



Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica

LUCAS SENA ZUZA

PROJETO E ESPECIFICAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO SUBTERRÂNEA

Uberlândia

2019

LUCAS SENA ZUZA

PROJETO E ESPECIFICAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO SUBTERRÂNEA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito para obtenção do Bacharelado em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende

Uberlândia

2019

PROJETO E ESPECIFICAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO SUBTERRÂNEA

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Uberlândia, *campus* Santa Mônica, pela banca examinadora formada por:

Uberlândia, 5 de Julho de 2019.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende

Prof. Dr. Antônio Carlos Delaiba

Prof. Dr. Hélder de Paula

“ Sábio é o ser humano que tem coragem de ir diante do espelho da sua alma para reconhecer seus erros e fracassos e utilizá-los para plantar as mais belas sementes no terreno de sua inteligência. ”

Augusto Cury

RESUMO

As subestações são as responsáveis por transformar os níveis de tensão da rede elétrica, deixando-a num nível seguro e que se possa usá-la nas residências e em indústrias. Em áreas com densidade de carga muito elevada, como em grandes centros residenciais e comerciais, se faz necessário o uso de subestações subterrâneas em vez das aéreas. Entre as grandes vantagens dessas em relação as subestações aéreas temos: proteção contra tempestades e fenômenos naturais, resultando em menores custos com manutenção; melhor aproveitamento do ambiente onde a subestação subterrânea é instalada; melhor integração do meio ambiente, pois não há necessidade de podas de árvores. Este Trabalho de Conclusão de Curso abordará os aspectos fundamentais das subestações, seus equipamentos, arranjos, dimensionamento e as principais vantagens das subestações subterrâneas em relação as aéreas.

Palavras-chave: Subestações Subterrâneas, ABB

ABSTRACT

The substations are responsible for transforming the voltage levels of the electrical network, leaving it at a safe level and that can be used in industrial residences. In areas with very high load density, such as in large residential and commercial centers, it is necessary to use underground substations instead of aerial ones. Among the great advantages of these in relation to the aerial substations we have: protection against storms and natural phenomena, resulting in lower costs with maintenance; best use of the environment where the Underground Substation is installed; better integration of the environment, since there is no need to prune trees. This undergraduate thesis will address fundamental aspects of substations, their equipment, arrangements, sizing and the main advantages of underground substations in relation to the aerial.

Keywords: Underground Substations, ABB

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2-1 Triângulo de potências.....	18
Figura 3-1 Subestação aérea.....	20
Figura 3-2 Subestação subterrânea.....	21
Figura 3-3 Caminho percorrido pela energia.....	22
Figura 4-1 Diagrama de uma rede radial sem recurso.....	26
Figura 4-2 Diagrama de uma rede radial com recurso.....	26
Figura 4-3 Diagrama de uma rede em anel.....	27
Figura 4-4 Diagrama de uma rede radial com o primário seletivo.....	28
Figura 4-5 Diagrama de uma rede network.....	28
Figura 4-6 Diagrama de uma rede spot-network.....	29
Figura 4-7 Diagrama de uma rede híbrida.....	30
Figura 5-1 Bay de entrada de uma subestação.....	31
Figura 5-2 Para-raios de óxido de zinco (ZnO).....	33
Figura 5-3 Forma de onda típica de uma descarga atmosférica.....	34
Figura 5-4 Transformador de potencial fonte ABB.....	36
Figura 5-5 Chave seccionadora manual isolada a ar.....	37
Figura 5-6 Transformador de corrente da ABB.....	39
Figura 5-7 Disjuntor de média tensão extraível ABB.....	40
Figura 5-8 Disjuntor caixa moldada ABB.....	41
Figura 5-9 Disjuntor caixa aberta ABB.....	42
Figura 5-10 Disjuntor tripolar a vácuo da ABB.....	43
Figura 5-11 Relé eletrônico ABB.....	44
Figura 5-12 Esquema de proteção fonte ABB.....	45
Figura 5-13 Transformador de potência a seco da ABB.....	47
Figura 5-14 Tipos de condutores elétricos.....	50
Figura 5-15 Cabo de alta tensão.....	51
Figura 5-16 Métodos de instalação.....	54
Figura 5-17 Tabela, para os métodos de referência E, F e G para condutores utilizando isolação EPR ou XLPE.....	57
Figura 5-18 Seção do condutor neutro.....	58
Figura 5-19 Seção mínima do condutor de proteção.....	58

Figura 5-20 Métodos de referência para média tensão.....	60
Figura 5-21 Seção dos cabos unipolares e multipolares, condutor de cobre, isolamento XLPE, EPR.....	61
Figura 6-1 Subestação a ser projetada.....	62
Figura 6-2 Tela de trabalho do software ABB DOC.....	63
Figura 6-3 Diagrama do para-raios.....	64
Figura 6-4 Descarregadores tipo 3EK4 típicos para tensões de sistema em conformidade com a norma IEC 60099-4, 2014.	65
Figura 6-5 Transformador de potência.....	66
Figura 6-6 Transformador à seco, 1000.0kVA 23.1/0.38kV CST IP-00 NA.....	68
Figura 6-7 Disjuntor de média tensão.	68
Figura 6-8 Disjuntor HD4/S 17.....	69
Figura 6-9 Disjuntor de baixa tensão.....	70
Figura 6-10 Disjuntor de baixa tensão Tmáx T7 S.....	71
Figura 6-11 Coordenação dos disjuntores.	72
Figura 6-12 Chave seccionadora 1	73
Figura 6-13 Chave seccionadora GSec/T1 isolado a gás SF6.....	74
Figura 6-14 Chave seccionadora 2.....	74
Figura 6-15 Cabines projetadas divididas por seções de 1 a 4.....	78
Figura 6-16 Cabine DRS ABB.....	79
Figura 6-17 Cabine SDS ABB.....	81
Figura 6-18 Cabine SBS ABB.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
DRS	<i>Riser with measurement</i>
EPR	<i>Ethylene Propylene Rubber</i>
F_p	Fator de potência
ICU	<i>Rated ultimate short-circuit breaking capacity</i>
ICS	<i>Rated service short-circuit breaking capacity</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
I_l	Corrente de Linha
I_M	Corrente Média
I_n	Corrente de descarga nominal
I_p	Corrente no Primário
I_s	Corrente no Secundário
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
K	Relação de transformação
MCOV	Máxima tensão contínua de operação
MT	Média Tensão
NA	Normalmente Aberta
NBI	Tensão de impulso suportável
NBR	Norma Técnica Brasileira
ND	Norma de Distribuição
NM	Norma MERCOSUL
N_p	Número de espiras no lado primário do transformador
NPIA	Nível de proteção do para-raios para impulso atmosférico
NPIM	Nível de proteção do para-raios para impulso de manobra

N_s	Número de espiras no lado secundário do transformador
P	Potência ativa
PVC	<i>Polyvinyl Chloride</i>
Q	Potência reativa
RTC	Relação de transformação do TC
S	Potência aparente
SBS	<i>Coupler with circuit-breaker and switch-disconnector</i>
SDS	<i>Coupler with switch-disconnector</i>
SE	Subestações
SF6	<i>Sulfur Hexafluoride</i>
S_n	Potência nominal do transformador
SiC	<i>Silicon Carbide</i>
SPDA	Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas
TAFI	Tensão suportável a frequência industrial
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
TSNIA	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico
TSNIM	Tensão suportável nominal de impulso de manobra
TOV	Máxima tensão sob frequência industrial
U_m	Tensão nominal
U_{ff}	Tensão fase-fase
VA	Volt-ampère
VAR	Volt-ampère-reativo
<i>V_{efi ca}</i>	Tensão eficaz
V_L	Tensão de linha
V_m	Tensão média
V_p	Tensão primária
V_s	Tensão secundária
XLPE	<i>Cross-Linked Polyethylene</i>
ZnO	<i>Zinc oxide</i>

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 Tensões usuais em sistemas de potência.	23
Tabela 5-1 Classes de exatidão dos TP's.....	36
Tabela 5-2 Fatores de sobretensão e grupos de ligação dos TP's.	37
Tabela 5-3 Corrente nominal e RTC nominal.	39
Tabela 5-4 Funções ANSI (Relés).....	44
Tabela 5-5 Comparativo entre PVC, XLPE e EPR.	51
Tabela 5-6 Classes de encordoamento.....	52
Tabela 5-7 Temperaturas características dos condutores.	53
Tabela 5-8 Fator de correção de temperatura (k1).	55
Tabela 5-9 Fatores de correção para agrupamento de circuitos (k2).....	56
Tabela 5-10 Fatores de correção para resistividade térmica do Solo (k3).....	57
Tabela 5-11 Buchas de tensão secundária.	59
Tabela 5-12 Buchas de tensão secundária.	59
Tabela 5-13 Condutores de cobre classe 15 kV padronizados instalação em trifólio.	61
Tabela 6-1 Dados de entrada da subestação.	62
Tabela 6-2 Dados da carga trifásica.	63
Tabela 6-3 Dados técnicos gerais relativos ao descarregador tipo 3EK4.....	65
Tabela 6-4 Dados técnicos gerais relativos a cabine DRS ABB.	80

SUMÁRIO

RESUMO	4
ABSTRACT	5
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	6
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	8
LISTA DE TABELAS	10
1. INTRODUÇÃO.....	14
2. REVISÃO TEÓRICA	15
2.1 Potência em regime permanente	15
2.1.1 Potência instantânea.....	15
2.1.2 Fator de potência.....	16
2.1.3 Potência ativa	16
2.1.4 Potência reativa.....	17
2.1.5 Potência aparente	17
2.1.6 Triângulo de potências.....	18
2.2 Conceitos de subestações	18
3. SUBESTAÇÕES	20
3.1 Classificação quanto à função.....	21
3.1.1 Subestações transformadoras.....	21
3.1.2 Subestações transmissoras	22
3.1.3 Subestação de controle e manobra.....	22
3.2 Classificação quanto ao nível de tensão.....	23
3.3 Classificação quanto ao tipo de instalação.....	23
3.3.1 Subestação externa.....	23
3.3.2 Subestação abrigada.....	24
4. REDES SUBTERRÂNEAS	25
4.1 Configuração de redes subterrâneas	25
4.1.1 Sistema radial sem recurso	25
4.1.2 Sistema radial com recurso.....	26
4.1.3 Sistema radial em anel aberto ou fechado	27
4.1.4 Sistema radial com o primário seletivo	27
4.1.5 Sistema reticulado simples (<i>network</i>).....	28

4.1.6	Sistema reticulado dedicado (<i>spot-network</i>).....	29
4.1.7	Sistema híbrido	30
5.	EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO ABRIGADA	31
5.	<i>BAY</i> DE ENTRADA.....	31
5.1.1	Para-raios	31
5.1.1.1	Tensão nominal e máxima tensão de operação contínua	33
5.1.1.2	Tensão nominal e máxima tensão de operação contínua	34
5.1.1.3	Corrente de descarga nominal	34
5.1.1.4	Verificação das margens de proteção.....	35
5.1.2	Transformador de potencial	35
5.1.3	Chave seccionadora	37
5.1.3.1	Chaves seccionadoras simples	37
5.1.3.2	Chaves de aterramento	38
5.1.3.3	Chaves de operação com carga	38
5.1.4	Transformadores de corrente	38
5.1.5	Disjuntores	40
5.1.5.1	Disjuntores de baixa tensão.....	41
5.1.5.2	Disjuntores de média tensão.....	42
5.1.6	Relés de proteção	43
5.2	<i>BAY</i> DE TRANSFORMAÇÃO.....	46
5.2.1	Transformador de potência	46
5.2.2	Resistor de aterramento	49
5.3	CONDUTORES ELÉTRICOS	50
5.3.1	Condutores elétricos na baixa tensão.....	52
5.3.2	Condutores elétricos na média tensão.....	59
6.	PROJETO DE UMA SUBESTAÇÃO SUBTERRÂNEA	62
6.4	<i>Software</i> ABB DOC	63
6.5	Especificação do para-raios.....	64
6.6	Especificação dos transformador	66
6.7	Especificação do disjuntor de média tensão.....	68
6.8	Especificação do disjuntor na baixa tensão.....	70
6.9	Coordenação dos disjuntores.....	71
6.10	Chave seccionadora 1	73

6.11	Chave seccionadora 2.....	74
6.12	Especificação dos TC's e TP's.....	75
6.12.1	Especificação dos TC's na média tensão	75
6.12.2	Especificação dos TC's na baixa tensão	75
6.13	Especificação dos condutores da baixa tensão	75
6.14	Especificação dos condutores da média tensão.....	77
6.15	Especificação das cabines	78
6.15.1	Cabines 1 e 3	79
6.15.2	Cabine 2.....	80
6.15.3	Cabine 4.....	81
7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84

1. INTRODUÇÃO

É no atual cenário de metrópoles e megalópoles, com o aumento progressivo da demanda energética, que emergem as discussões acerca dos modelos de distribuição de energia. As redes de distribuição são estruturas essenciais para assegurar a segurança, qualidade e o acesso à energia elétrica. Com isso, as redes elétricas subterrâneas se tornaram uma opção economicamente justificável nas grandes cidades, pois além de contribuir com a escassez de espaço físico e questões urbanísticas, esse modelo protege os sistemas de distribuição de intempéries.

Uma subestação elétrica consiste em uma instalação de um conjunto de equipamentos utilizados para manobrar, transformar e eventualmente compensar reativos. As subestações podem ser classificadas de acordo com sua função (elevadora, abaixadora), nível de tensão (alta tensão, extra alta tensão), tipo de instalação (céu aberto, abrigada).

Com o avanço tecnológico dos últimos anos, o custo dessas subestações foi reduzido, o que ajudou a torná-las mais populares. Cabe destacar que, embora o custo de instalação ainda seja mais elevado que o das subestações aéreas, a manutenção de sistemas subterrâneos é menos dispendiosa por serem instalações abrigadas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEL) é o órgão responsável por estabelecer requisitos técnicos para a implantação de redes subterrâneas no Brasil.

Nesse contexto, o foco desse trabalho será nas subestações subterrâneas, que são subestações abrigadas que podem consistir de cabines metálicas isoladas a em óleo ou em gás hexafluoreto de enxofre (SF₆). Outro aspecto abordado, serão os arranjos dessas subestações, os equipamentos utilizados na sua montagem e um pouco sobre as redes de distribuição subterrâneas.

2. REVISÃO TEÓRICA

2.1 Potência em regime permanente

A potência que é transferida entre uma carga bipolar e uma fonte é definida pelo produto entre tensão e corrente, tanto para sistemas de corrente contínua (CC), quanto para de corrente alternada (CA). Em circuitos CA que possuem cargas indutivas ou resistivas, há defasagem entre corrente e então, portanto surgem os conceitos de potência reativa (Q), potência ativa (P) e aparente (S) (NAHVI; EDMINISTER, 2005).

Se considerarmos um circuito monofásico senoidal, com tensão e corrente em regime permanente. A potência instantânea, absorvida por uma carga, é dada pelo produto dos valores instantâneos da tensão pela corrente, respectivamente representados nas equações (1) e (2). (OLIVEIRA *et al.*, 2000).

$$v(t) = V_M \cos(\omega t + \theta_v) \quad (1)$$

$$i(t) = I_M \cos(\omega t + \theta_i) \quad (2)$$

Onde,

V_M é a tensão média;

θ_v é o ângulo inicial da tensão;

I_M é a corrente média;

θ_i é o ângulo inicial da corrente.

2.1.1 Potência instantânea

A potência instantânea é obtida fazendo $p(t) = v(t) \cdot i(t)$, ou seja, se considerarmos as equações (1) e (2) temos que:

$$p(t) = V_M I_M \cos(\omega t + \theta_v) \cdot \cos(\omega t + \theta_i) \quad (3)$$

Aplicando a identidade trigonométrica, temos que:

$$p(t) = \frac{V_M I_M}{2} [\cos(\theta_v - \theta_i) + \cos(2\omega t + (\theta_v + \theta_i))] \quad (4)$$

Os valores eficazes da tensão e corrente, respectivamente, estão relacionados da seguinte forma:

$$V = \frac{V_M}{\sqrt{2}} \quad (5)$$

$$I = \frac{I_M}{\sqrt{2}} \quad (6)$$

É importante salientar que o primeiro termo da equação (4) não depende do tempo, é uma constante. Já o segundo termo é uma função cosseno, e a média de uma função cosseno sobre um período completo ou um número inteiro de períodos é zero, portanto esse termo na maioria das vezes desaparece (IRWIN, 2000).

