

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E
COMPUTAÇÃO

METODOLOGIA DE ANÁLISE DE
ARRANJO DE BARRAS EM
SUBESTAÇÃO DE ALTA TENSÃO.

JOÃO PAULO MARSON

São Carlos, 2017

JOÃO PAULO MARSON

**METODOLOGIA DE ANÁLISE DE ARRANJO DE
BARRAS EM SUBESTAÇÃO DE ALTA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola de Engenharia
de São Carlos, da Universidade
de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com
Ênfase em Sistemas de Energia e
Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Rogério A. Flauzino

São Carlos

2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

M373m Marson, João Paulo
Metodologia de análise de arranjo de barras em
subestação de alta tensão / João Paulo Marson;
orientador Rogério Andrade Flauzino. São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2017.

1. Configuração de Barras. 2. Subestação. 3.
Transmissão de Energia. 4. Segurança. 5.
Disponibilidade. 6. Flexibilidade. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: João Paulo Marson

Título: “Metodologia de análise de arranjo de barras em subestação de alta tensão”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 20 / 06 / 2017,

com NOTA 7,0 (Sete, Zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino - Orientador - SEL/EESC/USP

Mestre Marcel Ayres de Araujo - Doutorando - SEL/EESC/USP

Mestre Fabbio Anderson Silva Borges - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a meus pais, Mauro e Silvana, e a meu avô, Ângelo, por todo apoio que me deram e paciência que tiveram neste meu tempo de graduação longe de casa.

Agradeço ao professor Dr. Rogério Andrade Flauzino, que, mesmo sendo um excelente professor, aceitou orientar e dedicar seu tempo a um aluno mediano como eu.

Agradeço a Marcos Bernert Schwarz, gerente de Engenharia de Aplicação da Siemens EM HP e uma das pessoas mais conceituadas na área de equipamentos de alta tensão, pelo valioso tempo que pôde me dedicar, por todo o apoio que meu deu nesta etapa de estágio e todo o aprendizado que me permitiu adquirir.

A meus colegas de curso, em especial André Siqueira, Diego Wilde, Rodrigo Guskuma, Vinícius Pedrazzoli, Vitor Nagashima, e também a tantos outros, pelo companheirismo e motivação durante esta etapa de graduação, cuja jornada muitas vezes não foi das mais fáceis.

E agradeço aos meus colegas de república, por todos os momentos de parceria e aprendizado que me proporcionaram nestes anos de minha vida.

Sumário

1. Introdução.....	15
1.1 Justificativa	17
1.2 Objetivo.....	17
1.3 Organização do Trabalho	17
2. Considerações Iniciais sobre Sistemas de Potência, Subestações e Equipamentos	19
2.1 Sistemas de Potência	19
2.1.1 Fluxo de Carga	21
2.1.2 Curto-Circuito	23
2.1.1 Estabilidade	25
2.2 Subestações	26
2.2.1 Etapas de Planejamento de uma Subestação	29
2.2.2 Elaboração de Orçamento e Metodologia de Módulos Constituintes	32
2.2.2.1 Módulo de Infraestrutura	33
2.2.2.2 Módulo de Manobra	33
2.2.2.3 Módulo de Equipamento	33
2.3 Equipamentos de Manobra e Outras Partes Integrantes do Circuito	35
2.3.1 Disjuntores	36
2.3.1.1 Manutenção de Disjuntores	40
2.3.2 Chaves Seccionadoras	45
2.3.2.1 Manutenção de Chaves Seccionadoras	49
2.3.3 Transformadores de Corrente	50
2.3.4 Transformadores de Potencial	52
2.3.5 Para-raios	53
2.3.6 Barramentos de Subestação	56
3. Metodologia de Avaliação de Configuração de Barras	57
3.1 Segurança no Fornecimento de Energia Elétrica.....	58
3.2 Disponibilidade Durante a Manutenção	60
3.3 Flexibilidade Operacional	62
3.4 Outros Fatores a serem Considerados	64

4. Arranjos de Barras, Aplicação da Metodologia e Resultados	67
4.1 Configuração em Barra Simples	67
4.1.1 Segurança no Fornecimento	69
4.1.2 Disponibilidade Durante a Manutenção	69
4.1.3 Flexibilidade Operacional	69
4.2 Configuração em Barra Principal e Transferência	71
4.2.1 Segurança no Fornecimento	72
4.2.2 Disponibilidade Durante a Manutenção	73
4.2.3 Flexibilidade Operacional	74
4.3 Configuração em Barra Dupla a Três Chaves	75
4.3.1 Segurança no Fornecimento	76
4.3.2 Disponibilidade Durante a Manutenção	76
4.3.3 Flexibilidade Operacional	77
4.4 Configuração em Barra Dupla a Quatro Chaves	78
4.4.1 Segurança no Fornecimento	79
4.4.2 Disponibilidade Durante a Manutenção	79
4.4.3 Flexibilidade Operacional	79
4.5 Configuração em Anel Simples.....	80
4.5.1 Segurança no Fornecimento	82
4.5.2 Disponibilidade Durante a Manutenção	82
4.5.3 Flexibilidade Operacional	82
4.6 Configuração em Barra Dupla Disjuntor e Meio	83
4.6.1 Segurança no Fornecimento	84
4.6.2 Disponibilidade Durante a Manutenção	85
4.6.3 Flexibilidade Operacional	86
5. Discussões Finais e Conclusão	87
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91

Resumo

Dentro do contexto do planejamento da transmissão de energia elétrica, as subestações possuem um papel essencial no futuro desempenho do sistema. Além de apresentar um panorama geral das subestações, suas partes constituintes e como estas se inserem em um sistema de potência, o objetivo deste trabalho foi delinear uma metodologia de avaliação da configuração de barra de uma subestação, quesito técnico essencial para se definir o custo-benefício que a subestação trará ao sistema e seu futuro desempenho. Para isso, além de apresentar em um capítulo os conceitos básicos sobre subestações e equipamentos, nos capítulos seguintes definiu-se três parâmetros, a saber, Segurança no Fornecimento, Disponibilidade durante Manutenção e Flexibilidade Operacional, e a partir destes fatores, uma classificação quantitativa baseada em pontuação de seis configurações de barra foi estipulada. A partir disso, uma breve comparação foi feita com as exigências dos órgãos competentes quanto às configurações de barra do sistema.

Palavras-chave: Configuração de Barras, Subestação, Transmissão de Energia, Segurança, Disponibilidade, Flexibilidade.

Abstract

In the electrical energy transmission context, substations play a key role on the system future performance. In addition to presenting an overview of substations, its main parts and how these parts fit into the system, this work main purpose is to outline a criteria for busbar configuration assessment, an essential technical issue for the definition of the cost-benefit relation provided by the substation to the system and its future development. The first chapters feature basic concepts regarding power systems, as they also present a general notion on substations and their switchgear. In the following chapters, three fundamental factors, to wit, Service Security, Availability during Maintenance and Operational Flexibility, are defined and a quantitative evaluation is made considering six classical busbar arrangements. Hence, a brief comparison is carried out regarding the specifications of brazilian regulatory organizations on busbar arrangement for transmission systems.

Keywords: Busbar Arrangement, Substation, Energy Transmission, Security, Availability, Flexibility.

Capítulo 1 - Introdução

A busca por novas fontes de energia e sua utilização de forma eficiente e sustentável é a chave para o progresso industrial e consequente aumento do padrão de vida da população em geral. Assim, o planejamento estratégico da obtenção e uso da energia elétrica é essencial para elevar as condições socioeconômicas dos habitantes de uma localidade. Nesse sentido, os Sistemas Elétricos de Potência e suas partes constituintes, a saber, geração, transmissão e distribuição, têm se mostrado uma proveitosa ferramenta para converter e transportar energia de maneira cada vez mais eficiente, de onde se pode inferir a importância de se direcionar investimentos para a melhoria e expansão contínua deste mecanismo.

No Brasil, na atual configuração em que se apresentam os sistemas de energia elétrica, diversas melhorias e investimentos ainda se fazem necessários. Esse fato torna crítica a importância de se planejar a expansão da infraestrutura e a busca por investimentos direcionados aos sistemas elétricos de potência.

Em nosso país, cabe ao Estado exercer, na forma de lei, a função de planejamento do setor energético, fornecendo as diretrizes para o setor público e privado. Por meio de órgãos como a EPE - Empresa de Pesquisa Energética, o ONS - Operador Nacional do Sistema e a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, o governo emite documentos que buscam direcionar os esforços dos investidores na expansão e melhoria do setor.

Devido a magnitude do território nacional, etapas significativas do planejamento do setor se concentram nos sistemas de transmissão, ou Sistema Interligado Nacional, que conecta diferentes partes do país e engloba todas as linhas de transmissão com tensão maior ou igual a 230 kV. A expansão do sistema de transmissão é apresentada em alguns documentos por órgãos governamentais, como por exemplo, o Programa de Expansão da Transmissão - PET - e o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE, divulgados pela EPE, e também pelo ONS no Plano de Ampliações e Reforços - PAR.

Assim, este trabalho se concentra, principalmente, na análise de uma das principais partes constituintes dos sistemas elétricos de potência e do SIN: as subestações de alta-tensão e algumas particularidades que influenciam diretamente nos resultados do setor e das empresas investidoras, a saber, os equipamentos de pátio e a configuração elétrica.

Diversos são os parâmetros que compõe o projeto de uma subestação e muitas são as características desejadas que se deve levar em conta para que se obtenha um sistema que atenda aos requisitos técnicos dentro dos limites de custo.

Assim, para compreender e defender a importância de estudos detalhados de projeto, principalmente as escolhas que dizem respeito a configuração de barras, um estudo das vantagens técnicas de cada caso em particular foi delineado, tendo em foco as tecnologias convencionais, com objetivo de esclarecer quando cada escolha se faz mais favorável.

Devido a importância do planejamento dos sistemas de transmissão e das importantes consequências que as escolhas do projeto de uma subestação podem trazer a operação futura destes sistemas, a configuração de barra de uma subestação foi e ainda é motivo de estudo de diversos autores e instituições.

Diversos estudos foram e ainda são feitos neste assunto pelas principais instituições responsáveis pelos estudos do setor, entre elas o Cigré e o IEEE. Para definição de uma metodologia clara para estipular os parâmetros técnicos dos diferentes arranjos, o trabalho conjunto entre os grupos B1/C1/C2.14 do Cigré, que resultou na obra [9] foi utilizado como referência principal, fornecendo a metodologia para avaliação das diferentes vantagens de cada configuração, baseando-se nos três critérios de avaliação definidos no escopo deste trabalho.

Uma análise a respeito das subestações, desde as considerações iniciais da etapa de projeto até os princípios de funcionamento de cada configuração de barra foi feita por [6] , e utilizado como fonte para a descrição do funcionamento básico de cada circuito configurado pelos diferentes arranjos elétrico.

[7] descreveu os principais equipamentos de alta tensão empregados em subestações e se mostrou a principal referência neste assunto, a fim de inserir as características analisadas de cada equipamento componente da subestação na discussão de projeto.

[14] fez uma relação das características técnicas dos equipamentos e dos diversos arranjos de subestação, incluindo a especificação de cada equipamento baseando-se nos seguintes conceitos: requisitos de corrente nominal em situação normal e de emergência; adequação às normas; padronização e, por fim, fluxo nos barramentos.

1.1 Justificativa

Com o planejamento e construção de novas linhas de transmissão e suas respectivas interconexões, a configuração elétrica, ou arranjo de barras de uma subestação, é uma das escolhas de alto impacto com as quais os engenheiros e investidores do setor lidam na etapa de projeto de um novo trecho do Sistema Interligado Nacional.

A fim de guiar e estabelecer critérios para a escolha da configuração mais adequada para o projeto da subestação, este trabalho busca delinear uma metodologia simples e baseada em critérios técnicos e que oriente à melhor decisão. Além de estabelecer parâmetros para avaliação dos principais arranjos, procura-se detalhar como cada equipamento constituinte da subestação se encaixa em cada escolha, influenciando nas características técnicas buscadas.

1.2 Objetivo

O escopo deste trabalho é fornecer um critério comum para avaliação e escolha do arranjo de barra ainda na etapa de projeto da subestação. Para isso, três requisitos de operação do sistema foram tomados como base, sendo eles: segurança no fornecimento de energia, disponibilidade durante a manutenção e flexibilidade operacional. A partir destes critérios, a metodologia apresentada avalia cada configuração de barra segundo um método de pontuação em que os pontos mais altos implicam em melhor desempenho para o sistema de potência em cada um dos três requisitos.

1.3 Organização do Trabalho

O primeiro capítulo deste trabalho constitui esta presente parte introdutória.

O segundo capítulo é destinado às considerações iniciais necessárias para o entendimento da problemática. Entre os conceitos brevemente apresentados estão as principais definições sobre sistemas de potência (fluxo de carga, curto-circuito e estabilidade); subestações de alta tensão, desde primeiras formas de classificação até etapas de projetos exigidas pela ANEEL; e, por fim,

equipamentos de pátio e manobra, com foco especial em disjuntores e seccionadores e suas respectivas filosofias de manutenção, buscando mostrar como estes equipamentos podem influenciar a escolha de configuração de barra e futura operação da subestação.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia do trabalho em si e os critérios considerados na classificação das configurações de barras, buscando inserir os critérios no contexto maior de sistemas de potência como um todo.

O quarto capítulo apresenta a descrição de cada uma das seis configurações de barras estudadas no trabalho e os respectivos resultados de pontuação ao se aplicar a metodologia.

Por último, o sexto capítulo trata das discussões finais e conclusões desta obra.

Capítulo 2 - Considerações Iniciais sobre Sistemas de Potência, Subestações e Equipamentos de Pálio.

2.1 Sistemas de Potência

Um sistema elétrico de potência é constituído de três partes principais: os centros de geração, as linhas de transmissão e as redes de distribuição, sequenciados como mostra a figura 2.1 a seguir:



Figura 2.1: Esquema representativo de um Sistema Elétrico de Potência

Resumidamente, na geração a energia primária é convertida em energia elétrica por meio dos mais diversos tipos de máquinas ou outros aparelhos, como por exemplo, placas fotovoltaicas. A tensão produzida nestes equipamentos é então elevada, em uma subestação, a valores de alta tensão e, na fase de transmissão, a energia é transportada por linhas condutoras até os centros consumidores, onde a tensão é reduzida a níveis aceitáveis de consumo em outra subestação. Assim, nos sistemas elétricos extremamente ramificados que compõem as redes de distribuição, a energia em média e baixa tensão é comercializada para atender as cargas comerciais e residenciais ligadas ao sistema.

Os primeiros sistemas de potência surgiram nos países industrializados utilizando-se da tensão alternada, após significativo debate para decidir se este era realmente mais eficiente que os sistemas em tensão contínua. Devido a possibilidade do uso de transformadores em tensão alternada, este acabou prevalecendo, pois com a elevação da tensão, mostrou-se que as perdas eram reduzidas no transporte de energia nas linhas. As primeiras linhas de alimentação em CA eram monofásicas, mas após significativos estudos e avanços científicos, os motores polifásicos acabaram se tornando a tecnologia dominante, com o uso de sistemas de três fases gradualmente substituindo os demais.

No Brasil e em países onde os sistemas de potência foram instalados mais tardiamente, se adotou a frequência de 60 Hz e, atualmente, a energia é transmitida em tensões extremamente altas, como por exemplo 750 kV, ou até mais, como os sistemas CC, que por transmitirem a energia por grandes distâncias, se tornam em geral mais vantajosos que os sistemas AC. Nestes casos nos quais se utiliza corrente contínua para a transmissão, pode-se chegar a tensões de até 800 kV em um dos polos. No Brasil, as tensões mais utilizadas para a transmissão de energia variam de 230 kV até os 750 kV, com destaque especial para a classe de 500 kV, que vem crescendo significativamente nas mais modernas expansões do sistema [1].

Todas essas considerações a respeito dos sistemas de potência e suas complexidades são importantes para a compreensão que o papel de uma subestação tem quando inserido em um conjunto mais amplo. A figura abaixo representa com maior complexidade um sistema de potência, na qual os barramentos e transformadores podem ser vistos cada um como uma subestação.

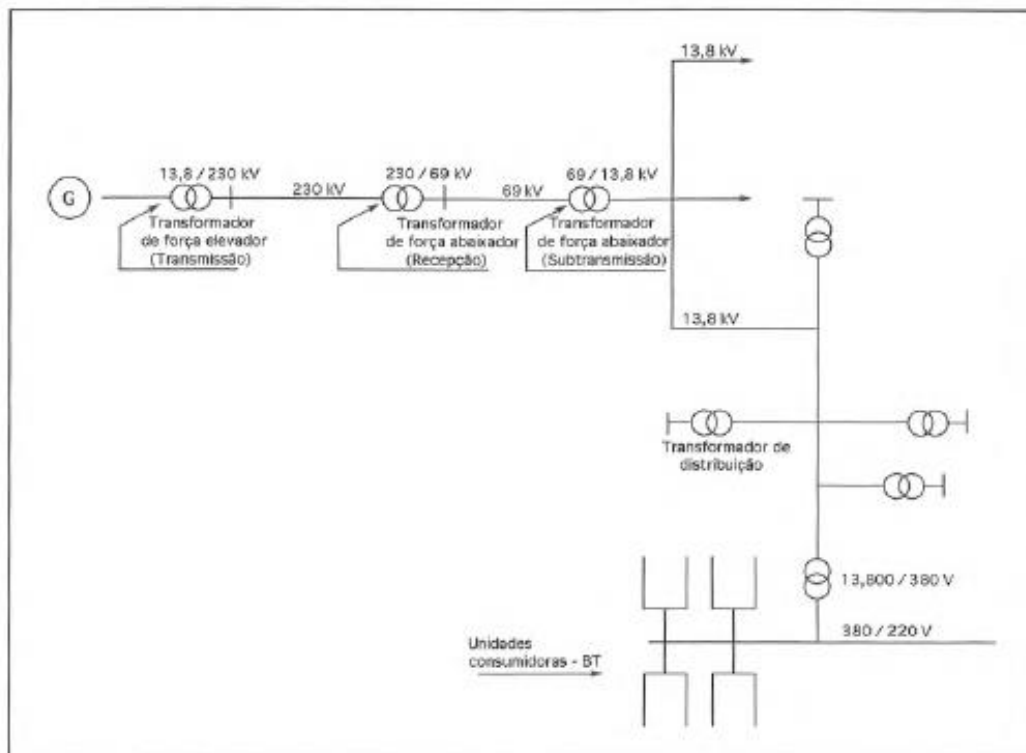


Figura 2.2: Sistema GTD detalhado [7]

Assim, as considerações iniciais apresentadas nos próximos itens, mesmo que de forma resumida, têm um papel importante na compreensão do funcionamento dos sistemas de potência e como as escolhas

implícitas em um projeto de subestação podem afetar as características de desempenho do sistema onde a subestação será inserida.

2.1.1. Fluxo de Carga

Os estudos de fluxo de carga têm por objetivo determinar o valor de tensão, corrente, potência e fator de potência em cada barra do sistema elétrico estudado, levando em consideração determinadas condições de operação. Estes estudos são requisitos para o planejamento de operação e expansão das redes de transmissão e dos sistemas elétricos como um todo, pois os valores das grandezas elétricas procuradas e a operação satisfatória do sistema dependem linearmente das novas cargas ou geradores que serão conectados, das novas linhas de transmissão a serem interligadas e dos efeitos de interligação com outros sistemas [2].

Pode-se efetuar os cálculos de fluxo de carga a partir do diagrama unifilar do sistema. Para isso, é necessário obter os valores das impedâncias em série e admitâncias em derivação das linhas de transmissão que ligam uma subestação (barra) a outra. A partir destes valores, é possível determinar a matriz admitância de barra \mathbf{Y}_{bus} do sistema. Outros dados necessários para os cálculos são as impedâncias e valores de potência e tensão nominal dos transformadores, valores nominais de capacitores em paralelo e os ajustes de derivação dos transformadores.

O cálculo detalhado, que se utiliza do método de Newton-Raphson ou outros métodos numéricos para o cômputo de cada valor de potência, fase, tensão e corrente no sistema, não será mostrado neste trabalho. Entretanto, é importante notar que, a conexão ao sistema ou desligamento de uma subestação altera significativamente os parâmetros da rede e, assim, os valores fasoriais de P, V e I em cada barramento de geração, carga, transformação e chaveamento também será alterado [2].

Neste contexto, a escolha da configuração de barramento de uma subestação tem papel importante, pois permite que, por exemplo, não seja necessária a retirada de subestação inteira para fins de manutenção ou emergência, mantendo-se assim, pelo menos em parte, as características e estabilidade do sistema.

