, foi considerada a mesma dentro do mesmo nível de tensão para todos os tipos de chaves. Já para o comprimento, nas SEs de 500 kV, os bays com uso de seccionadoras SPH e AV apresentam maiores comprimento em relação ao bay com uso de SPV e SPH, devido suas ocupações de espaço horizontal maiores.

Já nas SEs com 230 kV onde o by-pass é feito por meio de uma chave DAL, teve seu comprimento menor em relação a SE, onde o by-pass é feito por meio de uma chave SPV. Isso ocorreu principalmente pela elevação da chave de by-pass, instalada sobre a viga, possibilitando a aproximação dos equipamentos como PR, TPC e TC da chave C/LT. Por outro lado, o capitel da estrutura que recebeu a DAL, teve que ser aumentado, para garantir a distância fase-terra. A seguir, na tabela 1, é mostrado um resumo com as dimensões encontradas durante a montagem das SE.

Tabela 1 - Dimensões do bay.

ITEM		COMPRIMENTO (m)	LARGURA (m)	ALTURA (m)
500kV	SE COM SPH E SPV	217	33	28,1
	SE COM SPH	224	33	28,1
	SE COM AV	224	33	28,1
230 kV	SE COM DAL NO BYPASS	82	16	21,4
	SE COM SPV NO BYPASS	85	16	19,4

Fonte: o próprio autor.

5.2 FUNDAÇÕES

As fundações para os equipamentos são de extrema importância, pois são elas as responsáveis por fornecerem uma base sólida necessária para suportar os equipamentos pesados e garantir sua estabilidade a longo prazo. A profundidade e as dimensões das fundações variam de acordo com o tipo de equipamento, as cargas que ele suportará e as características do solo.

Na Tabela 2 é mostrado o levantamento do quantitativo referente as fundações necessárias para cada tipo de chave usadas nas SE de 500 kV. Assim, ao analisar os dados apresentados, tem-se que para a instalação de uma SPH ou uma AV, é necessário o dobro de material quando comparada com uma SPV.

Tabela 2 - Fundações das chaves seccionadoras 500 kV.

FUNDAÇÕES PARA CHAVES SECCIONADORAS						
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID	QUANT. POR BASE	BASES POR EQUIP.	QUANT. DE EQUIP.	QUANT. TOTAL
1.1	CH SPH E AV					
1.1.1	Escavação	m ³	3,22	6	1	19,32
1.1.2	Concreto Estrutural	m ³	3,12			18,72
1.1.3	Concreto Simples	m ³	0,04			0,24
1.1.4	Aço CA-50	kg	159,25			955,50
1.2	CH SPV					
1.2.1	Escavação	m ³	3,22	3	1	9,66
1.2.2	Concreto Estrutural	m ³	3,12			9,36
1.2.3	Concreto Simples	m ³	0,04			0,12
1.2.4	Aço CA-50	kg	159,25			477,75

Fonte: o próprio autor.

Já na Tabela 3, é mostrado o levantamento do quantitativo referente as fundações necessárias para cada tipo de chave usadas para as SE 230 kV. Nota-se que será necessário mais que o triplo de material para as fundações da DAL em relação a fundação da SPV.

Tabela 3 - Fundações das chaves seccionadoras 230 kV.

FUNDAÇÕES PARA CHAVES SECCIONADORAS						
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID	QUANT. POR BASE	BASES POR EQUIP.	QUANT. DE EQUIP.	QUANT. TOTAL
1	Equipamentos Típicos (CS DAL)					
1.1	Escavação	m ³	5,83	2	1	11,66
1.2	Reaterro	m ³	2,79			5,58
1.3	Formas	m ²	10,42			20,84
1.4	Concreto Estrutural	m ³	2,70			5,40
1.5	Concreto Simples	m ³	0,15			0,30
1.6	Aço CA-50	kg	172,90			345,80
2	Equipamentos Típicos (CS SPV)					
2.1	Escavação	m ³	3,13	1	1	3,13
2.2	Reaterro	m ³	1,36			1,36
2.3	Formas	m ²	6,27			6,27
2.4	Concreto Estrutural	m ³	1,69			1,69
2.5	Concreto Simples	m ³	0,08			0,08
2.6	Aço CA-50	kg	94,31			94,31

Fonte: o próprio autor.