Simplificando a equação (4), tem-se:

$$p(t) = V \cdot I \cdot \cos \phi + V \cdot I \cdot \cos(2\omega t + \theta_v + \theta_i) \quad (7)$$

2.1.2 Fator de potência

O fator de potência (fp), indica a eficiência que a energia está sendo utilizada (IRWIN, 2000). Em cargas trifásicas equilibradas é o cosseno do ângulo de defasagem (ϕ) entre a tensão e a corrente em uma mesma fase. Já em cargas desequilibradas é definido como a razão da potência média pela potência aparente (OLIVEIRA *et al.*, 2000). Por isso:

$$fp = \frac{P}{V_{RMS} \cdot I_{RMS}} = \cos(\theta_v - \theta_i) = \cos \phi \quad (8)$$

Onde,

ϕ : é o ângulo de fase de impedância da carga, para o caso senoidal.

2.1.3 Potência ativa

Para se obter o valor médio de potência dissipada em uma resistência, é obtido integrando-se a função sobre um período e dividindo-se o resultado pelo período (IRWIN, 2000). A potência ativa (P), também conhecida como média, é a potência que produz trabalho sobre a carga e sua unidade é em Watts (W) (OLIVEIRA *et al.*, 2000). Pode ser calculada da seguinte forma em sistemas monofásicos, para circuitos puramente resistivos:

$$P = \frac{1}{2} \cdot V_M \cdot I_M \cdot \cos(\theta_v - \theta_i) \quad (9)$$

E a potência média:

$$P = \frac{1}{2} V_M \cdot I_M \quad (10)$$

Em sistemas trifásicos simétricos e equilibrados, com carga equilibrada, a potência ativa fornecida à carga é dada pelo produto entre $\sqrt{3}$, tensão de linha (V_L), corrente de linha (I_L), fator de potência (ϕ) (OLIVEIRA *et al.*, 2000).

$$P = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos\phi \quad (11)$$

2.1.4 Potência reativa

A potência reativa (Q) é a porção da potência aparente fornecida ao circuito. É representada pelo produto $V \cdot I \cdot \text{sen}\phi$. A unidade é volt-ampère-reactivo (VAR) (NAHVI; EDMINISTER, 2005). Em um sistema monofásico é dado por:

$$Q = V \cdot I \cdot \text{sen}\phi \quad (12)$$

Já a potência reativa fornecida à carga em sistemas trifásicos simétricos e equilibrados, com carga equilibrada, compõe-se pelo produto de $\sqrt{3}$ pela tensão de linha (V_L) pela corrente de linha (I_L), pelo seno do ângulo de defasagem (ϕ) entre a tensão e a corrente de fase (OLIVEIRA *et al.*, 2000).

$$Q = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \text{sen}\phi \quad (13)$$

2.1.5 Potência aparente

A potência aparente S é o resultado do produto da corrente e tensão do circuito, sendo sua unidade o volt-ampère (VA) (NAHVI; EDMINISTER, 2005). Pode ser calculada pela seguinte Equação:

$$S = V \cdot I \quad (14)$$

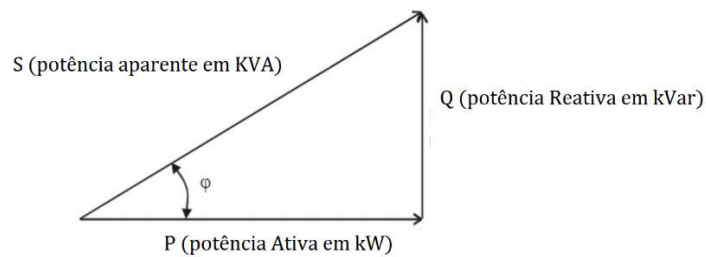
Nos sistemas trifásicos simétricos e equilibrados, com carga equilibrada, a potência aparente fornecida à carga é dada pelo produto da tensão de linha (VL) pela corrente de linha (IL) e por $\sqrt{3}$ (OLIVEIRA *et al.*, 2000).

$$S = \sqrt{3} \cdot VL \cdot IL \quad (15)$$

2.1.6 Triângulo de potências

As potências ativa e reativa podem ser associadas às projeções de S nos eixos real e imaginário do plano complexo, isso exprime geometricamente o triângulo de potências (NAHVI; EDMINISTER, 2005). Um exemplo é exibido na Figura 2-1:

Figura 2-1 Triângulo de potências



Fonte: O autor.

Do triângulo retângulo acima, podemos validar a seguinte expressão:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (16)$$

2.2 Conceitos de subestações

Antes de entrar no estudo em questão, algumas definições referentes a subestações devem ser feitas:

- **Tensão nominal:** é o valor eficaz da tensão pelo qual o disjuntor foi projetado e construído, normalmente corresponde a máxima tensão de operação do sistema para o qual o disjuntor é instalado.

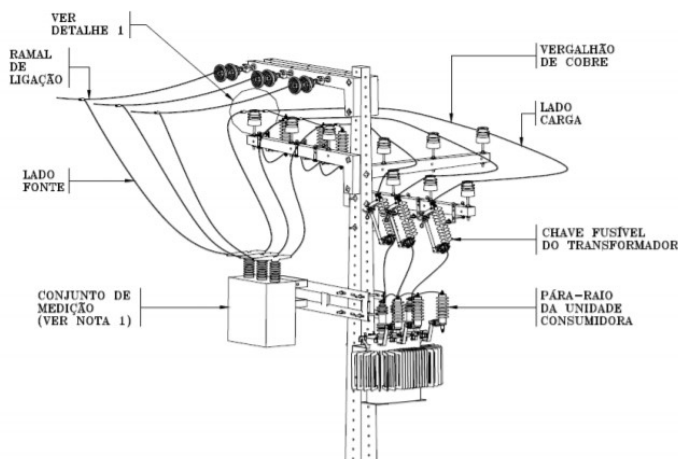
- **Nível de isolamento:** É o conjunto de valores de tensões suportáveis nominais que caracterizam o isolamento de um disjuntor em relação à sua capacidade de suportar os esforços dielétricos.
- **Tensão suportável a frequência industrial (TAFI):** É o valor eficaz da tensão senoidal de frequência industrial que um disjuntor deve suportar, em condições específicas de ensaio. Normalmente, as normas recomendam que os disjuntores devem suportar uma determinada tensão aplicada em função de sua classe de isolamento. Em relação ao tempo de aplicação desta tensão, geralmente, por recomendações normalizadas é de 1 minuto. Por exemplo, para um disjuntor com classe de tensão igual a 15 kV, o valor da tensão aplicada é de 34,5 kV, durante 1 minuto.
- **Tensão suportável a impulso (NBI):** É o valor de impulso normalizado, atmosférico pleno ou de manobra, que um disjuntor suporta em condições previstas de ensaios. Esta tensão define o nível básico de impulso (NBI) do disjuntor. Este ensaio simula as condições atmosféricas, que podem incidir nos terminais do disjuntor. Por exemplo, um disjuntor com classe de tensão igual a 15 kV, deve suportar um nível básico de impulso igual a 95 kV.
- **Tensão de restabelecimento:** É a tensão que aparece entre os terminais de um pólo do disjuntor depois da interrupção da corrente. Essa tensão é responsável pela reignição do arco entre os terminais de um pólo de um disjuntor.
- **Corrente nominal:** É o valor eficaz da corrente que o disjuntor deve ser capaz de conduzir indefinidamente, sem provocar aquecimentos excessivos, ou seja, a elevação de temperatura não excede seus limites térmicos pré-estabelecidos. Deve-se destacar que a corrente nominal é função da temperatura ambiente do local de instalação do referido equipamento.
- **Capacidade de interrupção:** É a capacidade de interromper o valor eficaz da corrente de curto-circuito, responsável pelo efeito térmico, sem danificar os contatos, ou seja, sem ultrapassar os limites térmicos desses equipamentos.
- **Capacidade de fechamento:** É a capacidade, em kVA ou MVA, de fechar o circuito. Normalmente, esta capacidade é da ordem de 2,5 vezes a capacidade de interrupção. Esta condição está associado ao que se denomina efeito dinâmico da corrente de curto-circuito.

3. SUBESTAÇÕES

Uma subestação (SE) elétrica é responsável pela transformação, redistribuição, seccionamento e medição da energia elétrica que foi gerada nas usinas. É composta por transformadores e autotransformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e de potencial, para-raios e reatores. (ABNT NBR 5460, 1992).

As subestações podem ser ao tempo ou abrigadas. Considerando o solo como referência, podem ser instaladas na superfície, abaixo da superfície do solo (subterrâneas) ou acima da superfície do solo (aéreas) (ABNT NBR 14039, 2005). A Figura 3-1 exemplifica um tipo de subestação aérea.

Figura 3-1 Subestação aérea.



Fonte: Fornecimento de energia elétrica tensão primária de distribuição da Coelce, 2019.

As subestações subterrâneas devem ter total impermeabilização contra infiltração de água, ou implementação de sistema de drenagem. A abertura de acesso ao serviço ou emergência também são obrigatórias e devem possuir no mínimo 0,80 m x 2,10 m quando laterais e se localizada no teto, um círculo de no mínimo 0,60 m (ABNT NBR 5410, 2004). Na Figura 3-2, temos um exemplo de SE subterrânea:

Figura 3-2 Subestação subterrânea.



Fonte: Subestação subterrânea trifásica Cooper Power da Eaton, 2019.

As subestações podem ser classificadas de diversas formas. As principais formas de classificá-las são quanto à função, nível de tensão e tipo de instalação.

3.1 Classificação quanto à função

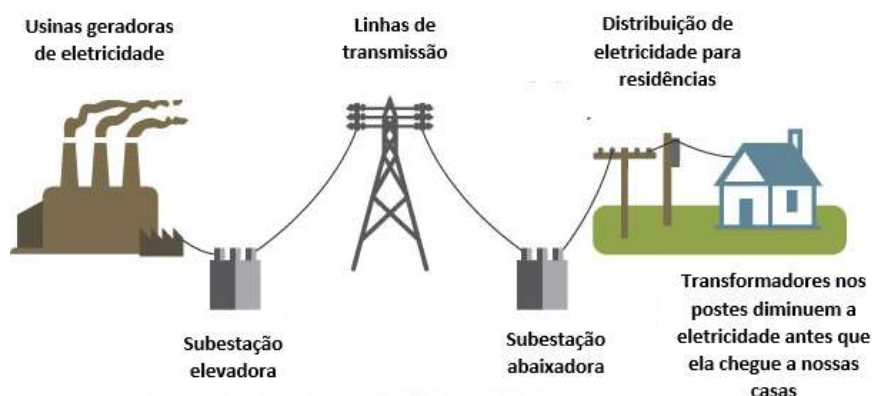
As subestações podem ser classificadas como elevadoras, aumentando o nível de tensão (comum em usinas geradoras); abaixadoras, diminuindo os níveis de tensão, para que possa ser distribuída e usada nas residências; subestações de manobra.

3.1.1 Subestações transformadoras

As subestações de transformação se destinam a transformar qualquer grandeza de energia elétrica. Quando é parte de edificações industriais, é permitido o emprego de transformadores de líquidos isolantes não inflamáveis, transformadores a seco e disjuntores a vácuo ou SF₆. Já em edificações residenciais, deverá ser empregado o uso de transformadores a seco e disjuntores a vácuo ou SF₆ (ABNT NBR 14039, 2005).

As principais funções são elevar a tensão para que a energia possa ser transmitida por grandes distâncias ou abaixar os níveis de tensão para que a energia possa ser distribuída aos consumidores finais com maior segurança (MAMEDE FILHO, 2007). A Figura 3-3 exemplifica as principais funcionalidades das subestações transformadoras.

Figura 3-3 Caminho percorrido pela energia.



Fonte: National Energy Education Development Project, 2009.

3.1.2 Subestações transmissoras

As subestações centrais de transmissão possuem finalidade de elevar os níveis de tensão fornecidos pelos geradores, transmitindo a potência gerada aos centros de consumo. No geral, são construídas próximas às usinas geradoras de energia elétrica. Já as subestações receptoras de transmissão, estão localizadas próximas de grandes blocos de carga, sendo conectada por linha de transmissão, à subestação central de distribuição ou à outra subestação receptora intermediária. Por sua vez, as subestações de subtransmissão, são construídas no centro de um grande bloco de carga, onde é alimentada pela subestação receptora e de onde se originam os alimentadores de distribuição primários, que suprem de forma direta, os transformadores de distribuição ou às subestações de consumidor. Por último, as subestações de consumidor, estão em propriedade particular e é responsável por receber alimentadores de distribuição primários oriundos das subestações de subtransmissão, suprindo os pontos finais de consumo (MAMEDE FILHO, 2007).

3.1.3 Subestação de controle e manobra

As subestações de controle ou manobra são instalações destinadas ao controle de qualquer grandeza de energia elétrica, são responsáveis por prover meios de proteção, ligar ou desligar os circuitos elétricos. É também adotada para viabilizar o seccionamento de circuitos, permitindo sua energização em trechos sucessivos de menores comprimentos (ABNT NBR 14039, 2005).

3.2 Classificação quanto ao nível de tensão

As SE também podem ser classificadas em relação ao seu nível de tensão de operação. Uma SE é definida como de baixa tensão (BT) quando o nível de tensão nominal for igual ou inferior a 1kV, de média tensão (MT) quando o valor eficaz é superior a 1kV e inferior 69kV. São consideradas de alta tensão (AT), quando a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 69kV e inferior a 230kV, ou casos definidos pela ANEEL podem ser iguais ou superiores a 230kV (ANEEL, 2016). Em se tratando do sistema de distribuição utilizados no Brasil, a ANEEL estabeleceu as classes de tensões de acordo com a Tabela 3-1:

Tabela 3-1 Tensões usuais em sistemas de potência.

Área do sistema de potência	Campo de aplicação	Especificação
Distribuição	Distribuição secundária (BT)	Tensão entre fases cujo valor eficaz é ≤ 1 kV
	Distribuição primária (MT)	Tensão entre fases cujo valor eficaz é > 1 kV e < 69 kV
	Subtransmissão (AT)	Tensão ≥ 69 kV e < 230 kV ou tensão ≥ 230 kV (quando especificamente definidas pela ANEEL)

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2018.

3.3 Classificação quanto ao tipo de instalação

3.3.1 Subestação externa

As subestações ao tempo, ou externas, são aquelas nos quais seus componentes estão sujeitos à ação das intempéries (ABNT NBR 14039, 2005). Essas subestações possuem seus equipamentos instalados ao tempo, entretanto, seus aparelhos geralmente ficam abrigados. São construídas em locais amplos ao ar livre, requerendo o uso aparelhagem que permite o funcionamento em condições atmosféricas adversas, evitando o desgaste dos materiais (MAMEDE FILHO, 2007).

3.3.2 Subestação abrigada

As subestações abrigadas são aquelas nos quais seus componentes estão ao abrigo das intempéries (ABNT NBR 14039, 2005). Nessa subestação, tanto os equipamentos quanto os aparelhos são instalados em dependências abrigadas de situações com intempéries. A construção pode ser em invólucro metálico ou em alvenaria, assim como em edificações ou câmaras subterrâneas. Quando são construídas em invólucros metálicos, são isoladas a gás, como por exemplo o SF₆ (MAMEDE FILHO, 2007).

4. REDES SUBTERRÂNEAS

O sistema subterrâneo de distribuição de energia elétrica é mais complexo que o sistema aéreo, além de um custo mais elevado, mas também, em contrapartida, apresenta uma série de benefícios, tais como: a) Redução significativa das interrupções pela diminuição da exposição dos circuitos aos agentes externos, incrementando, assim, a confiabilidade do serviço; b) Eliminação dos circuitos aéreos, o que melhora bastante a aparência do sistema e, principalmente, ajuda a preservar as árvores, contribuindo, conseqüentemente, para o embelezamento das cidades e conservação do meio ambiente; c) Aumento da segurança para a população, com a redução do risco de acidentes por ruptura de condutores e contatos acidentais; d) Redução dos custos de manutenção, como podas de árvores e deslocamento de turmas de emergência (BOCCUZZI *et al.*,1997)

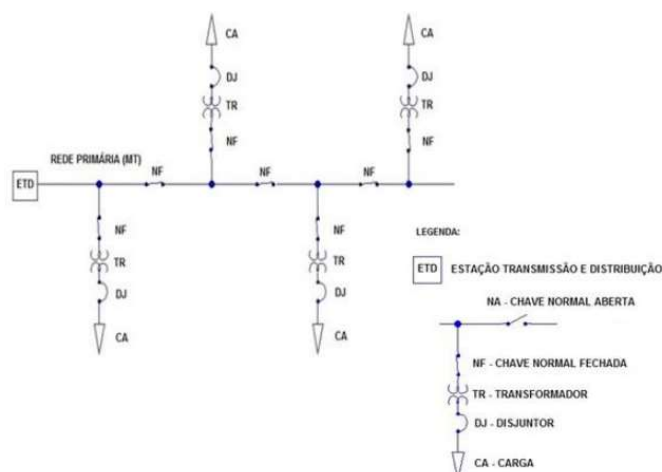
4.1 Configuração de redes subterrâneas

A confiabilidade de um sistema elétrico possui forte relação com a complexidade da sua configuração. Existem diversos tipos de configurações que se aplicam a diferentes finalidades. A seguir será apresentado brevemente os principais tipos (AZEVEDO, 2010).