Pode-se definir um sistema redundante como um sistema que consegue executar a sua função através de diversos meios possíveis. Aplicando aos sistemas de transmissão esta definição, pode-se dizer que o sistema da figura 2.3, analisado de forma isolada, é um sistema pouco redundante, visto que só existe um caminho para o fluxo de carga. Caso venha a se desligar a subestação transformadora, por exemplo, ou caso haja uma falha na linha, toda a carga atendida pelo gerador será perdida.

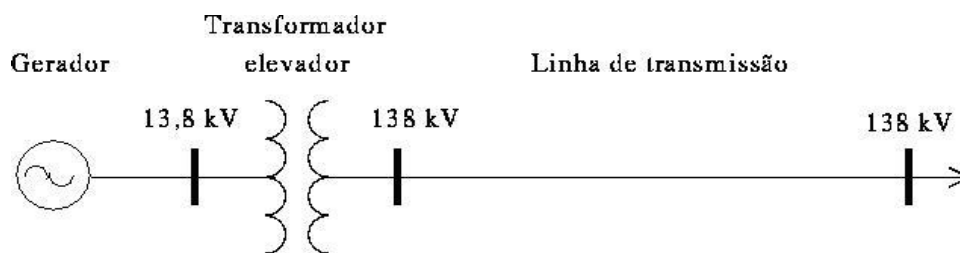


Figura 2.3: Sistema de potência sem redundância na transmissão.

Por outro lado, quanto mais interconexões houver no sistema de transmissão, maiores serão os níveis de redundância, isto é, através de um maior número de maneiras distintas o sistema conseguirá realizar sua função de transmitir o fluxo de potência necessário para atender as cargas ligadas à rede. A figura 2.4 ilustra um sistema de transmissão com maior número de barras que o da figura 2.3 e com um maior número de ligações e caminhos distintos para o fluxo de potência, tornando-se assim, um sistema um pouco mais redundante e, como veremos mais adiante, um sistema que pode fornecer maior flexibilidade operacional.

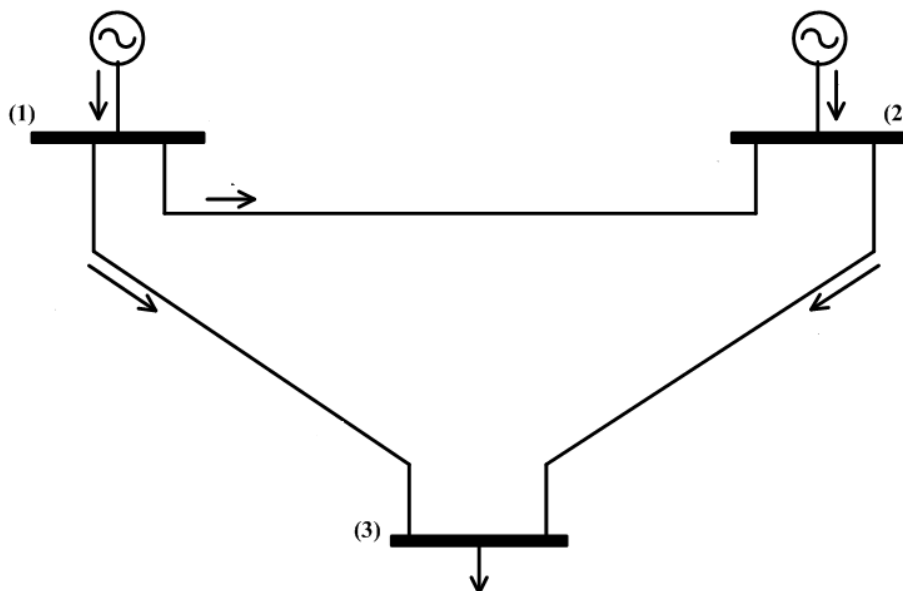


Figura 2.4: Sistema de transmissão com 3 barras e 3 linhas de transmissão, apresentando maior grau de redundância.

No sistema representado pela figura 2.4, caso haja uma falta em uma das linhas ou barramentos de geração (1) e (2), ainda permanece determinado fluxo de potência alimentando a carga do barramento (3). Embora a saída de uma subestação geradora ou uma falta na linha sejam contingências graves e que trazem consequências ao sistema como um todo, ainda assim é preferível que a carga tenha a possibilidade de continuar sendo alimentada mesmo no caso de falha.

2.1.2. Curto-Circuito

Um curto-circuito é uma ligação de baixa impedância entre dois pontos do sistema nos quais há uma diferença de potencial. Em geral esta ligação é causada por um evento anormal e não previsto na rede e que causa uma elevação da corrente na ordem de 10 vezes a corrente nominal [3]. O evento anormal que gera o curto-circuito geralmente é chamado de *falta*, e pode ocasionar ou ser consequência de uma *falha*, conforme esclarecido com as seguintes definições:

Falha: Quando um determinado item do sistema deixa de operar conforme função requerida.

Como exemplo, podemos citar um disjuntor que, por qualquer motivo que seja, não executa suas funções de abertura e fechamento ao receber o comando para executar uma destas funções. As falhas são graves pois podem gerar diversas consequências para o sistema, uma delas o efeito de curto-circuito.

Falta: Evento não planejado no sistema de potência ou mal funcionamento de um item do sistema que pode gerar, ou ser consequência de uma ou mais falhas no sistema.

O efeito de curto-circuito, como consequência de uma falta no sistema, e a consequente elevação anormal na corrente, se não isolados a tempo pelos módulos de proteção podem trazer sérios danos aos equipamentos e ao sistema elétrico em si, visto que o alto valor de corrente ocasiona elevados esforços mecânicos e principalmente térmicos nos equipamentos (sobreaquecimento dos condutores), podendo danificá-los seriamente e até ocasionar total inutilização dos aparatos atingidos pelo curto [3].

Durante o curto-circuito, devido principalmente às características dos geradores síncronos dos sistemas, a corrente resultante é formada por duas componentes: uma componente CA, também chamada de componente simétrica, determinada pelo valor de tensão da fonte e pela impedância da rede, e uma componente CC, chamada de componente contínua, cujo valor inicial e taxa de decréscimo são determinados em função do instante de ocorrência do curto na onda de tensão e o parâmetro X/R da rede. O valor resultante das duas componentes forma uma característica de corrente assimétrica, como mostrado na figura a seguir [1]:

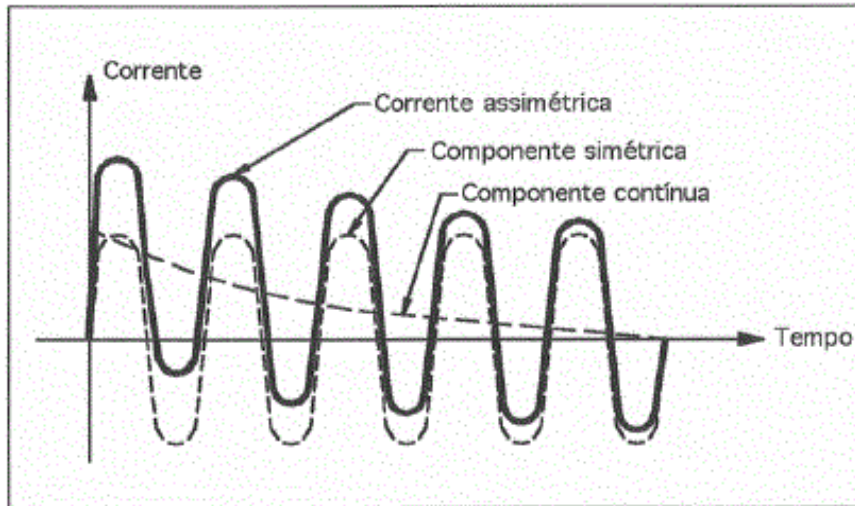


Figura 2.5: Característica de corrente de curto-circuito e suas componentes CC e CA [7]

Da mesma forma que a possibilidade de vários caminhos distintos para o fluxo de carga nos sistemas de potência apresenta suas vantagens, como por exemplo o maior grau de redundância, esta interconexão da rede também traz algumas características com os quais os responsáveis pela operação da rede devem se atentar, como a elevação da capacidade de curto-circuito de cada barramento. Abaixo, define-se a capacidade de curto circuito (SCC – dada em p.u.) de um barramento do sistema como:

$$|SCC| = |V_{pré-falta}| \cdot |I_{pós-falta}| \quad (2.1)$$

Usualmente, para casos mais gerais, pode-se aproximar a tensão de pré-falta do barramento como a tensão do próprio sistema, ou seja, $V_{pré-falta} = 1 \text{ p.u.}$, assim, a capacidade de curto-circuito é diretamente proporcional a corrente de pós-falta. Porém, a corrente de pós-falta é inversamente proporcional a impedância de Thèvenin visto do ponto a falta ocorre. Assim, quanto mais conectado for o sistema, menor será a tensão de Thèvenin visto do ponto de falta e consequentemente maior será a capacidade de curto-circuito do barramento. Ou seja, em caso de uma falta, o nível da corrente de curto-circuito aumenta para sistemas mais conectados [4].

Pode-se afirmar que o aumento da capacidade de curto circuito de cada uma das barras do sistema é um dos pontos com consequências mais graves caso a ele não seja dada a devida atenção e não sejam tomadas as medidas corretas na etapa de projeto das subestações e sistemas [1].

Assim, em determinadas circunstâncias de operação do sistema elétrico, se faz necessário poder reduzir, mesmo que momentaneamente, a capacidade de curto-circuito de uma ou mais subestações. Assim, a divisão da subestação em duas partes distintas é uma das formas de se fazer

isso, visto que permite a divisão da rede elétrica em partes distintas e, conseqüentemente, a possibilidade de redução da capacidade de curto circuito da(s) barra(s).

2.1.3 Estabilidade

O estudo de estabilidade frente aos transitórios dos sistemas de potência pode ser considerado como o mais importante dentre os realizados nas fases iniciais de projeto de redes de transmissão e subestações, visto que as conseqüências geradas podem ser extremamente danosas para os geradores da rede e, eventualmente, podem levar ao colapso do sistema elétrico [4].

A equação abaixo, chamada de equação de oscilação, descreve matematicamente o funcionamento do rotor de uma máquina síncrona, máquina elétrica utilizada em grande parte dos grupos geradores ligados aos sistemas de potência:

$$P_T - P_G = \frac{d}{dt} W + P \quad (2.2)$$

Dessa equação, em que P_T é a potência mecânica fornecida pela turbina do gerador, P_G a potência elétrica fornecida pelo gerador, W a energia cinética do gerador e P um fator de amortecimento, pode-se concluir que a dinâmica do rotor de uma máquina síncrona depende da diferença entre a potência mecânica gerada pela turbina e a potência elétrica fornecida pelo gerador. Quando as duas potências são iguais, o gerador permanece com velocidade estática. Quando há diferença, o rotor pode acelerar ou desacelerar, dependendo do sinal do primeiro termo.

Assim, em determinadas condições de falta em que se faz necessário a atuação da proteção via corte de cargas ou retirada do trecho faltoso da rede, os rotores das máquinas síncronas do sistema podem sofrer aceleração ou desaceleração devido a esta nova configuração pós-falta. Esta variação na velocidade do rotor pode não encontrar um novo estado de velocidade estável, e o rotor pode vir a acelerar ou desacelerar continuamente até um estado de dano à máquina ou a um estado estático, no qual o rotor para e o fornecimento de potência é completamente interrompido. Portanto, muitas vezes uma nova configuração de carga devido a corte de determinados circuitos do sistema pode exigir a desligamento dos geradores devido aos desvios de frequência gerado. [4]

É interessante notar que o sistema pode ser estável para faltas em determinados trechos de linha ou pontos do sistema, mas instável para outros. Assim, estes trechos ou pontos que podem gerar instabilidade no sistema devem possuir alta confiabilidade e raramente ser retirados de operação.

Para isso, o tipo de configuração de barras utilizado em uma subestação, cuja importância para o sistema esteja ligada a sua estabilidade, deve prover a subestação um nível maior de confiabilidade e disponibilidade, ocasionando raríssimas ocasiões de desligamento da subestação ou dos circuitos a elas conectados, visto que problemas com transitórios de estabilidade podem trazer graves consequências a operação do sistema elétrico.

Os temas apresentados neste subcapítulo podem ser estudados com mais detalhe em [2] e [4], bibliografias clássicas sobre sistemas de potência. Entretanto, é importante que se tenha em mente que a subestação, como parte integrante do sistema elétrico, não pode ser julgada a respeito da sua performance de forma isolada. Todos os parâmetros para avaliar uma subestação devem levar em consideração as vantagens e impactos que traz a operação do sistema elétrico como um todo.

2.2 Subestações

Subestações são pontos de interconexão dentro das redes de distribuição e transmissão que ligam diferentes regiões e países. Possibilitam que a rede de energia seja mais ramificada e, assim, forneça maior confiabilidade, visto que desta forma se estabelece diferentes caminhos para que o fluxo de potência atenda diferentes configurações de carga.

A função da subestação pode ser desde a elevação e abaixamento da tensão do sistema que transmitirá a energia, até o simples chaveamento e o isolamento de equipamentos extremamente importantes dentro da rede, como por exemplo os geradores de grandes usinas [5].



Figura 2.6: Exemplo típico de subestação desabrigada AIS – *Air Insulated Switchgear*.

Abaixo seguem delineados os tipos de subestação, classificados quanto à sua função dentro do sistema elétrico:

- **Subestação Elevadora (*step-up*):** Subestação na qual a tensão é elevada por meio de um transformador de potência. Geralmente é localizada nos centros geradores e tem a função de transmitir a energia elétrica das estações produtoras aos centros de carga;
- **Subestação de Interconexão:** Também chamadas de subestação de chaveamento, têm por função a interconexão de diferentes pontos do sistema, provendo melhora na segurança no fornecimento de energia e reduzindo os custos de geração, permitindo que se utilize diferentes fontes de energia em localidades distintas para atender as mesmas cargas.
- **Subestação Abaixadora (*step-down*):** Subestações nas quais o nível de tensão é reduzido por meio de um transformador de potência. Sua função é suprir as redes de distribuição, sub-transmissão e eventualmente consumidores livres ligados diretamente aos SIN.

As subestações podem ser classificadas também em função do tipo de instalação, conforme abaixo:

- **Subestação desabrigada ou ao tempo:** Construídas a céu aberto, em locais amplos ao ar livre. São comumente chamadas de Subestações AIS – *Air Insulated Switchgear* como ilustrado pela figura 2.6.
- **Subestação abrigada:** Construídas em locais interiores, cobertos e abrigados. O meio de isolamento continua sendo o ar.
- **Subestação blindada:** Construídas em locais abrigados. Os equipamentos são completamente protegidos e isolados em óleo ou em gás (ar comprimido ou gás hexafluoreto de enxofre - SF₆) sendo o SF₆ o meio de isolamento mais comum. Este tipo de subestação é ilustrado na figura 2.7.



Figura 2.7: Exemplo de subestação blindada isolada a SF₆, as chamadas *GIS – Gas Insulated Switchgear*

O projeto de uma nova subestação surge quando os estudos de planejamento, como por exemplo o PET, publicado pelo ONS, ou o Plano Decenal, publicado pela EPE e ANEEL, identificam a necessidade de atendimento a novas cargas e, com isso, a extensão do sistema de transmissão até os novos locais de consumo ou a outras partes do sistema, já existentes. Este novo ponto de consumo pode ser uma cidade ou região em crescimento, ou uma nova planta industrial que será instalada em determinado local, elevando a demanda de energia naquela região. Os estudos dos órgãos responsáveis são baseados em previsões econômicas e demográficas fornecidas por instituições das respectivas áreas.

Após definida a necessidade de um novo trecho do sistema e, possivelmente, de uma nova subestação, o empreendimento é, posteriormente, autorizado pela ANEEL e inicia-se a etapa de planejamento e estudos iniciais do projeto, que visam definir, entre outros fatores, as dimensões elétricas dos equipamentos de alta-tensão e a configuração de barra mais apropriada para cada caso.

2.2.1 Etapas de Planejamento de uma Subestação

A partir da identificação da necessidade de uma nova subestação no sistema baseada em estimativas de crescimento de carga e planejamento da rede, e após definido os quesitos técnicos mínimos a serem atendidos pelo novo empreendimento, a ANEEL prepara os editais para os leilões das novas instalações de transmissão. Nestes editais, todas as características elétricas do sistema e dos equipamentos já são definidas, incluindo a configuração de barras cujo desempenho mínimo atende aos critérios da subestação e do sistema, segundo critérios apresentados no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Após os leilões e definidos os seus vencedores, estes devem apresentar um orçamento que será utilizado como referência para a etapa de planejamento do projeto e deve levar em consideração todos os requisitos iniciais do novo empreendimento, tanto técnicos quanto comerciais. [1].

A figura 2.8 mostra um fluxograma com as etapas consideradas no planejamento de uma nova subestação e as decisões a serem tomadas pelos órgãos reguladores e os empreendedores [6]:

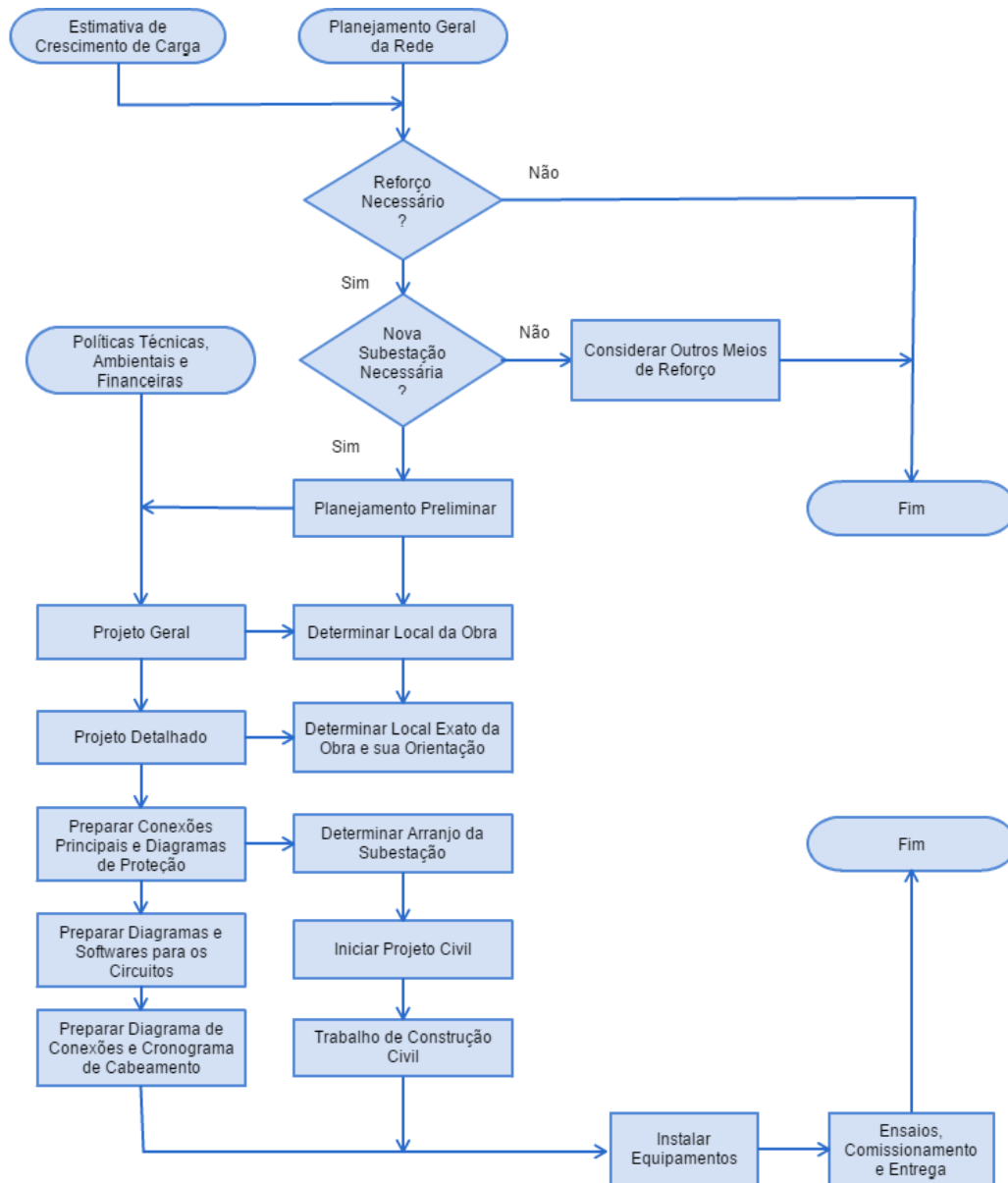


Figura 2.8: Fluxograma para projetos de subestação [6]

Os requisitos técnicos do sistema na qual a nova subestação se insere são diversos. Entre eles, podemos citar: Tensão nominal, frequência nominal, configuração atual e futura do sistema, cargas conectadas, tolerância de tensão e frequência, limites térmicos, nível de curto-circuito, limites de estabilidade, tempo de reestabelecimento sob falta e futura expansão do sistema.

