



**INSTITUTO
FEDERAL**
Paraíba

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA
COORDENAÇÃO DO CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ILDJA VIVIANE DE QUEIROZ

Diretrizes de Projeto de Subestação de Energia Elétrica 69/13,8kV

João Pessoa - PB

2025

ILDJA VIVIANE DE QUEIROZ

Diretrizes de Projeto de Subestação de Energia Elétrica 69/13,8kV

Trabalho de Conclusão do Curso submetido à Coordenação do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Orientador: D.Sc. Gilvan Vieira de Andrade Júnior

João Pessoa - PB

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Nilo Peçanha do IFPB, *Campus* João Pessoa

Q3d

Queiroz, Ildja Viviane de

Diretrizes de projeto de subestação de energia elétrica
69/13,8kV / Ildja Viviane de Queiroz . - 2025.
118 f. : il.

TCC (Graduação – Bacharelado em Engenharia Elétrica) –
Instituto Federal de Educação da Paraíba /Coordenação do
Curso de Engenharia Elétrica, 2025.

Orientação : Prof^o Dr. Gilvan Vieira de Andrade Júnior.

1.Estrutura eletromecânica. 2. Iluminação. 3.Planta arranjo.
4. Projeto eletromecânico. 5. Sistema elétrico de potência. I. Título.

CDU 621.311.4 (043)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA

FOLHA DE APROVAÇÃO

ILDJA VIVIANE DE QUEIROZ
20191610044

“DIRETRIZES DE PROJETO DE SUBESTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 669/13,8 kV”

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal da Paraíba, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Trabalho aprovado pela banca examinadora em 03 de março de 2026.

BANCA EXAMINADORA:
(assinaturas eletrônicas via SUAP)

Dr. GILVAN VIEIRA DE ANDRADE JÚNIOR
IFPB (Orientador)

Dra. ANDREA SAMARA SANTOS DE OLIVEIRA GOMES
IFPB (Examinadora)

Dr. ALAN MELO NOBREGA
IFPB (Examinadora)

Documento assinado eletronicamente por:

- **Gilvan Vieira de Andrade Junior**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 23/03/2026 22:43:13.
- **Andrea Samara Santos de Oliveira Gomes**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 24/03/2026 08:53:54.
- **Alan Melo Nobrega**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 29/04/2026 07:55:26.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 23/03/2026. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código 855086
Verificador: 2784162ebc
Código de Autenticação:



AGRADECIMENTOS

Hoje, ao concluir esta etapa, olho para trás e reconheço que este trabalho representa muito mais do que um requisito acadêmico. Ele carrega renúncias, coragem, amadurecimento e, acima de tudo, a realização de um propósito.

Primeiramente, agradeço a Deus, que foi meu sustento nos dias difíceis, minha força quando o cansaço apareceu e minha esperança nos momentos de incerteza. Foi a fé que me manteve firme quando a distância, os desafios e as responsabilidades pareciam maiores que eu.

À minha família, minha base e meu maior apoio, dedico uma gratidão impossível de medir em palavras. A decisão de mudar de estado para cursar esta graduação foi um dos passos mais desafiadores da minha vida. Deixar o conforto, enfrentar a saudade e recomeçar em um novo lugar exigiu coragem — e só foi possível porque eu sabia que tinha vocês comigo, mesmo à distância. Essa conquista também é de vocês.

Concluir mais uma graduação não foi apenas uma meta acadêmica, mas uma escolha consciente de continuar evoluindo, de ampliar meus conhecimentos e de me tornar um profissional melhor. Cada dificuldade enfrentada reforçou minha certeza de que o crescimento exige esforço, disciplina e perseverança.

Ao Professor Gilvan Vieira de Andrade Junior, meu orientador, agradeço pela confiança, paciência e direcionamento seguro ao longo deste trabalho. Sua orientação foi essencial para transformar ideias em resultados e desafios em aprendizado.

Aos professores do Curso Técnico em Eletrotécnica (Supletivo), que foram essenciais no início dessa trajetória e me incentivaram a dar um passo maior rumo à graduação, expresso minha profunda gratidão. Em especial aos professores João Batista, Kalina Medeiros e José Aracoeli, que acreditaram no meu potencial e despertaram em mim a confiança necessária para continuar avançando. O incentivo de vocês foi decisivo para que eu buscasse novos horizontes.

A todos os professores da Engenharia Elétrica, que com dedicação, compromisso e responsabilidade sempre demonstraram verdadeira preocupação com nossa evolução acadêmica e profissional, deixo meu respeito e sincero agradecimento. Em especial aos professores Alan Nóbrega, Alfredo Gomes Neto, Andrea Samara, José Artur Dias, Álvaro Maciel, Franklin Pamplona e Eduardo Vidal. Cada aula ministrada, cada orientação e cada cobrança contribuíram

de forma significativa para minha formação. Vocês foram peças fundamentais na construção desta trajetória.

Aos colegas da equipe EPSUB da empresa Engeselt, expresso minha profunda e sincera gratidão pela oportunidade de transformar conhecimento teórico em experiência prática, especialmente na área de subestações. A vivência profissional foi essencial para consolidar minha formação, fortalecer minha segurança técnica e ampliar minha visão não apenas como engenheiro, mas também como profissional e ser humano. Agradeço de maneira especial a Igor Silva e Priscilla Costa, pela confiança e pela oportunidade de estagiar na empresa. Acredito que portas abertas mudam destinos, e essa oportunidade foi decisiva para meu crescimento e amadurecimento profissional. Estendo também meu agradecimento aos colegas Allyne Neves, Cláudio Henrique, Rubem Vieira, Rodrigo, Carlos Nilton, Dawson, Cecília Costa, Pedro Segundo, Lucas Holanda e Gisélia Firmino, pela parceria diária, pelo apoio, pela troca de conhecimentos e pela convivência enriquecedora. Cada aprendizado compartilhado contribuiu significativamente para minha trajetória.

Aos meus colegas de turma, que compartilharam comigo noites de estudo, incertezas, desafios e conquistas, deixo minha sincera gratidão pela parceria e pelo apoio constante ao longo dessa jornada. Cada momento dividido — das provas mais difíceis às vitórias celebradas — fortaleceu não apenas nosso aprendizado, mas também nossos laços de amizade. Caminhar acompanhado tornou essa trajetória mais leve, mais significativa e inesquecível. Em especial, agradeço a Eduardo, Antonio Neto, Sara, Raylle, Lucas Veloso, Victor Gomes, Victor Ramalho, Vinicius Vieira, Gustavo Souza e Taynara Cavalcanti, pela amizade, companheirismo e incentivo diário. A presença e o apoio de vocês foram fundamentais para que essa caminhada fosse mais humana, motivadora e repleta de boas memórias.

Aos amigos que compreenderam minhas ausências e nunca deixaram de incentivar meus sonhos, minha gratidão.

Este trabalho simboliza superação, crescimento e a certeza de que vale a pena acreditar nos próprios objetivos. Cada obstáculo enfrentado fortaleceu minha determinação. Hoje, encerro este ciclo com orgulho da caminhada e profunda gratidão por todos que fizeram parte dela.

Muito obrigada.

RESUMO

As subestações elétricas exercem função estratégica no Sistema Elétrico de Potência, sendo responsáveis pela transformação dos níveis de tensão, bem como pela proteção, manobra, seccionamento, medição e controle das instalações. Em empreendimentos industriais e comerciais de grande porte, a adoção de subestações próprias torna-se necessária para o atendimento de demandas elevadas de potência, assegurando qualidade, continuidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. O desenvolvimento do projeto de uma subestação requer a observância rigorosa das normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), dos requisitos regulatórios estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e das diretrizes específicas da concessionária local, assegurando conformidade normativa, coordenação de proteção e adequada integração ao sistema elétrico de distribuição. Neste contexto, o presente trabalho apresenta as etapas do projeto de uma subestação abaixadora 69/13,8/0,38 kV, fundamentado em critérios técnicos, normativos e regulatórios. São abordadas as etapas de dimensionamento elétrico, especificação de equipamentos, além do detalhamento eletromecânico, culminando na concepção de uma subestação destinada ao atendimento de uma indústria alimentícia fictícia.

Palavras-chave: Estruturas Eletromecânicas, Iluminação, Planta Arranjo, Projeto Eletromecânico, Sistema Elétrico de Potência.

ABSTRACT

Electrical substations play a strategic role in the Electric Power System, as they are responsible for voltage level transformation, as well as for protection, switching, isolation, metering, and control of electrical installations. In large industrial and commercial facilities, the adoption of dedicated substations becomes necessary to meet high power demands, ensuring quality, continuity, and reliability in the electricity supply. The development of a substation project requires compliance with the technical standards established by the Associação Brasileira de Normas Técnicas, the regulatory requirements defined by the Agência Nacional de Energia Elétrica, and the specific guidelines of the local utility company, in order to ensure regulatory compliance, operational safety, energy efficiency, and proper integration with the electrical system. In this context, the present work describes the development of a 69/13.8/0.38 kV step-down substation project, based on technical, normative, and regulatory criteria. It addresses the stages of electrical sizing, equipment specification, as well as electromechanical detailing, culminating in the design of a substation intended to supply a hypothetical food processing industry.

Keywords: *Electromechanical Structures, Lighting System, Layout Plan, Electromechanical Design, Electric Power System.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Pátio de Subtação com Sistema de Drenagem e Área Britada.....	23
Figura 2 – Configuração Barra Simples com Disuntor de Interligação.....	32
Figura 3 – Duplo Barramento Simples	32
Figura 4 – Configuração Barra Principal (P) e de Transferência (T)	33
Figura 5 - Barramento de arranjo duplo com disjuntor simples	34
Figura 6 – Esquema de Seletividade da Proteção	38
Figura 7 – Transformador de Potência 6,5/5 MVA	41
Figura 8 – Transformador de Corrente de Barra, ligado no barramento de 69 kV	45
Figura 9 – Transformadores de Potencial Instalados num Barramento de 69 kV	47
Figura 10 – Chave Seccionadora em Subestação.....	50
Figura 11 – Disjuntor.....	51
Figura 12 – Religador Automático Instalado na Saída 13,8 kV	54
Figura 14 – Banco de Capacitores	55
Figura 15 – Equipamentos de um Sistema de Proteção	60
Figura 16 – Associação entre Relé e Disjuntor.....	61
Figura 17 – Zonas de Proteção Principal	63
Figura 18 – Zonas de Proteção Principal e de Reguarda.....	64
Figura 19 – Diagrama Unifilar do esquema de Proteção da Saída de um Alimentador Radial	68
Figura 20 – Coordenação entre Disjuntor e Fusível.....	70
Figura 21 – Coordenação entre Religador e Seccionizador.....	71
Figura 22 – Diagrama Unifilar	93
Figura 23 – Simbologia Usada no Diagrama Unifilar.....	94
Figura 24 - Arranjo Geral – Planta Subestação Shopping Catolé do Rocha - PB	97
Figura 25 – Corte – Vista A-B.....	99
Figura 26 – Corte – Vista C-D.....	99
Figura 27 – Corte – Vista 1-1’	100
Figura 28 – Corte – Vista 2-2’	100
Figura 29 – Observações Referentes as Plantas de Corte.....	101
Figura 30 – Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor 13,8 kV (Cortes)	101
Figura 31 - Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor 13,8 kV (Vistas)	101
Figura 32 – Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor 69 kV (Cortes)	102
Figura 33 - Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor 69 kV (Vistas)	103
Figura 34 – Planta Baixa – Malha de Aterramento	105
Figura 35 – Detalhes da Malha de Aterramento	105
Figura 36 – Planta Iluminação e Tomadas Externa.....	107
Figura 37 – Planta Detalhes de Iluminação e Tomadas	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Nível de Tensão	18
Tabela 2 – Tipos de Painéis na Casa de Comando.....	22
Tabela 3 – Principais Equipamentos do Pátio de Manobra	27
Tabela 4 - Código para Tipo de Equipamento	27
Tabela 5 – Código das Faixas de Tensão de Operação dos Equipamentos	28
Tabela 6 – Código da Função ou Nome do Equipamento	28
Tabela 8 – Espaçamento Elétrico Mínimo e de Segurança	35
Tabela 9 - Distância Mínima entre Equipamentos (de segurança e manutenção)	35
Tabela 10 – Relação de Corrente de TC's para Projeto	47
Tabela 11 – Principais Funções de Proteção Aplicadas em SE Distribuidora.....	62
Tabela 12 – Consumo Típico por Grupo	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AIS	Air Insulated Substations
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
AVT	Avaliação de Viabilidade Técnica
BPE	Barra Principal de Equipotencialização
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FC	Fator de Carga Admitido
DPS	Dispositivos de Proteção contra Surtos
ETU	Especificação Técnica Unificada
GIS	Gas Insulated Substations
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MCOV	Maximum Continuous Operating Voltage
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Brasileira
NDU	Nível de Desempenho de Utilização
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RTC	Relação de Transformação dos Transformadores de Corrente
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SF ₆	Gás Hexafluoreto de Enxofre
SPDA	Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TUG	Tomada de Uso Geral
TUT	Tomada de Uso Técnica
UPS	Uninterruptible Power Supply
UTR/RTU	Unidade Terminal Remota

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	14
1.2	Objetivos	15
1.2.1	Objetivo Geral.....	15
1.2.2	Objetivos Específicos	16
1.3	Estrutura do Trabalho	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	Níveis de Tensão em Subestações	18
2.2	Classificação de Subestações.....	18
2.2.1	Quanto à Finalidade	18
2.2.2	Quanto ao Tipo de Isolamento	19
2.2.3	Quanto à Funcionalidade dos Equipamentos	20
2.2.4	Quanto à Forma de Instalação.....	21
2.3	Componentes de Subestação Externa Isolada a Ar	21
2.3.1	Casa de Comando	21
2.3.2	Pátio de Manobra	23
2.4	Principais Equipamentos de Uma Subestação e Suas Funções	41
2.4.1	Equipamentos de Transformação.....	41
2.4.2	Transformadores de Instrumentos (Transformador de Corrente e Transformador de potencial)	44
2.4.3	Equipamentos de Manobra	49
2.4.4	Equipamentos para Compensação de Reativos	54
2.4.5	Equipamentos de Proteção.....	56
2.5	Dispositivos do Sistema de Proteção	59
2.5.1	Relés.....	59
2.5.2	Funções de Proteção	62
2.5.3	Coordenação de Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente	68
2.5.3.1	Coordenação de Fusíveis Série	69
2.5.3.2	Coordenação entre Religador e Fusível.....	69
2.5.3.3	Coordenação entre Disjuntor e Fusível	69
2.5.3.4	Coordenação entre Religador e Seccionizador	70
3	ELABORAÇÃO DE PROJETO DE SUBESTAÇÃO 69/13,8 kV	72

3.1 Planejamento	73
3.2 Projeto Civil.....	74
3.3 Projeto Eletromecânico.....	75
3.4 Projeto Elétrico	76
3.5 Projeto de Automação.....	77
3.6 Aquisição de Equipamentos.....	78
3.7 Comissionamento	78
3.8 Energização	79
4 PROJETO DE SUBESTAÇÃO 69/13,8 kV DE INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA	80
4.1 Planejamento	80
4.2 Cálculo da Corrente Nominal:	80
4.3 Escolha e Dimensionamento do Transformador de Potência:	81
4.4 Corrente de Curto-Circuito no Secundário (BT)	82
4.5 Disjuntores.....	82
4.6 Transformador de Corrente.....	83
4.7 Transformador de Potencial.....	84
4.8 Para-raios.....	84
4.9 Chaves Seccionadoras	86
4.10 Religadores.....	87
4.11 Transformador de Serviço Auxiliar	88
4.12 Casa de Comando	89
4.13 Proteção	91
4.14 Diagrama Unifilar.....	92
4.15 Arranjo Geral - Planta.....	96
4.16 Barramentos.....	98
4.17 Estruturas.....	98
4.18 Isoladores.....	98
4.19 Arranjo dos Equipamentos.....	98
4.20 Banco de Capacitores	98
4.21 Planta Arranjo Geral - Cortes	99
4.22 Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor	101
4.23 Dados de Instalações Cíveis	103
4.24 Malha de Aterramento	104
4.25 Iluminação e Tomadas Externas	106

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	110
REFERÊNCIAS	111

1 INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica aos centros consumidores depende de um conjunto estruturado de instalações que compõem o Sistema Elétrico de Potência (SEP), abrangendo geração, transmissão, distribuição e consumo. Nesse contexto, as subestações de energia elétrica desempenham papel fundamental, pois são responsáveis pela transformação de níveis de tensão, interligação de circuitos, seccionamento, manobra, proteção, controle e supervisão das grandezas elétricas, garantindo a operação segura e estável do sistema (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012).

As subestações podem ser classificadas segundo sua função (elevadoras, abaixadoras ou seccionadoras), nível de tensão, tipo construtivo e meio de isolamento, destacando-se as subestações externas isoladas a ar (AIS – *Air Insulated Substations* – Subestação Isolada a Ar), amplamente empregadas em sistemas industriais e concessionárias devido à robustez, confiabilidade operacional e viabilidade econômica (MCDONALD, 2017). Essas instalações são compostas por dois setores principais: o pátio de manobra, onde se encontram os equipamentos de alta e média tensão, e a casa de comando, destinada aos sistemas de proteção, controle, automação e serviços auxiliares.

O projeto de uma subestação envolve uma abordagem multidisciplinar que integra aspectos elétricos, civis, estruturais e eletromecânicos. Do ponto de vista elétrico, destacam-se os estudos de levantamento e caracterização da carga, análise de curto-circuito, coordenação e seletividade da proteção, especificação de transformadores de potência, disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs). A correta definição desses parâmetros é essencial para garantir níveis adequados de confiabilidade, segurança operacional e desempenho frente a condições anormais do sistema (KINDERMANN, 2005).