4.1.1 Sistema radial sem recurso

É constituído por uma linha central em média tensão responsável por alimentar o primário dos transformadores, dos circuitos elevadores, enquanto o secundário fornece energia para o consumidor final. É um sistema pouco confiável, com somente um alimentador, mas de baixo custo de instalação (CAMBRAIA, 2019).

Figura 4-1 Diagrama de uma rede radial sem recurso.



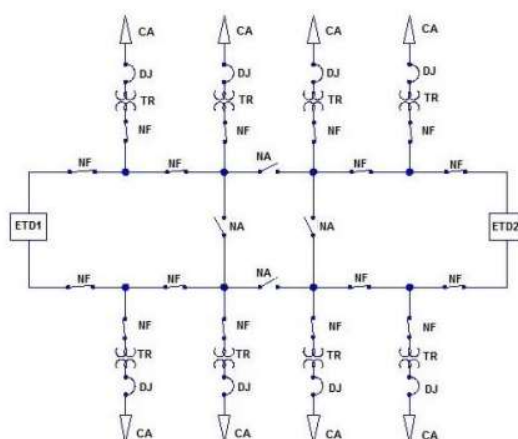
Fonte: CAMBRAIA, 2019.

Essa configuração do sistema radial simples, como o mostrado na Figura 4-1, não dispõe de recursos de manobras, chaves ou seccionadores para interligação de circuitos. É indicada para sistemas com baixa densidade de carga, sem possibilidade de interligação com outros circuitos (AZEVEDO, 2010).

4.1.2 Sistema radial com recurso

Possui semelhança com o anterior, mas o fornecimento das cargas é realizado por meio de manobras e chaveamentos, com várias configurações e recursos de alimentação. Em caso de falha, o trecho pode ser isolado com manobra de chaves. (CAMBRAIA, 2019)

Figura 4-2 Diagrama de uma rede radial com recurso.

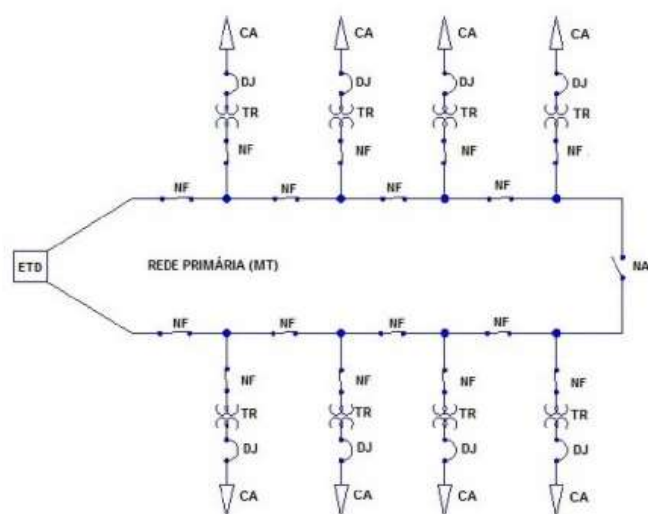


Fonte: CAMBRAIA, 2019.

4.1.3 Sistema radial em anel aberto ou fechado

Sua configuração consiste em um sistema onde dois ou mais alimentadores radiais podem ser interligados com fechamento de contato do anel aberto. Possui o custo de implementação mais alto, já que cada ramo deve suportar o outro em caso de necessidade (CAMBRAIA, 2019).

Figura 4-3 Diagrama de uma rede em anel.



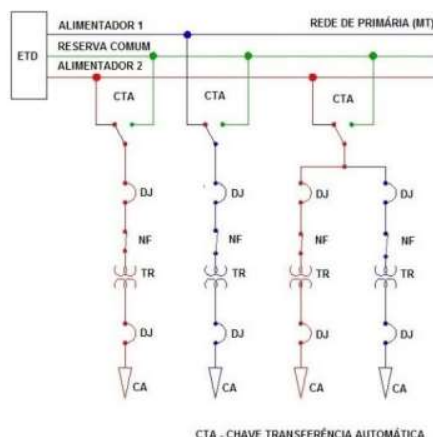
Fonte: CAMBRAIA, 2019.

O sistema em anel, como o exemplificado na Figura 4-3, possui chave de interligação normalmente aberta (NA) que possibilita o seccionamento de trechos, em caso de necessidade de execução de manobras no circuito para a execução de serviços ou reparos, diminuindo o impacto de desligamento (AZEVEDO, 2010).

4.1.4 Sistema radial com o primário seletivo

Possui um alimentador reserva (comum) e um alimentador principal para cada bloco de cargas, comutadas por meio de chaveamento de transferência automática ou manual. O circuito reserva poderá assumir por tempo indeterminado as cargas de outro alimentador. A transferência para circuito reserva ou não, ocorrerá de acordo com a necessidade de fornecimento (CAMBRAIA, 2019).

Figura 4-4 Diagrama de uma rede radial com o primário seletivo.



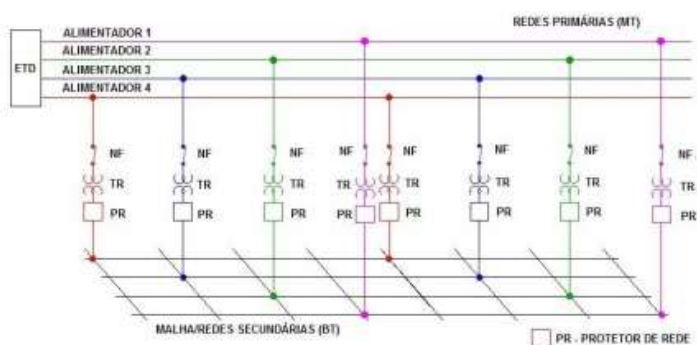
Fonte: CAMBRAIA, 2019.

A Figura 4-4 apresenta a configuração de um primário seletivo com dois alimentadores primários e um reserva que suprema cada transformador com chave de transferência automática. Nessa variação, o circuito reserva recebe a transferência parcial ou total da carga de cada alimentador principal. A configuração é bem aplicada em locais de média a alta densidade de carga (AZEVEDO, 2010).

4.1.5 Sistema reticulado simples (*network*)

Consiste em um conjunto de condutores e outros componentes elétricos que são interligados com a finalidade de distribuir energia elétrica subterrânea em tensão secundária. Pode ter vários alimentadores primários que se conectam de forma alternada a transformadores e estes, à malha ou rede secundária (CAMBRAIA, 2019).

Figura 4-5 Diagrama de uma rede network.



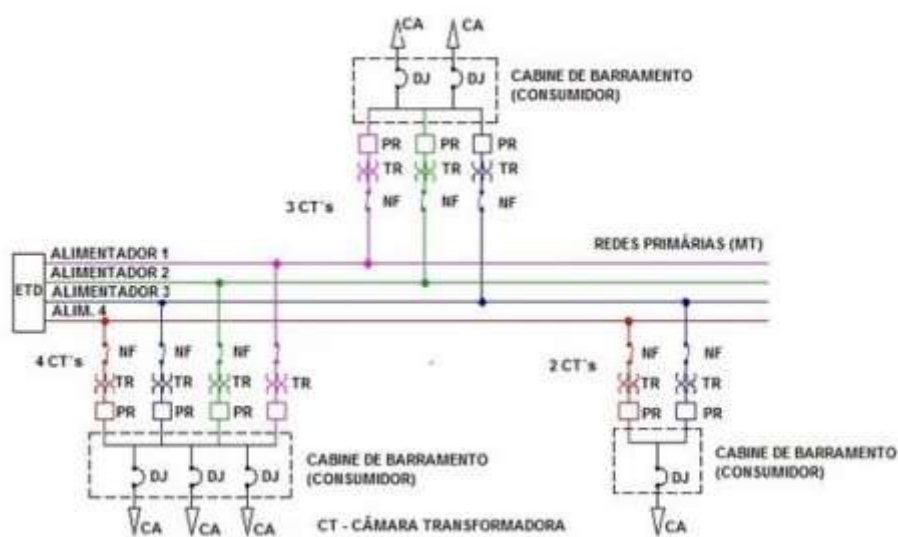
Fonte: CAMBRAIA, 2019.

Conforme visto na Figura 4-5, a composição de média e baixa tensão permite o aumento de confiabilidade da rede, pois se do lado do primário (MT) há um número considerável de alimentadores, de certa forma garante-se a integridade da rede secundária (BT), ocorrendo poucos desligamentos. É indicado para atendimento em regiões que há distribuição de tensão secundária com alta densidade de carga (AZEVEDO, 2010).

4.1.6 Sistema reticulado dedicado (*spot-network*)

Considerada uma rede de alta confiabilidade, possui dois ou mais alimentadores secundários exclusivos que são protegidos com um protetor de redes e ligados ao barramento central. Nessa configuração, há vários transformadores ligados a uma rede secundária (BT), protegidos com um protetor de rede, que permite inserção ou retirada automática e segura de um transformador de energia (CAMBRAIA, 2019).

Figura 4-6 Diagrama de uma rede *spot-network*.



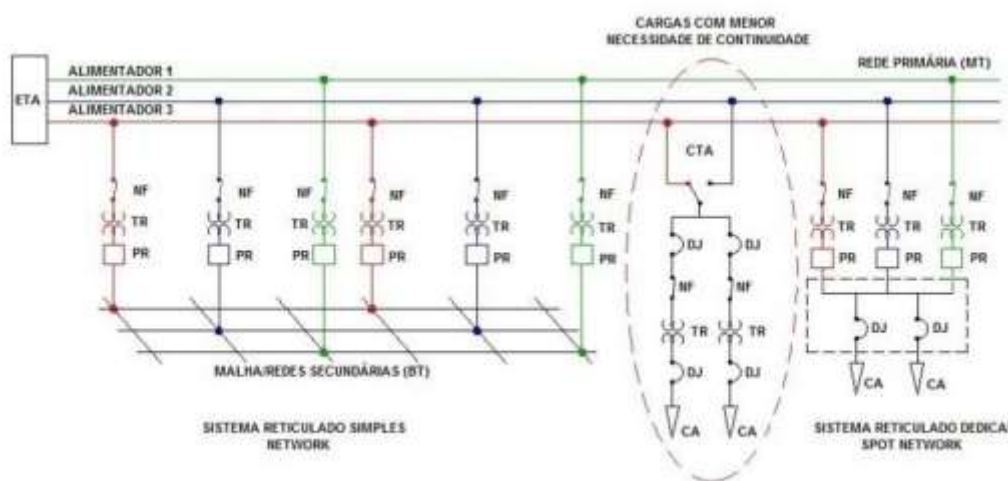
Fonte: CAMBRAIA, 2019.

Na Figura 4-6, se ocorrer um desligamento de um alimentador, a rede secundária não será afetada, pois os demais alimentadores ainda permanecem conectados. É indicado para atendimento de altas concentrações de cargas, já que a confiabilidade é diretamente proporcional ao número de alimentadores que atendem um *spot-network* (AZEVEDO, 2010).

4.1.7 Sistema híbrido

É semelhante ao sistema reticulado, mas quando não há alto nível de continuidade, a alimentação pode ser feita por alimentadores diferentes, com comutação de chave de transferência automática (CAMBRAIA, 2019).

Figura 4-7 Diagrama de uma rede híbrida.



Fonte: CAMBRAIA, 2019.

Esses sistemas híbridos, como o exibido na Figura 4-7, podem combinar mais de uma configuração para atendimento de uma necessidade, onde é avaliado o nível de disponibilidade, confiabilidade e o custo (AZEVEDO, 2010).

5. EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO ABRIGADA

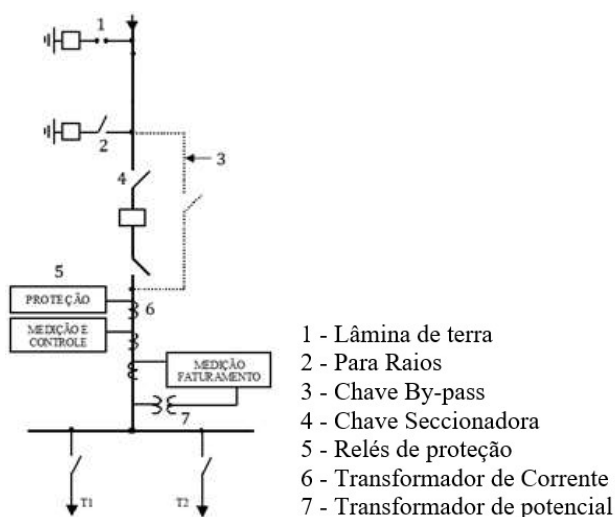
5. BAY DE ENTRADA

O ramal de entrada é o trecho do circuito entre o ponto de derivação da rede de distribuição e os terminais da medição. No ramal de entrada subterrâneo, os condutores são isolados e instalados dentro de condutos ou diretamente enterrados no solo. Devem ser protegidos mecanicamente contra avarias e não deve ser permitido a presença de líquidos nas tubulações (MAMEDE FILHO, 2007).

Em Minas Gerais, as redes de distribuição subterrâneas devem ser sempre trifásicas, no primário e no secundário, sendo o neutro multi-aterrado e comum ao primário e secundário. (CEMIG ND-2.3, 2006).

Os principais equipamentos que compõe o ramal de entrada serão descritos a seguir, sendo que de forma geral uma subestação é composta pelo ramal de entrada, os setores de medição, proteção e de transformação. A subestação abrigada, que é o foco desse trabalho, possui um arranjo típico de um bay de entrada conforme o da Figura 5-1.

Figura 5-1 Bay de entrada de uma subestação.



Fonte: O autor.

5.1.1 Para-raios

Os para-raios são equipamentos elétricos destinados a proteger os equipamentos de Subestações de Potência contra surtos de tensão transitória de origem externa provocados por

descargas atmosféricas ou por manobras e chaveamentos no sistema elétrico. Os para-raios atuam limitando as sobretensões a um valor máximo, esse valor é tomado como nível de proteção oferecidos pelos mesmos (MAMEDE FILHO, 2007).

A instalação e manutenção de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), e também de pessoas e instalações deverá seguir as recomendações da Associação Brasileira de Normas Técnicas. (ABNT NBR 5419, 2003). Existem dois tipos construtivos de para-raios:

- **Para-raios de Carboneto de Silício (SiC):** Os para-raios de carboneto de silício são aqueles que utilizam como resistor não-linear o carboneto de silício (SiC) e são associados em série um centelhador formado por vários espaços vazios em seu interior. O carboneto de silício é um material capaz de conduzir alta corrente de descarga com baixas tensões residuais, mas oferece uma alta impedância à corrente subsequente fornecida pelo sistema. Esse tipo de para-raios sem o centelhador, conduziria à terra uma elevada corrente quando submetido à tensão de operação. Isso resultaria um aquecimento no bloco cerâmico, comprometendo a integridade física do para-raios.
- **Para-raios de óxido de zinco (ZnO):** Esses para-raios utilizam em sua forma construtiva um resistor não-linear o óxido de zinco (ZnO), esse elemento possui uma elevada condução de corrente de surto que resulta em baixas tensões durante a passagem da corrente de descarga, ao mesmo tempo que oferece uma alta resistência à corrente subsequente, fornecida pelo sistema. O ZnO, quando submetido à tensão de operação, conduz à terra uma corrente elétrica de valor muito pequeno, incapaz de provocar um aquecimento significativo no bloco cerâmico. Na Figura 5-2, temos um exemplo desse para-raios.

Figura 5-2 Para-raios de óxido de zinco (ZnO).



Fonte: VGS GROUP, 2019.

Para especificação de para raios devemos conhecer os seguintes parâmetros:

- Tensão Nominal (U_n);
- Máxima Tensão de Operação Contínua ($MCOV$);
- Máxima Tensão sob Frequência Industrial (TOV);
- Corrente de descarga nominal (I_n).

5.1.1.1 Tensão nominal e máxima tensão de operação contínua

No dimensionamento de para-raios, levamos em consideração a tensão nominal e Máxima tensão de operação contínua. Essas duas grandezas são diretamente relacionadas à máxima tensão fase-neutro e a frequência industrial que podem ser aplicadas no terminal do para-raios.

$$MCOV = 1,05 \cdot U_{ff} / \sqrt{3} \quad (17)$$

Onde,

$MCOV$ é a tensão de operação contínua sobre para-raios;

U_{ff} é a tensão fase-fase do sistema;

U_n é $1,25 MCOV$.