Os preceitos que devem ser analisados pelo responsável pelo empreendimento também são vários, a saber: considerações ambientais, espaço disponível, confiabilidade, disponibilidade, normas técnicas oficiais, segurança da rede, capacidade de expansão futura e manutenção [6].

Os leilões de transmissão são baseados na RAP – Receita Anual Permitida – que é o valor pela qual o vencedor do leilão do empreendimento será remunerado pelo ONS anualmente, com correção do valor aplicada anualmente segundo critérios determinados em contrato. Vence o leilão de concessão o participante que oferece o maior deságio na RAP.

A figura abaixo ilustra o horizonte de perspectiva de crescimento do Sistema Interligado Nacional - SIN - no ano de 2016, mostrando também as linhas e subestações a serem licitadas em um futuro próximo:

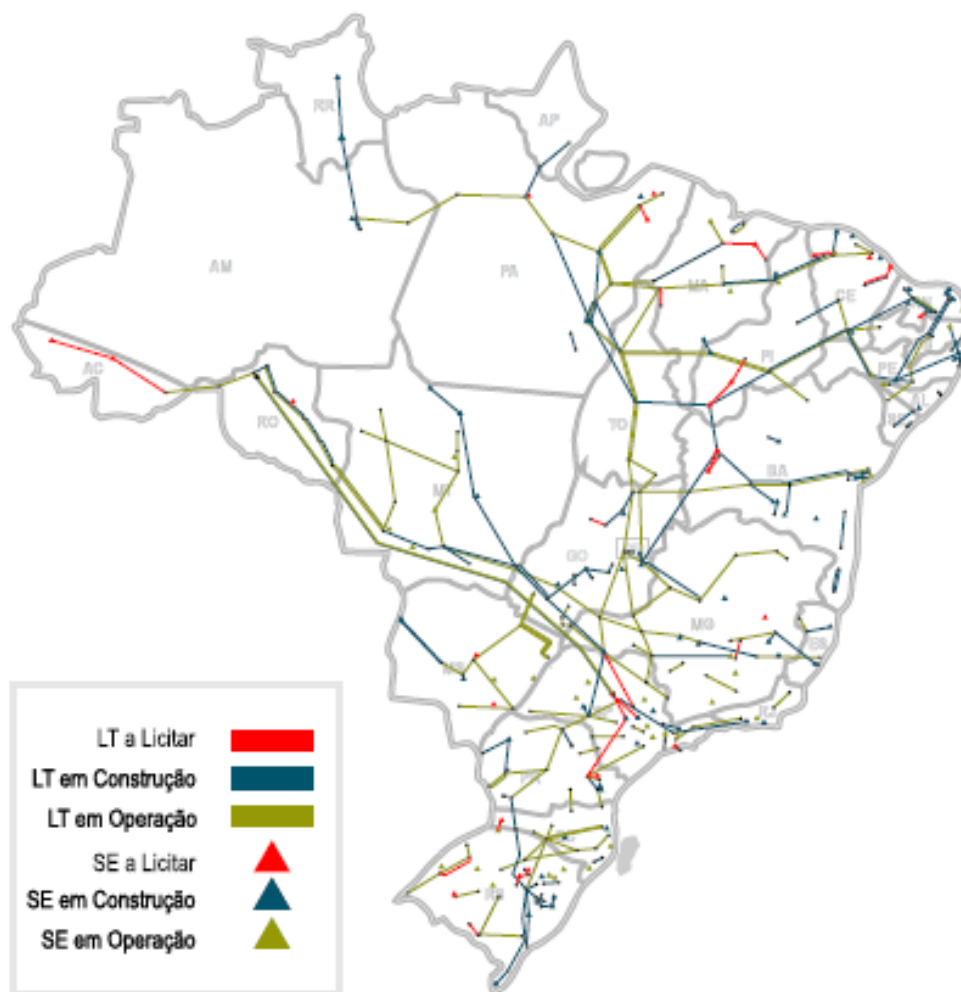


Figura 2.9: Mapa brasileiro ilustrando as linhas de transmissão e subestações do SIN a serem licitadas nos futuros leilões da ANEEL.

2.2.2 Elaboração de Orçamento e Metodologia de Módulos Constituintes

Após definido o vencedor do leilão do trecho e assinado o contrato de concessão, o empreendedor vencedor deve apresentar a ANEEL um orçamento considerando os custos estimados para execução do projeto. Este orçamento é utilizado posteriormente como referência para implementação das instalações correspondentes e deve levar em consideração todas as especificações técnicas contidas no edital, como tensão, potência de transformação, correntes nominais e de curto circuito, níveis de isolamento e também a configuração de barramento, sempre seguindo a metodologia de elaboração prevista pela ANEEL [1].

A metodologia apresentada pela ANEEL se baseia no conceito de modulação, apresentada na Resolução Homologatória Aneel nº 758 e que estabelece como é estipulado os preços de referência do Banco de Preços de Referência da ANEEL, dividindo a subestação em partes menores e prevendo para cada uma os custos que devem ser analisados. Estas partes são comumente chamadas de Módulos Constituintes.

Resumidamente, a divisão em módulos constituintes estabelece a divisão do projeto em três módulos, sendo estes:

- Módulo de Infraestrutura;
- Módulo de Manobra;
- Módulo de Equipamento.

2.2.2.1 Módulo de Infraestrutura

Consiste no conjunto de todos os bens e serviços de infraestrutura comuns à subestação, entre os quais pode-se citar: terreno, cercas, terraplenagem, grama e britas, pavimentação, arruamento, iluminação, proteção contra incêndio, redes de abastecimento de água, redes de esgoto, malha de aterramento e cabos para-raios, canaletas, edificações, serviço auxiliar, área industrial e caixa separadora de óleo. Este módulo é constituído, para cada nível de tensão da subestação, por um Módulo de Infraestrutura Geral (MIG) e pelos Módulos de Infraestrutura de Manobra (MIM), necessários para cada etapa do empreendimento (implantação ou ampliação).

[1]

2.3.2.2 Módulo de Manobra

Consiste no conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores de manobra [1].

2.3.2.3 Módulo de Equipamento

É composto pelos equipamentos principais da subestação e pelos materiais e serviços necessários à sua instalação [1].

O quadro a seguir ilustra simplificadaamente as partes constituintes de cada módulo principal. Estas partes são devem ser analisadas na etapa de elaboração do orçamento, prevendo-se assim cada um dos custos que incorrem na etapa de execução do empreendimento:

Tabela 2.1: Módulos constituintes dos projetos de subestação submetidos à ANEEL [1]

Módulo	Componentes
Infraestrutura	Módulo de Infraestrutura Geral (MIG)
	Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM)
	Módulo de Infraestrutura Geral para Acessante (MIG.A)
Manobra	Entrada de Linha (EL)
	Interligação de Barramentos (IB)
	Conexão de Auto/Transformador (CT)
	Conexão de Reator de Barra ou Linha (CRB, CRL)
	Conexão de Banco de Capacitores Paralelo (CCP)
	Conexão de Banco de Capacitores Série (CCS)
	Conexão de Transformador de Aterramento (CTA)
	Conexão de Compensador Estático (CC)
Equipamento	Auto/Transformador Trifásico (TT)
	Auto/Transformador Monofásico (TM)
	Reator Trifásico (RT)
	Reator Monofásico (RM)
	Banco de Capacitores (BC)
	Transformador de Aterramento (TA)
	Compensador Estático (CE)
	Compensador Síncrono (CS)

Utilizando a metodologia de módulos constituintes, os vencedores das licitações de transmissão devem submeter a ANEEL o orçamento simplificado. Para isso, levam em consideração os custos diretos do empreendimento, explicitados em edital e delineados a seguir:

- Engenharia
 - Estudos e Projetos.
 - Sondagens.
 - Topografia.
 - Meio ambiente.
- Obras
 - Desmatamento e limpeza.
 - Execução de fundações.
 - Escavação em solo.
 - Escavação em rocha.
 - Construção civil.
- Materiais
 - Estruturas.
 - Barramentos.
 - Painéis – Quadros.
 - Malha da terra.
 - Pórticos.
 - Compensação: reativa/capacitiva.
 - Transformadores.
 - Acessórios.
- Terrenos e acessos
- Montagem de equipamentos
- Transportes e fretes
- Mão de obra
- Total geral

Além desses custos previstos, a ANEEL apresenta para consulta pública das partes interessadas o Banco de Preços de Referência, no qual apresenta os valores médios dos equipamentos de pátio de subestação, obtidos por meio de consultas com fabricantes e empresas do setor elétrico.

Pode-se perceber nas tabelas mostradas a seguir, qual a unidade de grandeza dos valores envolvidos na aquisição de equipamentos de pátio. O custo total do setor de manobras da subestação está, então, intrinsecamente ligados à configuração de barras da subestação, visto que

para cada configuração existe uma maior ou menor quantidade de equipamentos de pátio, principalmente de chaves seccionadoras e disjuntores, a serem adquiridos.

Tabela 2.2: Valores do Banco de Referência da ANEEL para os equipamentos de entrada de linha de uma subestação de alta tensão [1]

Equipamentos de Entrada de Linha						
Tensão (kV)	Disjuntor	Chave com Lâmina de Terra	Chave sem Lâmina de Terra	Transformador Potencial Capacitivo	Transformador Corrente	Para-raios
230	339.000,00	108.000,00	59.000,00	64.000,00	75.000,00	19.000,00
345	1.120.000,00	139.000,00	98.000,00	79.000,00	152.000,00	47.000,00
500	2.173.000,00	170.000,00	148.000,00	110.000,00	339.000,00	72.000,00
750	3.872.000,00	210.000,00	210.000,00	191.000,00	696.000,00	100.000,00

Valores em R\$

2.3 Equipamentos de Manobra e Outras Partes Integrantes do Circuito

Dependendo do tipo de subestação, diversas configurações podem ser aplicadas para que se atendam as especificações requeridas pelos órgãos reguladores e pelo próprio sistema onde se inserirá a subestação. Assim, a escolha de uma configuração de barramento apropriada impacta seriamente todo o projeto subsequente, incluindo o custo de capital inicialmente previsto, como discutido anteriormente [1].

Para fins de comparação, a seguir se apresentam as principais partes componentes dos sistemas de chaveamento das subestações. Esses componentes são essenciais para se compreender as características de cada configuração de barramento.

Podemos dividir as partes do circuito nas seguintes:

- Dispositivos de chaveamento;
 - Chaves Seccionadoras
 - Disjuntor
- Dispositivos não-chaveados;
 - Transformador de Corrente
 - Transformador de Potencial
 - Para-raios
- Barramento;
- *Bay* ou Vão da Subestação;

- Entrada e saída de linha.

De acordo com o IEV, os dispositivos de chaveamento podem ser definidos “*como aqueles projetados para impedir a corrente ou dividi-la em um ou mais circuitos*”. Isto é possível através da manobra (operação de liga/desliga) de alguns equipamentos de alta tensão. Os projetos de subestações devem considerar critérios para segurança de operação e manutenção de equipamentos, que são garantidos com os dispositivos de manobra.

A magnitude e duração das correntes de carga e de falta, entre outras características do sistema, influenciam diretamente na escolha dos equipamentos, que por sua vez, afetam escolhas de projeto como por exemplo a configuração de barramento da subestação.

2.3.1. Disjuntores

Disjuntores são equipamentos mecânicos de chaveamento que têm a função de suportar e interromper correntes normais de operação e também suportar por um determinado período de tempo e interromper correntes em condições anormais de operação, como por exemplo, em casos de curto-circuito. Podem ser definidos também como equipamentos destinados à interrupção e reestabelecimento das correntes elétricas em um determinado ponto do circuito [7].



Figura 2.10: Exemplo de disjuntores tripolar de alta-tensão (400 kV).



Figura 2.11: Símbolo de disjuntor utilizado nos diagramas de barramento de subestação [16].

Visto que a principal função do disjuntor é interromper a corrente do circuito em caso de operação anormal, estes equipamentos sempre são instalados acompanhados de pelo menos o transformador de corrente e aplicação dos respectivos relés de proteção e controle, responsáveis por detectar situações anormais de corrente e tensão e enviar ou não ordem de comando de abertura ao disjuntor.

Além das correntes de falta e das correntes normais de carga, os disjuntores devem ser capazes de interromper as correntes de magnetização dos transformadores e reatores, e as correntes capacitivas de bancos de reatores e de linhas em vazio, além de não permitir o reestabelecimento da corrente de curto-circuito.

O disjuntor opera continuamente sob tensão e corrente de carga muitas vezes em condições desfavoráveis de temperatura, humidade, poeira, etc., e deve, muitas vezes após anos em operação normal sob carga, atuar em uma situação de contingência e apresentar o mesmo desempenho que possuía quando foi fabricado, operando com todas suas funções dentro dos conformes. Assim, é muito importante realizar testes rotineiros nos disjuntores para verificar a necessidade ou não de manutenção, que geralmente ocorre após alguns anos. [1]

Os disjuntores podem ser classificados de acordo com o princípio de interrupção da corrente elétrica e os meios extintores, que podem ser os definidos como a seguir. Entretanto, o tipo de tecnologias disponíveis para cada disjuntor não será foco deste trabalho e maiores informações podem ser encontradas em [7].

- a) Interrupção no Ar sob Condição de Pressão Atmosférica: Este tipo de interrupção é típico de disjuntores de baixa tensão. Neste caso, a interrupção se dá no ambiente atmosférico simplesmente pelo afastamento dos contatos do disjuntor.
- b) Interrupção no Óleo: Este processo consiste na abertura dos contatos do interruptor no interior de um recipiente que contém determinada quantidade de óleo mineral.

O princípio de extinção do arco no óleo é baseado na decomposição das moléculas do líquido pela própria energia do arco voltaico gerado na abertura dos contatos. A

decomposição do óleo resulta na produção de gases (principalmente hidrogênio, mas também acetileno e metano), sendo a quantidade de gás liberada proporcional à magnitude da corrente e à duração do arco. O hidrogênio liberado favorece a extinção do arco pois tem alta capacidade refrigerante e, na sua formação e expansão, resfria o arco. Como a tendência dos gases é se elevar para a superfície do tanque de óleo, neste processo o gás alonga e resfria o arco, extinguindo-o. [7][1]

- c) Interrupção no Vácuo: Este processo se dá na abertura do disjuntor em uma ampola onde se faz considerável nível de vácuo (pressão menor que 10^{-8} torr). Nesta forma de interrupção, o arco voltaico formado é bem diferente dos demais casos, sendo gerado pela ionização dos vapores metálicos decorrentes da decomposição dos contatos do disjuntor. Em geral, as correntes não sustentam a geração dos vapores metálicos e o arco pode ser extinto sem nenhum mecanismo de resfriamento. Apesar de suas vantagens, o desenvolvimento dos disjuntores com interrupção a vácuo aplicados a alta e extra-alta tensões permanece na dependência de avanços tecnológicos que permitem viabilizar, em termos econômicos, o aumento das tensões e correntes nominais das câmaras a vácuo e a redução dos seus volumes e pesos. [1]
- d) Interrupção no Gás SF₆: Este processo se dá com a abertura do disjuntor dentro de um recipiente contendo uma certa quantidade de gás hexafluoreto de enxofre e é o princípio básico de extinção de arco utilizado em disjuntores de alta tensão (maior ou igual a 69 kV), tendo substituído os disjuntores a óleo com o passar do tempo. [1]

O SF₆ apresenta a vantagem de ser bastante eletronegativo, característica que lhe dá a capacidade de capturar íons e elétrons livres presentes no plasma do arco voltaico, além de apresentar uma alta rigidez dielétrica (2,5 vezes maior que a do ar), permitindo assim menores espações entre os contatos abertos do disjuntor (maior distância de isolamento). Mesmo com a contaminação de 20% de ar, o SF₆ perde somente 5% de sua rigidez dielétrica [1].

Após a interrupção da corrente e extinção do arco, o SF₆ tem a capacidade de reestabelecer a rigidez dielétrica original do meio antes da abertura do disjuntor, o que se apresenta como outra vantagem desta tecnologia.

Por ser um gás pesado, incolor e inodoro, alguns cuidados de segurança devem ser tomados, visto que o seu vazamento em ambientes fechados pode ocasionar asfixia, além de ser um dos gases causadores do efeito estufa [7]. Devido a isso, o desenvolvimento de disjuntores a vácuo para as classes de 69 e 138 kV já são uma

realidade, apesar de ainda serem opções muito caras e, por isso, ainda não utilizadas no Brasil.

Os disjuntores com tecnologia de interrupção no gás SF₆ são os únicos utilizados no Brasil para classes de 69 kV e superior [1], por isso quando este trabalho se referir a disjuntor, deve-se ter em mente um disjuntor a SF₆

Quanto ao sistema de operação, os disjuntores podem ser dos seguintes tipos:

- a) Mecanismo a mola;
- b) Mecanismo a ar comprimido
- c) Mecanismo hidráulico

No gráfico abaixo podem-se ver os tipos de mecanismo mais aplicados nos disjuntores já instalados e em operação no mundo ao redor do mundo entre 2004 e 2007 de acordo com a classe de tensão, segundo um levantamento de dados do Cigré [8]:

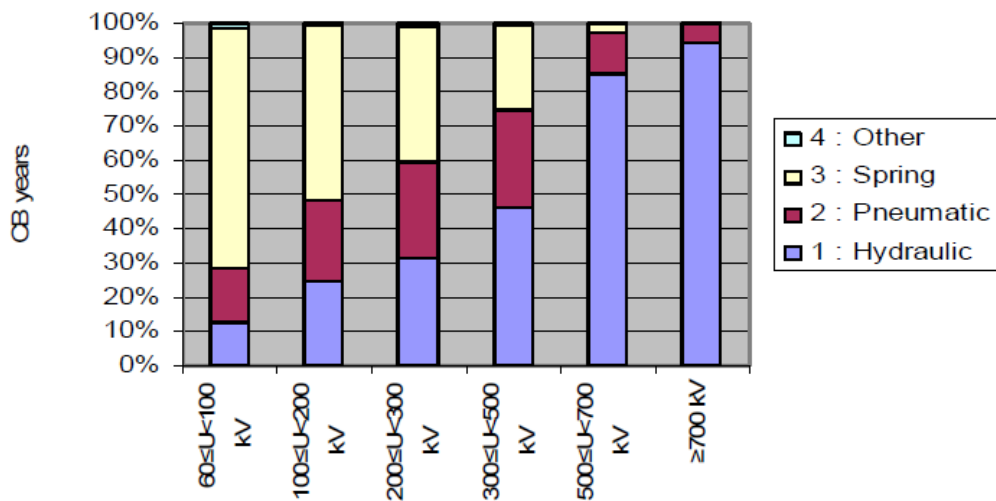


Figura 2.12: Tipos de acionamento de disjuntor por classe de tensão [8]

Como pode ser visto, para classes de tensão até 300 kV, os disjuntores com operação a mola são bastante comuns. Conforme a classe de tensão aumenta, os disjuntores hidráulicos prevalecem, visto que possuem capacidade de abertura mais rápida que os disjuntores a mola.

Porém, como pode ser visto nos gráficos abaixo, nos quais são comparados os tipos de mecanismo de operação em um intervalo de dez anos, os disjuntores hidráulicos têm perdido

espaço para os disjuntores a mola, devido ao avanço tecnológico que permitiu um melhor desempenho destes [1].

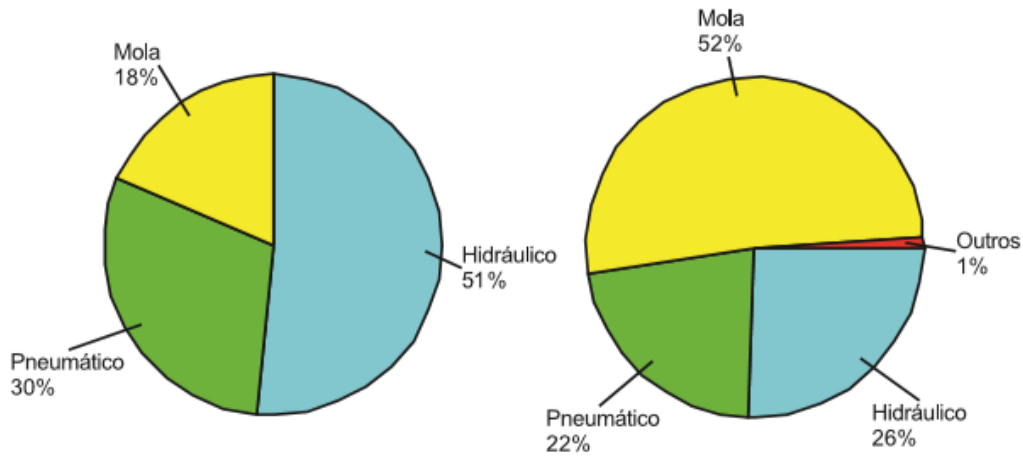


Figura 2.13: Comparação dos tipos de mecanismo de operação de uma pesquisa anterior (esq) e atual (dir) [1].