A coordenação dos dispositivos de proteção, incluindo relés, fusíveis, religadores e disjuntores, deve assegurar seletividade temporal e lógica, permitindo que apenas o trecho afetado por uma falta seja isolado, minimizando impactos sobre o restante da instalação (MAMEDE FILHO, 2021). Esse processo exige análise criteriosa das curvas tempo-corrente, níveis de curto-circuito e características das cargas atendidas.

Além dos estudos elétricos, o desenvolvimento do projeto contempla o detalhamento do arranjo físico, definição de espaçamentos elétricos conforme o nível de isolamento requerido,

dimensionamento estrutural de suportes e fundações, projeto da malha de aterramento com verificação das tensões de passo e toque, bem como especificação dos sistemas auxiliares em corrente alternada e contínua. O sistema de aterramento, em particular, é elemento crítico para a segurança de pessoas e equipamentos, devendo atender a critérios técnicos consolidados na literatura especializada (MCDONALD, 2017).

No Brasil, o projeto e a implantação de subestações devem observar as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas, os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica e os padrões técnicos específicos da concessionária de energia elétrica responsável pelo atendimento. O cumprimento desses requisitos assegura a conformidade regulatória, a interoperabilidade com o sistema de distribuição e a segurança das instalações.

No setor industrial, especialmente em indústrias alimentícias, a energia elétrica é insumo essencial para sistemas de refrigeração, processamento, automação e controle de qualidade. A elevada dependência energética e a sensibilidade dos processos produtivos a interrupções tornam imprescindível a implantação de uma subestação própria adequadamente dimensionada, capaz de atender à demanda atual e permitir expansão futura com confiabilidade e estabilidade operacional.

1.1 Justificativa

O desenvolvimento de projetos de subestações de energia elétrica constitui atividade técnica de elevada complexidade, que demanda integração entre estudos elétricos, critérios normativos, requisitos regulatórios e detalhamento civil e eletromecânico. Embora a literatura especializada apresente fundamentos sobre equipamentos, proteção e operação de subestações, observa-se a necessidade de sistematização metodológica das etapas envolvidas na elaboração completa de um projeto, desde o planejamento até a energização da instalação (MCDONALD, 2017).

No contexto industrial, a implantação de subestações próprias em níveis de média tensão, como 69/13,8 kV, possibilita maior confiabilidade no suprimento, melhor controle operacional e adequação do sistema às características específicas da carga. Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2010), o correto dimensionamento da infraestrutura elétrica industrial contribui diretamente para a redução de perdas técnicas, melhoria da qualidade da energia e maior flexibilidade para expansão futura. Além disso, a adequada coordenação e seletividade dos

dispositivos de proteção é essencial para garantir que falhas sejam isoladas de forma segura e eficiente, preservando a continuidade do fornecimento às demais áreas da instalação (KINDERMANN, 2005).

O projeto de uma subestação envolve etapas estruturadas que incluem levantamento e análise da demanda, definição do arranjo elétrico, estudos de curto-circuito, especificação de transformadores e equipamentos de manobra, coordenação da proteção, desenvolvimento do projeto civil, detalhamento eletromecânico, sistemas auxiliares, aquisição de equipamentos, comissionamento e energização. Conforme destacado por Mamede Filho (2021), o sucesso da implantação de instalações elétricas industriais depende da correta integração entre essas etapas, garantindo segurança operacional, desempenho adequado e conformidade normativa.

Além disso, o desenvolvimento do projeto deve atender às normas técnicas estabelecidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas, em especial a NBR 14039, bem como aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, assegurando conformidade regulatória e compatibilidade com o sistema elétrico da concessionária.

Sob a perspectiva acadêmica, este trabalho justifica-se pela importância de consolidar, de forma aplicada e sequencial, o processo completo de elaboração de um projeto de subestação 69/13,8 kV, integrando fundamentos teóricos de Sistemas Elétricos de Potência com a aplicação prática em um cenário industrial. A sistematização dessas etapas contribui para a formação técnica do engenheiro eletricista, fornecendo base metodológica para o desenvolvimento de futuros projetos de infraestrutura elétrica de média tensão.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Descrever e sistematizar as etapas técnicas, normativas e gerenciais envolvidas na elaboração de projetos de subestações de energia elétrica em uma empresa de serviços de engenharia, tomando como estudo aplicado o desenvolvimento de uma subestação 69/13,8 kV para uma indústria alimentícia, desde o levantamento de dados iniciais até a entrega da documentação técnica final.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Apresentar a fundamentação teórica sobre subestações de energia, sua classificação e principais componentes;
- Descrever os equipamentos de transformação, manobra, compensação de reativos e proteção.
- Analisar os dispositivos do sistema de proteção e os critérios de coordenação e seletividade.
- Estruturar as etapas de elaboração de um projeto de subestação 69/13,8 kV, incluindo planejamento, projeto civil, eletromecânico, elétrico e automação.
- Desenvolver o arranjo geral da subestação da indústria alimentícia, incluindo planta, cortes e disposição setorizada dos equipamentos.
- Projetar a malha de aterramento conforme critérios de segurança elétrica.
- Dimensionar os sistemas auxiliares, incluindo iluminação e tomadas externas.
- Garantir conformidade com normas técnicas e regulatórias aplicáveis.

1.3 Estrutura do Trabalho

Na sequência, o Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica que sustenta o desenvolvimento deste trabalho. Inicialmente, são abordadas as classificações das subestações quanto à função, nível de tensão e arranjo construtivo. Posteriormente, descrevem-se os componentes de uma subestação externa isolada a ar, contemplando a casa de comando e o pátio de manobra. O capítulo também detalha os principais equipamentos empregados, incluindo os sistemas de transformação, manobra, compensação de potência reativa e proteção. Ademais, são discutidos os dispositivos integrantes do sistema de proteção, com ênfase nos relés, nas funções de proteção e nos critérios de coordenação entre dispositivos de sobrecorrente. Dessa forma, estabelece-se a base conceitual, técnica e normativa necessária à elaboração do projeto.

O Capítulo 3 dedica-se à sistematização das etapas envolvidas na elaboração de um projeto de subestação no contexto de uma empresa de serviços de engenharia. São descritas as fases de planejamento e concepção do empreendimento, bem como o desenvolvimento dos projetos civil, eletromecânico, elétrico e de automação. Também são abordados os procedimentos

relativos à aquisição de equipamentos, às atividades de comissionamento e ao processo de energização. Este capítulo consolida a metodologia aplicada, evidenciando a integração entre aspectos técnicos, normativos e gerenciais no processo de desenvolvimento do projeto.

Por sua vez, o Capítulo 4 apresenta o estudo de caso aplicado, correspondente ao projeto de uma subestação 69/13,8 kV destinada a uma indústria alimentícia. São detalhados o planejamento específico do empreendimento, o arranjo geral da subestação em planta e cortes, a disposição dos equipamentos externos por setor, os dados das instalações civis, o dimensionamento da malha de aterramento, bem como os sistemas de iluminação e tomadas externas. Este capítulo materializa a aplicação prática dos conceitos teóricos e dos procedimentos metodológicos apresentados anteriormente, demonstrando a viabilidade técnica e a coerência do projeto desenvolvido.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica necessária para embasar o desenvolvimento do projeto de subestação proposto neste trabalho. A compreensão dos princípios que regem o funcionamento das subestações de energia elétrica é essencial para assegurar que as etapas de concepção, dimensionamento e especificação técnica sejam conduzidas de forma criteriosa e em conformidade com as normas vigentes.

2.1 Níveis de Tensão em Subestações

No âmbito do Sistema Elétrico de Potência, as subestações desempenham papel estratégico, uma vez que possibilitam a adequação dos níveis de tensão desde a geração até o consumo final. Para que a energia elétrica seja transmitida de forma eficiente em longas distâncias e distribuída com qualidade aos centros de carga, torna-se indispensável a existência de subestações responsáveis pela elevação ou redução da tensão conforme as exigências operacionais do sistema (Tabela 1).

Tabela 1 – Nível de Tensão

Descrição	Faixa de Tensão
Sistema Secundário ou Baixa Tensão	Abaixo de 1kV
Sistema Primário ou Média Tensão	Entre 1kV e 33kV
Alta Tensão	Entre 33kV e 110kV
Extra Alta Tensão	Entre 110kV e 400kV
Ultra Alta Tensão	Acima de 400kV

Fonte: Resolução Normativa ANEEL 905/2020.

2.2 Classificação de Subestações

A classificação das subestações é fundamental para a adequada compreensão de suas funções no Sistema Elétrico de Potência (SEP), bem como para a correta definição dos critérios de projeto, operação e manutenção. As subestações podem ser classificadas segundo diferentes aspectos, tais como finalidade no sistema, tipo de isolamento, funcionalidade dos equipamentos e forma de instalação, conforme apresentado a seguir.

2.2.1 Quanto à Finalidade

Segundo McDonald (2007), as subestações podem ser classificadas de acordo com a função que desempenham no sistema elétrico, destacando-se:

- Subestações de Usina: localizadas nas estações geradoras, têm a finalidade de interligar os geradores ao sistema de transmissão, além de possibilitar o suprimento de energia proveniente de fontes externas à planta. São instalações de grande porte, que demandam planejamento, financiamento e execução diferenciados quando comparadas às subestações convencionais.
- Subestações Particulares: instaladas nas proximidades de unidades consumidoras de grande porte, como indústrias e complexos comerciais, são projetadas para atender demandas específicas de potência e confiabilidade, considerando as características operacionais do empreendimento.
- Subestações de Transmissão: situadas nos pontos terminais das linhas de transmissão oriundas das subestações elevadoras, são responsáveis pela transferência de grandes blocos de energia através da rede. Podem exercer função exclusiva de manobra ou incluir transformação de tensão. Devido à sua relevância estratégica para o sistema, apresentam elevado custo de implantação e manutenção.
- Subestações de Distribuição: localizadas próximas aos centros de carga, destinam-se à alimentação dos circuitos de distribuição que atendem diretamente consumidores residenciais, comerciais e industriais. São as instalações mais comuns no contexto do SEP.

2.2.2 Quanto ao Tipo de Isolamento

Ainda conforme McDonald (2007), as subestações podem ser classificadas segundo o meio isolante empregado entre seus componentes energizados:

- Subestações com isolamento a ar (AIS – *Air Insulated Substations*): utilizam o ar atmosférico como meio dielétrico. Os equipamentos ficam expostos às condições ambientais, tais como chuva, poeira, poluição e descargas atmosféricas, o que pode exigir maior frequência de manutenção. Essas subestações demandam áreas físicas mais amplas e apresentam, em geral, custos significativos de implantação.
- Subestações com isolamento a gás (GIS – *Gas Insulated Substations*): utilizam gás dielétrico, geralmente o hexafluoreto de enxofre (SF₆), sob pressão, para isolar os componentes de alta tensão. Os equipamentos são encapsulados em invólucros metálicos aterrados, proporcionando maior confiabilidade, menor necessidade de manutenção e redução significativa da área ocupada. São amplamente empregadas em

áreas urbanas ou em locais com restrição de espaço físico.

2.2.3 Quanto à Funcionalidade dos Equipamentos

De acordo com Mamede Filho (2021), as subestações também podem ser classificadas conforme a função predominante desempenhada por seus equipamentos no sistema elétrico:

- Subestações de Transformação:
 - Subestações elevadoras: localizadas na saída das usinas geradoras, têm a função de elevar a tensão da energia elétrica para níveis compatíveis com a transmissão em alta ou extra-alta tensão, reduzindo perdas no transporte. A tensão de saída é superior à tensão de entrada.
 - Subestações abaixadoras: instaladas próximas aos centros de carga, reduzem a tensão proveniente da transmissão para níveis adequados à distribuição e ao consumo final.
- Subestações de Manobra: não realizam transformação de tensão, sendo destinadas ao controle, proteção e seccionamento de trechos da rede elétrica. Permitem o chaveamento de linhas e a inserção ou retirada de partes do sistema em um mesmo nível de tensão.
- Subestações de Distribuição: reduzem a tensão para os níveis utilizados na distribuição primária, geralmente entre 13,8 kV e 34,5 kV. Podem pertencer às concessionárias de energia ou a grandes consumidores industriais atendidos em média tensão.
- Subestações de Regulação de Tensão: destinadas à manutenção da qualidade e estabilidade da tensão no sistema elétrico, utilizam equipamentos como bancos de capacitores, reatores, reguladores automáticos de tensão e compensadores estáticos. São essenciais em sistemas com longos alimentadores ou cargas variáveis.
- Subestações Conversoras: associadas a sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC – *High Voltage Direct Current – Corrente Contínua em Alta Tensão*), compreendem:
 - *Subestações retificadoras*: responsáveis pela conversão de corrente alternada (CA) em corrente contínua (CC).
 - *Subestações inversoras*: encarregadas de converter a corrente contínua novamente em corrente alternada no ponto terminal do sistema.

2.2.4 Quanto à Forma de Instalação

Conforme Monteiro (2023), as subestações também podem ser classificadas segundo sua forma construtiva e condições de instalação:

- Subestações externas: instaladas ao tempo, com equipamentos projetados para suportar intempéries como chuva, poeira, ventos e poluição ambiental. Em função da exposição, demandam planejamento criterioso quanto à proteção contra descargas atmosféricas e corrosão, além de manutenção periódica.
- Subestações internas: implantadas em ambientes fechados, como edificações de alvenaria ou estruturas metálicas, oferecem maior proteção aos equipamentos, reduzindo a exposição a fatores ambientais. Embora possam apresentar custos iniciais mais elevados em função das obras civis, tendem a apresentar menor frequência de manutenção e maior controle operacional.

2.3 Componentes de Subestação Externa Isolada a Ar

As subestações externas com isolamento a ar constituem a configuração construtiva mais tradicional no Sistema Elétrico de Potência, sendo amplamente empregadas em níveis de média e alta tensão. Nesse tipo de instalação, o ar atmosférico atua como meio dielétrico entre partes energizadas, exigindo afastamentos elétricos adequados e critérios construtivos compatíveis com as condições ambientais (MCDONALD, 2007; MAMEDE FILHO, 2021).

Essas subestações são compostas por diversos equipamentos distribuídos entre o pátio de manobra e a casa de comando, cada qual desempenhando funções específicas de transformação, manobra, proteção, medição, controle e supervisão. A especificação técnica desses componentes deve considerar parâmetros como tensão nominal, potência instalada, corrente de curto-circuito, nível de isolamento, topologia adotada e critérios normativos aplicáveis (ABNT NBR IEC 61936-1, 2019).

2.3.1 Casa de Comando

A casa de comando é a edificação destinada a abrigar os sistemas de controle, proteção, medição, automação e serviços auxiliares da subestação. Geralmente construída em alvenaria ou estrutura metálica, com cobertura termoacústica, deve garantir ambiente climatizado e protegido contra poeira, umidade e intempéries, assegurando a confiabilidade operacional dos equipamentos eletrônicos instalados (MAMEDE FILHO, 2021).

Nessa edificação encontram-se: painéis de proteção, controle e medição; sistemas digitais de automação (IEDs e SCADA); retificadores e bancos de baterias; sistemas de supervisão e telecomunicações; serviços auxiliares em corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC), como apresentado na Tabela 2

A interligação entre os equipamentos do pátio e os sistemas internos é realizada por meio de cabos de controle instalados em canaletas subterrâneas ou eletrocalhas metálicas. Esses cabos conduzem sinais provenientes de Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial (TPs), permitindo a atuação dos relés de proteção e o monitoramento operacional da instalação.

Tabela 2 – Tipos de Painéis na Casa de Comando

Tipo de Painel	Função Principal
Painel de proteção	Acomoda relés de proteção (digitais ou microprocessados) responsáveis por desligar o circuito em caso de falhas.
Painel de controle	Possui botoeiras, chaves seletoras, sinalizações, e comandos remotos ou locais para manobras.
Painel de medição	Contém instrumentos de medição (voltímetros, amperímetros, wattímetros, medidores digitais).
Painel de supervisão (SCADA/IEDs)	Permite a interface com sistemas supervisórios e automação. Utiliza IEDs (<i>Intelligent Electronic Devices</i> – Dispositivos Eletrônicos Inteligentes), RTUs ou CLPs.
Painel de telecomunicação	Realiza a comunicação entre a subestação e o centro de operação (via fibra óptica, rádio, etc.).
Painel de serviços auxiliares	Alimenta os circuitos de corrente contínua (baterias, carregadores) e corrente alternada (tomadas, iluminação).

Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2021).

Segundo a ABNT NBR IEC 62271-200 (2015), os painéis devem possuir grau de proteção adequado (por exemplo, IP51 para uso interno), compartimentação metálica, pintura anticorrosiva e acessibilidade frontal ou dupla face, conforme o arranjo adotado. Devem ainda ser submetidos a ensaios de rotina e, quando aplicável, a ensaios de tipo.

O sistema de corrente contínua, usualmente em 125 Vcc, é composto por retificador/carregador e banco de baterias (chumbo-ácido ou níquel-cádmio), garantindo autonomia operacional em caso de falha no suprimento principal. Esse sistema é essencial para a atuação de disjuntores, relés e circuitos de proteção (MCDONALD, 2007).

A documentação técnica associada à casa de comando deve incluir diagramas unifilares e multifilares, diagramas funcionais, listas de materiais, certificados de ensaio e Anotação de Responsabilidade Técnica (ART), conforme exigências da ABNT, da concessionária local e do CREA.

2.3.2 Pátio de Manobra

O pátio de manobra corresponde à área externa onde estão instalados os equipamentos de potência responsáveis pela condução, manobra, transformação e proteção da energia elétrica. Em subestações AIS, os equipamentos ficam expostos ao ambiente, exigindo afastamentos elétricos adequados e proteção contra descargas atmosféricas (MCDONALD, 2007).

- Sistema de Drenagem e Área Britada

O terreno do pátio deve ser nivelado e dotado de sistema de drenagem superficial para escoamento de águas pluviais, como observado na Figura 1. A superfície é revestida por camada de brita com espessura típica entre 10 e 15 cm.

Conforme a IEEE Std 80 (2013), a brita desempenha papel fundamental na segurança elétrica, pois aumenta a resistividade superficial do solo, reduzindo as tensões de passo e toque durante condições de falta à terra. Recomenda-se resistividade superior a $1000 \Omega \cdot m$ e granulometria compatível (brita nº 1 ou nº 2).