5.3 CANALETAS

As canaletas são estruturas utilizadas em instalações elétricas para proteger e organizar cabos e fios. Elas desempenham um papel importante na segurança dos sistemas elétricos, ajudando a evitar danos aos cabos, facilitando a manutenção e proporcionando um ambiente de trabalho mais organizado. Na Tabela 4 é realizado o comparativo quantitativo da canaleta para cada bay onde os diferentes tipos de chaves foram instalados.

Para a canaleta tipo B, sendo essa a canaleta que passa pelo disjuntor, não há diferença entre as diferentes combinações de chaves usadas, pois em todos os casos, a distância entre as fases adotadas foi de 7,5 m. Já em relação ao tipo D, há uma variação em relação ao uso apenas de chaves com gap horizontal e ao uso da combinação de chaves com gap vertical e horizontal, uma vez que as chaves com fechamento vertical têm uma menor ocupação de espaço horizontal.

Tabela 4 - Quantitativo de canaleta 500 kV.

QUANTITATIVO DE CANALETAS					
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID	QUANTIDADE. TOTAL		
			SE COM SPH E SPV	SE COM SPH	SE COM AV
1	Canaletas seção 70cmx66cm - Tipo B	m	20,00	20,00	20,00
2	Canaletas seção 110cmx66cm - Tipo D	m	71,50	78,50	78,50
3	Escavação para as Canaletas	m ³	47,24	51,16	51,16
4	Concreto Estrutural	m ³	13,44	14,56	14,56
5	Concreto Simples	m ³	5,09	5,51	5,51
6	Alvenaria	m ²	95,16	102,44	102,44
7	Aço CA-50	kg	646,45	699,88	699,88
8	Aço CA-60	kg	265,26	265,26	265,26
9	Perfil metálico "U" padrão americano 6" 19,40kg/m	kg	923,44	923,44	923,44
10	Argamassa de revestimento com vedacit (espessura de 1,5cm)	m ²	151,21	156,11	156,11

Fonte: o próprio autor.

Na Tabela 5 é realizado o comparativo quantitativo da canaleta para cada bay onde os diferentes tipos de chaves foram instalados. Neste caso, tem-se que para o tipo B, foi usado a mesma quantidade, pois em ambos os casos, a distância entre as fases adotadas foi de 4 m. Já para o tipo D, usou-se menos canaleta para o bay com o uso da DAL no by-pass, pois foi possível aproximar os equipamentos na entrada do bay.

Tabela 5 - Quantitativo de canaleta 230 kV.

QUANTITATIVO DE CANALETAS				
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID	QUANTIDADE. TOTAL	
			SE COM DAL NO BYPASS	SE COM SPV NO BYPASS
1	Canaletas seção 70cmx66cm - Tipo B	m	10,00	10,00
2	Canaletas seção 110cmx66cm - Tipo D	m	33,50	36,50
3	Escavação para as Canaletas	m ³	22,36	24,04
4	Concreto Estrutural	m ³	6,36	6,84
5	Concreto Simples	m ³	2,41	2,59
6	Alvenaria	m ²	45,24	48,36
7	Aço CA-50	kg	306,05	328,95
8	Aço CA-60	kg	125,50	125,50
9	Perfil metálico "U" padrão americano 6" 19,40kg/m	kg	923,44	923,44
10	Argamassa de revestimento com vedacit (espessura de 1,5cm)	m ²	71,69	73,79

Fonte: o próprio autor.

5.4 TERRAPLENAGEM

A terraplenagem é uma das primeiras etapas a serem realizadas a partir do momento que se decide construir uma subestação ou um novo bay. É essencial que o terreno onde a subestação será construída esteja nivelado para garantir a estabilidade das estruturas e a segurança operacional. Isso pode envolver o corte e/ou aterro do terreno

para alcançar a elevação desejada e proporcionar uma base sólida para a instalação dos equipamentos.