2.3.1.1 Manutenção de Disjuntores

A manutenção dos disjuntores, assim como de qualquer equipamento da subestação, é algo inevitável e que deve ser levado em consideração pelo operador da subestação.

Como os disjuntores possuem a função primária de interromper as correntes em caso de faltas no sistema, pode-se dizer que possuem um dos papéis mais importantes dentro da subestação e por isso as chances de uma falha neste equipamento devem ser diminuídas ao máximo. Para isso, uma das formas eficientes de se evitar as falhas é a manutenção e testes constantes do disjuntor.

Entretanto, os casos de falha ou condições precárias em que se necessita desenergizar os equipamentos para sua manutenção também se fazem necessários e devem ser considerados no planejamento da subestação, bem como na escolha da configuração de barras.

A escolha da forma como a manutenção dos disjuntores é aplicada na subestação varia muito de acordo com o responsável pelo sistema, seja uma indústria, um agente de distribuição

ou agente de transmissão. As diferentes formas de se abordar a manutenção são constantemente chamadas de filosofias de manutenção e podem ser divididas da seguinte forma [8]:

- **Manutenção Periódica ou Preventiva** (*Time Based Maintenance - TBM*): Filosofia na qual a manutenção do disjuntor se faz de forma programada em intervalos constantes de tempo. Pode ser feita também quando o disjuntor atinge um número específico de operações. Como a manutenção é programada, consegue-se levar em consideração os impactos que a manutenção pode trazer à subestação e ao sistema, como por exemplo, o desligamento de um circuito, barramento ou até mesmo toda a subestação;
- **Manutenção Condicional** (*Condition Based Maintenance - CBM*): Manutenção baseada mais nas condições às quais o disjuntor está exposto, a quão frequentemente ele opera e o às condições do ambiente de instalação do que em um intervalo fixo de tempo. Manutenção condicional fornece grandes oportunidades para redução de custos e melhorar a confiabilidade do disjuntor, porém, exige métodos rigorosos de diagnóstico. Por exemplo, se o disjuntor executou várias aberturas/fechamentos para manobra de linha ou banco de reator, estará mais exposto a sobretensões e por isso os seus contatos ficarão mais gastos. A equipe de manutenção responsável precisa diagnosticar as condições das partes do disjuntor sujeitas a desgastes e então decidir pela troca de componentes ou reparo do disjuntor se necessário.
- **Manutenção Corretiva** (*Run to Failure Maintenance - RFM*). Na primeira, manutenções programadas dos disjuntores são feitas em determinados intervalos de tempo,. Na segunda filosofia, manutenções são programadas de acordo com o estado do disjuntor ou caso alguma falha tenha sido encontrada. A última filosofia, embora comum no passado, na qual se faz a manutenção do disjuntor apenas quando este apresenta uma falha na operação, deve ser evitada de qualquer maneira.

Existe também a possibilidade de se combinar duas filosofias de manutenção, como pode ser visto adiante. O gráfico a seguir mostra, dentre os disjuntores em operação estudados (2004-2007) quais eram as filosofias de manutenção aplicadas pelos operadores das subestações ao redor do mundo [8]

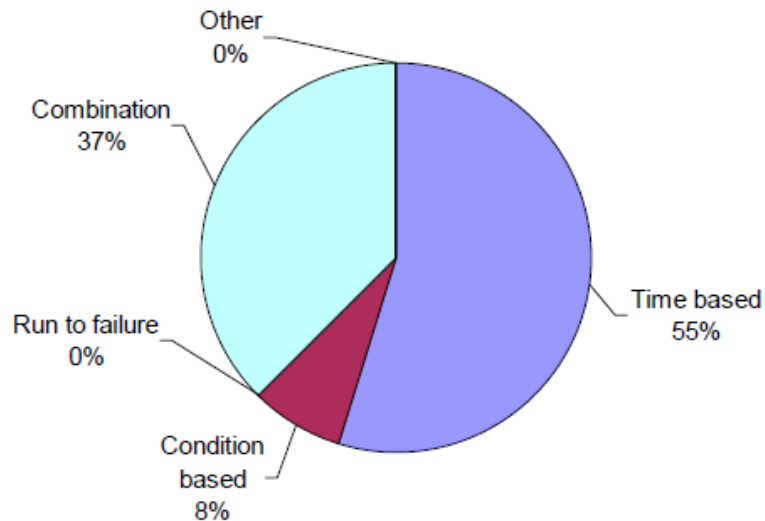
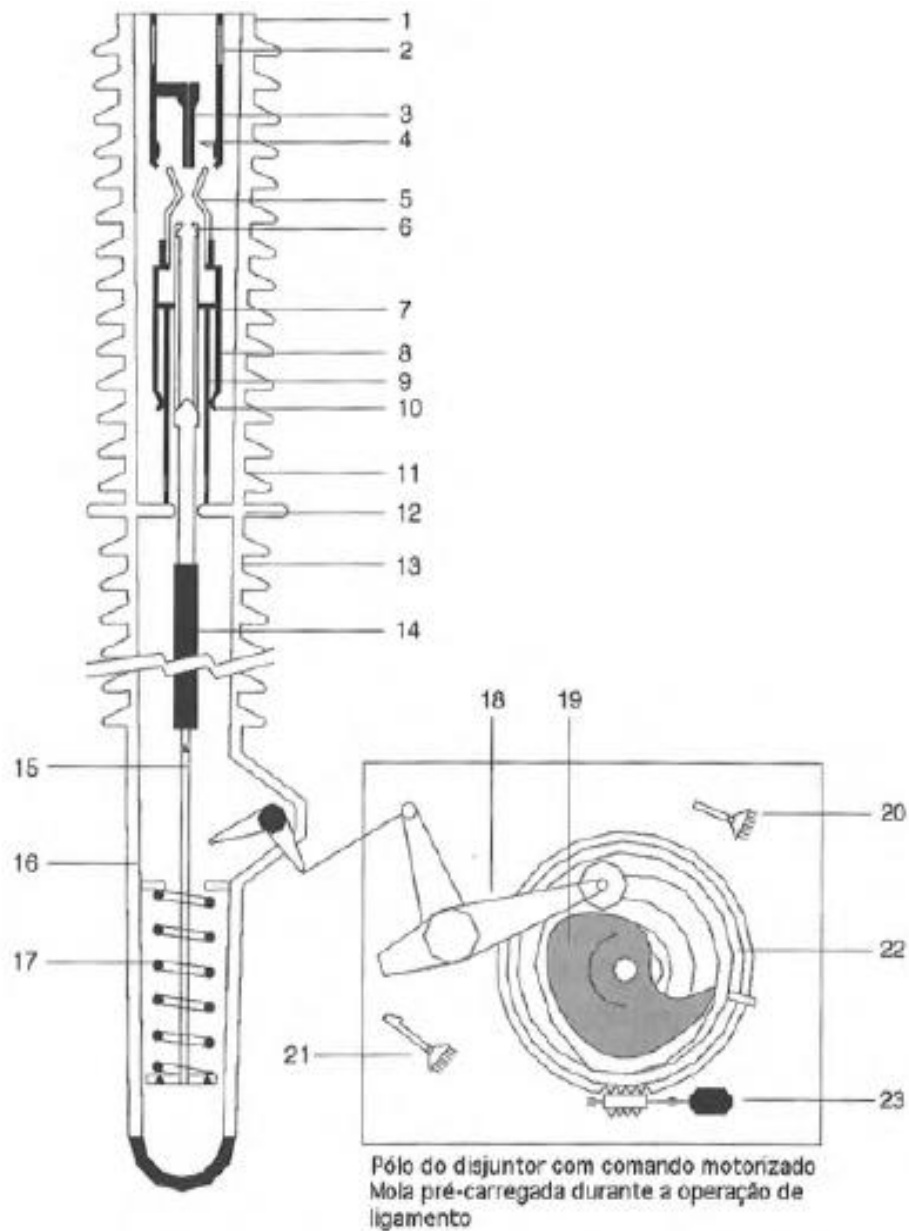


Figura 2.14: Filosofias de manutenção utilizadas nos disjuntores [8]

Como esperado, a filosofia *run to failure* não é mais utilizada para nenhum disjuntor em operação e a combinação das outras duas filosofias também é muito utilizada. Pode-se ver que em mais de 90 % dos disjuntores uma certa forma de manutenção preventiva (*time based*) é feita, o que mostra que na maioria dos casos será necessário programar a manutenção dos disjuntores. Assim, a subestação, em sua etapa de projeto, deve prever desenergização dos disjuntores e as possíveis consequências para o sistema devido a isso, fato que elucida a importância da escolha apropriada da configuração de barras da subestação.

Por ser um equipamento formado por diversos componentes, a manutenção dos disjuntores é extremamente importante para se evitar falhas e suas possíveis consequências. Nas figuras 2.15, 2.16 e 2.17 são apresentados alguns exemplo das partes que formam um disjuntor, entre eles o polo e acionamento de um disjuntor com mecanismo de operação a mola e o diagrama funcional elétrico.



1 - Tampa. 2 - Tubo de extinção. 3 - Pino de contato. 4 - Contato paralelo. 5 - Bocal de injeção. 6 - Contato móvel. 7 - Pistão. 8 - Cilindro de compressão. 9 - Contato fixo. 10 - Contato deslizando. 11 - Isolador de porcelana da câmara de interrupção. 12 - Flange intermediário. 13 - Isolador suporte. 14 - Haste isolante. 15 - Eixo do pólo. 16 - Carcaça do mecanismo. 17 - Mola de abertura. 18 - Alavanca de rolo. 19 - Curvilíneo. 20 - Lingüeta de fechamento. 21 - Lingüeta de abertura. 22 - Mola de fechamento. 23 - Motor de carregamento.

Figura 2.15: Partes componentes de um polo de disjuntor [7].

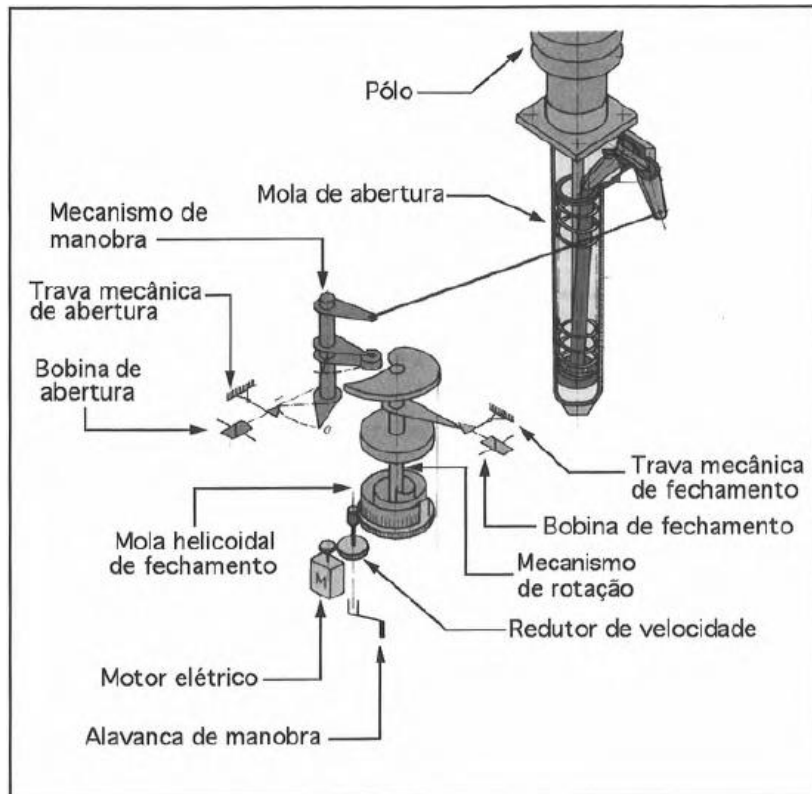


Figura 2.16: Partes que compõe o acionamento de um disjuntor operado a mola [7].

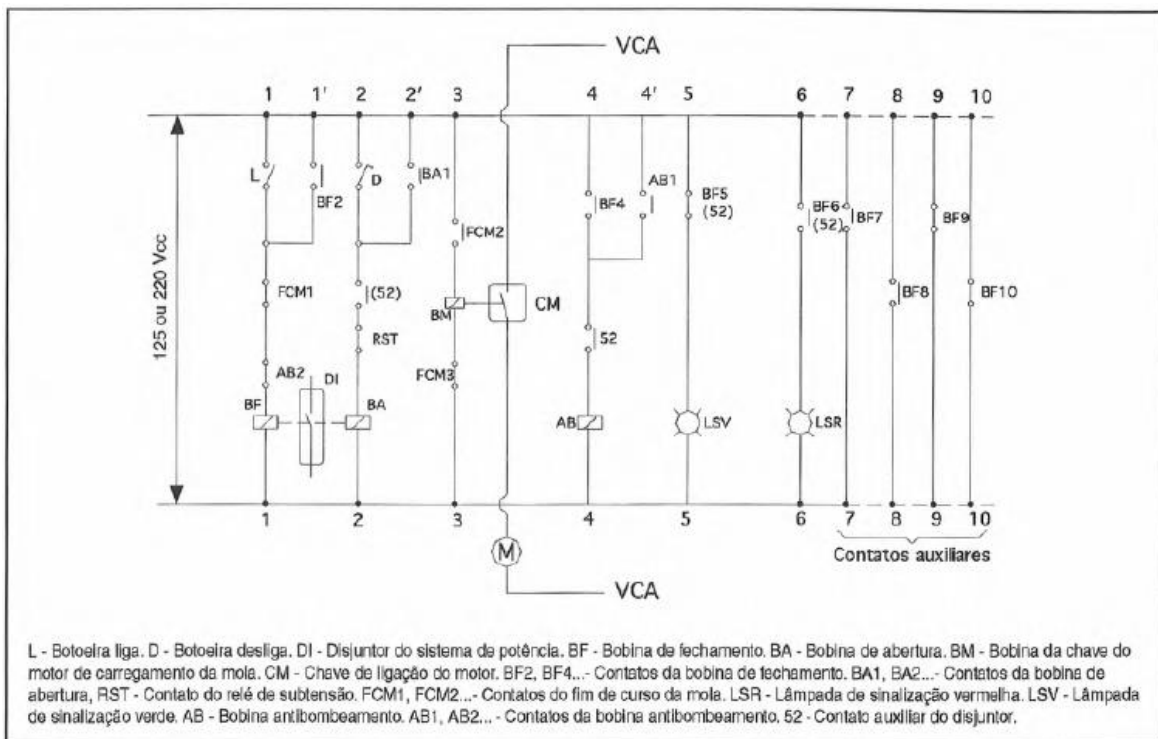


Figura 2.17: Diagrama funcional elétrico de um disjuntor, onde se observa os diversos componentes de automação que compõe a o seu painel elétrico [7].

Como pode-se ver, o disjuntor é um equipamento complexo, composto por diversas partes elétricas e mecânicas e, além disso, possui uma função essencial e de maior importância entre os equipamentos de pátio de uma subestação. Assim, sua manutenção deve ser estudada com o devido cuidado, adotando-se a filosofia de manutenção mais apropriada a cada tipo de instalação, operação e aplicação do equipamento.

2.3.2. Chaves Seccionadoras

Chaves Seccionadoras são equipamentos mecânicos que, quando na posição aberta, asseguram uma distância de isolamento que atende aos requisitos de rigidez dielétrica do meio inserido e quando na posição fechada permitem a passagem de corrente do circuito nas condições normais [9] [7].

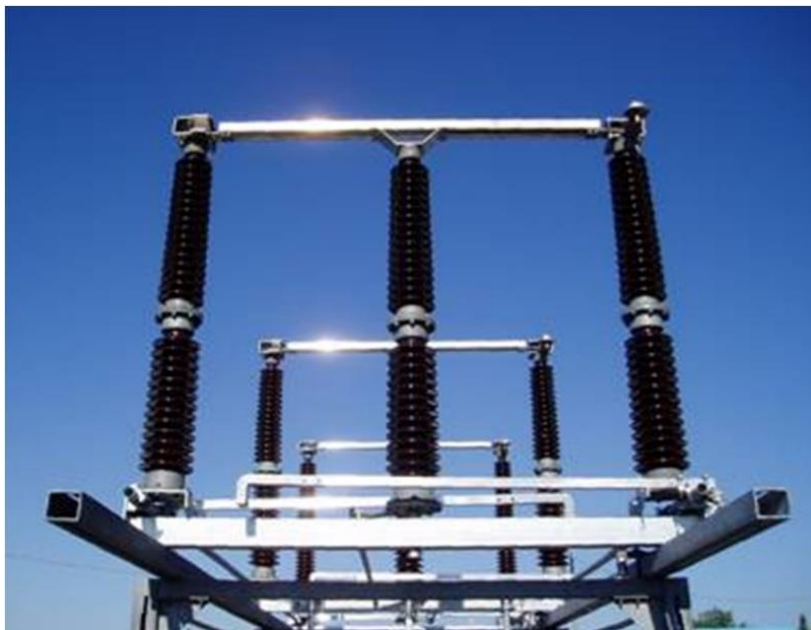


Figura 2.18: Exemplo de chave seccionadora tripolar aplicada em subestações de alta-tensão.

No caso, uma chave do tipo dupla abertura lateral.



Figura 2.19: Símbolo de Seccionador utilizado em diagramas de barramento de subestação. Ao ser representada desta forma, não necessariamente a chave opera como normalmente aberta [16]

As seccionadoras são utilizadas em subestação para permitir manobras dos circuitos elétricos sem carga, garantindo o isolamento de outros equipamentos ou barramentos. Os disjuntores não são capazes de fornecer essa garantia devido à pequena distância de isolamento entre os contatos após a abertura. As chaves seccionadoras também são utilizadas em torres de distribuição ou sub-transmissão como forma de isolar os alimentadores e permitir a manutenção de determinados trechos das linhas do sistema.

Existem diversas modalidades de chaves seccionadoras com diferentes tipos de abertura e modos de instalação. Os seccionadores específicos para cada aplicação são escolhidos, geralmente, em função do tipo de abertura da chave, resultado na maioria das vezes do espaçamento disponível no local da instalação e do *layout* da subestação. A redução do tamanho do *bay* da subestação pode-se mostrar uma importante fonte de economia de recursos e uma das maneiras de se atingir essa redução é se escolhendo o tipo construtivo de seccionador apropriado. [10]

Em relação ao modo de instalação e tipo de operação, as chaves seccionadoras podem ser projetadas para montagem vertical ou horizontal, com os seguintes tipos de abertura [6]:

- Abertura Lateral
- Abertura Central
- Abertura Central em “V”
- Dupla Abertura Lateral
- Abertura Vertical
- Abertura Semipantográfica Horizontal
- Abertura Vertical Reversa
- Abertura Semipantográfica Vertical
- Abertura Pantográfica

Os seccionadores também devem garantir a coordenação de isolamento para a terra dos contatos abertos, de forma a permitir, quando uma disrupção é inevitável, o descarregamento da corrente para a terra [1]. Isso pode ser providenciado com a inserção da lâmina de terra na chave seccionadora, que faz a função de aterrar o setor do circuito que se deseja isolar.

Dentre as funções dos seccionadores que influenciam diretamente no funcionamento da subestação e impactam diretamente na escolha da configuração de barramento, pode-se citar [7]:

- Manobrar circuitos permitindo a transferência de carga entre barramentos;
- Isolar equipamentos determinados da subestação com fins de manutenção;
- Propiciar o *by-pass* de equipamentos, notadamente os disjuntores da subestação.

Para o dimensionamento destes equipamentos, deve-se conhecer também as solicitações dielétricas e de potência a que os equipamentos estarão submetidos.

Na etapa de projeto de uma subestação, deve-se considerar especificações mínimas para o correto dimensionamento de uma chave seccionadora, entre as quais podemos citar:

Tensão Nominal: Tensão para a qual o equipamento é projetado para serviço contínuo. Deve ser igual à máxima tensão operativa do sistema no qual o equipamento será instalado.

Nível de Isolamento: Caracteriza-se pela tensão suportável do dielétrico às solicitações de impulso atmosférico ou de manobra.