Figura 1 – Pátio de Subestação com Sistema de Drenagem e Área Britada



Fonte: Arquivo Pessoal.

- Cercamento Perimetral

O pátio deve ser cercado para impedir acesso não autorizado, atendendo às diretrizes da NR-10 (BRASIL, 2004) e da ABNT NBR 14039 (2021), concertina e aviso de alta tensão. A altura mínima das cercas é de 2,10 m (padrão), podendo chegar a 2,50 m em áreas urbanas, contudo, o projetista deve seguir diretrizes da concessionária local. Os postes de sustentação devem ser cravados em sapatas de concreto a cada 2,5 a 3 m. Em relação a base da cerca, deve ser assentada em mureta de alvenaria ou em fundação de concreto, devendo ser isolada do solo através da instalação de uma malha de aterramento ao longo da cerca para equipotencialização.

Portões de acesso devem ser metálicos com cadeado e controle de acesso. Segundo as normas da ABNT e IEEE, a cerca deve ser instalada a uma distância mínima dos equipamentos energizados, de modo que a tensão de toque e de passo fora da área cercada esteja dentro de limites seguros. Distância típica: 3 a 5 metros do equipamento energizado mais próximo. A sinalização com placas de PERIGO – ALTA TENSÃO – NÃO ENTRE - ACESSO RESTRITO A PESSOAL AUTORIZADO deve ser instaladas a cada 10 a 15 metros, visíveis do lado externo. Devendo seguir as normas aplicáveis: NR-10 – Segurança em instalações elétricas; ABNT NBR 14039 – Instalações de média tensão; IEEE Std 80 – Padrão de aterramento e segurança; Normas e procedimentos específicos das concessionárias (ex: CHESF, CEMIG, ENEL, ENERGISA, NEOENERGIA).

Além disso, o pátio deve ser equipado com sistema de iluminação e câmeras de vigilância. Como alternativas modernas de segurança complementar em pátios de subestações podem ser adotadas, desde que não violem as normas técnicas, cerca elétrica (alimentada com tensão segura – 12/24 VDC pulsante) como reforço, sensores de violação (infravermelho ou cabo sensor) integrados ao sistema de alarme, ou câmeras com IA e cercas virtuais, especialmente em subestações remotas.

- Sistema de Aterramento e Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

O pátio da subestação deve apresentar sistema de aterramento, ou seja, malha de aterramento interligada em toda a área do pátio, com hastes e condutores em cobre nu. Esta malha tem finalidade de fornecer segurança para pessoas, proteção de equipamentos (evita sobretensões entre carcaças metálicas e o solo, reduz o risco de descargas destrutivas em painéis, transformadores, estruturas metálicas e telecomunicações), e funcionamento do sistema de proteção (proporciona referência de terra confiável para atuação de disjuntores, relés e IEDs, além de garantir a circulação correta da corrente de falta e o disparo dos dispositivos de proteção). A critério construtivo da malha de aterramento, esta pode ser de forma retangular ou quadrada formada por condutores enterrados (em cobre nu ou aço cobreado). Sua profundidade típica está entre 0,50 m a 0,80 m abaixo do solo, com espaçamento entre condutores entre 3 m a 7 m, conforme projeto e resistividade do solo. Os condutores podem ser de cobre nu ou aço cobreado, com resistência mecânica e à corrosão, com soldagem exotérmica nas interligações (tipo "cadweld") ou conectores mecânicos aprovados.

É importante frisar que o projeto da malha deve ser baseado nas normas IEEE Std 80 e ABNT NBR 15751:2013. Normalmente são usados software ou planilhas de cálculo para

determinar a resistência de solo, corrente de falta máxima, geometria ideal da malha e tensão permissível de passo (deve ser inferior ao limite seguro, ex: 300 V em 1s) / toque (deve ser ainda mais controlada, ex: < 150 V). Idealmente a resistência de aterramento deve ser ≤ 1 ohm (padrão em transmissões e grandes subestações), sendo em sistemas menos exigentes (como distribuição), podendo chegar a 2 ohms ou até 5 ohms, desde que as tensões de passo e toque estejam dentro dos limites seguros. Para melhorar dispersão, pode incluir hastes verticais (de cobre ou aço cobreado).

A interligação da malha deve seguir os seguintes pontos: estruturas metálicas e pórticos; equipamentos de manobra (disjuntores, seccionadoras); transformadores e reatores, para-raios; carcaças de painéis elétricos e caixas metálicas; cerca perimetral (com cuidados específicos); malha da casa de comando e barramento de equipotencialização. Todos os parâmetros a serem seguidos para a implantação da malha de aterramento podem ser consultados nas normas técnicas aplicáveis:

- IEEE Std 80 – *Guide for Safety in AC Substation Grounding* (Guia de Segurança para Aterramento em Subestações de Corrente Alternada).
- ABNT NBR 15751:2013 – Sistemas de aterramento para subestações.
- NR-10 – Segurança em instalações elétricas.
- NBR IEC 61936-1 – Instalações elétricas de alta tensão.

Além de serem obedecidas as boas práticas como:

- Interligar todos os componentes metálicos expostos à malha.
- Realizar medições de resistência de aterramento após a instalação (método de queda de potencial).
- Manter registros de ensaios e verificações periódicas.
- Inspecionar fisicamente as conexões após grandes surtos ou manutenções.

O projetista responsável pelo sistema de aterramento deve considerar:

- Correntes máximas que podem circular no sistema.
- Dimensões físicas da instalação.
- Características do solo, como resistividade e umidade.

A partir dessas variáveis, será possível determinar a quantidade, disposição e

dimensionamento dos eletrodos e dos condutores de aterramento. Reconhecendo a importância do aterramento, algumas concessionárias de energia estabelecem em suas normas técnicas quantidades mínimas de eletrodos. Além disso, essa norma determina que:

- A seção mínima dos condutores entre os eletrodos deve ser de 50 mm².
- A seção dos condutores que interligam a malha à instalação elétrica deve ser de 25 mm².
- A resistência de aterramento deve ser inferior a 10 ohms, medida em qualquer ponto da malha e em qualquer época do ano.

Caso essa exigência não seja atendida, é recomendada a ampliação da malha até que o valor seja alcançado. Portanto, dada a relevância do sistema de aterramento para a segurança operacional, é imprescindível a elaboração de um projeto específico, considerando as características da aplicação e as condições do solo no local da instalação da subestação. Dessa forma, será possível definir corretamente o número de eletrodos, seus espaçamentos e profundidades, os quais podem ser superiores aos mínimos exigidos pela concessionária, garantindo assim o desempenho adequado do sistema.

O Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA) tem como objetivo principal preservar a integridade das instalações e proteger vidas humanas contra os efeitos de descargas atmosféricas. De acordo com a NBR 5419, a implementação do sistema parte da determinação do nível de proteção requerido e da avaliação do risco de impacto de raios, considerando as características da edificação e sua localização geográfica. A partir dessa análise, define-se a necessidade do SPDA, bem como a quantidade e distribuição de captos, descidas e sua interligação à malha de aterramento. Dispositivos como para-raios e Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) são conectados entre os condutores ativos (fase e neutro) e os condutores de aterramento, direcionando essas correntes para o solo quando necessário (ABNT, 2013). Entretanto, a circulação de correntes elevadas para o solo pode gerar gradientes de potencial, resultando na tensão de toque e tensão de passo.

- Equipamentos do Pátio de Manobra

No pátio de manobra estão instalados os equipamentos elétricos, como descritos na Tabela 3, sendo detalhados no item 2.4 deste trabalho técnico.

Tabela 3 – Principais Equipamentos do Pátio de Manobra

Equipamento	Função
Seccionadoras	Permitem abrir/fechar circuitos sem carga. São operadas manualmente ou motorizadas.
Disjuntores	Interrompem correntes de falha (curto-circuito). Comando remoto ou local.
Transformadores de Corrente (TC)	Medem corrente elétrica e alimentam os relés de proteção.
Transformadores de Potencial (TP)	Medem tensão elétrica e fornecem tensão para medição e proteção.
Transformadores de Força	Reduzem a tensão (ex: 69 kV → 13,8 kV). Equipados com buchas, radiadores e sistemas de proteção.
Para-raios (SPDs)	Protegem os equipamentos contra surtos de tensão, como descargas atmosféricas.
Estruturas	Suporte para equipamentos, barramentos e condutores. Quando metálicas devem ser galvanizadas ou pintadas.
Barramentos	Condutores nus de alumínio ou cobre, sustentados por isoladores. Fazem a interligação dos equipamentos.

Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2021).

Em uma subestação, por convenção amplamente adotada em empresas de engenharia e concessionárias baseada em normas IEC (2009), NBR 5460 (1992) e padronizações internas, cada equipamento é identificado por um código padronizado, que permite reconhecer de forma rápida e precisa o tipo de equipamento, sua faixa de tensão e sua posição funcional dentro da instalação. A nomenclatura mais comumente adotada em diagrama unifilar segue um formato composto por quatro dígitos alfanuméricos, representados como XYZW. O primeiro dígito X indica o tipo de equipamento como descrito na Tabela 4.

Tabela 4 - Código para Tipo de Equipamento

Código	Equipamento
0	Equipamento não interrupto (trafo, reator, linha, gerador, etc.)
1	Disjuntor
2	Religador
3	Chave seccionadora
4	Chave fusível
5	Chave a óleo
6	Chave de aterramento rápido
7	Pára-raio
8	Transformador de potência (TP)
9	Transformador de corrente (TC)

Fonte: Adaptado da NBR 5460 (1992).

Segundo dígito (Y), conforme apresentado na Tabela 5, indica as faixas de tensão mais usuais e suas respectivas cores representativas de operação do equipamento. No caso específico dos transformadores, considera-se a maior tensão de operação entre seus enrolamentos. Essa

codificação permite identificar de forma padronizada os níveis de tensão em diagramas unifilares, o que facilita a interpretação e o controle da instalação elétrica.

Tabela 5 – Código das Faixas de Tensão de Operação dos Equipamentos

Código	Faixa de Tensão	Cor
1	1kV a 25kV (13,8 kV)	Laranja
2	51kV a 75kV (69 kV)	Verde
3	76kV a 150kV (138 kV)	Preto
4	151kV a 250kV (230 kV)	Azul
5	251kV a 550kV (500 kV)	Vermelho

Fonte: Adaptado da NBR 5460 (1992).

O terceiro dígito (Z), conforme apresentado na Tabela 6, identifica o tipo específico de equipamento dentro da subestação, permitindo diferenciar entre disjuntores, transformadores, seccionadoras, para-raios, entre outros. Já o quarto dígito (W), representa a sequência ou posição do equipamento dentro da subestação, funcionando como um número ordinário. Ele é utilizado para diferenciar dispositivos de mesma categoria e função, localizados em diferentes trechos ou baias da instalação.

Tabela 6 – Código da Função ou Nome do Equipamento

Código	Equipamento	Sequência
A	Transformador de aterramento	A1 a A9
B	Barramento	B1 a B9
D	Equipamento de transferência	D1 a D9
E	Reator	E1 a E9
G	Gerador	G1 a G9
K	Compensador Síncrono	K1 a K9
H	Banco de Capacitor	H1 a H9
PO	Para-raios	PO-1 a PO-9
R	Regulador de tensão	R1 a R9
T	Transformador de força	T1 a T5
T	Transformador de serviço auxiliar	T6 a T9
X	Conjunto de medição	X1 a X9
U	Transformador de potencial	U1 a U9
Z	Transformador de corrente	Z1 a Z9
W	Resistor de aterramento	W1 a W9

Fonte: Adaptado da NBR 5460 (1992).

As letras (C, F, I, J, L, M, N, P, S, V e Y) são utilizadas para a identificação de linhas de transmissão ou de distribuição nos diagramas unifilares. Sempre que possível, essas letras são escolhidas de forma a manter uma associação direta com o nome da instalação, do alimentador ou da subestação de destino, facilitando o reconhecimento visual e operacional do circuito. O quinto caractere da codificação corresponde a um traço de união ("—"), utilizado para

separar o identificador do equipamento (código XYZW) da designação da linha associada. Esse traço contribui para a padronização da nomenclatura e melhora a legibilidade nos esquemas. Em situações em que dois ou mais equipamentos similares operam na mesma faixa de tensão e estão conectados a um mesmo ponto do sistema (como dois disjuntores conectados a um barramento), é utilizado um sexto caractere alfanumérico para distingui-los. Esse caractere adicional permite identificar, por exemplo, disjuntores ou seccionadoras paralelas com a mesma função, mantendo clareza na representação e evitando ambiguidades.

- Circuitos do Pátio de Manobra

No pátio podem ser identificados três tipos principais de circuitos:

- Circuito principal: é o circuito de potência em alta tensão, por onde flui a energia elétrica entre as entradas e saídas da subestação (geralmente linhas de transmissão ou distribuição). Ele é composto por transformadores de força, disjuntores, seccionadoras e demais equipamentos que asseguram a condução e a manobra da energia elétrica com segurança.
- Circuito de medição e proteção: é composto pelos circuitos secundários dos TCs e TPs, os quais fornecem sinais elétricos em baixa tensão para medidores, relés de proteção e sistemas de automação. Esses sinais permitem o monitoramento do sistema elétrico, a atuação de proteções em casos de falhas, e a medição do consumo ou fluxo de energia.
- Circuito auxiliar: é destinado à alimentação dos serviços auxiliares da subestação, tais como iluminação, climatização, comunicação, controle e supervisão. Eles são divididos em dois tipos principais, conforme o tipo de corrente utilizada:
 - Serviços Auxiliares de Corrente Alternada (CA): sua fonte de alimentação é proveniente de um transformador de serviço auxiliar (TSA), geralmente com tensão primária de 13.800 V (ou outra tensão do sistema) e secundária em 380/220 V. As principais cargas atendidas são a casa de comando (painéis, ar-condicionado, etc.); iluminação e tomadas do pátio da subestação; alimentação de retificadores e outros equipamentos auxiliares de corrente contínua; pequenos motores e ventilação.
 - Serviços Auxiliares de Corrente Contínua (CC): sua fonte de alimentação está relacionada ao conjunto composto por um retificador/carregador e um banco de baterias (geralmente em 125 Vcc), que assegura o funcionamento mesmo em situações de falha no fornecimento externo. As principais cargas atendidas são:

relés de proteção, controladores e dispositivos do sistema digital; circuitos funcionais de operação de disjuntores e chaves motorizadas; motores de acionamento de equipamentos; e iluminação de emergência em áreas críticas.

Esses circuitos, integrados de forma adequada, asseguram a operabilidade, confiabilidade e segurança da instalação, estando sua concepção e dimensionamento submetidos às normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), às diretrizes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e às exigências técnicas da concessionária local.

- Arranjos de Barramentos

Os barramentos constituem elementos estruturais fundamentais em uma subestação de energia elétrica, desempenhando a função de interligar eletricamente os diversos equipamentos do sistema. Do ponto de vista construtivo, são condutores de elevada capacidade de corrente, dimensionados para suportar esforços térmicos e eletrodinâmicos decorrentes de curtos-circuitos. Sob a perspectiva funcional, atuam como pontos comuns de coleta e redistribuição de energia elétrica dentro da subestação, permitindo a conexão entre linhas de transmissão, transformadores, disjuntores e alimentadores (MAIA, 2013; CHICARINO, 2015).

A forma como esses elementos são interligados define o chamado arranjo (ou topologia) de subestação, isto é, a configuração elétrica adotada para organizar os circuitos primários. A escolha do arranjo influencia diretamente aspectos técnicos e econômicos do empreendimento, tais como confiabilidade, flexibilidade operacional, manutenibilidade e custo de implantação.

Durante o desenvolvimento do projeto de uma subestação, a definição da topologia deve considerar, principalmente, os seguintes critérios:

- Disponibilidade: capacidade do sistema de manter o fornecimento de energia mesmo na ocorrência de falhas ou durante intervenções programadas;
- Manutenibilidade: possibilidade de executar manutenções preventivas ou corretivas sem interrupção total do serviço;
- Flexibilidade operacional: facilidade de reconfiguração do sistema para atender variações de carga ou contingências;
- Viabilidade econômica: equilíbrio entre nível de confiabilidade requerido e custo de investimento (MAIA, 2013).

A partir desses fatores, podem ser adotadas configurações que variam desde esquemas simples e de baixo custo até arranjos altamente redundantes, destinados a instalações críticas.

- Arranjo Radial Simples

O arranjo radial simples destaca-se pela ampla aplicação em subestações industriais e comerciais, especialmente em consumidores de média e alta tensão. Sua principal característica é a simplicidade construtiva e operacional, associada ao menor custo de implantação.

Segundo Monteiro (2023), esse arranjo pode ser subdividido em duas configurações:

- Radial Simples – Entrada Direta: Aplicável a subestações receptoras com um único ponto de entrada de energia e um único transformador de força. Nessa configuração, o circuito de entrada conecta-se diretamente ao transformador, dispensando a utilização de barramento principal.

Trata-se de uma solução tecnicamente viável e economicamente recomendada quando o nível de confiabilidade exigido é moderado, admitindo-se interrupções em situações de contingência (MONTEIRO, 2023).

- Radial Simples – Barramento Simples: Caracteriza-se pela existência de um único barramento principal que alimenta todos os circuitos da instalação. Apresenta como vantagens: baixo custo inicial; simplicidade operacional; facilidade de expansão.