5.1.1.2 Tensão nominal e máxima tensão de operação contínua

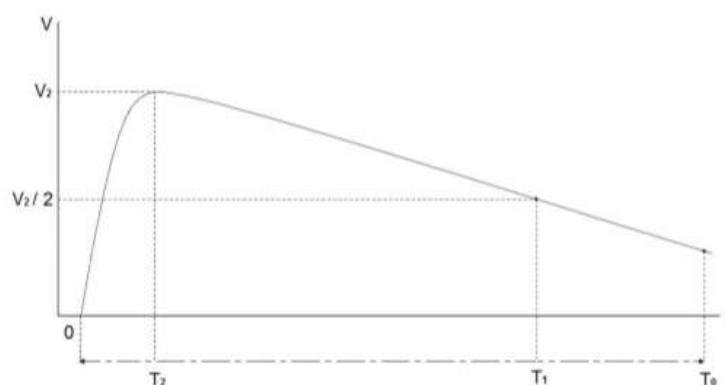
Os para-raios devem ser capazes de suportar a Máxima Sobretensão Temporária (*TOV*) prevista. Existem diversas fontes de *TOV* que afetam a operação de para-raios. No caso de para-raios com centelhadores, estes devem ser capazes de extinguir a corrente subsequente nas condições de máxima *TOV* prevista. Para para-raios a óxido metálico, sem centelhadores, devem ser considerados tanto os valores de amplitude quanto a duração das sobretensões temporárias. Esses valores, devem ser iguais ou inferiores a capacidade do Para-raios definida nas curvas correspondentes à “capacidade *TOV*” fornecida pelos fabricantes.

5.1.1.3 Corrente de descarga nominal

A corrente de descarga nominal (I_n) de para-raios é o valor da crista do impulso de corrente com forma 8/20 μs , na Figura 5-3 temos uma forma de onda típica de uma descarga atmosférica. A corrente descarga nominal tem seus valores tabelados entre 20kA e 10kA para para-raios tipo estação e entre 10kA e 5kA para para-raios do tipo distribuição. A escolha da corrente é feita de acordo com a tensão do para-raios:

- Corrente de descarga nominal de 5kA: U_n de 3 a 39kV eficaz;
- Corrente de descarga nominal de 10kA: U_n de 3 a 39kV eficaz;
- Corrente de descarga nominal de 20kA: U_n de 3 a 39kV eficaz.

Figura 5-3 Forma de onda típica de uma descarga atmosférica.



Fonte: MOURA, 2017.

5.1.1.4 Verificação das margens de proteção

Após o cálculo dos valores nominais do para-raios, é necessário verificar se o para-raios escolhido suporta surtos atmosféricos e manobras nas subestações. Esse cálculo é feito como a diferença entre o nível mínimo de suportabilidade do equipamento e o nível máximo de proteção do para-raios. As duas relações abaixo comparam os níveis de proteção com os níveis de suportabilidade do equipamento. As relações são:

$$\frac{TSNI A}{NPI A} \geq 1,2 \quad (18) \quad \text{e} \quad \frac{TSNI M}{NPI M} \geq 1,15 \quad (19)$$

Onde,

$TSNI A$ é a tensão suportável nominal de impulso atmosférico;

$NPI A$ é o nível de proteção do para-raios para impulso atmosférico;

$TSNI M$ é a tensão suportável nominal de impulso de manobra;

$NPI M$ é o nível de proteção do para-raios para impulso de manobra.

5.1.2 Transformador de potencial

Os transformadores de potencial (TP), são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuir tensão de isolamento de acordo com a rede a qual estão ligados. Os valores padronizados de tensão secundária são 115V ou $115V/\sqrt{3}$. Desta forma os instrumentos de medição e proteção utilizam componentes de baixa isolação reduzindo o tamanho dos mesmos. A Equação 20 abaixo, representa a relação de transformação em um TP (ABNT NBR 6855, 2018).

$$RTP = \frac{Vp}{Vs} \quad (20)$$

Onde,

Vp é a tensão primária;

Vs é a tensão secundária.

Existem dois tipos de erro em um TP: O erro de relação de transformação e o erro de ângulo de fase. O erro de relação de transformação ocorre quando a tensão primária não

corresponde exatamente ao produto da tensão lida no secundário pela relação de transformação do TP. O erro de ângulo de fase mede a defasagem entre a tensão vetorial primária e a tensão vetorial secundária. A classe de exatidão exprime nominalmente o erro esperado de um TP, levando em consideração o erro de relação de transformação e o erro de ângulo de fase.

Figura 5-4 Transformador de potencial fonte ABB.



Fonte: ABB, 2019.

De acordo com a NBR 6855, 2018 os TP's possuem as seguintes classes de exatidão: 0,3 – 0,6 – 1,2, tendo cada classe um fim específico, como mostrado na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 Classes de exatidão dos TP's.

Classe de Exatidão(%)	Aplicação
0,3	Medições de energia elétrica para faturamento
0,6	Equipamentos de proteção e alimentação de equipamentos de mediação de energia elétrica
1,2	Medição indicativa da tensão

Fonte: ABNT NBR 6855, 2018.

A NBR 6855, 2018 também classifica os TP's quanto ao seu grupo de ligação, e para cada grupo de ligação é aplicado um fator de sobretensão a tensão primária para que o TP atenda os requisitos térmicos especificados. Na Tabela 5-2 temos os grupos de ligação e os respectivos Fatores de sobretensão.

Tabela 5-2 Fatores de sobretensão e grupos de ligação dos TP's.

Grupo de ligação	Fator de Sobretensão	
	Contínuo	30s
1	1,15	1,15
2	1,15	1,5
3	1,9	1,9

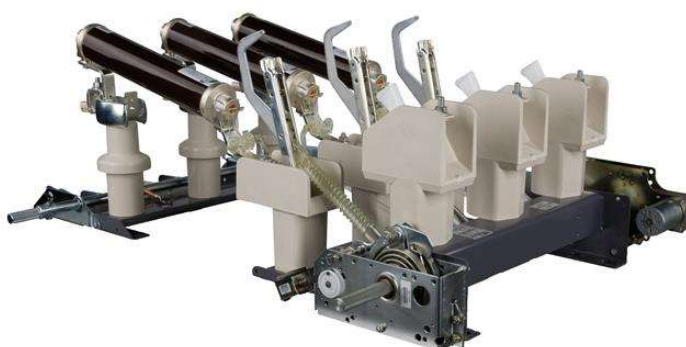
Fonte: ABNT NBR 6855, 2018.

5.1.3 Chave seccionadora

As chaves seccionadoras de uma subestação são equipamentos capazes de estabelecer, sustentar ou interromper correntes sob condições normais e eventualmente em sobrecargas. Em subestações de média tensão, essas chaves são geralmente trifásicas com acionamento simultâneo das três fases por um único comando. Essas chaves podem ter abertura central ou lateral e com acionamento manual ou com auxílio de um motor.

Nas subestações, as chaves seccionadoras são muito utilizadas para realizar manobras de circuitos. No caso de chaves by-pass, as manobras podem ser feitas para isolar algum trecho da subestação, para que possam ser feitas manutenções dos equipamentos do trecho. Na Figura 5-5, temos um exemplo de chave seccionadora do fabricante ABB.

Figura 5-5 Chave seccionadora manual isolada a ar.



Fonte: ABB, 2019.

5.1.3.1 Chaves seccionadoras simples

Essas chaves são projetadas para abrir ou fechar seus contatos quando não haja nenhuma corrente percorrendo seus terminais (ABNT NBR IEC 62271, 2006).

5.1.3.2 Chaves de aterramento

São utilizadas em conjunto com as chaves seccionadoras, disjuntores, banco de capacitores entre outros equipamentos, para que os mesmos sejam aterrados, permitindo que operações de inspeção, manutenção e reparos sejam realizados com maior segurança (ABNT NBR IEC 62271, 2006).

5.1.3.3 Chaves de operação com carga

Essas chaves seccionadoras possuem dispositivos especiais de extinção de arco, em seus contatos físicos e móveis, capazes de interromper correntes próximas a nominal, ou seja, conseguem abrir um circuito sob carga e suprimir seu arco elétrico (ABNT NBR IEC 62271, 2006).

5.1.4 Transformadores de corrente

Os Transformadores de Corrente (TC) são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes nominais de acordo com a corrente de carga do circuito ao qual estão ligados. Nos TC's temos a seguinte relação de transformação:

$$RTC = \frac{I_p}{I_s} \quad (21)$$

Onde,

RTC é a relação de transformação do TC;

I_p é a corrente no lado primário do TC;

I_s é a corrente no lado secundário do TC.

Na Tabela 5-3, temos os valores mais usuais para a corrente no primário do TC, além dos múltiplos desses valores. A corrente no secundário do TC deve ser escolhida de acordo com finalidade que transformador for usado. Os valores considerados padrões são 1 A e 5 A (ABNT NBR 6856, 2015).

Tabela 5-3 Corrente nominal e RTC nominal.

Corrente Nominal Primária	Relação Nominal
5	1:1
10	2:1
15	3:1
20	4:1
25	5:1
30	6:1
40	8:1
50	10:1
60	12:1
75	15:1

Fonte: ABNT NBR 6856, 2015.

Existem dois tipos de erro em um TC: O erro de relação de transformação e o erro de ângulo de fase. O erro de relação de transformação ocorre quando a corrente primária não corresponde exatamente ao produto da corrente lida no secundário pela relação de transformação do TC. O erro de ângulo de fase mede a defasagem entre a corrente vetorial primária e o inverso da corrente vetorial secundária. A classe de exatidão exprime nominalmente o erro esperado de um TC, levando em consideração o erro de relação de transformação e o erro de engulo de fase. Na Figura 5-6 temos um exemplo de Transformador de Corrente.

Figura 5-6 Transformador de corrente da ABB.



Fonte: ABB, 2019.

5.1.5 Disjuntores

Os disjuntores são aparelhos de segurança eletromecânicos usados para seccionamento de circuitos (MAMEDE FILHO, 2007).

São definidos como dispositivos eletromecânicos de manobra ou de proteção, responsáveis por conduzir e interromper correntes sob condições normais e anormais de operação, como as de curto-circuito e de sobrecarga (ABNT NBR IEC 60947-2, 2013).

Uma das funções do disjuntor é a extinção do arco elétrico. Ao interromper a corrente elétrica em um circuito, há formação de arco elétrico que é definido pela passagem da corrente elétrica através do ar ou do meio isolante. Como a rigidez dielétrica do ar ou meio isolante é maior que a do condutor elétrico, a passagem da corrente elétrica neste meio provoca uma elevada temperatura, da ordem de milhares de graus. A intensidade do arco elétrico do arco elétrico depende da corrente da corrente que está percorrendo o circuito no momento de sua interrupção e do tempo de abertura do circuito. O tipo de material isolante do disjuntor (ar, óleo, vácuo, SF6), vai definir sua capacidade de extinguir o arco (MAMEDE FILHO, 2007).

Em subestações, os disjuntores devem sempre ser instalados acompanhados de relés, que são elementos responsáveis pela detecção das correntes elétricas do circuito que, após analisadas por sensores previamente ajustados, podem enviar ou não a ordem de comando para a sua abertura. A tecnologia empregada para a extinção do arco elétrico é a característica que define o tipo de disjuntor. Na Figura 5-7, temos uma foto de um disjuntor de caixa moldada da ABB.

Figura 5-7 Disjuntor de média tensão extraível ABB.



Fonte: ABB, 2019.

5.1.5.1 Disjuntores de baixa tensão

Os disjuntores de baixa tensão podem ser classificados de acordo com seu projeto: mini disjuntores, construção aberta, caixa moldada. Quanto ao seu meio de interrupção: ar, vácuo ou gás (ABNT NBR IEC 60947-2, 2015).

A escolha do disjuntor varia com o nível de curto circuito do sistema e a corrente nominal. Os minis disjuntores são os mais comuns do mercado e são usados principalmente em instalações residenciais com nível de curto circuito não tão elevado.

Os disjuntores em caixa moldada, exibidos na Figura 5-8, são conhecidos pela sua robustez, pois a capacidade de interrupção do circuito em carga é muito superior em comparação com outros disjuntores. Esses disjuntores são muito usados nas indústrias, onde é exigido interrupções com alta corrente de curto circuito. Na especificação desses disjuntores deve se analisar principalmente seu ICU (*Rated ultimate short-circuit breaking capacity*) este dado significa a capacidade máxima de interrupção de uma corrente em curto-circuito; e o ICS (*Rated service short-circuit breaking capacity*) a capacidade máxima de interrupção de uma corrente de curto-circuito suportada pelo disjuntor após uma determinada sequência de testes. Uma desvantagem desse disjuntor é que ele não permite acesso a seus componentes internos, ou seja, sua manutenção é mais difícil.

Figura 5-8 Disjuntor caixa moldada ABB.



Fonte: ABB, 2019

O disjuntor de caixa aberta, Figura 5-9, permite acesso aos seus componentes mais internos possibilitando maior manutenção. Outra diferença desses dois disjuntores está na faixa de corrente nominal. No mercado, é possível encontrar disjuntores em caixa moldada de até 3200A, e disjuntores abertos de até 6300A. Como na maior parte das aplicações, disjuntor aberto é o geral, é desejável que ele seja capaz de retardar seu disparo em condições anormais de corrente elétrica, possibilitando seletividade.

Figura 5-9 Disjuntor caixa aberta ABB.



Fonte: ABB, 2019.

5.1.5.2 Disjuntores de média tensão

Os disjuntores de média tensão atuam na proteção dos circuitos elétricos das subestações. Esses disjuntores são associados a relés que atuam conforme alguma anormalidade na rede, que varia dependendo da função do relé associado ao disjuntor (ABNT NBR IEC 60947-2, 2013).

Para efetuar a leitura dos valores de corrente e tensão da rede, são utilizados TC's e TP's, que adequam os níveis de corrente, nos TC's, e tensão, nos TP's para serem lidos pelos relés. Em relação a interrupção do arco elétrico, os disjuntores são classificados pelo seu material isolante, sendo eles: disjuntor a ar, a óleo ou a SF6. (MAMEDE FILHO, 2007).

Esse material influencia na capacidade de o disjuntor interromper arcos. Na Figura 5-10, temos um exemplo de disjuntor tripolar a vácuo da ABB.

Figura 5-10 Disjuntor tripolar a vácuo da ABB.



Fonte: ABB, 2019.

Na escolha do disjuntor de média tensão, devemos conhecer alguns parâmetros do circuito onde será instalado e comparar com os valores dados pelo fabricante do disjuntor, esses parâmetros são: valores de tensão, corrente nominal, frequência, capacidade de interrupção nominal, nível de isolamento, tensão suportável a frequência industrial (TAFI), tensão suportável a impulso (NBI) e sua capacidade de fechamento.

5.1.6 Relés de proteção

Os relés de proteção são equipamentos que podem atuar de forma rápida para retirar de operação qualquer elemento do sistema que tenha sofrido um curto-circuito ou esteja sobre condições de anormalidade de funcionamento. Essas anomalias podem ser sobrecargas, curto-circuitos, sobretensões, subtensões, perda de sincronismo entre outras. equipamento que comanda a abertura de um disjuntor caso haja alguma anormalidade na rede elétrica.

O relé de proteção microprocessado é responsável pelo seccionamento do disjuntor de média tensão. Ele deve possuir as funções 50 e 51 e deve atuar em alterações de fase de neutro. Este tipo de proteção é considerada secundária, uma vez que a mesma não tem contato direto com a tensão e corrente nominal da subestação, sendo então necessário o uso de TCs e TP abaixadores que enviam sinais de corrente e tensão em valores que o relé é capaz de processar (MAMEDE FILHO, 2007).

Os relés possuem diversas formas construtivas, podendo ser eletromecânicos, eletrônicos, digitais, microprocessados entre outros. Os relés eletrônicos podem acumular várias funções, sendo populares pela sua confiabilidade e rapidez. Na Figura 5-11, temos o exemplo de um relé eletrônico da ABB usado tanto para proteção quando para mediação.

Figura 5-11 Relé eletrônico ABB.



Fonte: ABB, 2019.

Existem vários tipos de relés, para diferentes tipos de funções. Na norma ANSI IEC 61850, 2002 temos os diferentes tipos de relés com suas respectivas funções. Cada relé possui um número próprio que o distingue dos demais. Na Tabela 5-4, temos alguns dos relés definidos pela norma, além de sua respectiva função.

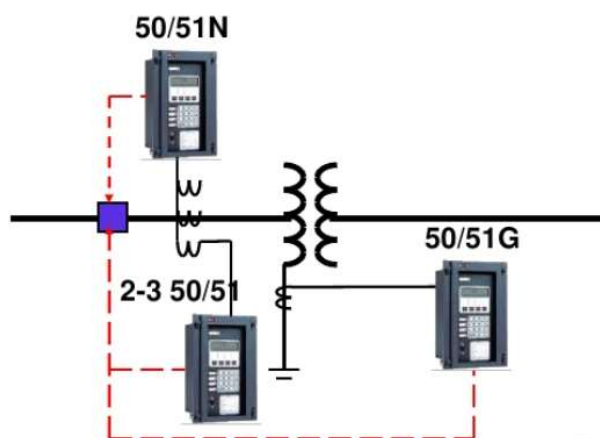
Tabela 5-4 Funções ANSI (Relés).