A isolação dos seccionadores é do tipo regenerativo, ou seja, ao se romper o dielétrico pela aplicação de um impulso de tensão, suas condições retornam aos valores iniciais assim que cessa o fenômeno que causou a disrupção [7].

Normalmente não se especifica o valor do nível de isolamento entre polos (fase-fase). Usualmente, se especifica uma distância entre polos que corresponda ao nível de isolamento desejado ou que seja determinada por outros fatores, tais como corona, radio interferência, requisitos de arranjo físico, entre outros [1].

Tensão Suportável Nominal de Frequência Industrial: Tensão aplicada de frequência industrial (no caso do Brasil, 60 Hz) que o equipamento deve suportar durante um determinado período de tempo, sem apresentar nenhuma descarga em condições a seco ou sob

chuva. Deverão ser especificadas as suportabilidades à frequência industrial entre as partes energizadas e a terra, e a suportabilidade entre terminais.

Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico: Tensão de impulso atmosférico para a qual o equipamento tem uma determinada probabilidade de suportar. A probabilidade deve ser no mínimo de 90%, isto é, quando o equipamento é submetido à aplicação de N impulsos, no mínimo em 90% dos impulsos aplicados não haverá descarga no equipamento (no máximo 10% dos impulsos acarretarão descargas no equipamento). A tensão suportável a impulso atmosférico deve ser especificada apenas a seco, já que a suportabilidade dos equipamentos a impulso atmosférico, de uma maneira geral, é pouco afetada pela chuva [1].

Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra: *“Tensão de impulso de manobra para a qual o equipamento tem uma determinada probabilidade de suportar. As probabilidades especificadas são 90% pela ABNT e IEC, e 97,7% pelo IEEE.”*[1].

Corrente Nominal: É a corrente que o seccionador deverá conduzir continuamente sem exceder os valores de temperatura especificados para seus diversos componentes. Os valores padronizados pela ABNT e IEC de corrente nominal são: 200, 400, 630, 800, 1.250, 1.600, 2.000, 2.500, 3.150, 4.000, 5.000 e 6.300 A.[1]

Os seccionadores devem suportar condições de operação acima dos valores nominais por determinados períodos de tempo, com se mostrará mais adiante.

Correntes Nominais de Curto-Circuito: Os seccionadores, em condições de falha no sistema, devem permitir a condução de corrente de curto-circuito por um tempo pré-determinado até que os aparatos de proteção eliminem a parte defeituosa do sistema [7].

As Componentes simétricas e contínuas da corrente de curto circuito devem ser estudadas na etapa de projeto para se dimensionar os seccionadores, visto que essas componentes impactam diretamente no equipamento durante um curto-circuito, causando esforços mecânicos no equipamento e solicitações térmicas elevadas que podem vir a comprometer a funcionalidade e integridade do equipamento.

Os seccionadores possuem, principalmente, três tipos de mecanismos de operação, sendo eles: mecanismo de operação manual, pneumático e motorizado. Como pode-se ver no gráfico abaixo, o mecanismo de operação motorizado, ou elétrico é largamente utilizado por permitir, diferentemente do mecanismo manual, o acionamento remoto do seccionador e evitar riscos aos operadores de acidentes envolvendo os operadores da subestação. Também é importante observar

que, conforme a classe de tensão aumenta, o uso do mecanismo por motor elétrico tende a se tornar absoluto [11]:

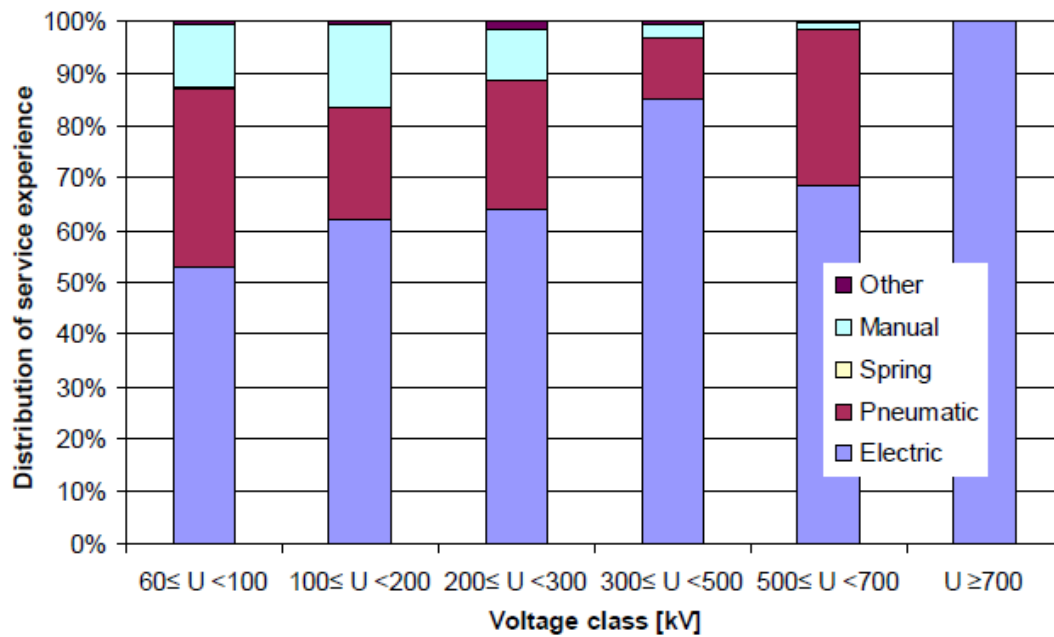


Figura 2.20: Tipo de mecanismo de operação de seccionadores por classe de tensão [11]

2.3.2.1 Manutenção de Chaves Seccionadoras

A filosofia de manutenção dos seccionadores é ligeiramente diferente da observada nos disjuntores, visto que os equipamentos são utilizados de forma diferente e as consequências de falha em um seccionador não são tão graves quanto as que se tem na falha de um disjuntor.

O gráfico a seguir ilustra a filosofia de manutenção utilizada nos seccionadores instalados ao redor de diversos países. Como pode-se observar, a filosofia *run to failure* é utilizada para os seccionadores, diferentemente dos disjuntores. Uma das prováveis causas seria que muitas chaves, como as de *by-pass*, são poucas vezes operadas, o que gera uma menor necessidade de manutenção, na visão do operador da subestação.

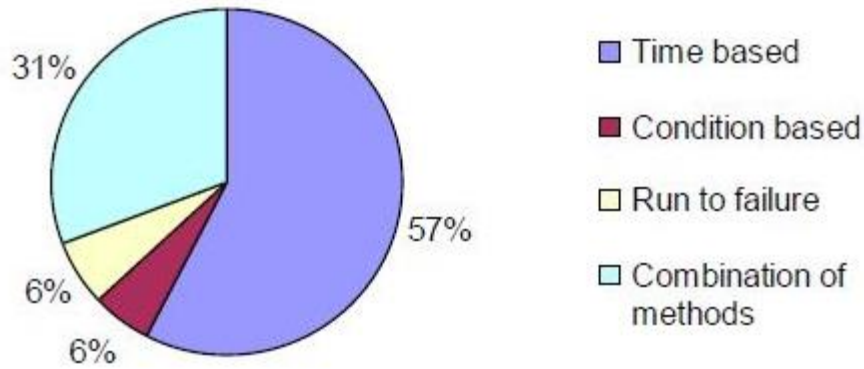


Figura 2.21: Filosofia de manutenção para seccionadores [11]

Outro motivo pode ser que, como será visto adiante neste trabalho, a manutenção do seccionador de entrada do circuito sempre exige a desenergização do circuito, o que talvez torne atrativo para algumas concessionárias de energia não realizar manutenção baseada em determinados períodos de tempo.

2.3.3. Transformadores de Corrente

O transformador de corrente, componente bastante importante dos circuitos de chaveamento devido ao seu papel crucial na proteção dos sistemas, é um transformador instrumental, ou seja, um transformador cuja função é transmitir um sinal de informação para equipamentos de medição, controle e proteção, além de isolar a tensão primária das partes acessíveis do sistema secundário. Os transformadores de corrente podem ser definidos mais especificamente como um transformador instrumental no qual a corrente no secundário, em condições normais de operação, é proporcional a corrente no primário e difere deste em fase por um valor muito próximo de zero.

Em sua forma mais básica, possui um enrolamento primário com poucas espiras (em alguns casos em sem nenhuma espira, sendo o primário uma barra metálica condutora) que conduz a corrente nominal do sistema ou subestação, e um enrolamento secundário, que, por meio de conversão eletromagnética, transforma a corrente do primário seguindo uma proporção inversamente proporcional à relação de espiras entre enrolamento secundário e primário. Em geral, a corrente no secundário de um TC assume os valores 1, 2 ou 5 A. Assim, os equipamentos

de proteção, controle e medição, geralmente equipamentos eletrônicos de baixa potência, podem ser supridos pela baixa corrente do secundário. A alimentação direta pelo primário, no qual em subestações de transmissão circulam correntes da ordem de milhares de Ampères, não é viável para equipamentos eletrônicos como relés, medidores de energia, amperímetros, entre outros [7].



Figura 2.22: Transformador de Corrente tipicamente aplicado em subestação de alta-tensão.

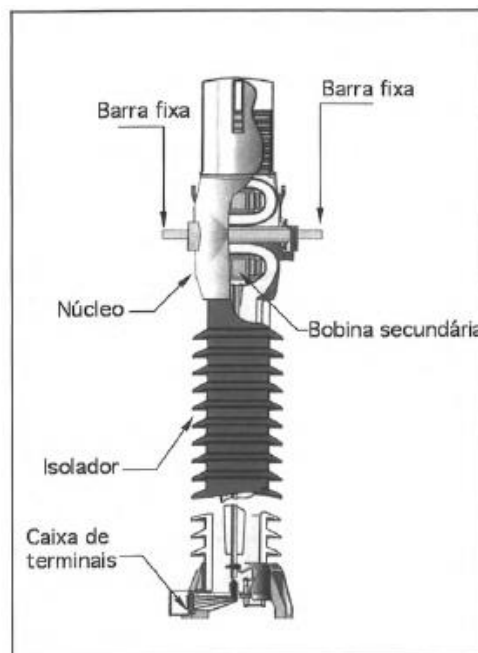


Figura 2.23: Visão em corte de um TC, com destaque para suas principais partes constituintes

[7]

O transformador de corrente pode ser utilizado tanto para faturamento, no qual envia um sinal de corrente para os medidores de corrente e energia, quanto para proteção, no qual está sempre conjugado a um disjuntor e um relé de proteção por corrente.

Para o sistema de proteção, o principal papel do TC é obter um sinal com o valor de corrente que atravessa o circuito principal e, em caso de faltas, enviar um sinal de corrente que fará o relé de proteção do sistema atuar por meio de um comando de abertura enviado ao disjuntor a ele relacionado.



Figura 2.24: Representação de um TC utilizada nos diagramas unifilares de barramentos de subestação. Aqui, no caso, o TC está em série com um disjuntor [16]

Para se dimensionar um TC do sistema, é necessário saber, além das especificações básicas como tensão nominal e frequência nominal do sistema, a corrente nominal do primário, a corrente nominal no secundário e a sua classe de exatidão, fator extremamente significativo pois está relacionado ao erro no fator de transformação da corrente.

2.3.4 Transformador de Potencial

O transformador de potencial pode ser definido de forma análoga ao TC, com diferença de que o sinal obtido e transformado é um sinal de tensão, e não de corrente. Os TPs permitem o funcionamento dos equipamentos de medição e proteção, e baixa potência da subestação em geral, sem que seja necessária tensão de isolamento de acordo com a rede a que estão ligados [7]. Podem ser utilizados para medição e faturamento e são aplicados para fornecer tensão aos equipamentos de elevada impedância, como voltímetros e relés de tensão.

Os transformadores de potencial podem ser de dois tipos de fabricação: indutivo e capacitivo. Para tensões acima de 138 kV utiliza-se o transformador de potencial capacitivo.

Em geral, o TP é instalado junto com o TC e pode-se estabelecer uma analogia entre os dois tipos de equipamento [7]:

- Corrente: - TC: Valor constante – TP: Valor variável
- Tensão: - TC: Valor variável – TP: Valor constante
- Ligação do equipamento à rede: - TC: em série – TP: em paralelo
- Ligação dos aparelhos no secundário: - TC: em série – TP: em paralelo

Existem também outros equipamentos e tecnologias, como por exemplo, os transformadores instrumentais ópticos, que têm se mostrado uma excelente alternativa para os equipamentos convencionais, e também os transformadores combinados, que incluem um TC e um TP no mesmo aparelho. Entretanto, não será dado maiores detalhes neste trabalho. Para maiores informações do equipamento, o leitor pode consultar [1] e [7].

2.3.5. Para-raios

Os para-raios, também chamados de supressores de surto, são equipamentos responsáveis por auxiliar no controle e isolamento das diversas sobretensões (surtos) que podem aparecer em um sistema elétrico de potência [12] e o correto dimensionamento deste equipamento contribui decisivamente para a confiabilidade, economia e segurança de operação de uma subestação. A figura 2.25 ilustra a representação de um para-raios e a figura 2.27 mostra alguns exemplos de para-raios de alta-tensão.

Em um sistema de potência, os diversos equipamentos estão suscetíveis a surtos de sobretensões das mais diversas origens e que podem comprometer seriamente a isolamento destes equipamentos. Para impedir danos a estes equipamentos, instrumentos de controle de sobretensão são necessários, sendo os para-raios os equipamentos responsáveis por esta função em uma subestação de alta tensão.

Os para-raios funcionam como limitadores de tensão, impedindo que determinados níveis de sobretensão, calculados em projeto, alcancem os equipamentos para os quais fornecem proteção dentro da subestação. Apesar de sua importância na subestação, é um equipamento de custo e dimensões reduzidas se comparado às demais partes constituintes [1].

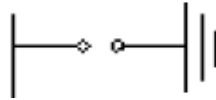


Figura 2.25: representação de para-raios conectado ao circuito nos diagramas unifilares de barramentos da subestação [16]

A figura abaixo mostra os diferentes níveis de sobretensão que podem atingir um sistema elétrico ao mesmo tempo que mostra a rigidez dielétrica da isolamento de equipamentos ao serem considerados isoladamente e o nível de sobretensão ao se considerar a utilização do para-raios.

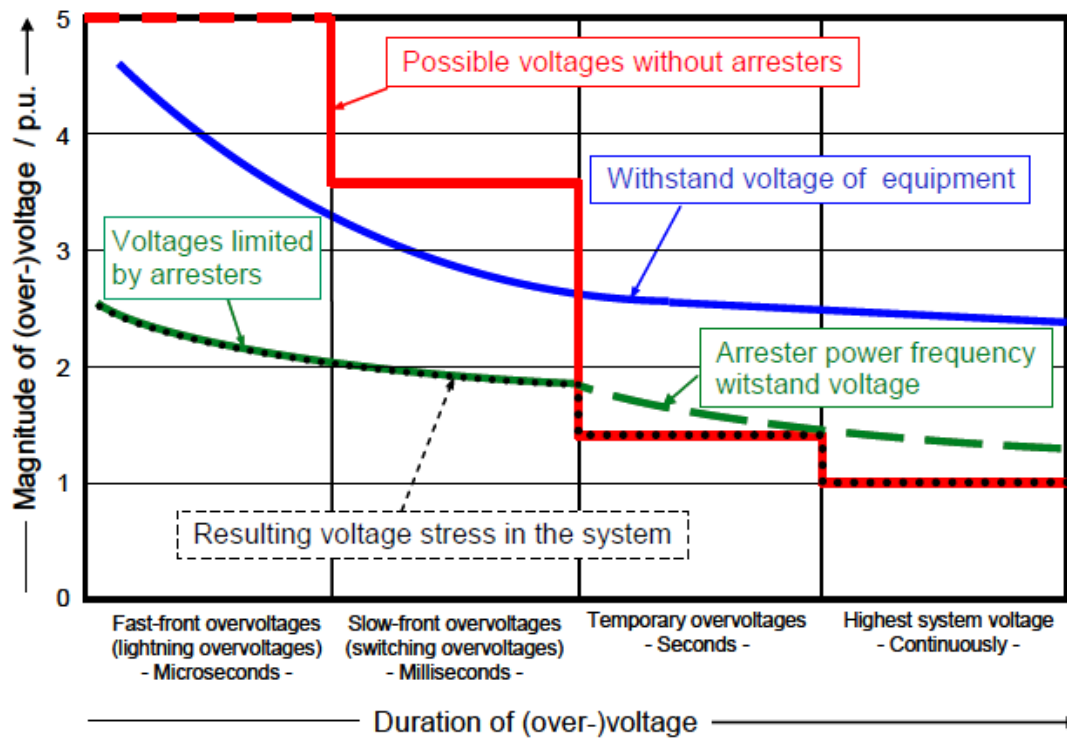


Figura 2.26: Níveis de sobretensão (vermelho), rigidez dielétrica dos equipamentos (azul) e tensão limitada pelos para-raios (verde) [12]

No eixo do tempo, os diferentes tipos de sobretensão podem ser identificados: As frentes de onda mais rápida são em geral as sobretensões atmosféricas, que atingem mais que 5 p.u. de pico de sobretensão se comparado à base do sistema, mas que duram apenas alguns microssegundos. Em seguida tem-se as sobretensões de manobra, com origem interna ao sistema

e geradas pelo chaveamento de equipamentos de alta-tensão, e, por fim, as sobretensões temporárias do sistema, resultantes das próprias condições de operação da rede [12].

Como pode se observar, o nível de sobretensão atmosférica e de manobra é maior que a suportada pelo equipamento quando não se utiliza o para-raios. O nível de sobretensão ao se utilizar os para-raios se torna menor que o nível suportado pelo equipamento protegido, ou seja, com o para-raios não há riscos de o equipamento não suportar o nível de sobretensão exigido e se danificar [12].

Apesar dos para-raios de carbetto de silício ainda serem utilizados, principalmente nos sistemas de distribuição, os para-raios utilizados em alta tensão são os de óxido metálico, principalmente os de óxido de zinco.



Figura 2.27: Exemplos típicos de para-raios de alta tensão.

O correto funcionamento dos para-raios no sistema depende fielmente do aterramento do sistema e do respeito às distâncias entre os equipamentos protegidos e o local de instalação dos para-raios. Além disso, é claro, todas as especificações dos para-raios devem levar em consideração os estudos de surtos internos ao sistema (manobra) e externos (atmosféricos), para o correto dimensionamento dos equipamentos [1] [9].

2.3.6 Barramento de Subestação

Em uma subestação, podemos definir o barramento como um condutor metálico, geralmente em forma de barra, necessário para formar uma conexão comum entre todos os circuitos da subestação [IEV 605-02-02]. Assim, podemos dizer que o barramento funciona como o nó de conexão central entre todos os circuitos ligado à subestação e tem a função de coletar e distribuir a energia entre todos os alimentadores de entrada e saída do sistema. [9].

Os barramentos podem ser feitos de condutores rígidos ou flexíveis, possuindo cada caso as características abaixo:

- a) *Barramento Rígido*: Pode ser utilizado para todos os níveis de tensão e são montados sobre estruturas e isoladores suportes, se disposto horizontalmente pela subestação. Estes condutores não ficam sob tensão e por isso apresentam um risco muito menor de ruptura quando comparado aos barramentos flexíveis. Além disso, a subestação que se utiliza destes barramentos exige menor área de construção, visto que a distância fase-fase entre os barramentos rígidos é menor que a necessária com barramentos flexíveis. Também são mais acessíveis para limpeza e manutenção. [13]

Por ser necessário mais estruturas de montagem devido a limitação do comprimento do vão entre as estruturas suporte, o barramento rígido apresenta a desvantagem de exigir mais estruturas e fundações civis na planta da subestação.

- b) *Barramento Flexível*: Utilizado mais frequentemente nas tensões mais elevadas dos sistemas de transmissão, pois permite uma área mais livre entre as fases e entre a fase e terra, visto que exige menor número de estruturas de montagem. Entretanto, por estarem sob tensão, possuem maior probabilidade de se romperem, com exceção feita as áreas susceptíveis a abalos sísmicos, nas quais os barramentos rígidos se mostraram mais prováveis de se romperem em caso de terremoto. [13].

Assim, na escolha e projeto da configuração de barras, deve-se pensar também no tipo de barramento utilizado, visto que este será o ponto de conexão entre os diversos circuitos e deve suportar assim as demandas elétricas e mecânicas exigidas devido a estas conexões.

Capítulo 3 - Metodologia de Avaliação de Configuração de Barras

A metodologia apresentada neste capítulo foi baseada no artigo *Circuit Configuration Optimization* do Grupo de Trabalho Conjunto B3/C1/C2.14 do Cigré [9] e é apresentada aqui de forma simplificada.