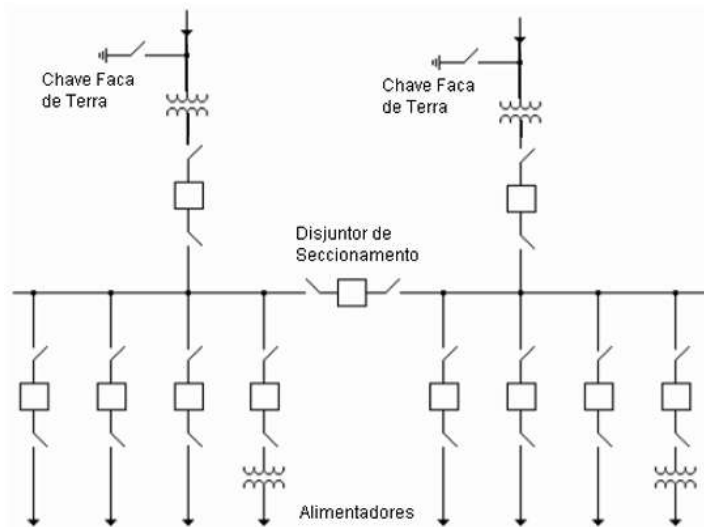
Entretanto, possui baixa confiabilidade, pois a falha de qualquer componente pode resultar na interrupção total do fornecimento (MAIA, 2013).

- Barramento Simples Seccionado

O barramento simples seccionado consiste na divisão do barramento principal em duas ou mais seções interligadas por chave seccionadora ou disjuntor de acoplamento (CHICARINO, 2015), conforme apresentado na Figura 2.

Essa configuração proporciona maior continuidade de serviço em comparação ao barramento simples, permitindo isolar trechos para manutenção sem desligamento total da subestação. Seu custo permanece inferior ao de arranjos mais complexos, sendo indicado para subestações de médio porte.

Figura 2 – Configuração Barra Simples com Disuntor de Interligação



Fonte: <https://engenharianodiaadia.blogspot.com/2012/04/o-desenvolvimento-dos-sistemas.html>

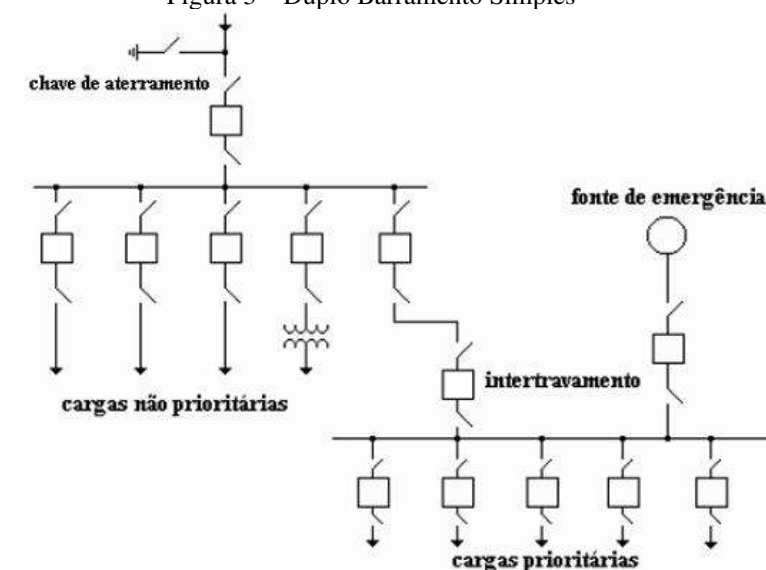
- Duplo Barramento Simples

Nesse arranjo, existem dois barramentos principais instalados em paralelo, aos quais os circuitos podem ser conectados alternativamente (MAIA, 2013; CHICARINO, 2015), conforme a Figura 3.

As chaves seccionadoras permitem a transferência de circuitos entre os barramentos, conferindo elevada flexibilidade operacional. A principal vantagem é a possibilidade de manutenção de um barramento sem interrupção total do fornecimento.

Como desvantagem, destaca-se o aumento do custo e da complexidade operacional.

Figura 3 – Duplo Barramento Simples



Fonte: <https://engenharianodiaadia.blogspot.com/2012/04/o-desenvolvimento-dos-sistemas.html>

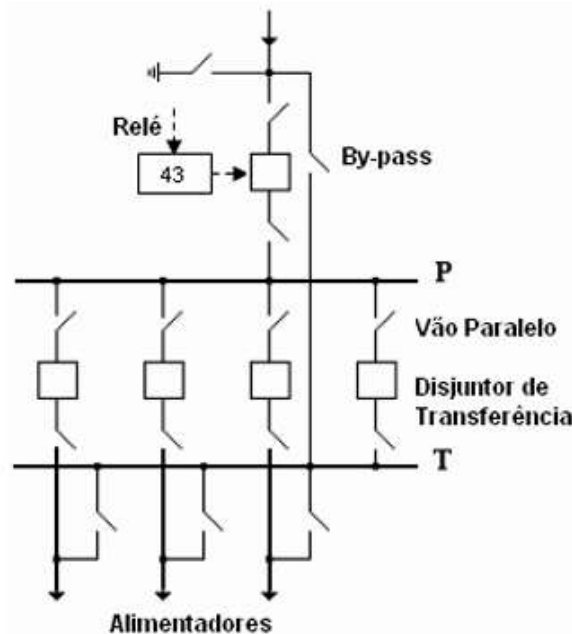
- Barramento Principal e de Transferência

Essa configuração acrescenta ao barramento principal um barramento auxiliar de transferência e um disjuntor específico para essa função (Figura 4). Durante a operação normal, os circuitos permanecem conectados ao barramento principal.

Em situações de manutenção do disjuntor principal de um bay, a operação pode ser transferida para o disjuntor de transferência, utilizando-se lógica de proteção adequada, frequentemente associada à função 43 (transferência de proteção).

Esse arranjo melhora a manutenibilidade, embora apresente limitações quanto à falha no barramento principal.

Figura 4 – Configuração Barra Principal (P) e de Transferência (T)



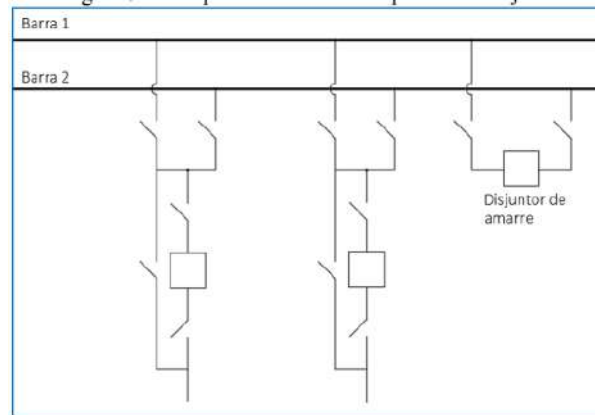
Fonte: <https://engenharianodiaadia.blogspot.com/2012/04/o-desenvolvimento-dos-sistemas.html>

- Barramento Duplo com um Disjuntor

Possui dois barramentos interligados por um disjuntor central (Figura 5). Normalmente, esse disjuntor opera fechado, permitindo alimentação por qualquer um dos barramentos.

Essa topologia oferece maior confiabilidade e é apropriada para subestações que exigem transferência de carga e operação contínua.

Figura 5 - Barramento de arranjo duplo com disjuntor simples



Fonte: Monteiro (2023).

- Normas de Segurança

Para projetos de subestação, é fundamental a adoção de normas técnicas estruturais, de distância mínimas entre fases, solo e entre equipamentos, pois irá garantir a segurança elétrica, confiabilidade operacional e conformidade normativa. As distâncias adotadas, evitam descargas disruptivas, arcos elétricos, sobretensões induzidas e facilitam manutenção segura. As principais normas que regem o projeto físico e elétrico das subestações são:

Nacionais (ABNT):

- NBR IEC 61936-1 – Instalações elétricas de alta tensão (>1 kV)
- NBR 14039 – Instalações elétricas em média tensão (de 1 kV a 36,2 kV)
- NBR 5410 – Instalações elétricas em baixa tensão
- NBR 10007 – Projeto de estruturas metálicas em subestações

Internacionais (IEEE e IEC):

- IEC 60071-1/2 – Coordenação de isolamento
- IEEE Std 80 – Aterramento em subestações
- IEEE Std 605 – Arranjos físicos de equipamentos
- IEEE Std 998 – Proteção contra descargas atmosféricas

Além dessas, cada concessionária possui suas particularidades que devem ser consultadas e aplicadas nos projetos.

As distâncias mínimas entre fases, ao solo e entre equipamentos dependem do nível de tensão da subestação e do tipo de isolamento (ar, gás, óleo). Em subestações ao ar (AIS), o ar atmosférico é o isolante, o que exige maiores espaçamentos. A Tabela 8 apresenta os espaçamentos elétricos mínimos e de segurança adotados pela Concessionária Neoenergia nos projetos básicos de subestação transformadora.

Tabela 7 – Espaçamento Elétrico Mínimo e de Segurança

Grandezas	Unidade	Valores Considerados		
Do sistema	kV eficaz	13,8	34,5	69
Do equipamento de manobra	kV eficaz	15	38	72,5
NBI de isoladores e seccionadoras	kV eficaz	110	200	350
Espaçamentos mínimos em ar metal a metal				
Fase-terra (Nota 1)	m	0,20	0,38	0,69
Fase-fase (Nota 2)	m	0,30	0,48	0,79
Distâncias mínimas de segurança				
Valor básico “d” (Nota 3)	m	0,65	0,80	0,95
Vertical, do chão até base de isoladores “a”	m	2,45	2,45	2,45
Vertical, do chão até partes vivas ($V=a+d$)	m	3,10	3,25	3,40
Horizontal, de plataformas a partes vivas ($H=e+d$)	m	1,45	1,60	1,75

Notas: 1 - Distância entre pontos próximos de condutor e de estrutura ou barreira aterrada; 2 - Os valores são os dados pela NBR 8841 acrescidos de 10% ou pelo menos 10 cm, para tornar o valor fase-fase sensivelmente superior ao valor fase-terra; 3 - Distância até o limite exterior da zona de risco quando existe risco de sobretensão.

Fonte: DIS-NOR-006 Neoenergia, pag. 22 (2019).

As distâncias mínimas entre equipamentos (de segurança e manutenção em subestações elétricas) vem principalmente de normas técnicas, guias de boas práticas e exigências das concessionárias, considerando aspectos como: segurança do pessoal em operação e manutenção, acesso adequado para manobras e inspeções, dissipação térmica adequada entre equipamentos, e para evitar riscos de arco elétrico por proximidade excessiva. A ABNT NBR IEC 61936-1 – Instalações elétricas de alta tensão (> 1 kV), trata da disposição física dos equipamentos em subestações e estabelece que: “Devem ser garantidas distâncias mínimas adequadas entre equipamentos para permitir a operação segura, inspeção e manutenção, levando em consideração fatores como dissipação de calor, arco elétrico, e espaço livre para acesso.” Esta norma não fornece valores exatos em todos os casos, mas exige que o projeto considere dimensões dos equipamentos, zonas de risco elétrico e áreas de manobra, devendo atender a critérios de acessibilidade, ventilação e isolamento adequada. Muitas concessionárias possuem guias próprios de projeto de subestações, que especificam distâncias mínimas com base na experiência operacional (Tabela 8).

Tabela 8 - Distância Mínima entre Equipamentos (de segurança e manutenção)

Tipo de Equipamento	Distância mínima entre equipamentos
Disjuntores	$\geq 1,20$ m
Seccionadoras	$\geq 1,50$ m
Para-raios e TPs	$\geq 1,00$ m
Transformadores	$\geq 1,50$ m (ou conforme área de dissipação térmica)
Painéis de controle	$\geq 1,00$ m entre filas paralelas

Fonte: NEOENERGIA (2019).

As estruturas metálicas ou de concreto que sustentam os equipamentos da subestação devem:

- Ser projetadas conforme a NBR 8800 (estruturas de aço) e NBR 6120 (ações e cargas).
- Suportar forças eletrodinâmicas durante faltas (ex: 25 kA por 1s).
- Considerar cargas permanentes (peso dos equipamentos), cargas de vento, sismos (se aplicável) e expansão térmica.
- Ser adequadamente aterradas e interligadas à malha de terra.

Para conhecimentos destas distancias entre quipamentos, cada concessionária possui suas especificações mínimas, assim é imprescindível consultar as normas estabelecidas para a concessionária onde será instalada a subestação.

- Bays

As subestações são compostas por conjuntos de elementos organizados em módulos funcionais, denominados bays. Cada bay reúne os equipamentos necessários para desempenhar uma função específica dentro do sistema elétrico, permitindo que a subestação seja estruturada de forma modular, flexível e escalável (MAIA, 2013; CHICARINO, 2015). Nas subestações de distribuição, os bays mais comuns são:

- EL – Entrada de Linha: ponto de recepção da energia proveniente do sistema de transmissão ou de outra subestação.
- SL – Saída de Linha: ponto de envio da energia para outra instalação, linha de transmissão ou subestação.
- B2 – Barramento de Alta Tensão: estrutura que interliga os equipamentos de alta tensão, distribuindo a energia para os diversos módulos.
- B1 – Barramento de Média Tensão: equivalente ao B2, porém operando em níveis de média tensão, geralmente após a transformação.
- TR – Bay de Transformação: abriga os transformadores responsáveis pela adequação dos níveis de tensão entre os barramentos de alta e média tensão.
- BC – Banco de Capacitores (ou bay de Regulação): utilizado para compensação reativa e controle da qualidade da tensão no sistema.

- AL – Saída de Alimentador: ponto de entrega da energia para os alimentadores que atendem diretamente os consumidores finais.

Cada bay da subestação deve ser equipado com dispositivos de proteção, como relés de proteção (detalhes no item 2.5) e disjuntores, com a finalidade de detectar e isolar falhas conforme os requisitos técnicos estabelecidos para instalações conectadas ao sistema elétrico (ONS, 2023). Esses dispositivos são essenciais para minimizar os impactos causados por ocorrências no sistema elétrico, tais como descargas atmosféricas, curtos-circuitos, falhas em equipamentos, colisões com a rede, entre outros eventos que comprometam a continuidade e a segurança do fornecimento.

- Sistema de Proteção

Em um sistema elétrico de potência, o esquema de proteção desempenha papel fundamental na detecção rápida de faltas e no isolamento da parte afetada, com o objetivo de minimizar interrupções, preservar a integridade dos equipamentos e assegurar a continuidade no fornecimento de energia (MAMEDE FILHO, 2021; CHICARINO, 2015). Para tanto, o sistema de proteção deve operar de forma precisa, confiável e seletiva, garantindo a segurança das pessoas e dos ativos do sistema. Segundo Mamede Filho (2021), a filosofia de proteção deve estar baseada na rápida identificação das anormalidades e na atuação coordenada dos dispositivos de proteção, evitando danos materiais e riscos operacionais. Os principais objetivos de um sistema de proteção incluem:

- Proteger a integridade física de pessoas que interagem com o sistema.
- Preservar os equipamentos e instalações da rede elétrica.
- Isolar rapidamente a área afetada por defeitos ou curtos-circuitos.
- Manter, sempre que possível, a continuidade do fornecimento de energia elétrica (CHICARINO, 2015).

De acordo com Chicarino (2015), para que esses objetivos sejam plenamente atendidos, o sistema de proteção deve apresentar determinadas propriedades funcionais, dentre as quais se destacam: seletividade, rapidez (ou velocidade), sensibilidade, confiabilidade e segurança.

- Seletividade

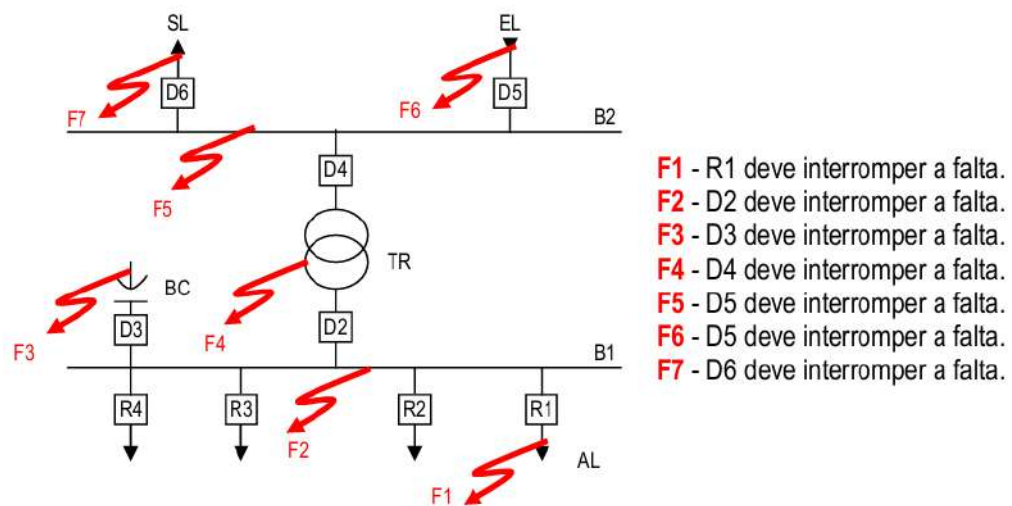
A seletividade é a capacidade do sistema de proteção em discriminar corretamente o ponto de ocorrência da falha, atuando exclusivamente sobre a parte defeituosa e desconectando a menor porção possível do sistema (CHICARINO, 2015). Essa característica é essencial para

garantir segurança e continuidade do serviço, limitando o impacto da falha apenas ao trecho necessário (Figura 6).

Para que a seletividade seja efetiva, devem ser observadas as seguintes premissas:

- Solicitação de todas as proteções situadas entre a fonte e o ponto de defeito.
- Não solicitação das proteções além do ponto de defeito.
- Apenas a proteção mais próxima ao defeito deve atuar, isolando o componente afetado (MAMEDE FILHO, 2021).

Figura 6 – Esquema de Seletividade da Proteção



Fonte: <https://universoeletroneca.blogspot.com/2017/03/seletividade-em-sistemas-eletricos.html>

- Rapidez ou Velocidade

A rapidez corresponde ao tempo necessário para que o sistema de proteção detecte a anormalidade e promova a abertura do dispositivo de interrupção (disjuntor). Segundo Mamede Filho (2021), a atuação rápida é fundamental para limitar os danos térmicos e mecânicos aos equipamentos e preservar a estabilidade do sistema elétrico.