Após o nivelamento, o solo deve ser devidamente compactado para garantir a resistência adequada e minimizar o risco de assentamento diferencial ao longo do tempo. Isso é particularmente importante considerando o peso dos equipamentos elétricos e a necessidade de uma base estável para eles. Assim, a terraplenagem também envolve a preparação do terreno para a construção das fundações dos equipamentos da subestação, como transformadores, disjuntores e outros dispositivos. Isso pode incluir escavação de valas para fundações profundas ou aterro para fundações rasas, dependendo dos requisitos do projeto.

Além disso, a drenagem adequada do terreno é crucial para evitar problemas de acumulação de água que possam afetar a segurança e a operacionalidade da subestação. Isso pode envolver a instalação de sistemas de drenagem, como valas ou tubulações, para direcionar a água para longe da área da subestação. Na Tabela 6, é realizado o quantitativo de área que será realizado a terraplenagem, bem como o volume de material que será retirado do terreno para implementação do bay. Na subestação com o uso de chaves SPV e SPH combinadas, a terraplenagem foi menor, devido a menor ocupação de espaço horizontal das SPV.

Tabela 6 - Terraplenagem do bay 500 kV.

TERRAPLENAGEM DO BAY			
SE COM SPH e SPV			
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID	QUANT. TOTAL
1.1	Área de Limpeza do Terreno	m ²	7.161
1.2	Volume de Limpeza do Terreno (Esp. Média 30 cm)	m ³	2.148
SE COM SPH			
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID	QUANT. TOTAL
2.1	Área de Limpeza do Terreno	m ²	7.392
2.2	Volume de Limpeza do Terreno (Esp. Média 30 cm)	m ³	2.218
SE COM AV			
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID	QUANT. TOTAL
3.1	Área de Limpeza do Terreno	m ²	7.392
3.2	Volume de Limpeza do Terreno (Esp. Média 30 cm)	m ³	2.218

Fonte: o próprio autor.

Na Tabela 7, é realizado o quantitativo de área que será realizado a terraplenagem, bem como o volume de material que será retirado do terreno para implementação do bay nas SE com 230 kV. Neste caso, o uso de chaves em níveis superiores, como a DAL no by-pass instalada sobre a viga, a terraplenagem foi menor.

Tabela 7 - Terraplenagem do bay 230 kV.

TERRAPLENAGEM DO BAY			
SE COM DAL NO BYPASS			
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID	QUANT. TOTAL
1.1	Área de Limpeza do Terreno	m ²	1.309
1.2	Volume de Limpeza do Terreno (Esp. Média 30 cm)	m ³	393
SE COM SPV NO BYPASS			
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID	QUANT. TOTAL
2.1	Área de Limpeza do Terreno	m ²	1.360
2.2	Volume de Limpeza do Terreno (Esp. Média 30 cm)	m ³	408

Fonte: o próprio autor.

5.5 ATERRAMENTO DOS SUPORTES DOS EQUIPAMENTOS

Seguindo as especificações da CHESF, todos os equipamentos instalados na subestação, bem como estruturas e alambrados devem ser aterradas em dois pontos distintos, para garantir que qualquer tensão residual seja drenada para a terra, evitando assim a tensão de toque. Para essa finalidade é usado cabo de cobre nu duro 120 mm², encordoamento classe 3A. Na Tabela 8, é realizado um comparativo entre a quantidade de cabo necessária para aterrar cada um dos tipos de chaves estudadas. Vale ressaltar, que para esse nível de tensão, cada polo deve ser aterrado em pelo menos dois pontos, além de interligar os polos entre si no caso das seccionadoras com gap horizontal. Para a SPV tem-se dois tipos de aterramento, de acordo com seu fechamento. Quando acontece o fechamento em IP invertido, é precisa aterrar tanto a parte da base, como a parte do IP, que por sua vez é realizada juntamente ao aterramento da estrutura onde o IP será fixado. Já para o fechamento diretamente no barramento, o aterramento será somente da base.

Assim, do ponto de vista do uso de rabichos para conexão a malha de terra, as chaves de gap horizontal apresentam suportes menores, no entanto, são necessários interligar os seus polos, aumentando o uso de cabos. No caso da SPV TIPO 1, na tabela está sendo considerado que a o aterramento do IP invertido será diretamente na malha de terra, no entanto, na maioria dos casos, essa parte é aterrada juntamente com a estrutura, sendo necessário menos cabos.