Este capítulo tem como objetivo introduzir os parâmetros que serão utilizados para avaliar as diferentes configurações de barramento que podem ser escolhidos na etapa de projeto de uma subestação de transmissão ou distribuição.

Como são muitos fatores a serem considerados quando se avalia a escolha da configuração de barras, uma possibilidade para facilitar a avaliação por parte dos planejadores e investidores, é delimitar os critérios que serão considerados em relação ao desempenho do sistema da subestação.

O presente capítulo apresenta as três métricas que compõe a metodologia de avaliação de cada configuração de barramento buscando estipular critérios comuns para comparação das diferentes escolhas de projeto que podem ser empregadas em uma subestação.

Os parâmetros de avaliação considerados são os apresentados abaixo:

- Segurança no Fornecimento de Energia Elétrica;
- Disponibilidade Durante a Manutenção;
- Flexibilidade Operacional.

A seguir, busca-se definir cada um dos critérios, segundo as definições encontradas nos órgãos competentes da área de engenharia elétrica e alta-tensão e, para cada critério, apresentar, por meio de tabela, o método utilizado para quantificar o desempenho de cada configuração.

3.1 Segurança no Fornecimento de Energia Elétrica

De acordo com o *IEV* define-se a Segurança no Fornecimento de Energia como “A capacidade que um sistema de potência tem de, em um dado momento, manter sua função de fornecimento de energia em caso de uma falta [9].

Em outras palavras, o conceito de Segurança do Fornecimento de Energia Elétrica pode ser definido como a capacidade de um sistema de potência operar de forma que diferentes eventos, externos ou internos ao sistema, não resultem em: corte de carga; carregamento dos componentes além de suas especificações limítrofes; alterações da tensão no barramento ou frequência de operação além das tolerâncias especificadas; instabilidade e, por último e como possível consequência dos anteriores, a queda na tensão entre os terminais do sistema, no caso, os terminais da subestação resultando assim na interrupção do fluxo de energia que atendem os clientes ligados ao sistema. [9]

No sistema elétrico brasileiro, cada agente do setor de transmissão de energia elétrica fica submetido a critérios de avaliação quanto à prestação de serviço de fornecimento. Esta avaliação é feita pelo órgão regulatório nacional, a ANEEL. Assim, a perda de continuidade no fornecimento pode resultar em multas, que são descontadas da receita do agente de transmissão ou da revisão tarifária subsequente do agente de distribuição. Sendo assim, a segurança no fornecimento é um parâmetro de alta relevância na etapa de projeto de uma subestação, visto que a interrupção do fornecimento de energia pode resultar em graves perdas financeiras para o agente de transmissão ou distribuição, além das consequências negativas que a perda de energia pode gerar para a sociedade como um todo.

A segurança no fornecimento pode ser considerada como um parâmetro ligado a confiabilidade, da forma como geralmente esta é definida. Entretanto, muitos outros parâmetros são levados em consideração em um estudo de confiabilidade do sistema, por exemplo, a probabilidade de falhas dos equipamentos e condições do sistema em um dado momento [1], mas, neste trabalho, não são utilizados no desenvolvimento da métrica e na descrição dos critérios de avaliação da Segurança no Fornecimento.

Em geral, condições aceitáveis do sistema de potência seguem os seguintes critérios:

Critério N-1: O sistema deve ser capaz de suportar uma única falta em algum de seus elementos (linha, transformador, gerador, etc.) sem exceder os seus limites estáticos e dinâmicos, como limites térmicos de sobre-corrente, por exemplo.

Critério N-2: Além do critério anterior, o sistema deve ser capaz de suportar uma falha simultânea à primeira falta ou uma segunda falta gerada logo em seguida da primeira, como, por exemplo, perda simultânea de linhas ou perda sequencial de grupos geradores no sistema.

Neste trabalho, se uma configuração de barra conseguir suportar faltas sem consequências para o sistema, isso significará o maior nível no quesito de segurança no fornecimento [9]. Além disso, como existem diversas formas de contingência sequencial que poderiam ser consideradas no critério N-2, nesta metodologia, ao se avaliar a Segurança no Fornecimento, será considerado atendido o critério N-2 quando houver uma falta externa ou interna ao sistema seguida de uma falha no disjuntor responsável diretamente pela proteção do setor do sistema afetado.

Podemos então, a partir das definições anteriores, considerar a tabela 3.1, que apresenta um sistema de pontuação descrevendo as possíveis consequências para o sistema devido a uma falta primária (Critério N-1), que pode ocorrer em qualquer setor interno ou externo ao sistema (linha de transmissão, transformador, barramento, etc.) e, como caso de contingência sequencial, uma falta primária seguida de uma falha em algum disjuntor que compõe a subestação e é responsável pela proteção do setor em falta (critério N-2).

Tabela 3.1: Método de pontuação para avaliação das configurações de barramento segundo o critério de Segurança no Fornecimento de Energia.

Pontuação	Possíveis consequências ao sistema devido a uma falta primária	Possíveis consequências ao sistema devido a uma falta primária seguida de falha no disjuntor
1	Possível perda de toda a subestação	Perda de toda a subestação
2	Perda de um ou mais alimentadores, mas sem perda de toda a subestação	Perda de mais de um alimentador ou toda a subestação
3	Perda de um ou mais alimentadores, mas sem perda de toda a subestação	Perda de mais de um alimentador, mas sem perda de toda a subestação
4	Perda de um alimentador	Perda de dois alimentadores, mas não toda a subestação
5	Perda de nenhum ou um alimentador	Perda de um alimentador e, possivelmente mais um alimentador, mas não toda a subestação
6	Perda de nenhum ou um alimentador	Perda de um alimentador

Nessa tabela, a menor pontuação representa a consequência mais grave para o sistema, isto é, a perda de toda a subestação. Esta situação, dependendo de onde se insere a subestação no sistema ou da carga alimentada por ela, pode não ser permitida em hipótese alguma, seja por atender uma carga importante da rede ou por trazer consequências graves ao sistema, como por exemplo, problemas de estabilidade. Por outro lado, a maior pontuação representa o menor impacto, ou seja, a situação com melhor desempenho neste critério ao se avaliar a escolha de uma configuração de barra.

3.2 Disponibilidade Durante a Manutenção

Pode-se definir ‘disponibilidade’ de um componente como *“a capacidade deste em executar uma determinada função sob condições especificadas em um dado instante ou intervalo de tempo, considerando que os recursos externos necessários são fornecidos”* [9]. Assim, como exemplo, uma turbina de geração hidráulica que, em dado instante ou intervalo de tempo tem a capacidade de transformar a energia proveniente de uma queda da água, desde que esta seja fornecida, pode ser considerada disponível. Por outro lado, uma turbina em manutenção preventiva ou defeituosa está sem disponibilidade.

Outro termo importante é o conceito de manutibilidade, que é definido como capacidade de ser mantido em ou restaurado a um estado de operação exigido, sob dadas condições de uso ou manutenção ou também como *“A habilidade de um item em determinadas condições de uso de ser restaurado a um estado em que possa executar determinada função, quando manutenção é executada sob dadas condições, procedimentos e recursos”* [9].

Tanto a disponibilidade quanto manutibilidade de uma subestação são encontrados com cálculos estatísticos que dependem da taxa de falha dos equipamentos e das probabilidades de desconexão dos alimentadores de uma subestação, sendo a matemática complexa e as metodologias ainda alvo de debate na academia.

Assim, para focar em um critério que depende diretamente da configuração de barra de uma subestação, define-se o termo ‘disponibilidade durante a manutenção’ conforme a seguir: *“Disponibilidade durante a manutenção é uma função da configuração da subestação relacionada à sua capacidade de manter os alimentadores energizados enquanto ocorre a manutenção de chaves seccionadoras e disjuntores”* [9].

A partir dessa definição, apresenta-se a seguinte tabela com os parâmetros considerados, em que a menor pontuação significa os maiores impactos para a subestação, a saber, o desligamento de toda a subestação, enquanto as maiores pontuações representam as menores consequências para o sistema, ou seja, sem a desconexão de nenhum de seus elementos.

Tabela 3.2: Método de pontuação para configurações de barra considerando o critério de Disponibilidade Durante a Manutenção

Pontuação	Manutenção de	Consequência
1	Qualquer seccionador ligado ao barramento	Desligamento de toda a subestação
2	Seccionador de barramento	Desligamento de toda a subestação
3	Seccionador ligado ao barramento ou seccionador de barramento	Desligamento de metade da subestação
4	Qualquer seccionador ligado ao barramento	Desligamento de um barramento e circuito correspondente. Circuitos restantes em operação.
5	Qualquer seccionador ligado ao barramento	Desligamento de um barramento e circuito correspondente. Circuitos restantes em operação em barramento duplo
6	Qualquer seccionador ligado ao barramento	Desligamento de um barramento. Todos circuitos em operação
		Anel Aberto
	Disjuntor	Divisão da subestação ou perda de configuração
7	Qualquer seccionador ligado ao barramento	Perda de configuração ou divisão da subestação mas todos os circuitos em operação
	Disjuntor	Desligamento de um barramento. Todos circuitos em operação
		Todos os circuitos permanecem em operação

É importante para que se compreenda a tabela 3.2 apresentada que alguns pontos sejam esclarecidos e algumas definições sejam apresentadas:

O seccionador ligado ao barramento é o seccionador conectado diretamente ao barramento, isto é, a chave que fica no lado interno do disjuntor (entre o disjuntor e o barramento). Já um seccionador de barramento é o seccionador conectado em série com o barramento e que permite a desconexão das suas duas secções.

Como em geral há dois seccionadores em série com um disjuntor para possibilitar sua desconexão, a manutenção do seccionador que fica diretamente ligado à linha de transmissão ou ao transformador (lado externo do disjuntor) inevitavelmente exigirá o desligamento do circuito, pois o seccionador precisa ter os seus dois terminais desenergizados para manutenção. Assim, a manutenção de seccionador do lado externo ao disjuntor não será levado em conta nesta metodologia, visto que para todos os casos, independente da configuração de barras escolhida, sempre ocasionará o desligamento do circuito no qual ele está conectado. O mesmo não se pode dizer de um seccionador ligado ao barramento (lado interno do disjuntor), pois, apesar de sempre exigir a desenergização do barramento em questão, nem sempre o circuito no qual está conectado precisará ser desligado.

Além disso, não se considera na métrica apresentada os riscos assumidos para uma possível falta primária quando um equipamento de manobra está em manutenção. Tal medida foi feita para simplificar os critérios de pontuação. Entretanto, é de se notar que os riscos ao sistema quando se coloca um equipamento em manutenção são consideravelmente maiores que em operação normal [1].

3.3 Flexibilidade Operacional

Do ponto de vista do planejamento e operação de subestações, a Flexibilidade Operacional pode ser definida como a capacidade de se dividir a subestação tendo em vista determinados propósitos.

Dentre os fatores que podem motivar a divisão da subestação, podemos citar os seguintes [9]:

- Limitar as consequências de uma falta primária, como por exemplo, perder ambos circuitos alimentando determinados pontos do sistema em caso de uma falha em um barramento seguida pela falha de um disjuntor;

- Limitar as correntes de curto-circuito;
- Prevenir que as correntes de operação excedam determinados valores;

Em outras palavras, Flexibilidade Operacional é a capacidade de se rearranjar os alimentadores da subestação e dividir fisicamente a subestação em mais de um circuito [9], tendo em vista propósitos específicos ligados principalmente à operação do sistema e ao papel da subestação como parte integrante deste.

Outras referências, como [1], definem flexibilidade operacional de forma semelhante à qual Disponibilidade Durante a Manutenção é definida neste trabalho. Entretanto, a definição estabelecida no parágrafo anterior deve ser considerada.

Algumas configurações de barra permitem dividir a subestação em mais de uma parte, entretanto, nesta metodologia, considera-se apenas a divisão da subestação em duas partes.

Abaixo apresenta-se a tabela com os parâmetros considerados para a Flexibilidade Operacional, em que, novamente, os valores de pontuação mais baixos implicam menor flexibilidade operacional e, conseqüentemente, menor o desempenho do sistema. As pontuações mais altas implicam em maior flexibilidade e um sistema mais eficiente em termos de redundância na capacidade de transmissão.

Tabela 3.3: Método de pontuação para configuração de barra segundo o critério de Flexibilidade Operacional

Pontuação	Definição
1	Não é possível dividir
2	Divisão não energizada (apenas com seccionador). Sem flexibilidade
3	Divisão energizada (com disjuntor). Sem flexibilidade
4	Divisão energizada (com disjuntor). Baixa flexibilidade
5	Divisão energizada (com disjuntor). Alta flexibilidade. Manobra com seccionador
6	Divisão energizada (com disjuntor). Alta flexibilidade, manobra com disjuntor.
7	Divisão energizada (com disjuntor). Mais alta flexibilidade, manobra com seccionador

É importante notar que, além da divisão da subestação, a possibilidade de escolher em qual parte da subestação dividida poderá ser conectado cada circuito também aumenta a pontuação da configuração, visto que pode ser interessante em determinados casos escolher em qual parte da subestação deverá ser conectado um determinado circuito.

3.4 Outros Fatores Decisivos na Escolha da Configuração de Barras

Os três parâmetros apresentados nesta metodologia visam simplificar a análise para a escolha da configuração de barramento de uma subestação. É claro que outros fatores devem e são considerados na escolha deste importante quesito técnico, porém, estes fatores não são analisados diretamente na metodologia apresentada. Mesmo assim, abaixo é delineada uma breve descrição dos outros critérios que podem ou devem ser levados em conta nesta escolha de projeto.

- **Facilidade para Expansão:** *“Caracterizada pela capacidade de realizar conexões de novos bays na subestação com o menor número de desligamento possível e com*

interferência mínima nos bays já instalados. ” [1]. Critério importante quando, devido à falta de capital ou outros fatores técnicos, em um primeiro momento não serão conectados à subestação todos os circuitos previstos pelo planejador do sistema. Assim a subestação deve, física e eletricamente, permitir de forma o mais simples possível a conexão de novos circuitos à sua composição, de preferência sem que seja necessária a desenergização de qualquer circuito já conectado à subestação.

- **Simplicidade do Sistema de Proteção:** *“Caracterizada pelo reduzido nível de intertravamento entre os componentes de manobra do pátio e pela ausência ou reduzida necessidade de transferências da atuação da proteção.* ” [1]. Quanto mais simples o sistema de proteção, maiores são as vantagens para o operador e menor são os riscos de falhas nos sistemas que atuam em caso de faltas. Sistemas de proteção complexos, embora muitas vezes necessários, estão mais suscetíveis a riscos devido à má operação ou falha no sistema.
- **Custos de Capital:** O valor total investido para o projeto da subestação (também chamado de CAPEX – *capital expenses*), como por exemplo, mão-de-obra, aquisição de equipamentos, terreno, construção civil, etc. A escolha do barramento também impacta os custos futuros com operação e manutenção da subestação (OPEX – *operational expenses*), visto que a operação da subestação como um todo é impactada pela escolha do barramento. No caso de aquisição de equipamentos, a escolha de determinado arranjo pode diminuir ou aumentar os valores nominais dimensionados para os equipamentos e assim, reduzir o valor total com aquisição dos aparatos. [10]. No caso do projeto civil inicial, a escolha do arranjo impacta seriamente o espaço necessário para construção da subestação [1].
- **Espaço Disponível:** Muitas vezes, embora se possua o capital necessário para aquisição de um grande terreno, a área disponível para o empreendimento da subestação não é suficiente para determinados tipos de configuração. Por exemplo, em grandes centros urbanos, no qual o espaço para uma nova subestação é extremamente limitado, deve-se considerar configurações de barramento que exijam menor número de equipamentos e barramentos. Entretanto, devido às características especificadas para a subestação necessária, algumas configurações de maior desempenho devem ser utilizadas mesmo com o espaço extremamente limitado. Nestes casos é que se faz viável o uso de tecnologias diferentes, como os módulos híbridos de subestação ou mesmo as GIS, que ocupam um espaço até 8 vezes menor que uma subestação convencional.

Além desses, uma série de outros fatores podem ser levados em conta, como por exemplo, o espaço disponível para implementação da subestação e até mesmo estética da obra e segurança dos animais da região. Entretanto, tais fatores não são tratados neste trabalho.

Um nível de detalhamento maior a respeito de todos os critérios e metodologias utilizadas para se definir todos os parâmetros de uma subestação pode ser encontrado em [6] e [1].

Capítulo 4 - Arranjos de Barra, Aplicação da Metodologia e Resultados

Neste capítulo se apresentam os resultados ao se aplicar a metodologia anteriormente apresentada para se obter os parâmetros de desempenho dos principais arranjos de barra encontrados nos sistemas de transmissão do Brasil.

Alguns resultados foram retirados de [9] enquanto outros foram aplicados diretamente pela definição da metodologia, visto que a maioria da bibliografia estrangeira não apresenta necessariamente a avaliação para algumas configuração de barra utilizadas no Brasil.

4.1 Configuração em Barra Simples - BS

A configuração em Barra Simples é a mais básica das configurações de barra e é utilizada principalmente em subestações de pequeno porte, como as do setor de distribuição ou de indústrias privadas para o atendimento de cargas específicas [1]. Um exemplo de aplicação são subestações que atendem indústrias nas quais o desligamento de um circuito da subestação ou eventualmente toda o desligamento total da subestação por um determinado período não impactam seriamente a integridade dos equipamentos ou da operação da planta.

Nos sistemas de alta tensão, é aplicada quase que unicamente nas classes de 72,5 e 145 kV, para atender a cargas conectadas à subtransmissão. Como normalmente o sistema atendido por estas subestações de transmissão são redundantes, ou seja, possuem mais de um caminho alimentando a carga, a perda da subestação nestes casos não é algo que impacta seriamente a operação do sistema de energia e pode ser aceita em alguns casos, visto que o fluxo de potência pode ser conduzido por outros circuitos [6]

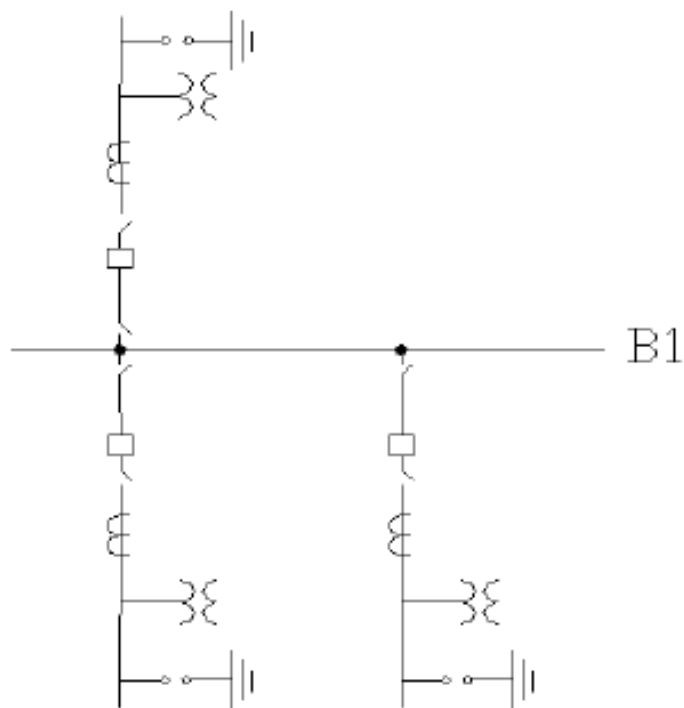


Figura 4.1: Configuração em Barra Simples com 3 circuitos [16].

Esta configuração, ilustrada na figura 4.1, pode ser considerada como a mais econômica dentre todas as configurações de barramento, além de ser a mais simples de ser operada. Entretanto, tais vantagens se fazem em perda de alguns critérios de desempenho.

A segurança fornecida por esta configuração é muito baixa, visto que uma falha primária em seu único barramento ou em uma área do circuito entre o barramento e um disjuntor causa a queda de toda a subestação. Além disso, a manutenção de qualquer equipamento da subestação requer a desconexão da linha que energiza o equipamento enquanto reparos no barramento implicam no desligamento total da subestação [6].

Devido a estas características, esta configuração não é recomendada para subestações que requerem um alto grau de disponibilidade, como as que ligam cargas importantes do sistema ou as que conectam grandes grupos geradores aos circuitos de transmissão.

4.1.1. Segurança no fornecimento de energia

Uma falha no barramento principal, implica no acionamento de todos os disjuntores do arranjo e conseqüentemente um desligamento de toda a subestação, visto que os disjuntores precisam isolar o barramento faltoso do restante do sistema. Além disso, cada circuito é protegido por apenas um disjuntor, o que significa que se houver uma falta primária seguida por uma falha no disjuntor, novamente toda a subestação será desligada.