Uma atuação rápida contribui para:

- Preservar a estabilidade do sistema, evitando a propagação do distúrbio e possíveis perdas de sincronismo;
- Reduzir os danos aos equipamentos, considerando que a energia dissipada durante a falta é proporcional ao produto $I^2 \cdot t$;
- Aumentar a capacidade de carregamento do sistema, permitindo maior utilização da infraestrutura com segurança (CHICARINO, 2015).

- Sensibilidade

A sensibilidade é definida como a capacidade do relé ou do esquema de proteção de detectar condições anormais, mesmo quando a magnitude da perturbação é reduzida (MAMEDE FILHO, 2021).

Para que o sistema seja considerado sensível, o valor de pick-up (corrente ou tensão mínima de atuação do relé) deve ser ajustado de forma a garantir a detecção de faltas inclusive em pontos eletricamente distantes da fonte.

A sensibilidade pode ser expressa pelo Fator de Sensibilidade (FS), definido como a razão entre a corrente de curto-circuito mínima no ponto protegido e a corrente de ajuste do relé conforme equação (2.1) (CHICARINO, 2015). Valores adequados de FS asseguram que o relé atue corretamente diante das condições previstas de falha.

$$F_S = \frac{I_{SC.min}}{I_{pick-up}} \quad (2.1)$$

Em que:

F_S = Fator de sensibilidade da proteção.

$I_{SC.min}$ = Valor de corrente de curto-circuito no extremo mais afastado da falta.

$I_{pick-up}$ = Corrente mínima de atuação ajustada no relé.

Quanto maior o fator (FS), mais sensível é o sistema de proteção. Um sistema bem projetado deve ser capaz de detectar e atuar mesmo em curtos-circuitos de pequena magnitude nos pontos mais afastados da zona protegida.

- Confiabilidade

A confiabilidade de um sistema de proteção corresponde à probabilidade de que ele desempenhe corretamente sua função quando requerido, ou seja, que atue de forma adequada diante de faltas ocorridas dentro de sua zona de proteção e permaneça inoperante em condições normais ou em defeitos externos à sua área de atuação (IEC 60255-1, 2009; CHICARINO, 2015).

Do ponto de vista técnico, a confiabilidade está associada a dois aspectos fundamentais:

- Confiabilidade intrínseca (dependability): capacidade do sistema de atuar corretamente quando uma falha ocorre dentro da zona protegida;

- Segurança operacional (security): capacidade do sistema de evitar atuações indevidas, prevenindo desligamentos desnecessários ou intempestivos (IEC 60255-1, 2009).

Segundo a International Electrotechnical Commission, na norma IEC 60255 (relés de medição e dispositivos de proteção), a avaliação da confiabilidade envolve critérios de desempenho, ensaios funcionais e requisitos construtivos destinados a garantir operação estável e previsível ao longo da vida útil do equipamento.

No contexto brasileiro, a Associação Brasileira de Normas Técnicas estabelece, por meio da NBR 14039 (Instalações elétricas de média tensão) e da NBR 5410 (Instalações elétricas de baixa tensão), diretrizes relacionadas à coordenação, seletividade e confiabilidade das proteções, exigindo que os dispositivos sejam especificados, ajustados e ensaiados de acordo com critérios técnicos que assegurem a segurança das pessoas e das instalações.

Erros de atuação em sistemas de proteção podem decorrer de diversos fatores, tais como:

- concepção inadequada do esquema de proteção;
- parametrização incorreta dos relés;
- falhas de instalação ou comissionamento;
- ausência de testes periódicos;
- degradação natural de componentes ao longo do tempo (MAMEDE FILHO, 2021).

Dessa forma, a confiabilidade e a segurança operacional devem ser continuamente garantidas por meio de:

- manutenção preventiva e preditiva;
- ensaios funcionais periódicos;
- verificação da coordenação e seletividade;
- utilização de relés digitais microprocessados, dotados de autodiagnóstico e registro de eventos.

A aplicação desses procedimentos está alinhada às recomendações normativas internacionais e nacionais, contribuindo para a redução de desligamentos indevidos e para o aumento da disponibilidade do sistema elétrico.

2.4 Principais Equipamentos de Uma Subestação e Suas Funções

2.4.1 Equipamentos de Transformação

- Transformador de Potência/Força

O transformador de potência (Figura 7) constitui um dos principais componentes de uma subestação elétrica, sendo responsável pela adequação dos níveis de tensão do sistema elétrico, de modo a atender às exigências operacionais da rede, sem alterar a potência ativa transferida entre os circuitos, salvo as perdas inerentes ao equipamento (MAMEDE FILHO, 2021; MONTEIRO, 2023).

Figura 7 – Transformador de Potência 6,5/5 MVA



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Além da função de transformação de tensão, o transformador exerce papel essencial no isolamento elétrico entre circuitos e na adaptação de impedâncias, contribuindo para a eficiência energética, segurança operacional e estabilidade do sistema elétrico.

De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas, por meio da ABNT NBR 5356 (Transformadores de potência), o equipamento deve ser especificado considerando critérios construtivos, térmicos, dielétricos e mecânicos compatíveis com as condições de operação da instalação. Cada transformador é projetado conforme as características específicas da subestação, sendo indispensável o fornecimento de parâmetros técnicos detalhados ao fabricante.

- Principais parâmetros de dimensionamento

Conforme estabelecido na ABNT NBR 5356 e nas recomendações técnicas apresentadas por Mamede Filho (2021), os principais dados necessários para especificação incluem:

- Potência nominal (kVA ou MVA);
- Tensões primária e secundária;
- Relação de transformação;
- Frequência nominal (50 ou 60 Hz);
- Grupo de ligação (estrela, triângulo, zig-zag etc.);
- Tipo de resfriamento (ONAN, ONAF, OFAF, entre outros);
- Nível de isolamento e classe térmica;
- Condições ambientais e forma de instalação.

A correta definição desses parâmetros assegura que o transformador atenda às exigências operacionais da subestação, garantindo desempenho adequado, durabilidade e segurança.

A corrente nominal do transformador, pode ser obtida com a potência aparente da máquina e tensão do barramento, por meio da equação (2.2):

$$I_N = \frac{S}{V\sqrt{3}} \quad (2.2)$$

Sendo:

I_N (A) – Corrente nominal;

S (VA) – Potência aparente;

V (V) – Tensão entre fases.

Além disso, é importante considerar a corrente transitória provocada por cada transformador presente na instalação, independentemente de sua finalidade. Esta corrente é comumente identificada como corrente de inrush, ou corrente de magnetização transitória.

- Corrente de Inrush (Corrente de Magnetização Transitória)

Durante a energização do transformador, ocorre a chamada corrente de inrush, ou corrente de magnetização transitória. Essa corrente pode atingir valores significativamente

superiores à corrente nominal, mesmo na ausência de carga, em função da magnetização inicial do núcleo ferromagnético (MAMEDE FILHO, 2021).

A magnitude da corrente de inrush depende de fatores como: instante de energização em relação à forma de onda da tensão; fluxo residual no núcleo; características construtivas do transformador; tipo de material magnético empregado.

Segundo a Comissão Internacional Elétrica (*International Electrotechnical Commission*), por meio da IEC 60076 (*Power Transformers – Transformador de força*), esse fenômeno deve ser considerado no dimensionamento dos dispositivos de proteção, especialmente na parametrização das funções de sobrecorrente e diferencial.

Em instalações com múltiplos transformadores, recomenda-se considerar a maior corrente de inrush calculada, somada às correntes nominais dos demais transformadores já energizados, de modo a evitar atuações indevidas dos sistemas de proteção.

Além da corrente de magnetização, outra grandeza de relevância em sistemas com transformadores é a corrente máxima suportável pelo equipamento, comumente denominada ponto ANSI.

- Corrente Suportável de Curto-Circuito (Ponto ANSI)

Essa corrente representa o limite térmico e mecânico que o equipamento pode suportar sem sofrer danos estruturais.

O cálculo dessa corrente deve considerar:

- Potência nominal do transformador.
- Impedância percentual (%Z).
- Tensão nominal do enrolamento.
- Tipo de aterramento do sistema.

As metodologias para avaliação da suportabilidade a curto-circuito são descritas na norma IEEE C57.109-2018, publicada pelo Institute of Electrical and Electronics Engineers, que trata da exposição de transformadores a correntes de curto-circuito e critérios de avaliação térmica e mecânica.

O ponto ANSI pode ser calculado por meio das expressões indicadas nas equações (2.3) e (2.4), para os condutores de fase e neutro, respectivamente. Os cálculos consideram um transformador com conexão estrela-triângulo solidamente aterrado.

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \cdot I_N \quad (2.3)$$

$$I_{N-ANS} = 0,58 \cdot \frac{100}{Z\%} \cdot I_N \quad (2.4)$$

Onde:

I_{ANSI} (A) – Ponto ANSI de fase;

I_N (A) – Corrente nominal;

$Z\%$ - Impedância percentual;

I_{N-ANS} (A) – Ponto ANSI de neutro.

Adicionalmente, normas de concessionárias regionais — como a NDU 002 da Energisa — estabelecem critérios específicos para determinação da corrente de curto-circuito admissível em transformadores conectados aos seus sistemas.

No contexto brasileiro, a ABNT NBR 5356 também estabelece requisitos relacionados à suportabilidade térmica e mecânica sob condições de curto-circuito.

2.4.2 Transformadores de Instrumentos (Transformador de Corrente e Transformador de potencial)

De acordo com a ABNT NBR 61869-1:2020, transformador de instrumentos é o transformador destinado a transmitir um sinal de informação para instrumentos de medição, medidores, dispositivos de controle ou de proteção, ou aparelhos similares (ABNT, 2020). Esses equipamentos têm como principal finalidade adaptar sinais de alta tensão ou corrente, tornando-os compatíveis com os níveis exigidos por instrumentos de medição, proteção e controle, garantindo segurança, isolamento elétrico e precisão nas leituras.

Os principais tipos de transformadores de instrumentos são os Transformadores de Corrente (TC) e os Transformadores de Potencial (TP).

- Transformadores de Corrente (TC)

Os transformadores de corrente são utilizados para a medição indireta da corrente elétrica em sistemas de potência. Além de possibilitarem a medição com precisão, esses equipamentos contribuem significativamente para a segurança operacional, pois promovem o

isolamento elétrico entre o circuito de alta tensão e os instrumentos de medição e proteção conectados ao secundário (ABNT, 2020).

Os TC's (Figura 8) são, por construção, normalmente monofásicos e possuem o enrolamento primário ligado em série com o circuito cuja corrente se deseja medir. O enrolamento secundário é padronizado para fornecer corrente nominal de 5 A (ou 1 A, conforme aplicação), quando a corrente nominal circula no primário, conforme estabelecido pelas normas técnicas brasileiras (ABNT, 2020).

Figura 8 – Transformador de Corrente de Barra, ligado no barramento de 69 kV



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Seu funcionamento baseia-se no princípio da indução eletromagnética, semelhante ao dos transformadores convencionais, em que a corrente que circula no primário gera um fluxo magnético variável no núcleo ferromagnético, induzindo corrente no enrolamento secundário magneticamente acoplado (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2022).

Segundo Mamede Filho e Mamede (2022), a corrente que circula no enrolamento primário de um TC corresponde à soma da corrente do ramo magnetizante com a corrente refletida da carga conectada ao secundário, respeitando-se a relação de transformação do equipamento. O erro de medição está diretamente relacionado à corrente magnetizante, a qual depende das características construtivas do núcleo magnético.

- Saturação do núcleo magnético

Um aspecto crítico na operação dos TC's é a saturação do núcleo magnético. Quando ocorre saturação, o ramo magnetizante passa a exigir corrente significativamente maior,

provocando aumento do erro de medição e comprometendo a fidelidade da corrente secundária (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2022).

Para TC's destinados à proteção, recomenda-se que o núcleo seja dimensionado para suportar até 20 vezes a corrente nominal, garantindo que, mesmo sob condições de falta, o relé de proteção receba sinal adequado para atuação (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2022).

O critério de dimensionamento pode ser expresso pela equação (2.5).

$$I_{TC} \geq \frac{Maior(I_{cc})}{k} \quad (2.5)$$

Onde:

I_{TC} (A) – Corrente primária nominal do TC.

$Maior(I_{cc})$ (A) – Maior corrente de curto-circuito, entre as monofásicas, bifásicas e trifásica.

k – Fator igual a 4 para medição ou 20 para TC de proteção.

Para aplicações de medição, admite-se saturação a aproximadamente 4 vezes a corrente nominal, sendo desejável que, em situações de curto-circuito, o núcleo sature, limitando a corrente secundária e protegendo os instrumentos conectados ao TC (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2022). Além da questão da saturação do núcleo magnético, outro aspecto fundamental no dimensionamento de TC's é a classe de exatidão, a qual determina os limites de erro admissíveis durante a operação do equipamento.

- Classe de exatidão

A classe de exatidão define os limites de erro admissíveis do TC durante sua operação e está diretamente relacionada à finalidade da aplicação (ABNT, 2020).

Para serviços de medição, especialmente faturamento, são exigidas classes de maior precisão, como 0,1; 0,2 ou 0,5%. Já para proteção, são admitidas classes mais permissivas, tipicamente 5% ou 10%, sem comprometer o desempenho do sistema (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2022).

A exatidão depende da qualidade dos materiais do núcleo magnético, do dimensionamento do circuito magnético e da construção do equipamento. TC's com maior precisão demandam materiais ferromagnéticos de melhor desempenho e núcleos de maior volume, impactando custo e dimensões físicas — fator relevante em subestações compactas.

Por fim, a seguir são apresentados os valores de relações típicas de transformação para projetos de TC's (Tabela 9), considerando uma corrente secundária padrão de 5 A, conforme extraído de Mamede Filho (2022).

Tabela 9 – Relação de Corrente de TC's para Projeto

Ip	Relação	Ip	Relação	Ip	Relação	Ip	Relação
5	1:1	60	12:1	400	80:1	2500	500:1
10	2:1	75	15:1	500	100:1	3000	600:1
15	3:1	100	20:1	600	120:1	4000	800:1
20	4:1	125	25:1	800	160:1	5000	1000:1
25	5:1	150	30:1	1000	200:1	6000	1200:1
30	6:1	200	40:1	1200	240:1	8000	1600:1
40	8:1	250	50:1	1500	300:1	-	-
50	10:1	300	60:1	2000	400:1	-	-

Fonte: Mamede Filho, 2013 (p.106).

- Transformadores de Potencial (TP)

São equipamentos utilizados para a adequação dos níveis de tensão em sistemas elétricos cuja tensão excede 600 V, possibilitando a medição precisa desses valores por meio de instrumentos convencionais (Figura 9). Sua principal função é isolar eletricamente o circuito de baixa tensão (secundário) do circuito de alta tensão (primário), ao mesmo tempo em que assegura a reprodução fiel das condições de regime permanente e dos fenômenos transitórios presentes no sistema de alta tensão no lado de baixa tensão (ABNT, 2020; MAMEDE FILHO, 2011).

Figura 9 – Transformadores de Potencial Instalados num Barramento de 69 kV



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

O enrolamento primário dos transformadores de potencial (TP's) é conectado em derivação ao sistema elétrico, captando a tensão do circuito principal. Já o enrolamento secundário é responsável por fornecer sinal elétrico adequado às bobinas de potencial de instrumentos de medição, proteção ou controle, garantindo segurança, precisão e confiabilidade na operação dos sistemas elétricos (ABNT, 2020).

Os TP's podem ser classificados em dois tipos principais: indutivos e capacitivos (MAMEDE FILHO, 2011).

O TP indutivo opera com a aplicação de tensão no enrolamento primário, a qual é reproduzida no secundário de acordo com a relação de transformação estabelecida. Esse tipo é amplamente utilizado em sistemas com tensões de até 138 kV, devido à sua construção mais simples e menor custo relativo em comparação aos capacitivos (MAMEDE FILHO, 2011).

Podem ser subdivididos em três grupos distintos, conforme a configuração de conexão:

- Ligação entre fases.
- Ligação entre fase e neutro com neutro diretamente aterrado.
- Ligação entre fase e neutro sem garantia de aterramento.

Geralmente, fornecem tensão secundária padronizada de 115 V ou $115/\sqrt{3}$ V (aproximadamente 66,4 V), podendo apresentar derivações secundárias, conforme previsto em projeto (ABNT, 2020; MAMEDE FILHO, 2011).

Os TP's capacitivos, também conhecidos como transformadores de potencial capacitivos (TPC), utilizam um divisor capacitivo para reduzir a tensão primária a níveis adequados, permitindo o acoplamento a um transformador indutivo convencional (MAMEDE FILHO, 2011).

Em sua constituição, apresentam:

- Conjunto de capacitores ligados em série entre fase e terra.
- Tap (derivação) para extração da tensão reduzida.
- Transformador indutivo acoplado ao divisor capacitivo.

Esse arranjo possibilita a utilização de transformadores indutivos com menor nível de isolamento, tornando o equipamento mais econômico e viável para aplicações em tensões elevadas, geralmente acima de 69 kV, nas quais a construção de TP's exclusivamente indutivos se tornaria tecnicamente mais complexa e onerosa (MAMEDE FILHO, 2011).

Além disso, os TPC's são dotados de:

- Impedância de ajuste, para correção da queda de tensão e defasagem angular.
- Circuito de supressão de ferorrressonância, fenômeno que pode provocar sobretensões prejudiciais ao equipamento (MAMEDE FILHO, 2011).

Assim como os transformadores de corrente, os TP's também são classificados conforme a classe de exatidão, relacionada aos erros de magnitude e de fase entre a tensão medida no secundário e a tensão real do primário (ABNT, 2020). As classes mais usuais incluem 0,3%; 0,6% e 1,2%.

Para aplicações de medição, especialmente em sistemas de faturamento, recomenda-se a utilização de classes de menor erro, assegurando maior precisão nas leituras. Para aplicações de proteção, podem ser adotadas classes menos rigorosas, desde que atendam aos requisitos técnicos do sistema elétrico (ABNT, 2020; MAMEDE FILHO, 2011).