Tabela 8 - Rabichos para os equipamentos 500 kV.

ATERRAMENTO DE EQUIPAMENTOS					
EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	PONTOS DE ATERRAMENTO	SUORTE (m)	RABICHO (m)	TOTAL (m)
SPH	1	6	4,5	21	153
AV	1	6	4,5	21	153
SPV TIPO 1	1	6	4,95	21	155,7
SPV TIPO 2	1	6	5,3	5	61,8

Fonte: o próprio autor.

Na Tabela 9, é realizado um comparativo entre a quantidade de cabo necessária para aterrar cada um dos tipos de chaves estudadas. Para a chave SPV, o processo de interligação a malha de terra é exatamente igual a 500 kV, com diferença apenas no tamanho do rabicho considerado, bem como das estruturas de suporte. Já para a DAL, tem-se dois tipos de aterramento, um deles segue o mesmo processo usado nas SE de 500 kV para chaves seccionadoras com gap horizontal. Já para a chave instalada sobre a viga, o suporte é maior, pois é considerado a subida da estrutura até a base da chave.

Tabela 9 - Rabichos para os equipamentos 230 kV.

ATERRAMENTO DE EQUIPAMENTOS					
EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	PONTOS DE ATERRAMENTO	SUORTE (m)	RABICHO (m)	TOTAL (m)
DAL TIPO 1	1	2	4,5	11,5	32
DAL TIPO 2	1	2	16,8	11,5	56,6
SPV	1	6	4,95	11,5	98,7

Fonte: o próprio autor.

5.6 MALHA DE TERRA E ATERRAMENTO DAS CANALETAS

Uma das principais medidas de segurança em uma subestação de alta tensão é que a tensão de passo esteja dentro dos limites toleráveis. Assim, é necessário a construção de uma malha de terra capaz de trazer esse resultado até mesmo durante eventuais surtos. Normalmente, a malha é construída utilizando cabo de cobre nu duro 95 mm², encordoamento classe 3A.

Já para canaleta, a CHESF recomenda que dois cabos, um em cada lado, deve percorrer toda a sua extensão, para isso comumente é utilizado cabo de cobre nu meio duro 50 mm², encordoamento classe 2A. Na Tabela 10, é realizado um comparativo entre a quantidade de malha de terra necessária para um bay usando cada tipo ou combinação

de tipos de chave. Por meio dos dados coletados, tem-se que a subestação onde é usado seccionadoras AV o uso de canaletas foi menor comparado com as demais.

Referente a malha de terra e canaletas, assim como aconteceu na terraplenagem, a combinação de chaves SPV e SPH apresentou valores menores, pois o uso da chave com gap vertical impactou na diminuição do comprimento da área com equipamentos.

Tabela 10 - Malha de terra e aterramento das canaletas 500 kV.

MALHA DE TERRA E ATERRAMENTO DAS CANALETAS				
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID.	MALHA	CANALETA
1	SE COM SECCIONADORA SPH E SPV	m	1910	441
2	SE COM SECCIONADORA SPH	m	1945	455
3	SE COM SECCIONADORA AV	m	1945	455

Fonte: o próprio autor.

Tanto a construção, como a conexão dos equipamentos e de todas as partes da subestação que não forem energizadas, bem como o aterramento das canaletas, segue os mesmo critérios e diretrizes já mencionado para 500 kV, com a diferente apenas nas distâncias. Na tabela 11, é realizado um comparativo entre a quantidade de malha de terra necessária para um bay usando cada tipo ou combinação de tipos de chave.

Tabela 11 - Malha de terra e aterramento das canaletas 230 kV.

MALHA DE TERRA E ATERRAMENTO DAS CANALETAS				
ITEM	DESCRIÇÃO	UNID.	MALHA	CANALETA
1	SE COM SECCIONADORA DAL E SPV - BYPASS COM DAL	m	617	122
2	SE COM SECCIONADORA DAL E SPV - BYPASS COM SPV	m	629	116

Fonte: o próprio autor.