Número	Denominação	Número	Denominação
2	Relé de partida ou fechamento temporizado	73	Contator de resistência de carga
3	Relé de verificação ou interbloqueio	74	Relé de alarme
4	Contator principal	75	Mecanismo de mudança de posição
5	Dispositivo de interrupção	76	Relé de sobrecorrente CC
6	Disjuntor de partida	77	Dispositivo de telemedição
36	Dispositivo de polaridade ou polarização	78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
50	Relé de sobrecorrente instantâneo	79	Relé de religamento
51	Relé de sobrecorrente temporizado	81	Relé de frequência (sub ou sobre)

Fonte: ANSI IEC 61850, 2011.

Nas subestações, os relés mais importantes são o 50 (atua quando acontece um valor excessivo de corrente no circuito), e o 51 (O relé que atua quando a corrente de entrada, excede um valor predeterminado por um tempo pré-determinado). Sendo que pela norma ABNT NBR 14039, na entrada de instalações em média tensão, a proteção elétrica deve conter no mínimo relés com função 50 e 51. Na Figura 5-12, podemos observar o esquema de ligação dos relés 50 e 51 para proteger um trecho com transformador.

Figura 5-12 Esquema de proteção Fonte ABB.



Fonte: ROCKWELL AUTOMATION, 2019.

5.2 BAY DE TRANSFORMAÇÃO

5.2.1 Transformador de potência

É um equipamento elétrico estático que, por meio de indução eletromagnética, transfere energia do circuito primário para o circuito secundário mantendo a mesma frequência e, em geral, alterando os valores de tensão e corrente. A chamada parte ativa do transformador é composta de bobinas e núcleo. A bobina de alimentação é chamada de primária e a de saída é chamada de secundária. A expressão abaixo mostra as relações de transformação de tensão e corrente do transformador (OLIVEIRA, 1983).

$$K = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_p}{I_s} \quad (22)$$

Onde,

K é a relação de transformação;

N_p é o número de espiras no lado primário do transformador;

N_s é o número de espiras no lado secundário do transformador;

V_p é a tensão no primário;

V_s é a tensão no secundário;

I_p é a corrente no lado primário do transformador;

I_s é a corrente no lado secundário do transformador.

Os transformadores de subestações são geralmente trifásicos, e podem ser ter diferentes tipos de isolamento (ar, óleo ou SF6) dependendo da aplicação do mesmo. Os líquidos e gases isolantes dos transformadores são utilizados tanto para isolamento, quanto para refrigeração do mesmo. Os transformadores dispõem de TAP's, que são derivações dos seus enrolamentos, que quando usados, eliminam da sua bobina algumas espiras, alterando então a sua relação de transformação. Esse artifício pode ser usado para corrigir variações de tensão que a energia possa sofrer ao longo de seu percurso. Alguns transformadores possuem mudança de TAP manual, outros automática (ABNT NBR 14039, 2005).

Figura 5-13 Transformador de potência a seco da ABB.



Fonte: ABB, 2019.

Nos transformadores a óleo, é necessário acompanhar periodicamente o óleo isolante através de dois grupos de testes, o físico-químico e o cromatográfico. O grupo de testes cromatográficos analisa os gases dissolvidos no óleo e os testes físico-químicos analisam dentre outros aspectos, os contaminantes presentes no óleo e o grau de envelhecimento do óleo. Através do tanque principal é que se libera o calor transferido do núcleo do enrolamento através do óleo isolante. Os tanques são confeccionados em chapas de aço e podem possuir radiadores fixados na parte externa para ajudar na refrigeração do óleo isolante. Alguns transformadores possuem tanque de expansão, que é utilizado para compensar a variação de volume do óleo isolante no interior do tanque principal. O volume do óleo varia em função da temperatura no interior do transformador devido a temperatura ambiente e a variação de carga. O tanque de expansão é instalado na parte externa e no ponto mais alto do transformador (ABNT NBR 5356-11, 2016).

A corrente de curto circuito simétrica para uma transformador com mais de 10.000 kVA é calculada utilizando a impedância de curto-circuito somada com a impedância do sistema (Z_{sis}). Nos transformadores com potência menor que 10.000 kVA , utiliza-se apenas a impedância percentual do transformador, com exceção dos transformadores subterrâneos (ABNT NBR 5356-11, 2016).

A corrente nominal dos transformadores é calculada de acordo com a Equação 23. (OLIVEIRA, 1983).

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (23)$$

Onde,

S_n é a Potência nominal do transformador [kVA];

I_n é a Corrente nominal do transformador [A];

U_n é a Tensão nominal do transformador [V].

A Equação 24 nos mostra como calcular o nível da corrente de curto-circuito simétrica no lado secundário do transformador.

$$I_{K'} = \frac{I_{ns}}{Z_{eq}(\%)} \cdot 100\% \quad (24)$$

Onde,

$I_{K'}$ é o nível de curto-circuito [kA];

I_{ns} é a corrente nominal do lado secundário do transformador [A];

$Z_{eq}(\%)$ é a impedância equivalente percentual do sistema.

Conforme citado acima, essa impedância percentual equivalente varia conforme a potência do transformador. Nos transformadores com potência menor que 10.000 kVA, temos que a impedância equivalente $Z_{eq}(\%)$ é a própria impedância do transformador, nos casos onde a potência do transformador é maior que 10.000kVA, temos:

$$Z_{eq}(\%) = Z_{sis}(\%) + Z_{traf}(\%) \quad (25)$$

Onde,

$Z_{traf}(\%)$ é a impedância percentual do transformador;

$Z_{sis}(\%)$ é a impedância percentual do sistema.

A impedância percentual do sistema $Z_{sis}(\%)$ é calculada conforme a Equação 26.

$$Z_{sis}(\%) = \frac{S_t}{S_{cc}} \cdot 100\% \quad (26)$$

Onde,

S_t é a potência do transformador (kVA);

S_{cc} é a potência de curto-circuito simétrica na entrada do sistema (MVA).

Conforme a NBR 1095, a amplitude da primeira crista da corrente de curto-circuito, também conhecida como corrente assimétrica (I_s) é calculada conforme a Equação 27.

$$I_s = I_k' \cdot K \cdot \sqrt{2} \quad (27)$$

O valor de K é calculado conforme a Equação 28.

$$K = 1 + [e^{-\left(\phi + \frac{\pi}{2}\right) \frac{R}{X}}] \cdot \sin \phi \quad (28)$$

Onde,

$\phi = \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right)$, e $\frac{X}{R}$ é a relação entre a reatância efetiva à corrente alternada e a resistência, ambas medidas em ohms (Ω).

De forma a simplificar cálculos, adotamos que a primeira crista da corrente de curto-circuito igual a 2,5 vezes a corrente de curto-circuito, o que nos leva a Equação 29.

$$I_s = 2,5 \cdot I_k' \quad (29)$$

5.2.2 Resistor de aterramento

Finalidade de limitar a corrente de curto-circuito, é comum colocar um resistor ou um reator entre o neutro e a terra. Nos geradores o neutro é em geral aterrado através de resistores ou bobinas de indutância. A maioria dos neutros dos transformadores em sistemas de transmissão acima de 70 kV são solidamente aterrados. Abaixo dessa tensão, os neutros dos transformadores podem ser ligados diretamente à terra ou através de resistências ou de reatâncias indutivas (MUZY, 2012).

Em subestações industriais, o neutro do transformador é solidamente aterrado quando seu secundário for o lado de baixa tensão. Entretanto, quando o secundário for em média tensão

(2,4 a 15 kV) é comum aterrar o neutro do transformador através de resistor de aterramento, podendo assim obter mais vantagens.

5.3 CONDUTORES ELÉTRICOS

Os cabos elétricos são os responsáveis por criar um meio para que a corrente elétrica circule desde os circuitos de geração, até os circuitos das unidades consumidoras. Os cabos elétricos podem ser condutores isolados, possuindo apenas o condutor mais a isolação, ou podem possuir uma cobertura adicional de isolação, sendo chamados de cabos unipolares ou multipolares, dependendo do número de condutores no mesmo cabo. Na Figura 5-14 temos três tipos de condutores elétricos.

Figura 5-14 Tipos de condutores elétricos.



Fonte: ICPE, 2019.

Os Cabos de alta tensão têm características bem diferentes dos de baixa tensão. Além de condutor de cobre ou alumínio no centro do cabo, eles ainda possuem outras camadas ao seu redor. Logo ao redor do condutor central, existe uma camada de fita semicondutora, depois deste presente a isolação propriamente dita que pode ser de diversos materiais, como por exemplo, PVC (policloreto de vinil), XLPE (polietileno) ou EPR (etileno propileno). Ao redor da isolação existe outra camada de fita semicondutora, depois é instalada a blindagem ou malha de aterramento e a última camada é de uma proteção mecânica de borracha. A função básica da isolação é confinar o campo elétrico gerado pela tensão aplicada ao condutor no seu interior. Com isso, é reduzido ou eliminado o risco de choques elétricos e curtos-circuitos. Na Tabela 5-5, temos um comparativo desses materiais.

Tabela 5-5 Comparativo entre PVC, XLPE e EPR.

Material	Pontos Fracos	Pontos Fortes
PVC (Cloro de Polivilina)	Baixo índice de estabilidade térmica	Boas propriedades mecânicas e elétricas, Não propagante de chama
XLPE (Polietileno Reticulado)	Baixa flexibilidade, Baixa resistência à chama	Excelentes propriedades elétricas, Boa resistência térmica
EPR (Borracha Etileno Propileno)	Baixa resistência mecânica, Baixa Resistência a chamas	Excelentes propriedades elétricas, Boa resistência térmica

Fonte: ABNT NBR 5410, 2004.

As fitas semicondutoras possuem a função de filtrar e uniformizar as diversas linhas de campo magnético formadas pelos vários condutores que compõem o condutor central. A blindagem deve ser aterrada para garantir que na, na ocorrência de uma falha na isolação, a região ao redor do cabo não fique energizada.

Figura 5-15 Cabo de alta tensão.



Fonte: VIACABOS, 2019.

A flexibilidade dos condutores elétricos é outro fator a ser analisado. Um condutor elétrico pode ser constituído de um ou vários fios. Essa quantidade que determinará sua flexibilidade. Quanto mais fios, mais flexível. A norma NBR NM 280, 2011 define a flexibilidade dos condutores, classificando seis classes de encordoamento conforme mostrado na Tabela 5-6.

Tabela 5-6 Classes de encordoamento.

Classe de encordoamento	Descrição	Características
1	Condutores Sólidos(fios)	é estabelecida uma resistência elétrica máxima a 20°C em w/km
2	Condutores encordoados, compactados ou não	é estabelecida uma resistência elétrica máxima a 20°C em w/km e um número mínimo de fios no condutor
4,5,6	Condutores flexíveis	é estabelecida uma resistência elétrica máxima a 20°C em w/km e o diâmetro máximo dos fios elementares do condutor

Fonte: ABNT NBR NM 280, 2011.

5.3.1 Condutores elétricos na baixa tensão

A especificação dos condutores elétricos na baixa tensão segue as diretrizes da NBR 5410, 2004. Os três principais métodos para especificar esses condutores: Capacidade de condução de corrente, Queda de Tensão, conforme, Seção mínima. Usaremos o método do Critério da Capacidade de Corrente para dimensionar os condutores da baixa tensão. Nesse método, encontraremos a seção mínima do condutor fase de modo a suportar os efeitos térmicos de operação do condutor. A isolação do condutor determinará a temperatura máxima que ele poderá ser submetido. O dimensionamento do conduto neutro será dado em função do condutor fase. A Tabela 5-7, retirada da NBR 5410, 2004 apresenta as temperaturas características dos condutores de acordo com o tipo de isolação.

Tabela 5-7 Temperaturas características dos condutores.

Tipo de isolação	Temperatura máxima para serviço contínuo (condutor) °C	Temperatura limite de sobrecarga (condutor) °C	Temperatura limite de curto-circuito (condutor) °C
Policloreto de vinila (PVC) até 300 mm²	70	100	160
Policloreto de vinila (PVC) maior que 300 mm²	70	100	140
Borracha etileno-propileno (EPR)	90	130	250
Poliétileno reticulado (XLPE)	90	130	250

Fonte: ABNT NBR 5410, 2004.

A maneira como os condutores são instalados influencia na capacidade de troca térmica entre os condutores e o ambiente, que influencia diretamente na capacidade de condução da corrente elétrica do mesmo. A Figura 5-16, mostra as formas de instalar e dispor os condutores elétricos e os métodos de referência que devem ser aplicados.

Figura 5-16 Métodos de instalação.

Método de instalação número:	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de instalação a utilizar para a capacidade de condução de corrente ¹
1		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²	A1
2		Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²	A2
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular ³	B1
4		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção circular ³	B2
5		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção não circular	B1
6		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção não circular	B2
7		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B1
8		Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B2
11		Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede ⁴	C
11A		Cabos unipolares ou cabo multipolar no teto ⁴	C
12		Cabos unipolares ou cabo multipolar em bandeja não perfurada ou prateleira	C
13		Cabos unipolares ou cabo multipolar em bandeja perfurada, horizontal ou vertical.	E (multipolar) F (unipolares)
14		Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre suportes horizontais	E (multipolar) F (unipolares)
15		Cabos unipolares ou cabo multipolar afastado(s) da parede ou do teto ⁵	E (multipolar) F (unipolares)
16		Cabos unipolares ou cabo multipolar em leito	E (multipolar) F (unipolares)
17		Cabos unipolares ou cabo multipolar suspenso(s) por cabo de suporte, incorporado ou não.	E (multipolar) F (unipolares)

Fonte: ABNT NBR 5410, 2004.

Após escolhido o método de referência, calcula-se a corrente de projeto (I_p):

$$I_p = \frac{P}{U_n \cdot f_p}, (\text{Sistemas Bi fásicos}), I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot f_p}, (\text{Sistemas Tri fásicos}) \quad (30)$$

Onde,

P_n é a potência ativa total do circuito [W];

U_n é tensão do circuito [V];

f_p é o fator de potência total do circuito.

Da corrente calculada, aplicamos a correção de temperatura ($k1$), correção para agrupamento de circuitos ($k2$), Correção para resistividade do solo ($k3$). O fator $k1$ é encontrado na Tabela 5-8; $k2$ na Tabela 5-9 e $k3$ na Tabela 5-10.

Tabela 5-8 Fator de correção de temperatura ($k1$).

Temperatura (°C)	PVC		EPR ou XLPE	
	Ambiente	Do solo	Ambiente	Do solo
10	1,22	1,15	1,1	1,07
15	1,17	1,12	1,05	1,04
20	1,12	1,08	1	1
25	1,06	1,04	0,95	0,96
30	1	1	0,89	0,93
35	0,94	0,96	0,84	0,89
40	0,87	0,91	0,77	0,85
45	0,79	0,87	0,71	0,82
50	0,71	0,82	0,63	0,76
55	0,61	0,76	0,55	0,71

Fonte: ABNT NBR 5410, 2004.

Tabela 5-9 Fatores de correção para agrupamento de circuitos (k2).

Item	Disposição dos cabos justapostos	Número de Circuitos ou de Cabos Multipolares						Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1	0,8	0,7	0,65	0,6	0,57	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou bandeja não perfurada ou prateleira	1	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	36 a 37 (métodos C e D)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	
4	Camada única em bandeja perfurada	1	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte, etc.	1	0,87	0,82	0,8	0,8	0,79	
		7	8	9 a 11	12 a 15	15 a 19	≥ 20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	0,54	0,52	0,5	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou bandeja não perfurada ou prateleira	0,72	0,71	0,7				36 a 37 (métodos C e D)
3	Camada única no teto	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte, etc.	0,79	0,78	0,78				

Fonte: ABNT NBR 5410, 2004.

Tabela 5-10 Fatores de correção para resistividade térmica do Solo (k3).

Resistividade Térmica (K.m/W)	1	1,5	2	3
Fator de Correção	1,18	1,1	1,05	0,96

Fonte: ABNT NBR 5410, 2004.

Conhecido os fatores de correção, encontramos a corrente de projeto corrigida (I_p'):

$$I_p' = \frac{I_p}{k_1.k_2.k_3} \quad (31)$$

Com a corrente corrigida e o método de referência, conseguimos encontrar a seção do condutor pela Tabela 33 a Tabela 39 da NBR 5410, 2004.

Na Figura 5-17 da norma Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência E, F e G Condutores: cobre e alumínio Isolação: EPR ou XLPE Temperatura no condutor: 90°C Temperatura ambiente de referência: 30°C

Figura 5-17 Tabela, para os métodos de referência E, F e G para condutores utilizando isolação EPR ou XLPE.