A especificação de um TP deve considerar:

- Tensão nominal do sistema.
- Configuração do circuito primário.
- Características da carga conectada ao secundário.
- Potência nominal requerida.
- Forma de conexão no circuito (fase-fase ou fase-neutro) (ABNT, 2020).

2.4.3 Equipamentos de Manobra

- Chaves Seccionadoras

As chaves seccionadoras (Figura 10) são dispositivos mecânicos destinados a estabelecer ou interromper a continuidade elétrica de um circuito quando este se encontra sem carga significativa, não possuindo capacidade de interrupção de corrente sob carga (ABNT, 2018). Sua principal função é garantir isolamento visível e seguro dos circuitos, assegurando distância dielétrica adequada entre os contatos, condição que os disjuntores, isoladamente, não garantem de forma visual.

Em subestações, as seccionadoras são empregadas para isolar trechos do sistema ou equipamentos específicos, permitindo a execução de manutenções com segurança operacional. Também são utilizadas em manobras de transferência entre barramentos e na implementação

de by-pass, sempre em conjunto com disjuntores, que são os responsáveis pela interrupção efetiva da corrente elétrica (MAMEDE FILHO, 2017).

Figura 10 – Chave Seccionadora em Subestação



Fonte: <https://www.youtube.com/watch?v=L8rcVDEdprw>

O acionamento pode ser manual ou motorizado, devendo garantir baixa resistência elétrica quando fechada e adequada rigidez dielétrica quando aberta, utilizando o ar ambiente ou outro meio isolante como dielétrico (MAMEDE FILHO, 2017).

- Classificação

As chaves podem ser classificadas, quanto à função operacional, em:

- Chave seccionadora: destinada ao isolamento ou integração de partes do sistema;
- Chave de aterramento: utilizada para aterramento temporário de circuitos, assegurando a proteção de operadores;
- Chave de aterramento rápido: aplicada em situações que exigem atuação em tempo reduzido, como eliminação de cargas residuais ou proteção contra sobretensões (ABNT, 2018).

- Dimensionamento

Para especificação adequada, devem ser considerados:

- Tensão nominal do sistema;

- Corrente nominal;
- Corrente suportável de curto-circuito (suportabilidade térmica e dinâmica).

Esses parâmetros devem ser compatíveis com os do disjuntor associado, especialmente no que se refere à capacidade de suportar esforços eletrodinâmicos e térmicos decorrentes de faltas (ABNT, 2018).

- Disjuntores

O disjuntor (Figura 11) é definido como dispositivo de manobra mecânico capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes em condições normais de operação, bem como estabelecer, conduzir por tempo especificado e interromper correntes sob condições anormais, como curto-circuito (ABNT, 2020).

Figura 11 – Disjuntor



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Os disjuntores constituem os principais equipamentos de proteção de subestações, sendo responsáveis pela interrupção rápida de correntes de falta, limitando danos aos componentes do sistema elétrico. São utilizados também para manobra de correntes nominais de carga, correntes capacitivas e correntes de magnetização de transformadores e reatores (MAMEDE FILHO, 2017).

- Classificação quanto ao meio de extinção do arco

Conforme Mamede Filho (2017), os disjuntores podem ser classificados segundo o meio utilizado para extinção do arco elétrico:

- A ar comprimido: utilizam jato de ar para resfriamento e extinção do arco;
- A sopro magnético: utilizam campo magnético para alongamento e fragmentação do arco;
- A vácuo: operam com contatos encapsulados em ambiente de vácuo, extinguindo o arco pela ausência de meio ionizante;
- A óleo: utilizam óleo isolante para extinção do arco;
- A gás SF₆: empregam hexafluoreto de enxofre, que apresenta elevada rigidez dielétrica e excelente capacidade de extinção.

Atualmente, os disjuntores a vácuo (média tensão) e a SF₆ (alta tensão) são os mais empregados (MAMEDE FILHO, 2017).

- Especificação técnica

A especificação deve considerar:

- Tensão nominal;
- Corrente nominal;
- Corrente de curto-circuito simétrica;
- Capacidade de interrupção;
- Nível de isolamento (ABNT, 2020).

No Brasil, a definição da tensão nominal deve observar as normas da concessionária e as regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2023).

- Processo de interrupção e tensão de restabelecimento

Durante a abertura dos contatos, forma-se um arco elétrico que deve ser extinto pelo meio isolante do disjuntor. A interrupção será bem-sucedida quando a rigidez dielétrica entre os contatos for restabelecida mais rapidamente que o crescimento da tensão de restabelecimento (recovery voltage) (IEEE, 2012).

Caso contrário, ocorre reignição do arco, comprometendo a manobra. Esse fenômeno é especialmente crítico na interrupção de correntes capacitivas, como em linhas longas energizadas a vazio (IEEE, 2012).

- Disjuntor com Bypass

Chave seccionadora bypass (passagem ao lado) em subestação é uma ponte feita sobre um disjuntor, ou seja, é um dispositivo empregado para desviar o fluxo de energia elétrica de um circuito principal para um circuito alternativo. Sua principal finalidade é isolar um disjuntor sem interromper o fluxo de energia, sendo a ligação feita através das chaves seccionadoras do disjuntor, para possibilitar o seu isolamento em caso de manutenção (MAMEDE FILHO, 2017). Sua aplicação é comum em sistemas de alimentação ininterrupta (*Uninterruptible Power Supply* – UPS) e em outras instalações críticas que demandam a continuidade no fornecimento de energia durante manutenções ou situações emergenciais. A transição entre os modos de operação, do fornecimento via inversor para o modo bypass, ocorre de maneira contínua e sincronizada, de modo a evitar interrupções que possam comprometer o funcionamento dos equipamentos alimentados.

Dentre as vantagens do sistema de bypass podemos citar: a garantia que a carga permaneça energizada mesmo diante de falhas ou durante a manutenção dos equipamentos; auxílio na proteção contra distúrbios como sobretensões e sobrecorrentes, ao manter a estabilidade do fornecimento; possibilidade de intervenções técnicas nos sistemas sem a necessidade de desligamento da carga, reduzindo o tempo de inatividade; permite a utilização de múltiplas fontes de energia e oferece alternativas seguras para o roteamento da energia elétrica conforme a necessidade operacional.

- Religador Automático

De acordo com a Especificação Técnica Unificada – 107 (Energisa, 2024), é um dispositivo autocontrolado para fazer, transportar, interromper e religar automaticamente um circuito de corrente alternada, com uma sequência predeterminada de abertura e religamento seguido de operação de rearme, manter fechado ou bloqueio. Um religador automático inclui um conjunto de elementos de controle necessários para detectar sobrecorrentes e controlar a operação do religador. Um valor de corrente presumida de interrupção que um dispositivo de manobra e/ou proteção é capaz de interromper, sob uma tensão dada e em condições prescritas de emprego e funcionamento, dadas em normas individuais. São usados nas saídas dos alimentadores de 13,8 e 34,5 kV (Figura 12), da rede de distribuição das subestações, por

permitir que os defeitos transitórios sejam eliminados sem a necessidade de deslocamento de pessoal de manutenção para percorrer o alimentador em falta.

Figura 12 – Religador Automático Instalado na Saída 13,8 kV



Fonte: Arquivo pessoal (2025).

2.4.4 Equipamentos para Compensação de Reativos

- Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores (Figura 13) podem ser configurados em derivação (shunt) ou em série, conforme a finalidade específica de aplicação no sistema elétrico (MAMEDE FILHO, 2017; IEEE, 2013).

Quando conectados em derivação, são empregados principalmente para compensação de potência reativa, podendo operar isoladamente ou em conjunto com reatores de derivação. Essa compensação tem como objetivos elevar o nível de tensão nos terminais das cargas, melhorar a regulação de tensão, reduzir perdas por efeito Joule nas linhas, diminuir o transporte de potência reativa por longas distâncias e otimizar o desempenho operacional do sistema elétrico (MAMEDE FILHO, 2017).

Os capacitores em série, por sua vez, são utilizados para reduzir a reatância série das linhas de transmissão, diminuindo a distância elétrica efetiva entre barras. Entre as principais vantagens destacam-se o aumento da capacidade de transmissão de potência, melhoria da

estabilidade eletromecânica, redução da queda de tensão e melhor balanceamento do fluxo de potência entre linhas paralelas (IEEE, 2013).

Figura 13 – Banco de Capacitores



Fonte: Arquivo pessoal (2025).

- Reatores

Em sistemas de potência, os reatores são utilizados com a finalidade de controlar os níveis de tensão nos barramentos em regime permanente, especialmente em condições de carga leve. Nesses casos, os reatores atuam compensando a capacitância das linhas de transmissão, que tende a provocar elevação da tensão ao longo do circuito (KUNDUR, 1994). Além disso, os reatores são empregados para a atenuação de sobrecorrentes decorrentes de surtos de manobra, contribuindo para a proteção dos equipamentos e a estabilidade do sistema.

Dessa forma, os reatores têm como principal função reduzir ou eliminar efeitos indesejáveis da operação da linha, que se tornam mais significativos em linhas de maior extensão, como é o caso do efeito Ferranti, caracterizado pela elevação da tensão na extremidade da linha em condições de carga reduzida ou nula (KUNDUR, 1994).

2.4.5 Equipamentos de Proteção

- Chave Fusível

Trata-se de um equipamento destinado à proteção contra sobrecorrentes em circuitos de distribuição com níveis de tensão de 13,8 kV e 34,5 kV. É comumente instalado na entrada do lado primário dos transformadores de distribuição, desempenhando um papel fundamental na segurança e integridade do sistema elétrico. Esse dispositivo é dotado de um elemento fusível, responsável pela interrupção do circuito em caso de sobrecorrentes (ABNT, 2013).

O dispositivo contém um elo fusível alojado em cartucho isolante, responsável pela interrupção do circuito quando a corrente ultrapassa o valor nominal. A substituição do elo deve ser realizada com o circuito desenergizado e mediante o uso de vara de manobra apropriada, conforme procedimentos de segurança para média tensão (ABNT, 2013).

- Muflas e Terminais Primárias

As muflas (terminações de cabos) são dispositivos destinados a restabelecer as condições de isolamento na extremidade de cabos isolados quando conectados a condutores nus ou equipamentos (SILVA, 2013; SAMPAIO, 2020). Sua principal função é garantir a continuidade elétrica e a integridade da isolamento nos pontos de conexão, prevenindo descargas elétricas, perdas de energia e possíveis falhas de isolamento.

Podem ser classificados como:

- Singelas (cabos unipolares);
- Trifásicas (cabos multipolares);
- Internas (ambientes protegidos);
- Externas (com saias isolantes para aumento do caminho de fuga).

Seu dimensionamento depende do nível de tensão, corrente admissível e condições ambientais, garantindo distância de isolamento adequada e prevenção contra descargas parciais (SILVA, 2013).

- Isoladores

São equipamentos cuja principal função nos circuitos elétricos é proporcionar o isolamento elétrico entre regiões de diferentes potenciais, seja entre partes energizadas ou entre uma parte energizada e a terra. Nas linhas de transmissão, além da função elétrica, os isoladores

desempenham também uma função mecânica, pois são projetados para suportar os esforços provenientes do peso e da tração dos condutores, bem como os efeitos de variações de temperatura, esforços causados por curtos-circuitos e ações do vento (KINDERMANN, 2012).

Quanto aos materiais construtivos, os isoladores podem ser fabricados em porcelana vitrificada, vidro temperado, ou materiais à base de resinas sintéticas, sendo estes últimos conhecidos como isoladores poliméricos.

- Buchas

São componentes eletromecânicos utilizados para permitir a passagem de corrente elétrica através de paredes aterradas, como as paredes de edifícios, tanques de transformadores ou tanques de reatores, ao mesmo tempo em que proporcionam isolamento elétrico adequado. Sua principal função é isolar a tensão elétrica e conduzir a corrente de forma segura entre diferentes compartimentos, sob condições normais de operação ou mesmo durante falhas no sistema. As buchas são essenciais para garantir a continuidade elétrica e a segurança operacional em equipamentos de alta tensão (ABNT, 2014).

- Reator Trifásico de Aterramento

Dispositivo utilizado em sistemas de tensão de 13,8 kV, conectado em configuração triângulo (zigue-zague), cuja principal função é estabelecer um neutro artificial. Esse neutro artificial permite a detecção de faltas à terra, como no caso de um condutor encostar no solo, possibilitando a atuação dos dispositivos de proteção do sistema. O reator é composto por um único enrolamento em zigue-zague, com o neutro diretamente aterrado, sendo projetado para garantir a adequada resposta do sistema diante de ocorrências de curto-circuito monofásico à terra (MAMEDE FILHO, 2017).

- Para-raios

Dispositivos destinados à proteção de circuitos elétricos e dos equipamentos a eles conectados contra descargas atmosféricas, que provocam sobretensões transitórias nas linhas (ABNT, 2016; IEEE, 2014). Essas sobretensões, se não devidamente controladas, podem causar danos severos aos equipamentos, especialmente em sistemas de alta tensão.

Em função dessa função protetiva, os para-raios são instalados em pontos estratégicos das subestações e redes elétricas, tais como:

- Entradas dos enrolamentos primários;

- Saídas dos enrolamentos secundários e terciários de transformadores de potência;
- Entradas e saídas de linhas de transmissão;
- Nos barramentos, antes das muflas de entrada e saída de cabos subterrâneos.

Sua correta aplicação é essencial para garantir a segurança dos ativos da instalação e a confiabilidade do sistema elétrico frente a eventos atmosféricos. Estes equipamentos geralmente são constituídos por resistores não lineares, com ou sem centelhadores em série. Em operação normal de operação, comportam-se como isoladores, não permitindo a passagem de corrente elétrica. No entanto, na ocorrência de uma sobretensão, causada, por exemplo, por descargas atmosféricas ou manobras no sistema elétrico, o para-raios atua como caminho alternativo para o escoamento da corrente, limitando o valor de crista da tensão e protegendo os equipamentos conectados a jusante. A seleção adequada de um para-raios deve considerar diversos parâmetros, entre os quais se destacam: a tensão nominal do sistema, a corrente de descarga nominal, a capacidade de suportar correntes de falta, bem como características de durabilidade e resistência mecânica e elétrica, as quais variam de acordo com o projeto, aplicação e condições de instalação.

A classificação dos para-raios pode ser feita de acordo com sua função no sistema elétrico, o que está diretamente relacionado à tensão nominal da instalação. Assim, os para-raios são classificados nas seguintes categorias:

- Para-raios de estação: utilizados em sistemas com tensão superior a 138 kV;
- Para-raios intermediários ou de subtransmissão: aplicados em sistemas com tensão entre 35 kV e 138 kV;
- Para-raios de distribuição: empregados em sistemas com tensão inferior a 35 kV.

Além disso, os para-raios podem ser diferenciados conforme o tipo de isolamento empregado em sua construção. Os modelos mais tradicionais utilizam invólucros de vidro ou porcelana, enquanto versões mais modernas fazem uso de materiais poliméricos, que conferem maior resistência à poluição e menor peso. Há ainda modelos encapsulados, com isolamento interna à base de gás hexafluoreto de enxofre (SF_6), indicados para aplicações compactas ou ambientes com restrições de espaço e alta exigência de confiabilidade (TREVISOL, 2021; MAMEDE FILHO, 2017).

O dimensionamento adequado de para-raios é essencial para assegurar a proteção eficaz dos equipamentos contra sobretensões transitórias. Esse processo envolve, entre outros

critérios, a análise da tensão nominal de operação contínua do sistema elétrico, parâmetro comumente denominado na literatura como MCOV (*Maximum Continuous Operating Voltage* – Tensão Máxima de Operação Contínua), para sistemas com neutro solidamente aterrado, pode ser determinado a partir da expressão (2.6):

$$U_{MCOV} = 1,1 \cdot U_{nf} \quad (2.6)$$

Onde:

U_{MCOV} (V) – é a máxima tensão de operação contínua;

U_{nf} (V) – é a tensão nominal de fase do sistema.

Além disso, a tensão nominal do para-raio será como 125% da tensão MCOV (ABNT, 2016). Em relação à corrente de descarga, de acordo com Trevisol (2021), considera-se 5 kA, 10 kA, 15 kA ou 20 kA, a depender do nível de tensão e robustez desejada para a aplicação, considerando as indicações das NBR's 6939, 16050, 15122 e complementares. Com os parâmetros elétricos definidos, realiza-se a seleção do para-raios mais apropriado por meio da análise das características técnicas presentes nos catálogos dos fabricantes, observando-se os valores nominais de suportabilidade elétrica e mecânica compatíveis com o sistema a ser protegido.

2.5 Dispositivos do Sistema de Proteção

2.5.1 Relés

Os relés de proteção são dispositivos fundamentais no sistema elétrico de potência, sendo responsáveis pelo monitoramento e gerenciamento contínuo das grandezas elétricas de um determinado circuito. Sua principal função é detectar perturbações que caracterizam condições anormais de operação e, automaticamente, executar ações de controle sobre os disjuntores, promovendo o desligamento seletivo e seguro da parte afetada da instalação (KAZMIERKZAK, 2012).

Esses dispositivos operam com base em valores de referência previamente ajustados, sendo projetados para comparar, em tempo real, os sinais elétricos oriundos da rede com os parâmetros programados. Quando esses limites são ultrapassados — seja por sobrecorrente, subtensão, desequilíbrio de fases, entre outras anomalias — o relé envia um comando de abertura (trip) para o disjuntor associado. Este, por sua vez, realiza a interrupção da corrente

elétrica, isolando o trecho defeituoso e preservando a continuidade e a integridade do restante do SEP.