4.1.2 Disponibilidade para manutenção

A manutenção do único barramento do arranjo exige a desenergização de toda a subestação. Assim, ambientes nos quais muita acumulação de poeira ou outras impurezas no ar e que exigem limpeza constante do barramento não devem utilizar esta configuração, bem como nenhuma outra configuração que tenha apenas um barramento.

A manutenção de uma chave seccionadora do barramento (entre o disjuntor e a barra) também exige o desligamento total da subestação, visto que é necessário desligar o barramento para desenergizar os dois terminais da chave e também porque cada alimentador tem apenas uma chave a ele conectada. Visto que os seccionadores exigem bastante manutenção, isso implica em uma perda da disponibilidade da subestação configurada com este arranjo.

4.1.3 Flexibilidade operacional

Do ponto de vista operacional, esta configuração não apresenta flexibilidade, visto que não é possível dividir a subestação em duas partes. Entretanto, uma série de medidas podem ser tomadas para melhorar este parâmetro, como será visto mais à frente.

[9] apresenta os seguintes resultados aplicando a metodologia a esta configuração:

Tabela 4.1: Resultado da metodologia aplicada a configuração Barra Simples

Critério	Pontuação
Segurança no fornecimento	1
Disponibilidade durante Manutenção	1
Flexibilidade Operacional	1

Existem algumas maneiras de se melhorar o desempenho da configuração Barra Simples. Uma das formas é inserir um seccionador (ou dois seccionadores e um disjuntor) em série com a barra para ‘dividir’ o barramento em duas partes distintas, possibilitando assim a divisão da subestação em duas partes físicas diferentes com a abertura das chaves/disjuntor. Isso aumenta não só a flexibilidade operacional, visto que assim pode-se dividir a subestação em duas partes distintas, mas também a disponibilidade para manutenção, pois a manutenção de um seccionador ligado ao barramento implicará na queda de metade da subestação apenas, já que é possível abrir o seccionador de barra e isolar a metade do barramento no qual o seccionador em manutenção está conectado.

Também é possível inserir um seccionador de *by-pass* nos disjuntores, de forma que, em caso de manutenção deste equipamento, fecha-se a chave de *by-pass* e conecta-se a carga ou linha diretamente no barramento. Este caso, embora reduza a segurança do circuito considerado, visto que se retira o disjuntor relacionado ao Trafo ou linha, aumenta a disponibilidade durante a manutenção, pois não faz mais necessário desligar toda a subestação para a manutenção de um único disjuntor [1].

Outra melhoria é inserir um seccionador entre dois trafos ou duas linhas, assim, caso necessário manutenção em um disjuntor, se fecha o seccionador transversal e temporariamente a proteção é feita por outro disjuntor, como ilustrado no item 3 da figura 4.2, mostrada a seguir.

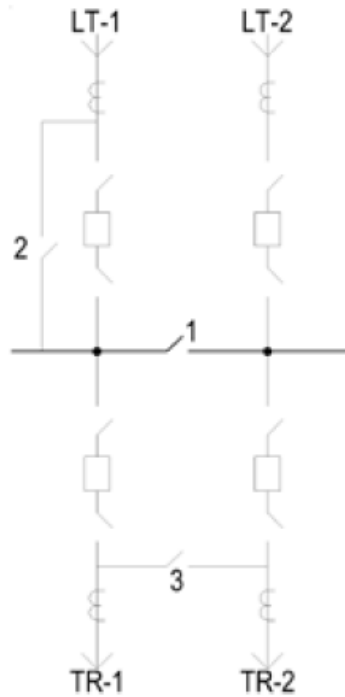


Figura 4.2: Alternativas para configuração de barras: 1 – seccionador de barra; 2 – chave de bypass; 3 – seccionador transversal [1]

4.2 Configuração em Barra Principal e Transferência – BP+T

A Configuração em Barra Principal e Transferência pode ser considerada uma modificação da configuração em Barra Simples. Esta configuração consiste de duas barras, uma chamada barra principal (BP), e outra a barra de transferência (BT). A barra principal, em condições normais de operação, encontra-se energizada e todos os circuitos são alimentados por este barramento, enquanto a barra de transferência normalmente se encontra desenergizada.

Cada vão é formado por um disjuntor e três chaves seccionadoras, exceto o vão de transferência, que liga os dois barramentos por meio de um disjuntor e dois seccionadores sem nenhum circuito a ele associado, como pode ser visualizado na figura 5.3. O disjuntor do bay de transferência em geral se encontra aberto, e só é utilizado quando se necessita energizar o barramento de transferência.

A principal vantagem desta configuração é que se pode retirar um disjuntor para manutenção sem que seja necessária a desenergização do circuito e ainda se mantém a proteção do circuito por meio do disjuntor de *bay* de transferência.

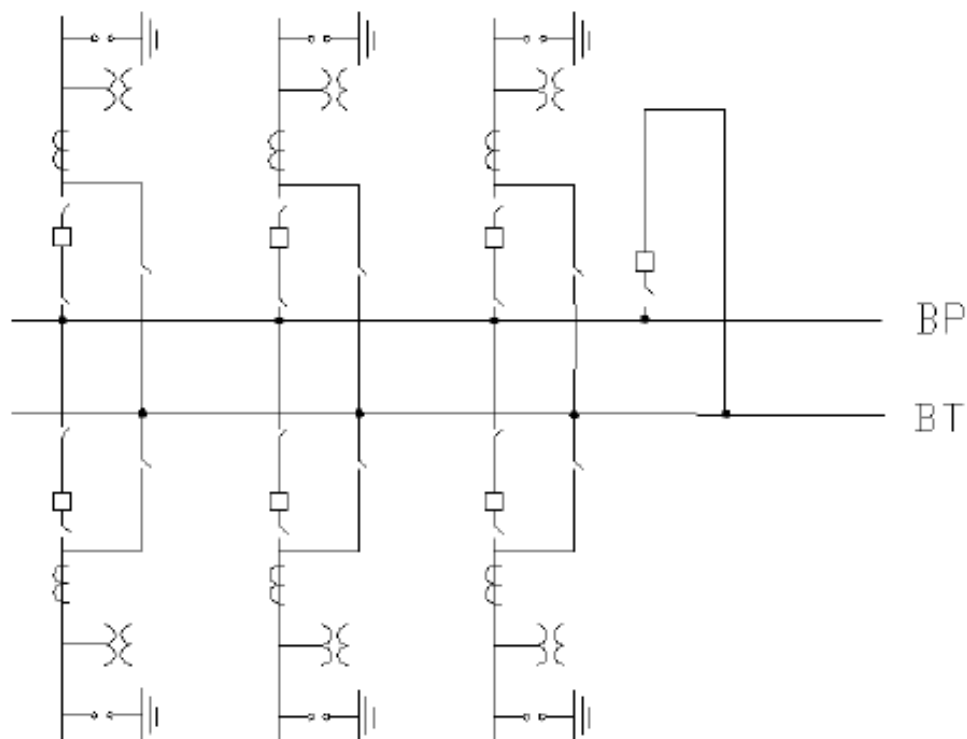


Figura 4.3: Configuração em Barra Principal e Transferência [16]

Em situações de emergência ou manutenção, pode-se, através da chave de *by-pass* e uma sequência de manobras pré-determinadas, transferir a proteção do circuito de entrada ou saída para o disjuntor do *bay* de transferência, que ficará responsável pela proteção do circuito. Assim, pode-se liberar um disjuntor para manutenção.

4.2.1 Segurança no fornecimento de energia

Em condições normais, esta configuração apresenta a mesma funcionalidade de uma configuração Barra Simples, pois uma falha no barramento ou uma falta primária seguida de uma falha de um disjuntor ocasionará a perda de toda a subestação [6].

Em caso de uma falta do lado interno do disjuntor ou no barramento, em que se faz necessário o desligamento de todos os circuitos da subestação, não é possível utilizar as chaves de *by-pass* para conectar os circuitos ao barramento de transferência, o que poderia manter a subestação ligada. Esta manobra não é possível pois não se pode fechar o disjuntor de

transferência em caso de uma falta como essa, o que impossibilita o fechamento das chaves de *by-pass* dos circuitos.

4.2.2 Disponibilidade para manutenção

Uma das vantagens (e a principal) desta configuração em comparação à barra simples é poder retirar um disjuntor para manutenção sem que seja necessário desligar o respectivo circuito e ainda assim manter o circuito protegido por um disjuntor da subestação, no caso, o disjuntor do *bay* de transferência.

Entretanto, apesar da vantagem para manutenção dos disjuntores, para realizar a manutenção de uma seccionadora de barra é necessário desenergizar o barramento ao qual a seccionadora está conectada. Com as chaves de *by-pass*, pode-se manter os circuitos em operação ligados no barramento de transferência, porém esta configuração apresenta maiores riscos para os equipamentos e para o sistema, visto que se retira a proteção dos circuitos correspondentes (o disjuntor deve ser atravessado pelas chaves de *by-pass* dos *bays* de entrada de linha e de transformador). Em muitos casos, como nos sistemas de transmissão, este tipo de manobra e configuração, mesmo apenas em casos de manutenção, deve ser bloqueado na configuração de operação da subestação. Entretanto, caso se trate de uma indústria ou subestação rural de sistemas de distribuição, pode-se escolher operar desta forma para manter a subestação energizada mesmo com o barramento principal desligado. Para evitar maiores riscos aos equipamentos de pátio e ao transformador que se encontram nesta configuração anormal, são inseridos fusíveis ou religadores nas linhas de entrada e saída da subestação, que funcionam como proteção de retaguarda na ausência dos disjuntores [6].

É interessante notar que esta configuração foi projetada para permitir a manutenção de um disjuntor, entretanto, hoje em dia pode-se dizer que ela perdeu seu propósito, visto que a manutenção dos seccionadores é mais frequente que a dos disjuntores. Além disso, ela requer mais espaço disponível para a obra da subestação, o que significa mais custos, para manter um barramento que raramente é utilizado. Estudos afirmam que a barra de transferência fica desenergizada em 95% dos casos, o que pode ser considerado como um ativo ocioso da subestação [1].

4.2.3 Flexibilidade operacional

Com esta configuração, pode-se dividir a subestação em duas partes distintas ao manter o disjuntor do *bay* de transferência aberto e fechar as chaves de *by-pass* de alguns circuitos. Entretanto, para os circuitos ligados ao barramento de transferência diretamente pelas chaves de *by-pass*, não haverá disjuntores e relés de proteção atuando. Assim, pode-se operar com a subestação dividida em duas partes diferentes, porém, novamente, deve-se assumir os riscos ou prever dispositivos extra de proteção.

A flexibilidade de escolha de qual circuito será conectado a qual parte da subestação dividida é relativamente baixa, embora possa-se escolher qual circuito ficará conectado a qual “metade” da subestação por meio das chaves de *by-pass*. Deve-se deixar claro que o objetivo do barramento de transferência não é o de operar constantemente com a subestação dividida, devido a ser necessário utilizar as chaves de *by-pass* e atravessar assim os disjuntores. Entretanto, esta é uma possibilidade existente e, embora incomum, pode ser utilizada dependendo da filosofia de operação do sistema.

Visto que os riscos assumidos para se obter um melhor desempenho desta configuração geralmente não são permitidos em sistemas de transmissão, geralmente deve-se prever que esta configuração seja expandida para uma configuração em barramento duplo a 03 chaves ou a 04 chaves, como será visto mais adiante [1]. Uma discussão mais profunda a respeito dos riscos de se operar em Barra Principal e Transferência com as boas flexibilidade e disponibilidade apresentadas aqui será feita no capítulo final deste trabalho.

Tabela 4.2: Resultado para a configuração BP+T

Critério	Pontuação
Segurança no fornecimento	1
Disponibilidade durante Manutenção	7
Flexibilidade Operacional	5

4.3 Configuração em Barra Dupla com Disjuntor Simples a Três Chaves – BD3

Nesta configuração, formada por dois barramentos principais e, como na configuração Barra Principal e Transferência, conectados por meio de um *bay* de transferência com disjuntor. Com o disjuntor de transferência fechado, cada circuito pode ser conectado a uma das duas barras utilizando-se de chaves seletoras, visto que ambos os barramentos estarão energizados. Cada alimentador é conectado ao barramento por meio de um disjuntor e três chaves seccionadoras, como pode ser visto na figura 5.3, sendo uma chave de entrada do disjuntor e, na saída deste equipamento, as duas chaves seletoras de barra.

Este arranjo permite que todos os circuitos sejam conectados em uma única barra em caso de desenergização programada ou falha no outro barramento, permitindo assim, que se faça a manutenção ou se isole uma falha que venha a ocorrer neste determinado barramento. Porém, a operação normal com o disjuntor de transferência aberto, isto é, com os dois barramentos eletricamente isolados, retira as vantagens desta configuração, pois passa-se a operar com duas partes distintas em configuração barra simples, embora em algumas situações isso possa oferecer vantagens.

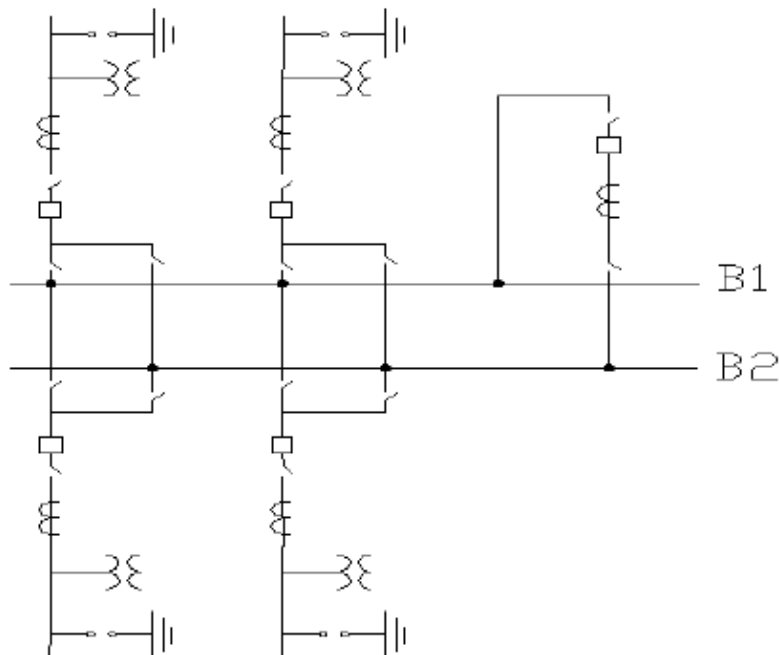


Figura 4.4: Configuração em barra dupla com disjuntor simples a três chaves [16]

Diferentemente da configuração BP+T, ao se conectar os circuitos no outro barramento, a proteção pelos disjuntores é continuada, diferente daquela, na qual a conexão ao barramento alternativo é feita pelas chaves de *by-pass*.

4.3.1 Segurança no fornecimento de energia

Por se tratar de uma configuração que utiliza dois barramentos, uma falta primária não ocasionará a queda de toda a subestação, com exceção de uma falha no disjuntor do *bay* de transferência quando este estiver em uso.

Uma falta em um dos barramentos quando o disjuntor de transferência falha também resultará na queda de toda a subestação.

4.3.2 Disponibilidade para manutenção

Devido a inexistência de chaves de *by-pass*, a manutenção de um seccionador ou disjuntor tem como resultado que a linha de alimentação e o barramento correspondente deverão ser retirados de serviço. Entretanto, todos os demais circuitos podem continuar em operação ligados ao segundo barramento e não há perda da configuração normal, o que diminui os riscos para o sistema [1] [9].

A manutenção do disjuntor de transferência irá dividir a subestação em duas partes distintas. Neste período, ela irá operar como duas subestações separadas, cada qual em configuração Barra Simples [9]. Neste caso, apesar das partes operarem em barra simples, evita-se maiores riscos durante a manutenção, visto que cada circuito continua sendo operado por um disjuntor.

4.3.3 Flexibilidade operacional

Como escrito anteriormente, a subestação pode ser separada em duas partes físicas distintas com a abertura do disjuntor de transferência, o que transforma a subestação em duas subestações Barra Simples. Assim, é dada à subestação maior flexibilidade operacional ao tornar possível a orientação do fluxo de potência de formas distintas através de cada barramento separado.

Além disso, após a separação dos barramentos, as chaves seletoras de barra permitem decidir em qual destas cada circuito será conectado, também aumentando sua flexibilidade quanto ao direcionamento do fluxo de potência em um sistema bastante interconectado.

A divisão da subestação em duas ou a seleção do barramento no qual cada circuito estará conectado podem ser feitas com a subestação completamente energizada [9]. Entretanto, para a seleção de barras com a subestação energizada, os seccionadores seletores devem ser providos de acessórios especiais para a restrição de arco, visto que, neste caso, as chaves deveram operar como interruptores de correntes capacitivas [5].

Aplicando a metodologia apresentada, chega-se na tabela 4.3 apresentada abaixo.

Tabela 4.3: Resultado para Barra Dupla com Disjuntor Simples a Três Chaves

Critério	Pontuação
Segurança no Fornecimento	2
Disponibilidade durante Manutenção	4
Flexibilidade Operacional	5

4.4 Configuração em Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves – BD4

Esta configuração, ilustrada na figura 4.5, pode ser definida como o conjunto união das duas configurações anteriores (BP+T e BD3), pois apresenta dois barramentos aos quais cada circuito é conectado por meio de chaves seletoras de barras, da mesma forma que na configuração BD3, aproveitando-se assim da configuração normal em barra dupla. Além disso, como na configuração BP+T, há uma chave de *by-pass*, em paralelo com o disjuntor, conectando o circuito diretamente a um dos barramentos, que pode ser utilizado como barramento de transferência em caso de emergência ou manutenção do disjuntor.

Esta configuração apresenta vantagens em relação às duas anteriores: Para manutenção de um disjuntor, não é necessário o desligamento do circuito; e para realizar o *by-pass* não se opera com um circuito sem disjuntor, visto que a proteção pode ser feita pelo disjuntor do *bay* de transferência. Não é perdida assim a configuração original e não há a fragilização no sistema encontrada na configuração BP+T.

Esta configuração é muito utilizada no Brasil, em especial nas classes de 138 e 230 kV. Devido ao fato de apenas duas das quatro chaves operarem normalmente abertas em cada *bay*, ela otimiza os investimentos e o espaço utilizado [1].

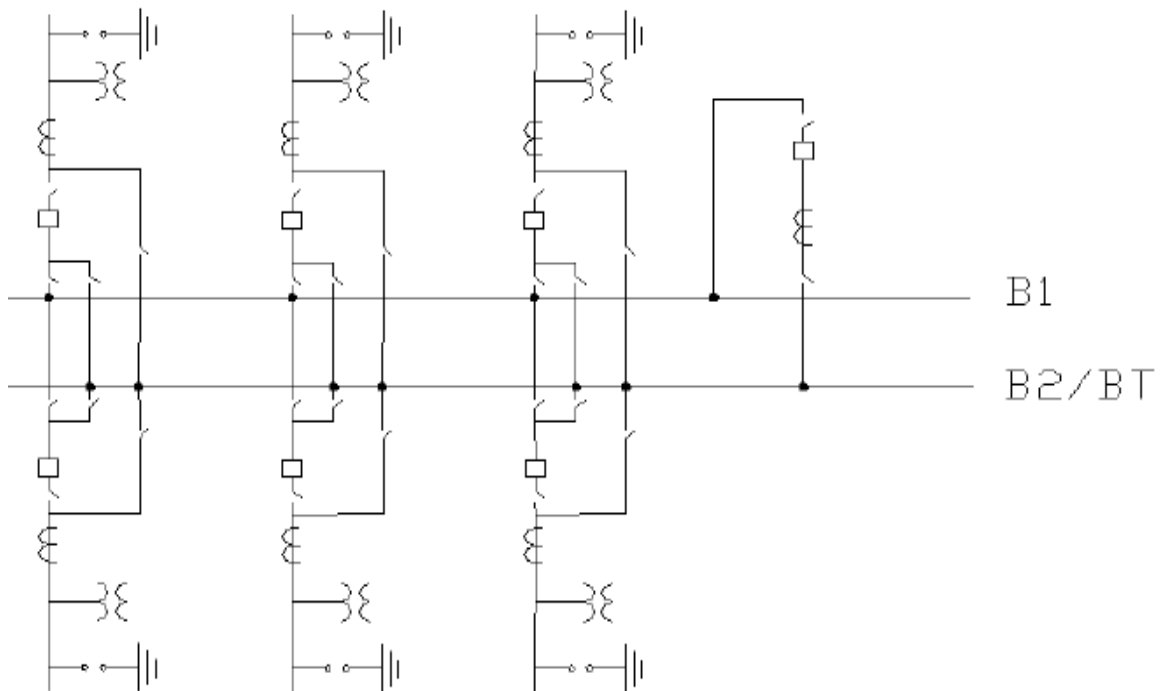


Figura 4.5: Configuração em Barra Dupla a Quatro Chaves [16]

4.4.1 Segurança no fornecimento de energia

A avaliação quanto à segurança é feita da mesma forma que para as duas configurações anteriores. Devido ao barramento duplo, uma falta em um dos barramentos não retira a subestação de operação. Porém, uma falta no barramento, ou seccionador a este ligado, seguida de falha no do disjuntor do vão de transferência deve necessariamente desligar toda a subestação.