Seções nominais dos condutores mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33						
	Cabos multipolares			Cabos unipolares ¹⁾			
	Dois condutores carregados	Três condutores carregados	Dois condutores carregados, justapostos	Três condutores carregados, em trifólio	Três condutores carregados, no mesmo plano		
	Método E	Método E	Método F	Método F	Justapostos	Espaçados	
				Método F	Horizontal	Vertical	
					Método G	Método G	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Cobre						
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	892	745	940	823	868	1 085	1 008
500	1 030	859	1 083	946	998	1 253	1 169
630	1 196	995	1 254	1 088	1 151	1 454	1 362
800	1 396	1 159	1 460	1 252	1 328	1 696	1 595
1 000	1 613	1 336	1 683	1 420	1 511	1 958	1 849

Fonte: ABNT NBR 5410, 2004.

A NBR 5410, 2004 estabelece que o condutor neutro pode ser menor que o condutor fase quando a seção do condutor fase for maior que 25 mm², o circuito for equilibrado, a corrente das fases não contiver taxa de terceira harmônica e seus múltiplos superior a 15%, e o

condutor neutro for protegido contra sobrecorrente. A Figura 5-18 nos mostra o valor da área de seção transversal o condutor neutro em relação ao condutor de fase.

Figura 5-18 Seção do condutor neutro.

Seção dos condutores de fase mm ²	Seção reduzida do condutor neutro mm ²
$S \leq 25$	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

¹⁾ As condições de utilização desta tabela são dadas em 6.2.6.2.6.

Fonte: ABNT NBR 5410, 2004.

Quando o condutor de proteção for constituído do mesmo metal do condutor fase, podemos usar a Tabela 5-19 para encontrá-lo. Caso contrário condutor de proteção deve ser calculado conforme a IEC 60364-5-54, 2011.

Figura 5-19 Seção mínima do condutor de proteção.

Seção dos condutores de fase S mm ²	Seção mínima do condutor de proteção correspondente mm ²
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$\frac{S}{2}$

Fonte: ABNT NBR 5410, 2004.

Após calcularmos a seção do condutor pelo método da condução de corrente, aplicamos um segundo método, que no caso será o da Máxima Queda de Tensão. O valor utilizado na seção do condutor será aquele de maior valor entre os dois métodos. A equação da máxima queda de tensão é mostrada abaixo:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot l \cdot I_1}{\Delta V \% \cdot U_n} [mm^2] \quad (32)$$

Onde,

ρ é a resistividade do Material do condutor;

l é o comprimento do condutor;

I_1 é a corrente nominal de projeto condutor;

$\Delta V\%$ é a queda de tensão;

U_n é a tensão que o condutor é submetido.

A especificação também pode seguir normas das concessionárias. Nas normas técnicas da CEB para especificações de transformadores para o sistema subterrâneo, os condutores elétricos da baixa tensão são dimensionados de acordo com o transformador ao qual são conectados, conforme a Tabela 5-11.

Tabela 5-11 Buchas de tensão secundária.

Potência transformador (kVA)	Número de Cabos por Fase	Seção do Cabo (mm ²)
500	2	300
1000	2	300

Fonte: CEB, 2019.

A seção do cabo neutro também é tabelada de acordo com a Tabela 5-12.

Tabela 5-12 Buchas de tensão secundária.

Potência transformador (kVA)	Número de Cabos por Fase	Seção do Cabo (mm ²)
500	1	300
1000	1	300

Fonte: CEB, 2019.

5.3.2 Condutores elétricos na média tensão

A média tensão está compreendida entre 1KV e 36,2kV pela norma NBR 7287. Os cabos elétricos para estas tensões possuem muitas características que os diferencia dos cabos para baixa tensão. Sua espessura de isolamento é bem maior para suportar as altas tensões, são

submetidos a testes de qualidade mais aprimorados e o controle na fabricação deve ser maior pois qualquer impureza na isolação pode provocar falhas nos cabos.

Em tensões muito altas muito fenômenos elétricos, que são considerados desprezíveis na baixa tensão, começam a interferir na instalação elétrica como fenômeno de arborescência elétrica e arborescência de água, campos elétricos, campos eletromagnéticos, induções e outros. Dessa forma, esses cabos são fabricados com várias camadas além do condutor e da isolação para impedir que estes efeitos interfiram nas redes elétricas e nos equipamentos.

No dimensionamento da seção dos condutores na média tensão, calculamos inicialmente a corrente de projeto (I_p) e escolhemos o método de referência na Figura 5-20.

Figura 5-20 Métodos de referência para média tensão.

Método de instalação número	Descrição	Método de referência a utilizar para a capacidade de condução de corrente
1	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar ao ar livre	A
2	Três cabos unipolares espaçados ao ar livre	B
3	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em canaleta fechada no solo	C
4	Três cabos unipolares espaçados em canaleta fechada no solo	D
5	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em eletroduto ao ar livre	E
6	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em banco de dutos ou eletroduto enterrado no solo	F
7	Três cabos unipolares em banco de dutos ou eletrodutos enterrados e espaçados – um cabo por duto ou eletroduto não condutor	G
8	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar diretamente enterrados	H
9	Três cabos unipolares espaçados diretamente enterrados	I

Fonte: ABNT NBR 14039, 2005.

Conhecido o método de referência, o tipo de isolação a ser usada e a corrente de projetos. Encontramos a corrente de projeto na Figura 5-21.

Figura 5-21 Seção dos cabos unipolares e multipolares, condutor de cobre, isolamento XLPE, EPR.

	Seção mm ²	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Tensão nominal menor ou igual a 8,7/15 kV	10	87	105	80	92	67	55	63	65	78
	16	114	137	104	120	87	70	81	84	99
	25	150	181	135	156	112	90	104	107	126
	35	183	221	164	189	136	108	124	128	150
	50	221	267	196	226	162	127	147	150	176
	70	275	333	243	279	200	154	178	183	212
	95	337	407	294	336	243	184	213	218	250
	120	390	470	338	384	278	209	241	247	281
	150	445	536	382	433	315	234	270	276	311
	185	510	613	435	491	357	263	304	311	347
	240	602	721	509	569	419	303	351	358	395
	300	687	824	575	643	474	340	394	402	437
	400	796	959	658	734	543	382	447	453	489
	500	907	1100	741	829	613	426	502	506	542
	630	1027	1258	829	932	686	472	561	562	598
800	1148	1411	916	1031	761	517	623	617	655	
1000	1265	1571	996	1126	828	555	678	666	706	

Fonte: ABNT NBR 14039, 2005.

A especificação também pode seguir normas das concessionárias. Nas normas técnicas da CEB para especificações de transformadores para o sistema subterrâneo, os condutores elétricos da Média Tensão (15kV) são dimensionados de acordo com a corrente que passa pelos mesmos, conforme a Tabela 5-13.

Tabela 5-13 Condutores de cobre classe 15 kV padronizados instalação em trifólio.

Condutores de cobre classe 15 kV padronizados instalação em trifólio

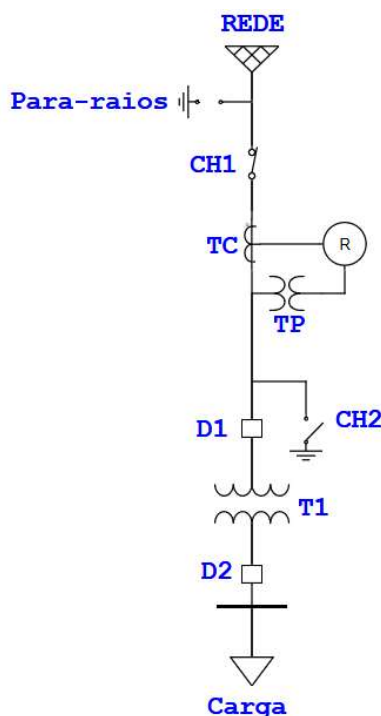
Seção fase (mm ²)	Seção Condutor de Proteção (mm ²)	Capacidade de Condução de Corrente (A)
35	35	135
95	95	230
185	95	328
240	120	378

Fonte: CEB, 2019.

6. PROJETO DE UMA SUBESTAÇÃO SUBTERRÂNEA

O trabalho desenvolvido até agora visava introduzir e caracterizar os principais componentes de uma subestação de média tensão abrigada (subterrânea). Com base nos estudos desenvolvidos, será especificado os equipamentos da subestação mostrada na Figura 6-1.

Figura 6-1 Subestação a ser projetada.



Fonte: O autor.

A rede de alimentação da subestação tem os parâmetros mostrados na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 Dados de entrada da subestação.

Rede Trifásica	
Tensão[kV]	15
Nível de curto Trifásico[kA]	3,8
P[W]	878,1
Q[VAr]	478,8

Fonte: O autor.

A subestação em estudo alimenta carga com características mostradas nas Tabela 6-2:

Tabela 6-2 Dados da carga trifásica.

Carga Trifásica

Tensão[V]	380
Fator de potência	0,9
S[kVA]	1000
Corrente Nominal[A]	1519,3
Fator de Utilização	1
Rendimento (η)	0,98
Queda de Tensão(%)	3,83

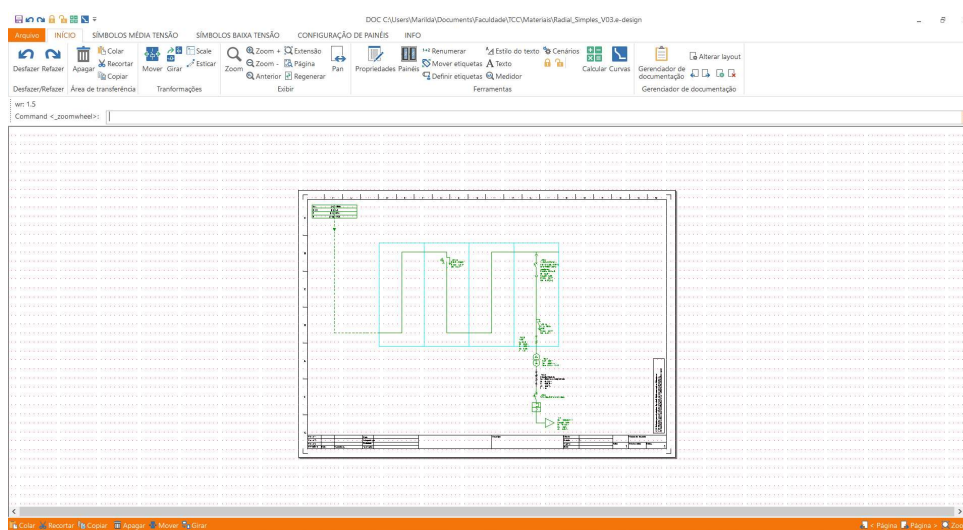
Fonte: O autor.

6.4 Software ABB DOC

Na realização do estudo, foi utilizado o *software* ABB DOC, da fabricante ABB. Este é um *software* gratuito que permite traçar e calcular diagramas unifilares de plantas elétricas de baixa e média tensão para escolha de dispositivos de manobra e proteção, e para coordenar a proteção. O *software* também permite dimensionar transformadores e cabos, coordenar os obtendo a lista de materiais completa. Na Figura 6-2, temos a tela de trabalho do programa.

O ABB DOC também permite efetuar cálculos de curto, escolha de dispositivos, configuração de unidades de disjuntores, verificar proteção de cabos. O *software* será usado para complementar e ajudar na especificação dos equipamentos da subestação.

Figura 6-2 Tela de trabalho do software ABB DOC.



Fonte: ABB DOC, 2019.

6.5 Especificação do para-raios

Figura 6-3 Diagrama do para-raios.



Fonte: O autor.

O para-raios é o primeiro elemento da subestação. Na Figura 6-3, podemos ver o para-raios indicado no *bay* da subestação. No projeto, a região de entrada está na tensão de 15 kV. Para especificação desse elemento deve-se calcular a Tensão Nominal (U_n) e a Máxima Tensão de Operação Contínua ($MCOV$).

Sendo, $U_{ff} = 15kV$, temos:

$$MCOV = (1,05 \cdot U_{ff}) / (\sqrt{3}) = 1,05 \cdot (15000) / \sqrt{3} = 9093,27 V \quad (33)$$

$$U_n = 1,25 \cdot MCOV = 1,25 \cdot (9093,2667) = 11366,58 V \quad (34)$$

Conhecendo os valores de U_n e $MCOV$, foi escolhido um para-raios do catálogo da Siemens no Anexo 1, com as características estipuladas na Tabela 6-3. O para-raios escolhido, está conforme a IEC 60099-4, 2014, que aplica-se a para-raios do tipo resistores de óxido de metal não lineares, sem intervalos de ignição, projetados para limitar surtos de tensão em circuitos de energia de corrente alternada (CA) com U_n acima de 1 kV.

Tabela 6-3 Dados técnicos gerais relativos ao descarregador tipo 3EK4.

Características	Especificações
Corrente de descarga nominal I_n (8/20 μ s)	10 kA
Classe de descarga de linha (LDC)	1
Tensão de operação contínua máxima (U_c ou MCOV)	28,8 kV
Tensão nominal (U_f)	36 kV
Impulso de corrente de longa duração (2 ns)	325 A
Suportabilidade a alta corrente de curto-circuito	20 kA
Suportabilidade a baixa corrente de curto-circuito	600 A
Impulso de alta corrente (4/10 μ s)	100 kA
Carga específica de longa duração SSL(M_{stat})	175 Nm
Carga específica de curta duração SSL (M_{dym})	250 Nm
Capacidade de absorção de energia (térmica)	3,5 kJ/kV _f

Fonte: ABB, 2019.

A partir dos dados especificados na tabela anterior, optou-se pelo modelo de para-raios 3EK4 com U_n de 12 kV, dos modelos 3EK4 da Figura 6-4.

Figura 6-4 Descarregadores tipo 3EK4 típicos para tensões de sistema em conformidade com a norma IEC 60099-4, 2014.

Tensão nominal U_n	Tensão de operação contínua U_c	Modelo	Valores máximos das tensões residuais para diferentes formas de ondas e correntes					Distância de flash-over	Suportabilidade do invólucro		Altura A (ver fig. 1)	Largura L (ver fig. 1)	Distância de escoamento	Peso líquido
			8/20 μ s 1 kA [kV]	8/20 μ s 5 kA [kV]	8/20 μ s 10 kA [kV]	8/20 μ s 20 kA [kV]	30/60 μ s 500 A [kV]		Tensão suportável a impulso atmosférico 1,2/50 μ s [kV]	Tensão suportável de frequência industrial, 1 min, sob chuva [kV]				
3	2,4	3EK4 030-1CB3	6,5	7,4	8,0	9,1	6,1	98	57	24	96	92	225	0,8
6	4,8	3EK4 060-1CB3	13,0	14,8	15,9	18,3	12,2	98	57	24	96	92	225	0,9
9	7,2	3EK4 090-1CC3	19,6	22,2	23,9	27,4	18,4	138	80	33	137	92	310	1,2
12	9,6	3EK4 120-1CC3	26,1	29,6	31,8	36,6	24,5	138	80	33	137	92	310	1,3
15	12,0	3EK4 150-1CF4	32,6	37,0	39,8	45,7	30,6	170	99	41	160	111	550	1,6
18	14,4	3EK4 180-1CJ4	39,1	44,4	47,7	54,9	36,7	212	123	51	204	111	690	2,0
21	16,8	3EK4 210-1CJ4	45,6	51,8	55,7	64,0	42,9	212	123	51	204	111	690	2,1
22	17,6	3EK4 220-1CJ4	47,8	54,2	58,3	67,0	44,9	212	123	51	204	111	690	2,1
24	19,2	3EK4 240-1CK4	52,2	59,1	63,6	73,1	49,0	242	140	58	234	111	820	2,3
25	20,0	3EK4 250-1CK4	54,3	61,6	66,3	76,2	51,0	242	140	58	234	111	820	2,3
27	21,6	3EK4 270-1CM4	58,7	66,5	71,6	82,3	55,1	278	161	67	270	111	960	2,7
30	24,0	3EK4 300-1CM4	65,2	73,9	79,5	91,4	61,2	278	161	67	270	111	960	2,8
31,5	25,2	3EK4 315-1CM4	68,4	77,6	83,5	96,0	64,3	278	161	67	270	111	960	2,8
33	26,4	3EK4 330-1CR4	71,7	81,3	87,5	101,0	67,3	330	191	79	320	111	1.200	3,2
36	28,8	3EK4 360-1CR4	78,2	88,7	95,4	110,0	73,5	330	191	79	320	111	1.200	3,3

Fonte: ABB, 2019.

Em seguida, foi verificado se para-raios escolhido suporta sobretensões causadas por surtos atmosféricos e de manobras.