Vale destacar que o sistema de proteção não é constituído apenas pelo relé, mas por um conjunto integrado de subsistemas, cuja atuação coordenada é essencial para garantir a confiabilidade da rede. Esses subsistemas incluem:

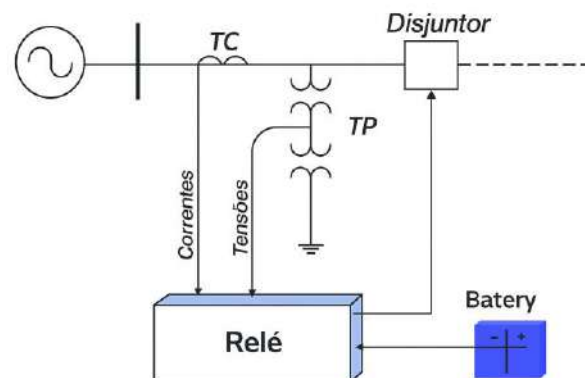
- Relés de proteção;
- Disjuntores;
- Transformadores de instrumentação (TC e TP);
- Sistema de suprimento auxiliar de energia em corrente contínua.

A atuação do relé de proteção ocorre, em regra, quando duas condições são simultaneamente satisfeitas (KAZMIERKZAK, 2012):

- As grandezas elétricas medidas (corrente, tensão, frequência, etc.) ultrapassam os limites pré-definidos nos ajustes do relé, conhecidos como valores de “pick-up”;
- O tempo de permanência da anomalia excede o tempo de atuação configurado no relé, evitando disparos indevidos por distúrbios transitórios.

A Figura 14 representa a interação entre o relé de proteção e os demais componentes do sistema de proteção, demonstrando como essa associação viabiliza a atuação coordenada e eficiente frente a distúrbios.

Figura 14 – Equipamentos de um Sistema de Proteção



Fonte: Kazmierkzak (2012).

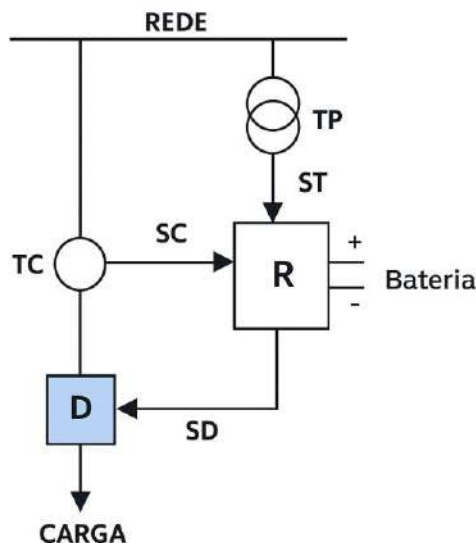
O comando de abertura é normalmente emitido por meio de um contato seco (SD), que energiza a bobina de abertura (ou de mínima tensão) do disjuntor. Esse mecanismo assegura

que a atuação ocorra de forma rápida e seletiva, com o mínimo impacto possível sobre o sistema como um todo.

Na Figura 15 observa-se a associação entre relé e disjuntor, onde os relés de proteção operam com base na comparação contínua entre as grandezas elétricas medidas no sistema e os valores de referência previamente ajustados. Para isso, os relés são alimentados com sinais de corrente e/ou tensão provenientes dos transformadores de instrumentos, sendo os TC's responsáveis pela medição da corrente e os TP's pela medição da tensão. Esses sinais são analisados pelo relé, que os compara com os limites operacionais definidos em sua parametrização interna.

Quando as grandezas monitoradas excedem ou ficam abaixo desses limites — configurando uma situação de anormalidade — o relé reconhece a ocorrência de uma falha dentro de sua zona de atuação. Nessa condição, o relé emite um comando de abertura (trip), que é direcionado ao(s) disjuntor(es) associado(s). Ao receber esse comando, o disjuntor realiza a interrupção do circuito, promovendo o isolamento da parte defeituosa do restante do sistema elétrico de potência. Esse processo garante que o defeito seja contido com rapidez e seletividade, minimizando os impactos sobre a rede e preservando a continuidade do fornecimento de energia às demais cargas.

Figura 15 – Associação entre Relé e Disjuntor



Legenda: Tc – Transformador de corrente, TP – Transformador de potencial, R- Relé de proteção, D – Disjuntor, ST – Sinal de tensão, SC – Sinal de corrente, SD – Sinal de disparo.

Fonte: Kazmierczak (2012).

2.5.2 Funções de Proteção

Os relés de proteção são classificados e identificados por números padronizados, definidos por normas internacionais, como as do IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), ANSI (American National Standards Institute) e IEC (International Electrotechnical Commission). Esses números correspondem a funções específicas de proteção, e sua padronização facilita a identificação, configuração e aplicação dos relés no SEP (Tabela 10).

Tabela 10 – Principais Funções de Proteção Aplicadas em SE Distribuidora

Função	Descrição
50	Função de sobrecorrente instantânea de fase
51	Função de sobrecorrente temporizada de fase
50N	Função de sobrecorrente instantânea de neutro
51N	Função de sobrecorrente temporizada de neutro
50/51NS	Função de sobrecorrente neutro sensível ³
51BF	Função de falha de disjuntor
46	Função de sequência negativa
67	Função de sobrecorrente direcional de fase
67N	Função de sobrecorrente direcional de neutro
21	Função de proteção de distância
27	Função de subtensão
59	Função de sobretensão
79	Função de religamento
50BF	Função de falha do disjuntor
51G	Função de sobrecorrente de terra
87	Função de diferencial
61	Função de desequilíbrio de corrente
25	Função de sincronismo
26	Função temperatura do óleo
49	Função temperatura do enrolamento
63	Função de pressão do gás do transformador de potência
71	Função de nível do óleo
98	Função de oscilografia
43	Função transferência da proteção
86	Função de bloqueio
90	Função regulação automática de tensão

³A referência zero do sistema para linhas de dados e outros sinais em geral representa o neutro sensível do sistema.

2.5.2.1 – Princípio de Zoneamento da Proteção

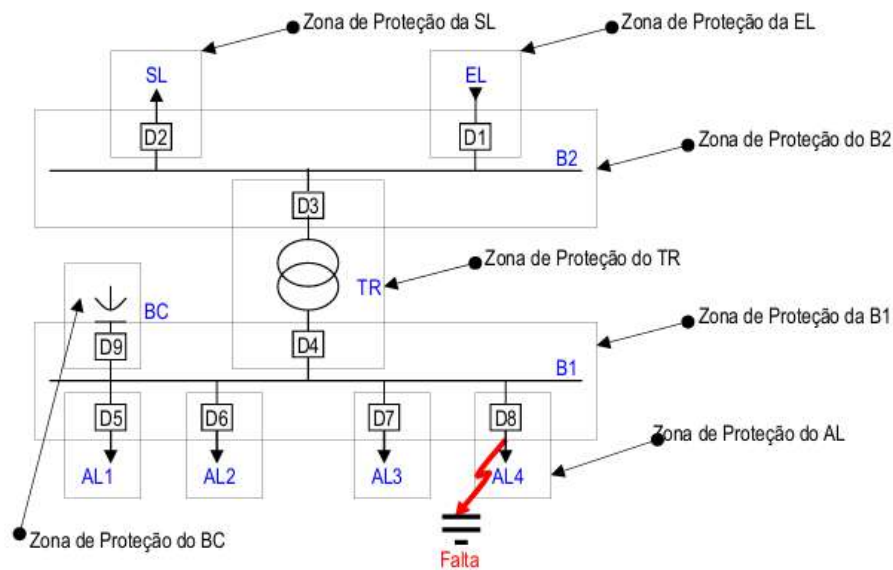
A filosofia de aplicação dos sistemas de proteção em subestações está fundamentada no princípio do zoneamento, segundo o qual o Sistema Elétrico de Potência (SEP) é subdividido em zonas de proteção claramente definidas. Cada zona corresponde a uma parte específica do sistema — como linhas de transmissão, transformadores, barramentos ou alimentadores —

sendo delimitada, em geral, pela posição dos transformadores de corrente (TCs) e dos disjuntores (MAMEDE FILHO, 2021; KINDERMANN, 2005).

O principal objetivo do zoneamento é garantir que qualquer falta ocorrida em determinado ponto do sistema seja eliminada de forma rápida, seletiva e segura, restringindo a atuação apenas ao trecho defeituoso e minimizando os impactos sobre a continuidade do fornecimento de energia (KINDERMANN, 2005). Esse princípio assegura que cada porção do sistema esteja permanentemente supervisionada por um conjunto específico de dispositivos de proteção.

Cada zona dispõe de um conjunto de relés denominado proteção principal (Figura 16), cuja função é detectar e eliminar faltas internas à sua área de abrangência com elevada rapidez e confiabilidade. A proteção principal deve apresentar alto grau de sensibilidade e seletividade, garantindo que apenas os elementos efetivamente afetados sejam desligados (KAZMIERKZAK, 2012).

Figura 16 – Zonas de Proteção Principal



Fonte: adaptado de Kazmierczak (2012).

Além da proteção principal, recomenda-se a implementação de uma proteção de retaguarda (Figura 17), cuja finalidade é atuar caso a proteção principal falhe ou se torne indisponível. Essa falha pode decorrer de defeitos nos relés, problemas no circuito de comando, falhas no sistema auxiliar de corrente contínua ou indisponibilidade do disjuntor (MAMEDE FILHO, 2021).

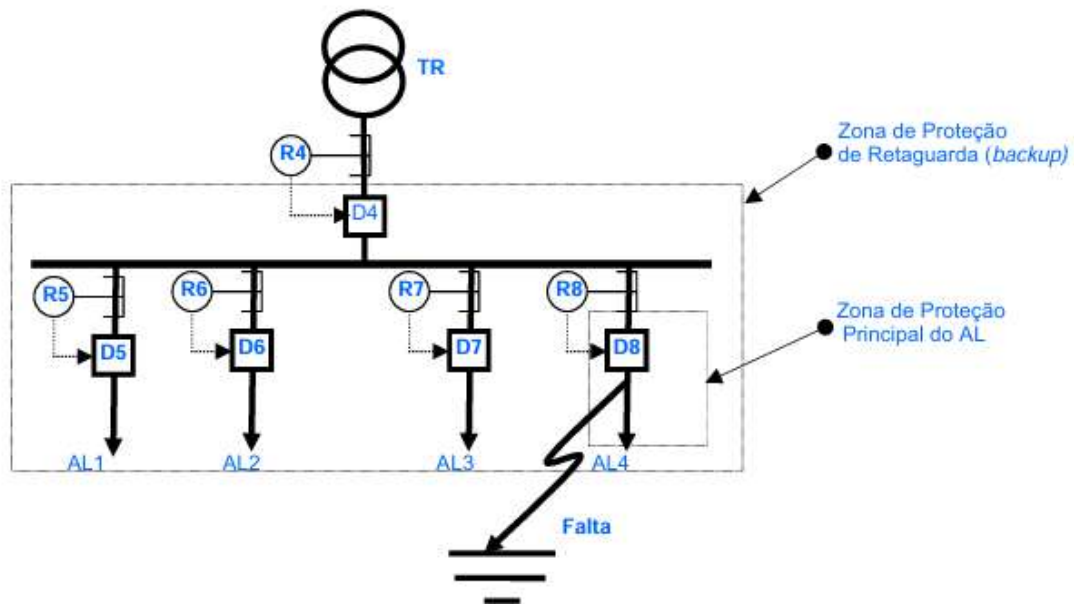
A proteção de retaguarda pode ser classificada em:

- Retaguarda local: instalada no mesmo equipamento ou na mesma subestação da proteção principal;
- Retaguarda remota: situada em outra extremidade do sistema, como na subestação adjacente de uma linha de transmissão.

Para garantir a coordenação e preservar a seletividade do sistema, a proteção de retaguarda normalmente opera com retardo temporizado, permitindo que a proteção principal tenha prioridade na eliminação da falta. Apenas na ausência de atuação da proteção principal é que a retaguarda intervém, assegurando a eliminação do defeito e mantendo a integridade do SEP (KINDERMANN, 2005; KAZMIERKZAK, 2012).

Dessa forma, o princípio de zoneamento constitui um dos fundamentos da engenharia de proteção, contribuindo diretamente para a confiabilidade, segurança operacional e continuidade do fornecimento de energia elétrica em subestações e demais instalações do sistema elétrico.

Figura 17 – Zonas de Proteção Principal e de Reguarda



Fonte: adaptado de Kazmierkzak (2012).

2.5.2.2 – Aplicação das Funções de Proteção por Bay

Em subestações de distribuição, os bays da instalação são dotados de esquemas de proteção específicos, definidos conforme as características operacionais, nível de curto-circuito, criticidade da carga e filosofia de operação adotada. A aplicação dessas funções de proteção

segue recomendações técnicas consolidadas na literatura especializada e em normas nacionais e internacionais (KINDERMANN, 2005; MAMEDE FILHO, 2021; IEC 60255).

A padronização da numeração das funções de proteção apresentada a seguir baseia-se na designação ANSI/IEEE C37.2, amplamente utilizada em projetos de sistemas elétricos de potência.

- Proteção Bay de Entrada de Linha:
 - Sobrecorrente fase/neutro: 50/51, 50/51N
 - Direcional de corrente: 67, 67N
 - Subtensão/sobretensão: 27, 59
 - Medição e oscilografia.

Essas funções garantem a supervisão das condições de entrada da subestação, permitindo a detecção de faltas internas e externas, bem como o registro de eventos para análise posterior (KAZMIERKZAK, 2012).

- Proteção Bay de Saída de Linha:
 - Sobrecorrente fase/neutro: 50/51, 50/51N
 - Desequilíbrio: 46
 - Direcional: 67, 67N
 - Religamento automático: 79
 - Falha de disjuntor: 50BF
 - Medição e oscilografia

O religamento automático (79) é especialmente aplicado em sistemas de distribuição, onde grande parte das faltas é de natureza transitória (KINDERMANN, 2005).

- Proteção Bay de Transformador:
 - Proteção diferencial: 87
 - Sobrecorrente de neutro: 51G, 50/51N
 - Sobrecorrente de retaguarda: 50/51,
 - Falha de disjuntor: 50BF

- Proteções internas: 63 (pressostato), 63A (alívio de pressão), 80 (nível de óleo), 49 (sobreaquecimento), 26 (temperatura do enrolamento), 71 (alarme térmico)
- Medição e oscilografia

A proteção diferencial (87) é considerada a principal proteção de transformadores de potência, pois compara correntes nos terminais do equipamento, garantindo elevada seletividade (IEC 60255; KAZMIERKZAK, 2012).

- Proteção Bay de Barramento 15 kV:
 - Sobrecorrente: 50/51, 50/51N
 - Falha de disjuntor: 50BF
 - Medição e oscilografia
- Proteção Bay de Alimentadores:
 - Sobrecorrente fase/neutro: 50/51, 50/51N, 50/51NS
 - Desequilíbrio: 46
 - Subtensão: 27
 - Religamento: 79
 - Falha de disjuntor: 50BF
 - Medição e oscilografia
- Proteção Bay de Banco de Capacitores:
 - Sobrecorrente + Desequilíbrio: 50/51, 50/51N, 50/51NS, 46
 - Subtensão/sobretensão: 27, 59
 - Falha de disjuntor: 50BF
 - Supervisão: 61
 - Medição e oscilografia

A aplicação dessas funções visa assegurar confiabilidade, seletividade e segurança operacional, conforme os princípios estabelecidos na literatura clássica de proteção de sistemas elétricos (KINDERMANN, 2005).

2.5.2.3 – Tipos de Curvas Temporais de Sobrecorrente

Uma das principais funções de proteção empregadas é a função de sobrecorrente (relés 50/51), cuja atuação depende da intensidade da corrente e do tempo de exposição. Conforme a norma IEC 60255-3:1992, as curvas características de tempo versus corrente são classificadas em:

- Curva Inversa Normal
- Curva Muito Inversa
- Curva Extremamente Inversa
- Curva de Tempo Longo Inverso
- Curva Moderadamente Inversa

Essas curvas permitem a adequação da proteção a diferentes situações operacionais, promovendo coordenação seletiva entre dispositivos de proteção ao longo do sistema, possibilitando que a proteção mais próxima do ponto de falta atue primeiro (IEC 60255; KINDERMANN, 2005). A seleção entre os diferentes elementos de atuação baseia-se na relação apresentada na equação (2.7):

$$M = \frac{I(falta)}{I(pick-up)} \quad (2.7)$$

Onde:

I_{falta} (A) – Corrente de curto-circuito detectada.

$I_{pick-up}$ (A) – Corrente de ajuste do relé.

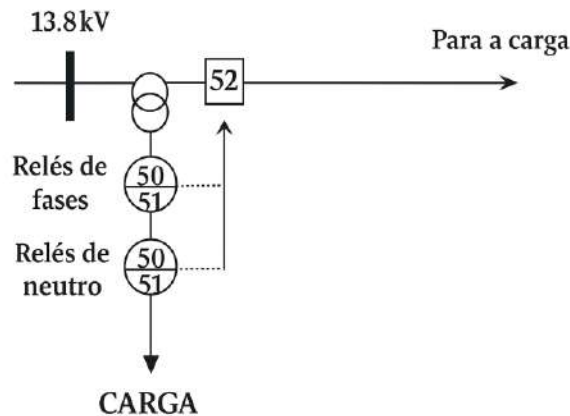
Exemplo de coordenação em relé multifunção:

- Para $1,5 \leq M < 3,7$, a atuação ocorre através do elemento 1, configurado com curva normal inversa;
- Para $3,7 \leq M < 5,5$, a atuação se dá por meio do elemento 2, com curva muito inversa;
- Para $5,5 \leq M < 10$, a atuação é feita pelo elemento 3, com curva extremamente inversa;
- Para valores de $M \geq 10$, a proteção é realizada de forma instantânea, pela função 50, garantindo o desligamento imediato do disjuntor sem temporização.

Esse escalonamento permite graduação da resposta conforme a severidade da falta, otimizando seletividade e confiabilidade (KAZMIERKZAK, 2012).

A Figura 18 ilustra um exemplo típico da aplicação das funções de sobrecorrente temporizada (51) e instantânea (50) de fase e de neutro, aplicadas à saída de um alimentador radial. Nessa configuração, os relés de proteção detectam as correntes de falta e, uma vez ultrapassados os limites programados, emitem o comando de abertura (trip) para o disjuntor 52, isolando o circuito afetado.