4.4.2 Disponibilidade para manutenção

Neste quesito apresenta-se a principal vantagem desta configuração frente às duas anteriores. Devido à inserção da chave de *by-pass* do disjuntor, pode-se retirar este equipamento para manutenção sem que sejam necessários o desligamento do circuito correspondente, como na BD3.

Além disso, a manutenção de um seccionador de barramento, apesar de exigir o desligamento deste barramento, permite que o circuito permaneça em operação ao conectá-lo ao barramento secundário por meio das chaves seletoras de barra. Devido a existência destas chaves seletoras, diferentemente da configuração BP+T, isto pode ser feito sem a perda de configuração da subestação, o que implica na permanência da segurança durante a manutenção e em menores fragilidades ao sistema

4.4.3 Flexibilidade Operacional

A flexibilidade operacional desta configuração pode ser considerada exatamente a mesma que a configuração em BD3, visto que a inclusão das chaves de *by-pass* não altera o desempenho desta configuração em relação a sua capacidade de divisão.

Tabela 4.4: Resultado para configuração BD4

Critério	Pontuação
Segurança no Fornecimento	2
Disponibilidade durante Manutenção	7
Flexibilidade Operacional	5

4.5 Configuração em Anel Simples - AS

Nesta configuração, como pode ser observado na figura 5.6, os quatro circuitos são conectados como um laço elétrico formado pelos equipamentos de pátio da subestação. Cada circuito é conectado entre dois disjuntores o que exige um disjuntor para cada entrada ou saída de linha. Os circuitos de controle e proteção são mais complexos, visto que cada circuito de proteção deve atuar em dois disjuntores, e cada disjuntor é monitorado por dois circuitos de proteção [9] [13].

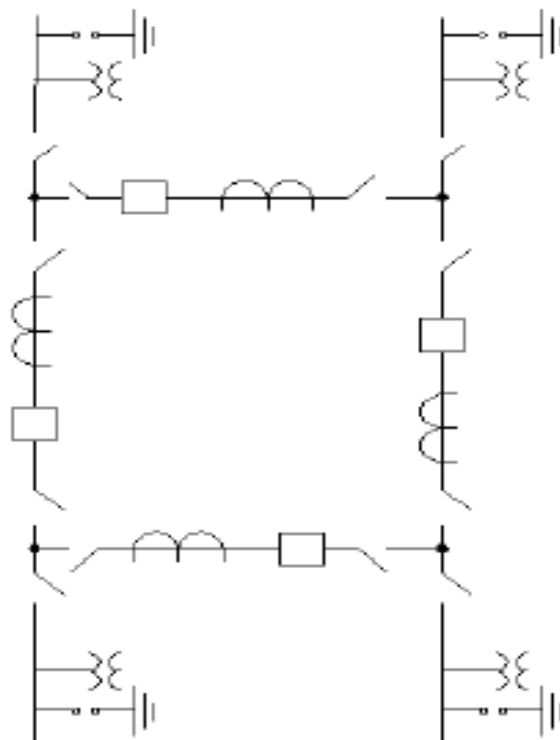


Figura 4.6: Configuração em Anel Simples [16].

O esquema é operado geralmente com todos os disjuntores na posição fechada e o fluxo de potência é igualmente distribuído entre os equipamentos, pois o anel opera como um único nó. Ao abrir dois disjuntores contíguos, pode-se isolar o circuito selecionado sem que se retire de serviço os outros disjuntores.[13]

Esta configuração geralmente é utilizada provisoriamente em subestações nas quais se prevê uma futura expansão, em que, posteriormente, será utilizada a configuração em Disjuntor e Meio, que será vista mais adiante. [9].

É de importância notar que cada disjuntor e equipamento correspondente deve ser dimensionado de maneira a suportar todas as configurações de manobra possível. Por exemplo, no caso da desconexão de um disjuntor, cada disjuntor restante deverá suportar o dobro da corrente a qual normalmente está submetido nos casos de operação típica. Este problema é contornado alternando-se um circuito de entrada com um circuito de saída, dessa forma o valor da corrente máxima que circula em cada ramo será igual o valor das correntes de entrada e saída [14].

4.5.1 Segurança no fornecimento de energia

Devido a configuração deste arranjo, uma eventual falta em um dos circuitos ocasionará a abertura dos dois disjuntores adjacentes, abrindo o anel. Assim, com a abertura dos dois disjuntores, o arranjo da subestação restante se torna uma espécie de Barra Simples. Mesmo assim, uma falta primária não ocasionará a perda de toda a subestação, apenas do alimentador onde se encontra a falta [9].

Uma falta primária seguida de uma falha no disjuntor ocasionará, além da perda do alimentador correspondente, também a perda de um outro circuito.

4.5.2 Disponibilidade para manutenção

Como há dois disjuntores para cada alimentador, é possível retirar qualquer disjuntor para manutenção sem que seja necessário a desconexão do alimentador da subestação.

A manutenção de um seccionador ocasionará o desligamento do circuito correspondente.

Partes do barramento podem ser desenergizadas, entretanto, um alimentador também deverá ser desligado para que isso possa vir a ocorrer. De fato, a manutenção de qualquer elemento do anel ocasionará a abertura do anel, reconfigurando o arranjo original e ocasionando uma diminuição segurança fornecida [13] [9].

4.5.3 Flexibilidade operacional

É possível dividir a subestação em duas partes distintas de várias maneiras, dependendo de quais disjuntores são abertos. Entretanto, dividir a subestação neste caso irá resultar em duas partes com menos de um seccionador por equipamento, o que tornará a subestação muito vulnerável.

Qualquer divisão pode ser feita com a subestação totalmente energizada.

Os resultados quantitativos para a configuração em Anel Simples podem ser observados na tabela 4.5, a seguir.

Tabela 4.5: Resultados para configuração em Anel Simples

Critério	Pontuação
Segurança no Fornecimento	4
Disponibilidade durante Manutenção	6
Flexibilidade Operacional	4

4.6 Configuração em Barra Dupla Disjuntor e Meio - DJM

Nesta configuração, formada por dois barramentos normalmente energizados, cada dois circuitos são conectados por três disjuntores em série e o disjuntor do meio é compartilhado por ambos os circuitos, daí o nome disjuntor e meio. Normalmente é utilizada em subestações que devem estar disponíveis para fornecer grandes quantidades de potência, subestações estas que devem ter grande confiabilidade em permitir a continuidade do serviço. São exemplos dessas subestações as aplicadas nos sistemas de geração ou subestações de sistemas radiais, com poucas interconexões, que acabam por servir todo o fluxo de potência necessário para uma determinada localidade. [13].

Esta configuração é consideravelmente mais custosa que as outras devido ao número de disjuntores por circuito, visto que este é normalmente o produto mais caro entre os equipamentos de pátio e, além de disjuntores a mais é preciso um quantitativo maior de chaves e transformadores de corrente, bem como uma área disponível bem maior. Porém permite um desempenho superior em subestações nas quais a segurança é um fator essencial [1].

Ao escolher esta configuração, deve-se atentar que cada disjuntor deve ser dimensionado de maneira a suportar a corrente de carga combinada de dois circuitos de entrada, visto que não há nenhuma barra de transferência e quando se necessita tirar um disjuntor de serviço, os outros acabam sendo sobrecarregados [13]. Também pode-se notar que, para desligar uma linha ou

transformador, sempre se faz necessária a abertura de dois disjuntores, associados ao circuito da linha ou trafo [14].

Uma ilustração da configuração disjuntor e meio pode ser vista na figura a seguir.

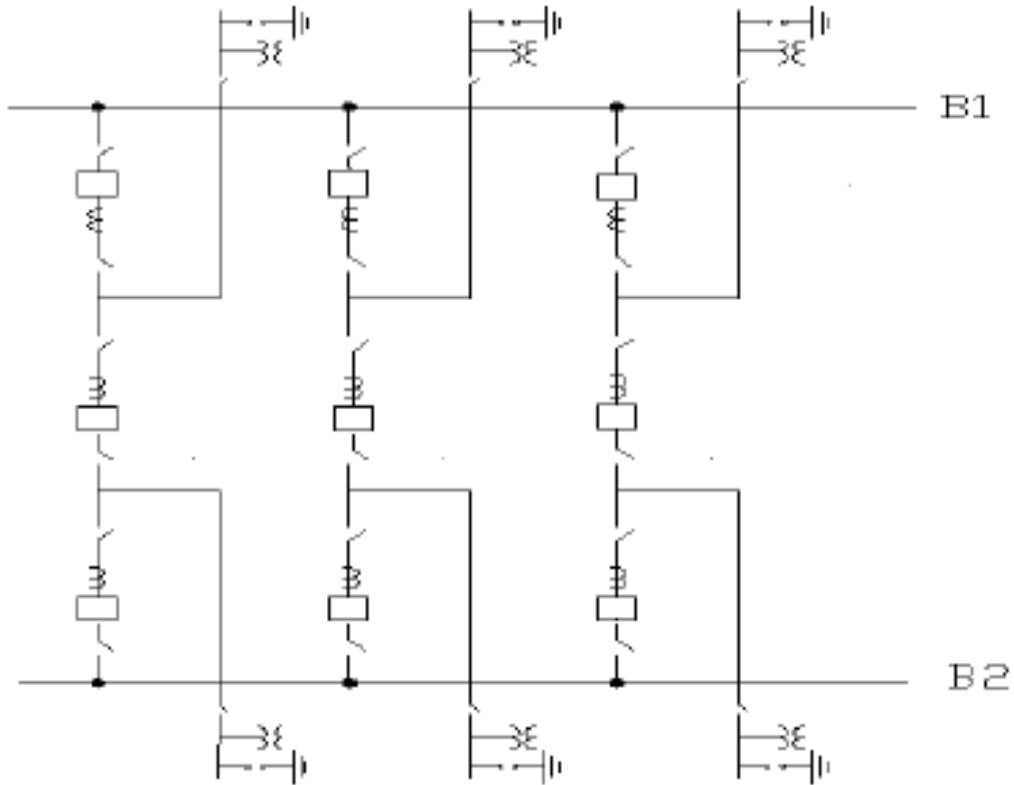


Figura 4.7: Configuração em Barra Dupla com Disjuntor e Meio [16]

Outra possibilidade bastante satisfatória ao se aplicar esta configuração é a possibilidade de se adicionar um novo *bay* à subestação com esta completamente energizada, o que aumenta sua disponibilidade a níveis muito mais elevados que de outrassubestações com configurações diferentes.

4.6.1 Segurança no fornecimento de energia

Devido a sua configuração com dois barramentos e arranjada de uma forma que torna o disjuntor central compartilhado entre os dois circuitos (de entrada e saída) e mais um disjuntor para cada circuito de entrada (alimentador), uma falta primária não causará a queda de toda a

subestação mas apenas a saída de uma linha ou de um barramento sem a perda de nenhum alimentador.

Se a falta for em um dos barramentos, pode-se abrir todos os disjuntores conectados a este barramento, isolando a falta sem que seja necessária a desenergização de nenhum circuito. Um caso de contingência dupla em que seja necessária o desligamento dos dois barramentos também não ocasiona saída de nenhum circuito, visto que os circuitos de entrada e saída de linha podem continuar conectados pelo disjuntor central [1]

Entretanto, uma falta no disjuntor central ocasionará a saída dos dois circuitos a ele conectados, no caso, o circuito de linha e do transformador associados a este disjuntor.

Uma falta primária quando a operação de um disjuntor falha irá ocasionar, na pior das hipóteses, na saída de um circuito adicional, mas nunca a saída de toda a subestação [9].

4.6.2 Disponibilidade durante a manutenção

Na configuração DJM, por haver dois disjuntores associados a cada circuito, pode-se retirar um disjuntor para manutenção sem que seja necessário retirar de operação circuito algum.

Como nos outros casos, a manutenção de um seccionador da barra deverá ocasionar a saída de operação da barra correspondente. Entretanto, mesmo com a saída da barra, os circuitos de entrada e saída de linha podem continuar em operação, visto que podem continuar conectados ao outro barramento [9]. Entretanto, como em todas as configurações, para manutenção de um seccionador de entrada de linha ou adjunto ao transformador, o circuito correspondente deverá ser desligado.

Outra vantagem adicional desta configuração é a possibilidade de se retirar os dois barramento de operação ao mesmo tempo, para limpeza ou manutenção, sem que seja necessário desenergizar qualquer circuito [1][6]. Embora a configuração original seja perdida, essa possibilidade pode em alguns casos se apresentar como uma notável vantagem.

4.6.3 Flexibilidade operacional

Para divisão da subestação em duas partes distintas, pode-se abrir todos os disjuntores centrais e obter, assim, duas partes distintas operando como barra simples. Entretanto, não é possível neste caso escolher qual circuito ficará conectado a qual barramento.

Esta divisão, por transformar uma parte operando como DJM em duas partes operando em BS, pode ser vista como uma alternativa a casos emergenciais e momentâneos, visto que torna uma subestação inicialmente custosa e com alto desempenho em duas partes distintas com pouca confiabilidade cada. Assim, se longos períodos de divisão da subestação são necessários, deve-se analisar se a configuração DJM é a mais viável [9].

A tabela 4.6 abaixo mostra a pontuação dada a esta configuração segundo a metodologia:

Tabela 4.6: Avaliação para configuração DJM

Critério	Pontuação
Segurança no Fornecimento	5
Disponibilidade durante Manutenção	6
Flexibilidade Operacional	4

Capítulo 5 - Discussões Finais e Conclusão

Após a aplicação da metodologia individualmente para cada configuração, pode-se apresentar a seguinte tabela na qual se resume os resultados obtidos.

Tabela 6.1: Resultado resumido para a aplicação da metodologia às 06 configurações de barra consideradas

Critério	BS	BP+T	BD3	BD4	AS	DJM
Segurança no Fornecimento	1	1	2	2	4	5
Disponibilidade durante Manutenção	1	7	4	7	6	6
Flexibilidade Operacional	1	5	5	5	4	4

É interessante notar que a configuração BP+T, por ser uma configuração relativamente simples, obteve pontuações relativamente altas se comparadas aos arranjos BD3 e BD4. Isso ocorre provavelmente devido à uma limitação na metodologia, que não considera os riscos assumidos ao se operar com os disjuntores de entrada e saída atravessados pelas chaves de *bypass*. Em muitos casos, principalmente em subestações com maior capacidade e equipamentos mais caros, esta configuração é bloqueada pelo sistema de operação. Entretanto, a metodologia apresentada simplesmente avalia os critérios conforme apresentados e uma configuração pode aparentar ser mais eficiente do que o considerado usualmente pelos agentes do setor elétrico.

Esta certa limitação na metodologia também pode ser percebida nos outros arranjos, como por exemplo na configuração em Anel Simples, em que, com intuito de dividir a subestação, deixa-se apenas um disjuntor para proteger dois circuitos, ou seja, um disjuntor para duas zonas de proteção. Neste caso, se houver contingência na subestação, deve-se desligar o outro lado da linha de transmissão correspondente, situação que apresenta um maior risco ao sistema e que não é avaliada no método de pontuação aqui apresentado.

Entretanto, como são muitos critérios e como o objetivo do método é simplificar a análise, seria pouco provável que não trouxesse certas limitações.

Outro ponto a ser discutido é que a simples comparação entre os pontos dos diferentes arranjos dificilmente pode fornecer uma base sólida para escolha da configuração de barra, embora auxilie muito. O ideal, como a própria bibliografia sugere, é que se classifique a subestação como uma dentre as três seguintes categorias: subestação de geração; subestação de chaveamento; e subestação de transformação. Em seguida, pode-se definir diferentes pesos para cada um dos três critérios da metodologia de acordo com as três categorias. Assim, a escolha do arranjo de barras fica também atrelada não só ao desempenho da subestação em si, mas também ao seu papel dentro do sistema de potência.

Como exemplo, para uma subestação de geração com alta capacidade e que deve fornecer energia ao sistema durante o maior período possível, o critério de Segurança no Fornecimento deve ter um peso maior que os outros dois critérios. Da mesma forma, uma subestação de manobra, extremamente ramificada e com vários circuitos a ela conectados, deve prover um elevado grau de redundância ao sistema e, por isso, o critério de Flexibilidade Operacional pode provavelmente ter um peso maior.

Por fim, pode-se afirmar que a classificação encontrada nesta metodologia e resumida na tabela 6.2, de certa forma, justifica a exigência dos critérios de configuração e barras por parte do ONS no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [1], conforme tabela abaixo:

Tabela 6.2: Exigência mínima de configuração de barras segundo os Procedimentos de Rede do ONS [15]

Classe de Tensão (kV)	BS	BP+T	BD4	AS	DJM
69	X	X			
138	X	x	X		
230		x	X		
345			X	X	X
500				X	X
750					x

Nestes requisitos, quanto maior a classe de tensão, maior as exigências quanto a segurança no fornecimento e disponibilidade, por isso as configurações que apresentam maior

critério sobressaem nas classes de tensão maior, enquanto as que possuem desempenho mais baixo nestes quesitos, mas possuem flexibilidade operacional maior, se sobressaem nas classes de tensão menor.

É de se observar que o submódulo 2.3 do ONS [15] não possui flexibilidade quanto a exigência proposta da configuração de barra para cada classe de tensão, mas muito ainda pode ser feito e muitas novas metodologias têm surgido com o intuito de mostrar que as escolhas de configuração de barra podem ser outras que não as exigidas neste documento do ONS. Faz-se importante, portanto, o estudo contínuo das configurações de barra, juntamente com as novas tecnologias de equipamentos em evolução atualmente, para que a escolha dessa importante definição técnica possa se tornar mais flexível, trazendo eventualmente maiores retornos aos investidores do setor elétrico e ao público consumidor em geral.

Referências Bibliográficas

- [1] FRONTIN, SÉRGIO O. (Org) *Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Novas Tecnologias*. Brasília: Goya, 2013.
- [2] STEVENSON, WILLIAM D. *Elementos de Análise de Sistemas de Potência* 2. Ed., São Paulo: McGraw-Hill, 1986.
- [3] SCHNEIDER ELECTRIC *Programa de Formação Técnica Continuada: Os Efeitos dos Curto-Circuitos* Disponível em < https://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/tema2_efeitos.pdf> Acesso em 27 de maio 2017.
- [4] ELGERD, OLLE I. *Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica* São Paulo: McGraw-Hill, 1976.
- [5] SIEMENS ENERGY SECTOR *Power Engineering Guide* 7th Ed. Disponível em: < https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/energytopics/power%20engineering%20guide/PEG_70_KAP_03.pdf> Acesso em 18 de maio 2017.
- [6] MACDONALD, JOHN D. (Org) *Electric Power Substations Engineering* New York: CRC Press, 2003.
- [7] MAMEDE FILHO, JOÃO *Manual de Equipamentos Elétricos* 4. Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.
- [8] CIGRÉ WORKING GROUP A3.06 *Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment: Part 2 - Reliability of High Voltage SF6 Circuit Breakers* Cigré, 2012.
- [9] CIGRÉ WORKING GROUP B3/C1/C2.14 *585 Circuit Configuration Optimization* Cigré, 2014.
- [10] CIGRÉ WORKING GROUP B3.15 *354 Guidelines to Cost Reduction of Air Insulated Substations* Cigré, 2008.
- [11] CIGRÉ WORKING GROUP A3.06 *Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment: Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches* Cigré, 2012.
- [12] HINRICHSEN, VOLKER *Metal-Oxide Surge Arresters in High-Voltage Power Systems* 3th Ed. Berlin: Siemens AG, 2011.
- [13] IEEE POWER ENERGY SOCIETY *Guide for Bus Design in Air Insulated Substations* New York: IEEE, 2010.

[14] D'AJUZ, ARY *et al.* *Equipamentos Elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão*. Rio de Janeiro: Furnas, 1985

[15] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA *Submódulo 2.3 Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos* Disponível em: < <http://www.ons.org.br> > Acesso em 18 de maio 2017.

[16] VIOLIN, AIRTON *Índice para classificação de barras de subestações*, Itajubá: UNIFEI, 2003.