- $TSNI A = 80kV, 1,2/50\mu s$
- $NPI A = 31,8kV, \text{ para } 10kA, 8/20\mu s$

$$\frac{TSNI A}{NPI A} = \frac{80000}{31800} = 2,5157 \geq 1,2 \quad (35)$$

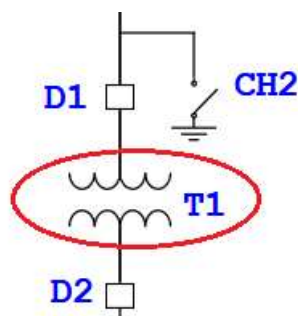
- $TSNI M = 33kV, 1\text{minuto}$
- $NPI M = 24,5kV, 30/60\mu s$

$$\frac{TSNI M}{NPI M} = \frac{33000}{24500} = 1,3469 \geq 1,15 \quad (36)$$

Com os cálculos realizados, verificou-se que o para-raios especificado garante as margens de proteção da subestação.

6.6 Especificação dos transformador

Figura 6-5 Transformador de potência.



Fonte: O autor

Na Figura 6-5, temos o Transformador de potência na nossa subestação projetada. Foi selecionado um transformador com potência compatível com a carga solicitada pela subestação. A carga demanda uma potência de 1000KVA com fator de potência de 0,9. A média tensão tem magnitude de 15kV e a baixa tensão de 380V. Utilizando como base os transformadores de média tensão da WEG, podemos escolher o transformador especificado na Tabela 6-4.

Tabela 6-4 Dados do transformador trifásico

Transformador Trifásico

S	1000 kVA	Classe do Material Isolante	F (155 °C)
Tensão Primária Nominal	23.1 kV	Resfriamento	NA (Ar Natural)
Tensão Secundária Nominal	0.38 kV	Z%	6.0 %
Grau de Proteção	IP-00	Perdas Totais	15.4 kW
Tipo Construtivo	Seco	Nível de Ruído	64.0 dB
NBI (AT)	125.0 kV	Descarga Parcial	10.0 pC
Normas	NBR 5356-11	Conexão do Primário	Triângulo(Delta)
Frequência	60.0 Hz	Conexão do Secundário	Estrela
Fases	Trifásico	Defasamento Angular	30°
Instalação	Ambientes Fechados	Comprimento	1650 mm
Atmosfera	Não agressivo	Largura	905 mm
Máxima Temperatura Ambiente	40.0 °C	Altura	1755 mm

Fonte: WEG, 2019.

O transformador escolhido, mostrado na Figura 6-6, é fabricado com resina epóxi, não apresenta risco de explosão, não propaga fogo e está de acordo com a NBR 5356-11, 2016. Este ideal para ambientes com limitações de espaço como a de uma subestação subterrânea. O transformador à seco é mais indicado para ambientes fechados ou pertencentes a uma instalação conforme a NBR 14039, 2005.

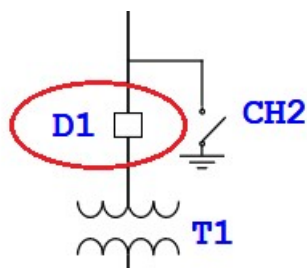
Figura 6-6 Transformador à seco, 1000.0kVA 23.1/0.38kV CST IP-00 NA.



Fonte: WEG, 2019.

6.7 Especificação do disjuntor de média tensão

Figura 6-7 Disjuntor de média tensão.



Fonte: O Autor.

O Disjuntor de média tensão nosso projeto é indicado no bay na Figura 6-7. A corrente nominal no lado de média tensão é dada por:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000kVA}{\sqrt{3} \cdot 15kV} = 38,49A \quad (37)$$

Nossa corrente nominal é igual a corrente base, $I_n = I_b$

A corrente de curto circuito trifásica desse trecho será a mesma da de entrada:

$$I_k' = 3,8kA \quad (38)$$

Conhecendo a corrente de curto circuito trifásica, podemos calcular a corrente de curto-circuito assimétrica (I_s):

$$I_s = 2,55 \cdot I_k' = 2,55 \cdot 3800 = 9690 \text{ A} \quad (39)$$

Utilizando a Tabela 6-5 da ABB para disjuntores de Média tensão, escolheremos o Disjuntor HD4/S 17. Na Figura 6-8 podemos ver a foto desse disjuntor.

Tabela 6-5 Disjuntor de média tensão HD4/S 17.

Disjuntor de Média Tensão HD4/S 17

Tensão Nominal[kV]	17,5
Corrente Térmica Nominal 40°C [A]	630
Capacidade de interrupção da corrente nominal[kA]	12,5
Tensão Suportável a Frequência Industrial(TAFI) [kV]	38
Tensão de Impulso Suportável(NBI) [kV]	95
Capacidade de Fechamento[kA]	31,5
Tipo Construtivo	SF6

Fonte: ABB, 2019.

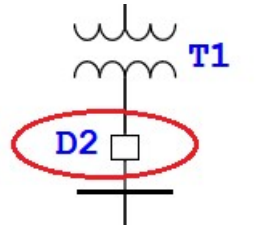
Figura 6-8 Disjuntor HD4/S 17.



Fonte: ABB, 2019.

6.8 Especificação do disjuntor na baixa tensão

Figura 6-9 Disjuntor de baixa tensão.



Fonte: O Autor.

Na Figura 6-9 temos o disjuntor de baixa tensão no circuito. A corrente nominal no lado de baixa tensão é dada por:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 380 \text{ V}} = 1519,3428 \text{ A} \quad (40)$$

Nossa corrente nominal é igual a corrente base, $I_n = I_b$.

$$Z_{trafo} \% = 6\% \quad (41)$$

A impedância base do lado de baixa tensão é dada por:

$$Z_{trafo} = \frac{Z\% \cdot V_p^2}{100 \cdot S_n} = \frac{6 \cdot 380^2}{100 \cdot (1000 \text{ kVA})} = 0,00866 \text{ pu} \quad (42)$$

Faremos o cálculo da corrente de curto circuito trifásica, que é a corrente máxima de curto.

$$I_k' = \frac{U_{ns}}{\sqrt{3} \cdot Z_{trafo}'} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 0,00866} = 25334,0764 \text{ A} \quad (42)$$

Conhecendo a corrente de curto circuito trifásica, podemos calcular a corrente de curto-circuito assimétrica (I_s):

$$I_s = 2,55 \cdot I_k' = 2,55 \cdot 25334,0764 = 64601,89502 \quad (44)$$

Utilizando a Tabela da ABB para disjuntores de baixa tensão, escolheremos o disjuntor de baixa tensão T_{máx} T7 S. Na Figura 6-10 temos foto do disjuntor.

Tabela 6-6 Disjuntor de baixa tensão T_{máx} T7 S.

Disjuntor de Baixa Tensão Tmax T7 S

Tensão Nominal[V]	380/415
Corrente Nominal[A]	1600
Interrupção máxima sob curto-circuito (I _{cu}) [kA]	50
Tipo Construtivo	Caixa Moldada

Fonte: ABB, 2019

Figura 6-10 Disjuntor de baixa tensão T_{máx} T7 S.



Fonte: ABB, 2019.

6.9 Coordenação dos disjuntores

Os disjuntores de baixa tensão e média tensão devem ser coordenados para que haja seletividade no circuito. O coordenograma será feito usando como referência a tensão de 15kV.

- Disjuntor de média tensão (15kV)

$$I_n = 38,49A \quad (44)$$

$$I_k = 3,8 kA \quad (45)$$

- Disjuntor de baixa tensão (380V)

$$I_n = 1519,39 A \quad (46)$$

$$I_k' = 25334,076 A \quad (47)$$

Passando os valores de tensão e corrente dos disjuntores de média e baixa tensão para uma tensão de referência em 15kV, obtemos os valores da Tabela 6-7.

Tabela 6-7 Valores nominais dos disjuntores de baixa e média tensão.

Tensão de Referência: 15kV		
	Corrente Nominal	Corrente Curto Simétrica
Disjuntor 1	38,49 ^a	3,8kA
Disjuntor 2	38,49 ^a	641 ^a

Fonte: O autor.

Respeitando os valores da Tabela 6-7, montamos o coordenograma, mostrado na Figura 6-12, com auxílio do *software* ABB DOC. A curva verde representa o relê de média tensão, e a azul o de baixa tensão.

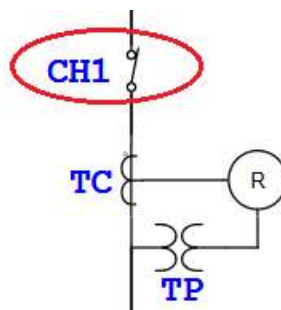
Figura 6-11 Coordenação dos disjuntores.



Fonte: O autor.

6.10 Chave seccionadora 1

Figura 6-12 Chave seccionadora 1



Fonte: O autor

Na especificação dessa chave, indicada na Figura 6-12, vamos inicialmente encontrar a corrente nominal e a corrente de curto circuito trifásica para ela. Essa chave está instalada antes do disjuntor de média tensão, então está submetida as mesmas condições dele:

$$I_n = 38,49A \quad (48)$$

$$I_k = 3,8kA \quad (49)$$

$$I_s = 2,55 \cdot I_k' = 9690 A \quad (50)$$

Utilizando a Tabela 6-8 para chaves de média tensão, escolheremos a GSec/T1 isolado a gás SF6, conforme Figura 6-13.

Tabela 6-8 Chave GSec/T1 isolado a gás SF6.

Chave Seccionadora Gsec/T1

Tensão Nominal[kV]	17,5
Corrente Nominal[A]	800
Capacidade Interrupção de Corrente de curta duração[kA]	21 (3s) / 25 (2s)
Tensão Suportável a Frequência Industrial(50/60 Hz, 1min) [kV]	38
Tensão de Impulso Suportável [kV]	95
Capacidade de Fechamento Nominal em Curto-Circuito [kAp]	62,5
Tipo Construtivo	SF6

Fonte: ABB, 2019.

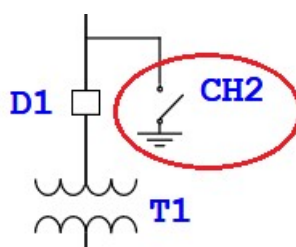
Figura 6-13 Chave seccionadora GSec/T1 isolado a gás SF6.



Fonte: ABB, 2019.

6.11 Chave seccionadora 2

Figura 6-14 Chave seccionadora 2.



Fonte: O autor.

Na especificação da chave seccionadora 2, mostrado na figura 6-14, vamos inicialmente encontrar a corrente nominal e a corrente de curto circuito trifásica para ela. Como está submetida as mesmas condições da Chave 1, os valores da corrente nominal e de curto-circuito serão os mesmos.

$$I_n = 38,49A \quad (51)$$

$$I_k' = 3,8kA'' \quad (52)$$

$$I_s = 2,55.I_k' = 9690 A \quad (53)$$

A Chave 2 difere da Chave 1 por ser uma chave seccionadora de aterramento, que interrompe o fluxo de energia da rede para que seja possível efetuar manutenções no interior da rede com maior segurança.

6.12 Especificação dos TC's e TP's

6.12.1 Especificação dos TC's na média tensão

A corrente nominal e de curto dos relés na média tensão são as mesmas da chave e do disjuntor do mesmo trecho.

$$I_n = 38,49A \quad (54)$$

$$I_k' = 3,8kA \quad (55)$$

Considerando que a corrente nominal máxima é de 38,49A, escolheremos um TC com RTC de 200/5. Para verificar que o TC não saturará, faremos o seguinte teste:

$$200 \cdot 20 I_k', \text{ então } 4000 > 3800, \text{ não irá saturar.}$$

6.12.2 Especificação dos TC's na baixa tensão

A corrente nominal e de curto dos relés na média tensão são as mesmas das chaves e do disjuntor do mesmo trecho.

$$I_n = 1519,34 A \quad (56)$$

$$I_k' = 25,33 kA \quad (57)$$

Considerando que a corrente nominal máxima é de 1519,34 A, escolheremos um TC com RTC de 1500/5. Para verificar que o TC não saturará, faremos o seguinte teste:

$$1500 \cdot 20 > I_k', \text{ então } 30000 > 25334, \text{ não irá saturar.}$$

6.13 Especificação dos condutores da baixa tensão

Os condutores de baixa tensão estarão dispostos sobre uma bandeja perfurada, então será utilizando o método 13. Além disso, serão escolhidos cabos unipolares, então será usado método 13F. A corrente de projeto (I_p) que percorre o condutor é calculada abaixo:

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta} \quad (58)$$

$$I_p = \frac{1000k}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 1} = 1519,34 \text{ A} \quad (59)$$

Aplicamos os fatores de correção da corrente. Como será usado condutor com isolamento de XLPE a 30°C, então k_1 será 1; como só estará passando um circuito pelos cabos, k_2 será 1; e como o cabo será aéreo, k_3 será 1.

$$I_p' = \frac{I_p}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} = \frac{1519,3}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 1519,34 \text{ A} \quad (60)$$

Por se tratar de um valor de corrente muito elevado, vamos usar 3 cabos por fase. Sendo assim, a corrente de projeto é dada por

$$I_p' = \frac{1519,34}{3} = 506,43 \text{ A} \quad (61)$$

De acordo com a Tabela 5-17, temos que a seção do condutor será de 240 mm^2 .

Agora, aplicaremos o método da máxima queda de tensão, usando a equação abaixo.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot l \cdot I_1}{\Delta V \% \cdot U_n} [\text{mm}^2] \quad (62)$$

$I_1 = 506,43 \text{ A}$ é a corrente em cada condutor;

$U_n = 380 \text{ V}$;

$\Delta V \% = 3,83\%$;

$l = 4 \text{ m}$;

$\rho = 0,01724 \text{ (ohms} \cdot \text{mm}^2 \text{)}/\text{m}$;

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,01724 \cdot 4000 \cdot 506,43}{0,00383 \cdot 380} [\text{mm}^2] = 414,55 \text{ mm}^2 .$$

Pela norma, devemos escolher a maior das áreas, então escolheremos $S = 414,55 \text{ mm}^2$, como não existe esse valor tabelado, escolhemos o próximo valor tabelado nominal, que é de 500 mm^2 .

De acordo com o que foi discutido na seção 5.3, para o condutor fase de $500mm^2$ o condutor neutro terá seção de $300mm^2$ e o condutor de proteção (S_{pe}) será:

$$S_{pe} = \frac{500}{2} = 250 mm^2 \quad (63)$$

Como $250 mm^2$ não é uma valor nominal de seção de condutores, usamos o valor de seção nominal maior e mais próximo, no caso $300mm^2$.

Tabela 6-9 Condutores de baixa tensão.

Condutor	Seção do Condutor mm^2	número condutores por fase
Fase	500	3
Neutro	300	1
Proteção	300	1

Fonte: O autor.

Essa especificação pode ser feita de acordo com as normas da CEB, levando a um dimensionamento de acordo com a potência do transformador conforme a Tabela 5-11 e 5-12. Como o transformador é de $1000KVA$, podemos usar dois condutores de $240mm^2$ por fase, e um condutor de $240mm^2$ para o neutro.

6.14 Especificação dos condutores da média tensão

Os condutores da média tensão estarão, serão cabos unipolares em trifólio ao ar livre. De acordo com a NBR 14039, 2005 estaremos usando o método de referência C, e o método de instalação de número três. A corrente de projeto (I_p) que percorre o condutor é calculada abaixo:

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3}.U_n.\cos\phi.\eta} = \frac{S}{\sqrt{3}.U_n.\eta} \quad (64)$$

$$I_p = \frac{1000}{\sqrt{3}.1500.1} = 38,49 A \quad (65)$$

Como será usado um cabo aéreo XLPE sobre a condição de temperatura de $30^\circ C$, não será necessário aplicar fatores de correção. Sendo assim a nossa corrente de projeto será de

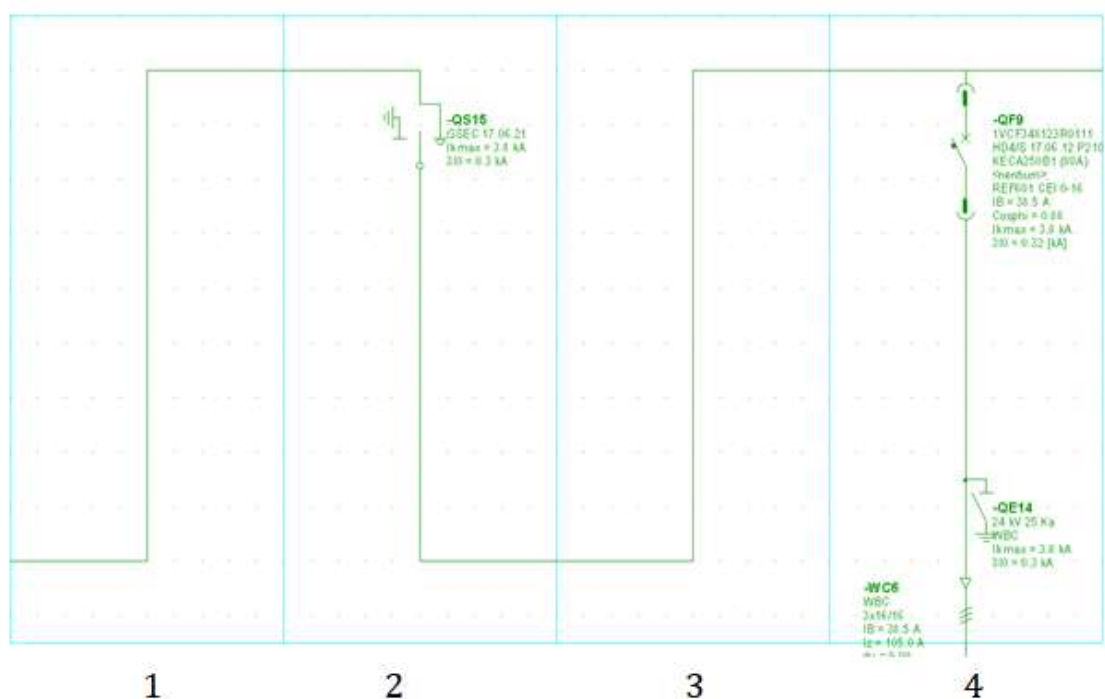
38,49A. Pela Figura 5-21, para instalações usando XLPE, com tensão nominal menor ou igual a 8,7/15kV, teremos uma seção de 16mm^2 .