6 CONCLUSÃO

Ao longo deste trabalho, explorou-se a importância e o funcionamento das chaves seccionadoras, desde aspectos construtivos, aos principais ensaios e testes realizados antes de serem instaladas em campo, bem como a escolha da seccionadora pode influenciar na disposição dos demais equipamentos e layout da subestação.

Diante disso, a escolha de qual chave seccionadora será usada na construção da subestação depende de vários fatores, incluindo a aplicação específica, o espaço disponível, as características do sistema elétrico, nível de curto-circuito, custos e até mesmo o padrão existente na subestação.

- **Aspectos econômicos**

O uso de chaves seccionadoras com gap vertical, quando comparadas com as de gap horizontal, impactam em menos fundações, em menores áreas com terraplenagem, malha de terra, canaletas e seu aterramento, pois requerem menores terrenos para sua instalação.

- **Isolamento do sistema elétrico e Nível de curto-circuito**

As chaves com gap horizontal geralmente têm maior distância de isolamento entre as partes energizadas e as partes aterradas, além de uma suportabilidade a curto-circuito maior, especialmente a SPH, pois a sua lâmina articulada, permite um comprimento maior, quando na posição fechada, sem comprometer o seu funcionamento, e um raio menor durante sua abertura.

- **Ocupação de espaço**

Assim, quando se trata de economia de espaço na vertical, é preferível o uso de chaves com gap horizontal, por outro lado, para economia de espaço na horizontal, é preferível o uso de chaves com gap vertical. De modo geral, as chaves seccionadoras semi-pantográficas apresentam uma economia de espaço em relação as demais, por possuir sua lâmina retrátil.

- **Flexibilidade na instalação**

As chaves com gap horizontal são instaladas normalmente sobre estruturas de suporte com polos alinhados. Já as de gap vertical, podem ser instaladas sobre vigas, com polos desalinhados, de acordo com layout da subestação, podendo ter seu fechamento direto em barramentos ou ainda em IPs invertidos.

- **Padrão existente na subestação**

O padrão adotado pela subestação é um dos critérios considerados na escolha do modelo dos equipamentos a serem usados, pois facilita na hora de substituir um equipamento com defeito por outro reserva, reserva este que pode substituir qualquer um dos equipamentos daquele determinado tipo, diminuindo o custo com equipamentos reservas, pois ao invés de ter um reserva para equipamento, tem-se um para cada tipo de equipamento.

- **Manutenção**

De modo geral, chaves com laminas articuladas, tanto SPH como SPV requerem manutenção com maior frequência, quando comparada aos modelos de construção mais simples como DAL e AV. por outro lado, as chaves não articuladas podem sofrer com o desbalanço dos mancais devido ao peso da lâmina, ou ainda, no caso da AV, pode apresentar deformação na lâmina causado por ação do vento, principalmente quando seu funcionamento for normalmente aberto.

Portanto, a escolha da chave seccionadora a ser utilizada em uma subestação não é uma tarefa fácil, sendo necessário um estudo detalhado sobre aspectos elétricos, eletromecânicos e civis, pois é possível que um determinado modelo seja vantajoso em uma das três áreas, mas apresente desvantagens nas áreas restantes.

Como proposta para trabalho futuros, deixam-se as seguintes sugestões:

- Análise de Eficiência Energética em Subestações Elétricas;
- Segurança Cibernética em Subestações Elétricas;
- Análise de Falhas em Subestações Elétricas;
- Análise de Custos de Manutenção em Subestações Elétricas.

REFERÊNCIAS

FRONTIN, Sérgio O. Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas; Brasília: Teixeira, 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 2.6: requisitos mínimos para subestação e seus equipamentos. Rio de Janeiro: ONS, 2021.

CHESF. Especificação Técnica. 301-CHESF-ET-PJ-EM. Projetos Eletromecânicos de Subestações. Abril de 2019.

ABNT. NBR IEC 62271-102: Equipamentos de alta tensão - Parte 102: Seccionadores de alta tensão - Requisitos de desempenho e métodos de ensaio. Rio de Janeiro, 2022.