Essa especificação pode ser feita de acordo com as normas da CEB, levando a um dimensionamento de acordo com a que passa em cada fase, conforme a Tabela 5-13. Como o corrente é de 34,89A, de acordo com a Tabela 5-13 podemos usar um condutor de 35mm^2 por fase, e um condutor de 35mm^2 para proteção.

6.15 Especificação das cabines

Subestações subterrâneas costumam ter seus aparelhos dispostos em cabines. Os fabricantes de equipamento para subestações abrigadas costumam oferecer as cabines junto com seus elementos para a montagem da subestação. O *software* da ABB, especifica os elementos da subestação e nos permite montar a mesma com diversas cabines. Cada uma cabine possui uma função específica que será detalhado abaixo conforme o mapeamento na Figura 6-15.

Figura 6-15 Cabines projetadas divididas por seções de 1 a 4



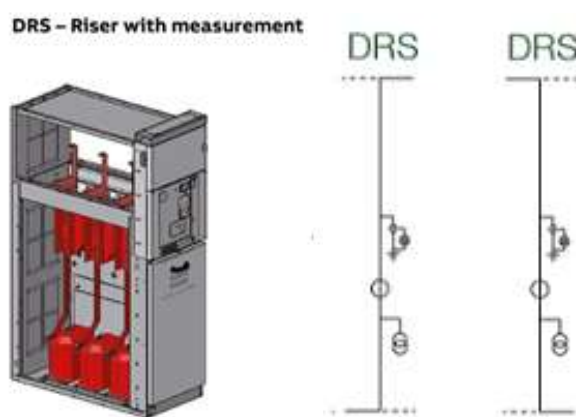
Fonte: O autor

6.15.1 Cabines 1 e 3

A cabine 1 tem função de receber os condutores elétricos na subestação, por via subterrânea e conectá-los com o próximo cubículo. Essa cabina é necessária por causa da entrada baixa e de a cabine seguinte ter entrada alta. A cabine 3 também é responsável pela transição da cabine 2, com saída baixa, para cabine 4 com entrada alta.

A unidade DRS mostrada na Figura 6-16, pode ser usada para medição da energia de entrada e para transição de cabines, essa unidade contém um transformador de corrente e um transformador de tensão para o mesmo fim. Esse cubículo pode ter entrada baixa com saída alta, ou entrada alta com saída baixa.

Figura 6-16 Cabine DRS ABB.



Fonte: UniSec Air-insulate medium voltage secondary distribution switchgear up to 24 kV, 1250 A, 25kA.

Na Tabela 6-10 abaixo, temos os modelos de unidades DRS disponíveis pelo fabricante. No trecho em análise, a corrente nominal 38,4 A, corrente de curto de 3,8kA, e tensão nominal de 15kV. Para as cabines 1 e 3 podemos usar a terceira opção com as seguintes configurações:

$$U_n = 17,5kV \quad (66)$$

$$I_n = 630 A \quad (67)$$

$$I_k = 16kA \quad (68)$$

Tabela 6-4 Dados técnicos gerais relativos a cabine DRS ABB.

Un	Ir	Ik
kV	A	kA
12	630/800/1250	16/20 ⁽²⁾ /25 ⁽³⁾⁽⁴⁾ (3s)
17.5	630/800/1250	16/20 ⁽²⁾ /25 ⁽³⁾⁽⁴⁾ (3s)
24	630/1250 ⁽¹⁾	16/20 ⁽²⁾ /25 ⁽³⁾ (3s)

(1) Only for H = 2000 mm
(2) Contact ABB for 21 kA
(3) 25 kA (2s)
(4) 25 kA, 3s DRS coupled to WBC/WBS

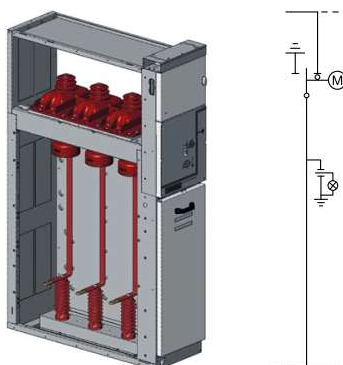
Fonte: UniSec Air-insulate medium voltage secondary distribution switchgear up to 24 kV, 1250 A, 25kA.

6.15.2 Cabine 2

Nessa cabine, mostrada na Figura 6-17, temos que a primeira chave seccionadora da nossa subestação. A cabine SDS com entrada alta e saída baixa pode ser escolhida para esse trecho. A mesma contém uma chave seccionadora equipada na cabine possui 3 posições: aberta, fechada, terra.

Figura 6-17 Cabine SDS ABB.

SDS – Coupler with switch-disconnector



Fonte: UniSec Air-insulate medium voltage secondary distribution switchgear up to 24 kV, 1250 A, 25kA.

Na Tabela 6-11, temos os modelos de unidades SDS disponíveis pelo fabricante. No trecho em análise, temos as mesmas características elétricas da cabine 1. Podemos usar a segunda opção com as seguintes configurações:

$$U_n = 17,5kV \quad (69)$$

$$I_n = 630 A \quad (70)$$

$$I_k = 16kA \quad (71)$$

Tabela 6-11 Dados técnicos gerais relativos a cabine SDS ABB.

Un	Ir	Ik
kV	A	kA
12	630/800	16 ⁽¹⁾ /20 ⁽²⁾ /25 ⁽³⁾ (3s)
17.5	630/800	16 ⁽¹⁾ /20 ⁽²⁾ /25 ⁽⁴⁾ (3s)
24	630	16 ⁽¹⁾ /20 ⁽²⁾ /25 ⁽⁴⁾ (3s)

- (1) 630 A, 16 kA 3s for double spring operating mechanism
 (2) Contact ABB for 21 kA
 (3) 25 kA (2s)
 (4) 25 kA (2s) as disconnector class E0 (interlocked with upstream CB)

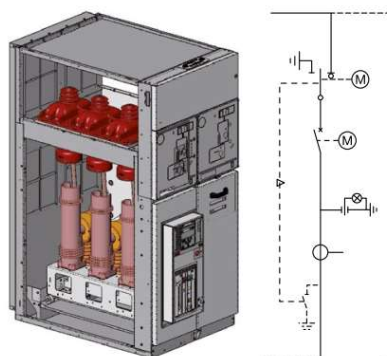
Fonte: UniSec Air-insulate medium voltage secondary distribution switchgear up to 24 kV, 1250 A 25kA.

6.15.3 Cabine 4

A última cabine da subestação precisa conter um disjuntor de média tensão e outra chave seccionadora. Para atender essa especificação, será uma cabine SBS, mostrada na Figura 6-18.

Figura 6-18 Cabine SBS ABB.

SBS – Coupler with circuit-breaker and switch-disconnector



Fonte: UniSec Air-insulate medium voltage secondary distribution switchgear up to 24 kV, 1250 A 25kA.

A cabine contém uma chave seccionadora de três posições, que não será usada nesse projeto, apresenta disjuntor que pode ser isolado a ar ou a SF6, e uma chave seccionadora terra. A porta da cabine possui intertravamento mecânico com o sistema de aterramento da carga para garantir a segurança do operador. Além disso, a unidade possui transformadores de corrente e de tensão. Na Tabela 6-12 abaixo, temos os modelos de unidades SBS disponíveis pelo fabricante. No trecho em análise, temos as mesmas características elétricas da cabine 1. Podemos usar a segunda opção com as seguintes configurações:

$$U_n = 17,5kV \quad (72)$$

$$I_n = 630 A \quad (73)$$

$$I_k = 16kA \quad (74)$$

$$I_{kAp} = 40kA \quad (75)$$

Tabela 6-12 Dados técnicos gerais relativos a cabine SBS ABB.

U_n	I_r	I_k	$I_{kAp}^{(*)}$
kV	A	kA	kAp
12	630/800	16/20 ⁽¹⁾ /25 ⁽²⁾ (3s)	40/50 ⁽¹⁾ /63
17.5	630/800	16/20 ⁽¹⁾ /25 ⁽³⁾ (3s)	40/50 ⁽¹⁾ /63
24	630	16/20 ⁽¹⁾ /25 ⁽³⁾ (3s)	40/50 ⁽¹⁾ /63

(*) Making capacity of the load side earthing switch ES230-N class E1, M0 for lower right busbar connection panel variant only

(1) Contact ABB for 21 kA

(2) 25 kA (2s)

(3) 25 kA (2s) as disconnector class E0 interlocked with 630A Vacuum CB (SF₆ CB not available)

Fonte: UniSec Air-insulate medium voltage secondary distribution switchgear up to 24 kV, 1250 A, 25kA.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse trabalho foram explanadas as especificações de um projeto elétrico de uma subestação subterrânea para distribuição de energia elétrica. As subestações subterrâneas têm sido uma opção cada vez mais utilizada para a distribuição de energia elétrica, pois além de apresentarem uma forma segura de operação, empregam um espaço reduzido para operação e possuem baixa manutenção, fato interessante para os grandes centros urbanos.

A utilização do *software* ABB DOC para a construção do projeto da subestação que foi apresentada nesse estudo, facilitou o dimensionamento das instalações elétricas e tornou possível a otimização do cálculo de correntes de curto-circuito máximas e mínimas em todos os pontos da instalação. A ferramenta se mostrou um excelente instrumento para o desenvolvimento de projetos elétrico, pois também proporcionou o ajuste de curvas nos dispositivos de proteção, de forma que atuem de acordo com as especificações iniciais. Além do projeto da subestação exposto ao longo desse estudo, também foram apresentadas as características dos principais componentes de uma subestação elétrica.

Adicionalmente, as subestações subterrâneas apresentam uma gama excelente de oportunidades de pesquisas futuras, no sentido de incorporar novas tecnologias aos projetos elétricos e proporcionar seu uso e disseminação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. **Transformadores de potencial.** Disponível em: <<https://new.abb.com/high-voltage/pt/transformadores-de-instrumento-de-alta-tensao>>. Acesso em: 3 jun. 2019.

ABB. **IEC indoor air-insulated load break switch NAL/NALF.** Disponível em: <<https://new.abb.com/high-voltage/pt/transformadores-de-instrumento-de-alta-tensao>>. Acesso em 2 jun. 2019.

ABB. **Para-raios de Média Tensão.** Disponível em: <<https://new.abb.com/high-voltage/pt/para-raios/para-raios-de-media-tensao>>. Acesso em 15 jun. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT). **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão.** Rio de Janeiro, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT). **NBR 5419-1: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 1: Princípios gerais.** Rio de Janeiro, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT). **NBR 5460: Sistemas elétricos de potência.** Rio de Janeiro, 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT). **NBR 6855: Transformador de potencial indutivo - Requisitos e ensaios.** Rio de Janeiro, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT). **NBR 6856: Transformador de corrente - Especificação e ensaios.** Rio de Janeiro, 2015.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT NBR IEC). **NBR 7287: Cabos de potência com isolamento extrudada de polietileno reticulado (XLPE) para tensões de 1 kV a 35 kV — Requisitos de desempenho.** Rio de Janeiro, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT). **NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.** Rio de Janeiro, 2005.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT NBR IEC). **NBR 60947-2: Dispositivo de manobra e comando de baixa tensão Parte 2: Disjuntores.** Rio de Janeiro, 2013.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT NBR IEC). **NBR 60947-6: Dispositivos de manobra e controle de baixa tensão Parte 6-1: Equipamentos com funções múltiplas — Equipamentos de comutação de transferência.** Rio de Janeiro, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICA (ABNT NBR IEC). **NBR 62271: Conjunto de manobra e controle de alta-tensão Parte 200: Conjunto de manobra e controle de alta-tensão em invólucro metálico para tensões acima de 1 kV até e inclusive 52 kV.** Rio de Janeiro, 2007.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Revisão nº. 10, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revis%C3%A3o10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13>. Acesso em: 27 mai. 2019.

AZEVEDO, F. A. **Otimização de rede de distribuição de energia elétrica subterrânea reticulada através de algoritmos genéticos**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Curitiba, 2010. Disponível em: <<https://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/24884/DISSERTACAO%20FERNANDO%20AZEVEDO%202010.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 28 mai. 2019.

BACHMANN, C.; ASHOUEI, M.; VIDOJKOVIC, M. Low-Power Wireless Sensor Nodes for Ubiquitous Long-Term Biomedical Signal Monitoring. In: **IEEE Communications Magazine**.v.50, n.1, p. 20-27, Jan. 2012.

BOCCUZZI, C. V. *et al.* Implantação de redes subterrâneas em condomínios residencial. **Rev. Eletricidade Moderna**, 1997.

CAMBRAIA, M. S. **Automação da redução de perdas técnicas nos sistemas reticulados de distribuição utilizando redes neurais artificiais em redes inteligentes (smart grid)**. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. São Paulo, 2018. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-05032018-102829/publico/MarioSergioCambraiaCorr18.pdf>>. Acesso em: 27 mai. 2019.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA (CEB). Norma técnica de distribuição NTD - 3.02 de 09/1995. Especificações de transformadores para o sistema subterrâneo. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/informacoes-ceb-separator/normas-tecnicas-col-200>>. Acesso em: 25 jun. 2019.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA (CEB). Norma técnica de distribuição NTD - 1.04 de 02/2014. Critérios de Projeto e Padrões de Construção de Rede de Distribuição Subterrânea. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/informacoes-ceb-separator/normas-tecnicas-col-200>>. Acesso em: 25 jun. 2019.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA (CEB). Norma técnica de distribuição NTD - 3.02 de 09/1995. Especificações de transformadores para o sistema subterrâneo. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/informacoes-ceb-separator/normas-tecnicas-col-200>>. Acesso em 25 jun. 2019.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). **Norma de Distribuição ND-2.7 Instalações Básicas de Redes de Distribuição Subterrâneas**. Belo Horizonte: 2006.

INTERNATINONAL ELECTROTECHINICAL COMISSIO. **IEC 60099-4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems**. Suíça, 2004.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. **IEC 60364-5-54: Low-voltage electrical installations - Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment - Earthing arrangements and protective conductors.** Suíça, 2011.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. **IEC 61850: Communication networks and systems in substations.** Suíça, 2002.

IRWIN, J. D. **Análise de Circuitos em Engenharia.** São Paulo: Pearson Makron Books, 2000.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais.** 7ª Edição. De acordo com a NBR 5410/97 e 14.039. Rio de Janeiro: LTC, 2007.

NAHVI, M.; EDMINISTER, J. A. **Circuitos elétricos: Coleção Schaum.** São Paulo: Bookman, 2005.

OLIVEIRA, J. C.; COGO, J. R., DE ABREU, J. P. G. **Transformadores Teoria e Ensaio.** Edgard Blücher, São Paulo, 1983

OLIVEIRA, C. C. B. *et al.* **Introdução a sistemas elétricos de potência: componentes simétricas.** São Paulo: Blucher, 2000.

ROCKWELL AUTOMATION. **Numeração e funções dos dispositivos IEEE.** Disponível em: <https://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/td/1500-td210_-pt-e.pdf>. Acesso em: 28 mai. 2019

VGS GROUP. Para-raios. Disponível em: <<https://www.vgsenergia.com.br/produtos/para-raios/para-raios-de-oxido-de-zinco-polimerico-silicone-tipo-pbp>>. Acesso em: 5 de jun. 2019.

VIACABOS. **Cabos de Potência.** Disponível em: <<http://www.viacabos.com.br/cabos-potencia.php>>. Acesso em: 4 jun. 2019.

WEG. **Dry Transformers.** Disponível em: <<https://www.weg.net/catalog>>. Acesso em: 15 jun. 2019.