Figura 18 – Diagrama Unifilar do esquema de Proteção da Saída de um Alimentador Radial



Fonte: adaptado de Kazmierczak (2012).

2.5.3 Coordenação de Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente

A coordenação dos dispositivos de proteção é um aspecto fundamental na concepção de sistemas elétricos seguros e eficientes. Essa coordenação está diretamente relacionada ao conceito de seletividade, que visa garantir que, diante de uma falha no sistema, apenas o dispositivo mais próximo do ponto de defeito atue, preservando as demais áreas em operação.

De acordo com a ABNT NBR 5660 (1996), a coordenação da proteção é definida como o relacionamento adequado entre as características e os tempos de operação dos dispositivos de proteção de um sistema ou de uma parte dele, de forma a assegurar a seletividade e minimizar os impactos de eventuais anormalidades.

O princípio básico da proteção seletiva consiste na seleção, ajuste, coordenação e aplicação correta dos diversos equipamentos e dispositivos protetores de modo que haja uma hierarquia operacional. Assim, uma falha elétrica deve ser rapidamente identificada e isolada por um único dispositivo, sem provocar desligamentos desnecessários em outras seções do sistema elétrico.

A coordenação de dispositivos pode ser entendida como o planejamento da atuação em série de dois ou mais dispositivos de proteção, dispostos segundo uma sequência de operação

previamente estabelecida. Dessa forma, os relés ou disjuntores com maior tempo de atuação operam como retaguarda, permitindo que a proteção mais próxima ao defeito atue primeiro. Esse conceito é especialmente importante em sistemas de distribuição e transmissão, nos quais a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia são essenciais. A correta coordenação entre as proteções garante:

- Desligamento seletivo e rápido da parte afetada;
- Preservação da estabilidade do sistema;
- Redução dos danos aos equipamentos;
- Evita atuação desnecessária de proteções distantes do defeito.

Esse princípio é amplamente abordado na literatura técnica (KINDERMANN, 2005; MAMEDE FILHO, 2021).

2.5.3.1 Coordenação de Fusíveis Série

Para garantir a seletividade na proteção por fusíveis, é essencial que o elo fusível protetor atue antes do elo fusível protegido. Para isso, o tempo total de interrupção do elo protetor deve ser inferior ao tempo mínimo necessário para a fusão do elo protegido, evitando assim a atuação indevida de dispositivos localizados a montante da falha e assegurando a coordenação adequada entre os elementos de proteção (KINDERMANN, 2005).

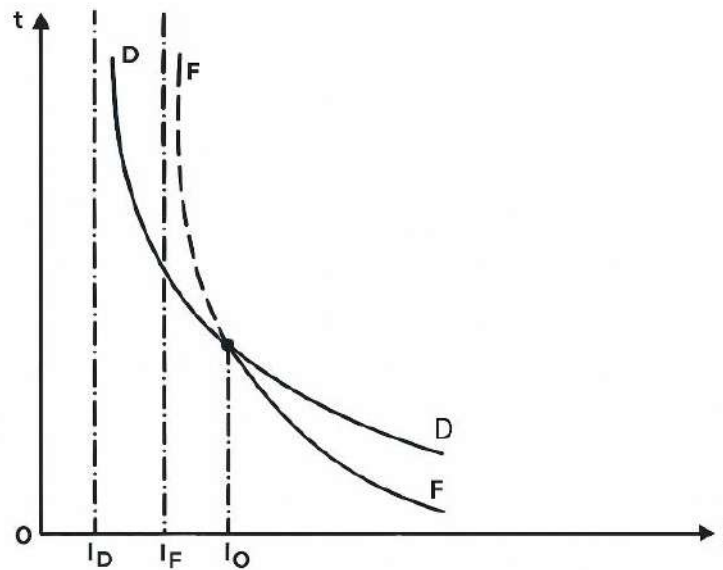
2.5.3.2 Coordenação entre Religador e Fusível

Para garantir a correta coordenação entre o religador e os elos fusíveis, é fundamental que o elo fusível não atue durante a(s) operação(ões) rápida(s) do religador. No entanto, a fusão do elo fusível deve ocorrer na primeira operação temporizada, assegurando assim que faltas temporárias sejam eliminadas sem a queima do fusível e que, em casos de faltas permanentes, o trecho defeituoso seja devidamente isolado (MAMEDE FILHO, 2021).

2.5.3.3 Coordenação entre Disjuntor e Fusível

A Figura 19 ilustra um exemplo clássico de coordenação entre disjuntor (D) e fusível (F) por meio de suas respectivas curvas tempo-corrente. Essas curvas foram ajustadas de forma que o fusível atue prioritariamente em casos de curto-circuito, enquanto o disjuntor assume a proteção contra sobrecorrentes de menor magnitude e maior duração (KINDERMANN, 2005).

Figura 19 – Coordenação entre Disjuntor e Fusível



Fonte: Kindermann (2005).

Ao analisar a Figura 19, observa-se que, para valores de corrente inferiores a um determinado ponto de cruzamento, identificado como I_O , o tempo de atuação do disjuntor é menor que o do fusível, garantindo sua atuação preferencial. Já para correntes superiores a I_O , o tempo de resposta do fusível torna-se mais rápido, assegurando que ele opere antes do disjuntor e, assim, proteja adequadamente o trecho do sistema a jusante. Essa configuração de coordenação seletiva é essencial para minimizar a área desenergizada em caso de falha, proteger os equipamentos e garantir a continuidade do fornecimento de energia sempre que possível.

2.5.3.4 Coordenação entre Religador e Seccionalizador

A coordenação entre o religador e o seccionalizador (Figura 20) baseia-se no número de operações de abertura e fechamento realizadas pelo religador em resposta a uma falha no sistema. O seccionalizador é um dispositivo automático instalado a jusante do religador, programado para contar as operações de interrupção realizadas por este e atuar após um número previamente ajustado de disparos (KINDERMANN, 2005; MAMEDE FILHO, 2021).

Em um exemplo típico, ao programar o seccionalizador para operar após três ciclos de abertura e fechamento do religador, o dispositivo permanece fechado durante as três primeiras tentativas de religamento automático. Caso a falha seja transitória, o religador elimina a anomalia e o sistema retorna à condição normal sem que o seccionalizador atue. Entretanto, se a falha for permanente, na quarta operação de abertura do religador o seccionalizador executa sua abertura definitiva, isolando o trecho defeituoso da rede.

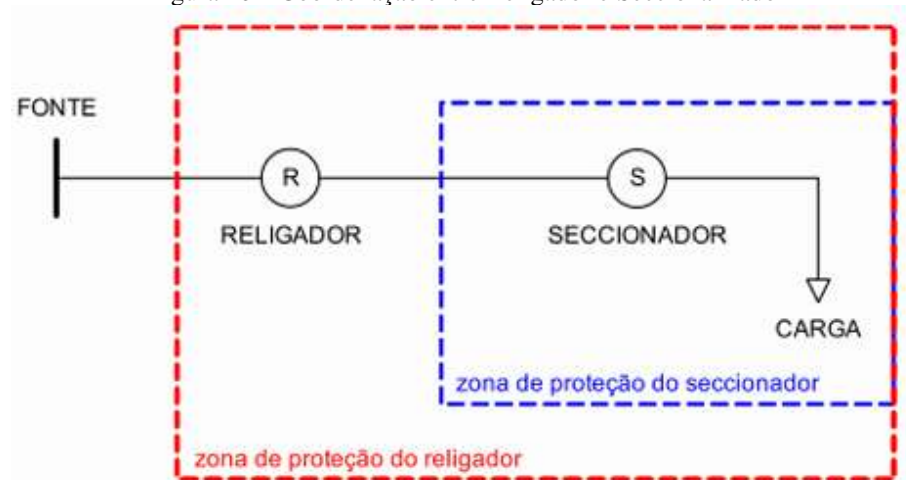
Após a abertura do seccionizador e a consequente desenergização do trecho sob falha, o religador poderá realizar novo fechamento, restabelecendo o fornecimento de energia às demais áreas do sistema que não foram afetadas diretamente pela ocorrência. Esse procedimento evita que toda a linha seja desenergizada, reduzindo significativamente a área interrompida (KAZMIERKZAK, 2012).

A filosofia de coordenação entre religadores e seccionalizadores é amplamente empregada em sistemas de distribuição radial e está alinhada aos princípios de seletividade e continuidade do serviço. Sua correta aplicação contribui para:

- Redução do tempo de interrupção para consumidores não afetados;
- Melhoria dos índices de continuidade (DEC e FEC);
- Minimização da área desenergizada;
- Aumento da confiabilidade do sistema de distribuição.

Assim, a coordenação religador–seccionizador constitui uma estratégia eficiente para o tratamento de faltas permanentes em redes de distribuição, preservando a continuidade do fornecimento e a qualidade do serviço prestado.

Figura 20 – Coordenação entre Religador e Seccionizador



Fonte: Adaptado de Kindermann (2005) e Mamede Filho (2021).

3 ELABORAÇÃO DE PROJETO DE SUBESTAÇÃO 69/13,8 kV

O projeto de uma subestação com tensão nominal de 69 kV destinada a um consumidor particular deve ser desenvolvido com base nas diretrizes regulatórias e na legislação vigente. Essas diretrizes são definidas pelas normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), bem como pelas resoluções e procedimentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com vistas à garantia da qualidade dos equipamentos, confiabilidade do sistema, viabilidade econômica quanto aos custos de implantação e operação, condições seguras de trabalho e preservação ambiental.

A ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Resolução Normativa nº 414/2010, determina os critérios para o atendimento a unidades consumidoras em tensão igual ou superior a 69 kV. Segundo essa norma, o atendimento nessa faixa de tensão é obrigatório para unidades consumidoras com demanda contratada superior a 2.500 kW. Em casos especiais, unidades com demanda inferior também podem ser atendidas nessa classe de tensão, a critério da concessionária local. Cada concessionária de energia elétrica possui um padrão técnico específico para o projeto de subestações particulares, que, embora semelhantes em sua concepção geral, apresentam diferenças em arranjos construtivos, critérios de dimensionamento e especificação de equipamentos.

O projeto deve atender às normas técnicas pertinentes, como:

- ABNT NBR 14039 – Instalações elétricas em média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV;
- ABNT NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão;
- ABNT NBR 5419 – Proteção contra descargas atmosféricas (SPDA);
- ABNT NBR 15751 – Projeto de sistemas de aterramento;
- ABNT NBR 6913 – Representação de diagramas e esquemas elétricos;
- Procedimentos de Distribuição – PRODIST, módulo 3 (Acesso ao sistema de distribuição) e módulo 5 (Qualidade da energia elétrica).

As áreas e compartimentos da subestação devem ser de uso exclusivo da unidade consumidora, sendo vedada a utilização para fins não relacionados à instalação e operação dos equipamentos elétricos. A localização da subestação deve garantir acesso irrestrito e seguro, conforme estabelecido pelas normas de segurança e pelas exigências da concessionária local.

O arranjo físico dos equipamentos deve considerar as distâncias mínimas de segurança estabelecidas pela ABNT NBR 14039, visando à segurança das operações, facilidade de manutenção e substituição de componentes. O projeto deve também prever a possibilidade de interligação com subestação móvel energizada por linha viva, de forma a permitir sua operação em paralelo com o transformador principal, garantindo assim a continuidade do fornecimento em caso de manutenção ou falha.

Tendo isso em vista, o desenvolvimento de uma subestação de 69 kV deve considerar as seguintes etapas principais:

- Planejamento do projeto: definição da demanda, estudo de viabilidade e análise regulatória;
- Projeto civil: dimensionamento e detalhamento das fundações, edificações e estruturas de suporte;
- Projeto eletromecânico: especificação dos equipamentos (transformadores, disjuntores, seccionadores, etc.) e suas interligações;
- Projeto elétrico: definição de malha de aterramento, proteção, cabos de potência, entre outros;
- Projeto de automação: sistemas de supervisão, controle, medição e comunicação;
- Aquisição de equipamentos: conforme especificações técnicas e exigências da concessionária;
- Comissionamento: testes e validação da instalação para garantir seu correto funcionamento;
- Energização: entrada da subestação em operação, conforme cronograma e aprovação da concessionária.

É importante destacar que essas etapas não necessariamente ocorrem de forma sequencial, podendo haver sobreposição conforme o cronograma executivo da obra e o planejamento do projeto.

3.1 Planejamento

Na etapa inicial de planejamento de uma subestação de 69 kV, são verificados diversos critérios, como a carga prevista, o nível de tensão necessária e o possível crescimento da

demanda. Essa fase também considera estudos socioeconômicos, ambientais e técnicos, incluindo análises de fluxo de carga, com base nas diretrizes estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 e pela norma ABNT NBR 14039.

Além disso, é imprescindível a solicitação, junto à concessionária de energia, da Avaliação de Viabilidade Técnica (AVT), conforme diretrizes estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Tal solicitação deve ser fundamentada em estudo de previsão de carga, com o objetivo de verificar a infraestrutura da rede existente, avaliar a necessidade de participação financeira por parte do consumidor e estabelecer prazos de atendimento. Por seguinte, devem ser definidas as principais características técnicas da instalação, com base nos padrões estabelecidos pela concessionária local. Esses parâmetros incluem a localização e as condições do terreno, a potência da subestação, a seleção dos equipamentos principais, a configuração dos painéis, a infraestrutura civil necessária, entre outros.

3.2 Projeto Civil

O projeto civil envolve, inicialmente, a elaboração do projeto arquitetônico, o qual deve estar em conformidade com o projeto técnico da subestação e com o código de obras do município, visando a sua aprovação junto à prefeitura. Após a definição do projeto arquitetônico, devem ser elaborados os projetos estruturais, instalações elétricas, instalações hidrossanitárias e sistemas de combate a incêndio, conforme ABNT NBR 9077 e NBR 5410. Com base nesses projetos, procede-se à elaboração do orçamento e planejamento da obra, considerando a disponibilidade de investimento, mão de obra e prazos de entrega de materiais.

A etapa seguinte consiste na preparação do terreno, incluindo limpeza, cercamento, montagem do canteiro de obras e barracões, além de serviços de terraplanagem (movimentação de terra com corte e/ou aterro). Posteriormente, realiza-se a locação da obra com a montagem do gabarito e a definição dos eixos para execução das fundações.

O projeto civil deve contemplar, no mínimo, as seguintes plantas e documentos técnicos:

- Levantamento planialtimétrico;
- Projeto de terraplenagem;
- Planta de urbanização e drenagem;

- Planta de locação das bases para postes e equipamentos;
- Layout dos dutos e canaletas;
- Detalhamento de muros, cercas e portões;
- Sistema de coleta de óleo e captação de águas pluviais;
- Planilhas de serviços e desenhos detalhados da subestação.

3.3 Projeto Eletromecânico

O projeto eletromecânico tem início com a elaboração do diagrama unifilar, no qual são definidos o esquema elétrico, o levantamento de todos os equipamentos a serem utilizados, os acessos para sua instalação, a localização das estruturas e a criação do arranjo físico da subestação.

Nesta etapa, também são dimensionadas as canaletas e eletrodutos responsáveis pela interligação dos equipamentos com os painéis da casa de comando, destinados à automação e ao controle da subestação. Além disso, são realizadas análises da disposição e montagem de equipamentos como disjuntores, transformadores, para-raios, seccionadoras, religadores, entre outros, conforme as normas ABNT NBR 5356 e NBR 11873.

Outro aspecto relevante do projeto eletromecânico é o estudo dos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), da malha de aterramento e do aterramento de cercas, portões e equipamentos. O dimensionamento de condutores também é efetuado nesta fase. A malha de aterramento é projetada com base na estratificação do solo, utilizando métodos previstos na ABNT NBR 5419 para determinar sua resistividade.

Em relação ao aterramento e blindagem, a medição da resistividade do solo deve ser realizada após a conclusão da terraplenagem, utilizando o método de Wenner (método dos quatro pontos), conforme ABNT NBR 7117. O projeto da malha de terra deve considerar a área de instalação, os dados da resistividade e a corrente de curto-circuito prevista.

O memorial de cálculo deve especificar o condutor, a quantidade de hastes e a geometria final da malha. Além disso, as cercas localizadas a mais de 10 metros da malha de aterramento principal devem possuir sistema de aterramento independente. Os portões devem ser aterrados em ambos os lados. A proteção contra descargas atmosféricas deve incluir hastes em estruturas estrategicamente posicionadas e cabos-guarda de aço distribuídos por toda a área do pátio.

As estruturas devem ser construídas com materiais não combustíveis (aço ou concreto armado) e possuir vigas de amarração dimensionadas conforme os esforços mínimos exigidos. Em regiões com alta incidência de descargas atmosféricas, as estruturas metálicas devem ser aterradas com condutores de cobre de seção adequada, conforme normas da ABNT.

Diante do exposto, o projeto eletromecânico deve abranger:

- Planta de situação (arranjo geral);
- Memorial técnico descritivo;
- Cortes e vistas;
- Arranjos dos equipamentos externos;
- Estruturas suportes de barramento (plantas e isométricos);
- Eletrodutos, iluminação externa e tomadas (plantas e diagramas unifilares);
- Memorial de cálculo do sistema de aterramento;
- Relatório de medição de resistividade do solo;
- Projeto da malha de aterramento;
- Lista de materiais e de desenhos e detalhes de montagem.

3.4 Projeto Elétrico

Esta etapa compreende a elaboração dos diagramas unifilares de medição e proteção, bem como o detalhamento das proteções e dos equipamentos da subestação. Inclui ainda os diagramas funcionais e trifilares, nos quais constam as conexões entre os equipamentos ativos (transformadores, reatores, bancos de capacitores, entre outros), de controle e de proteção (reles, disjuntores, seccionadoras, etc.).

Além disso, são elaborados os esquemas de ligação e os detalhamentos dos equipamentos nos quadros de comando localizados na casa de comando, atendendo as exigências da ABNT NBR 6913.

Todos os equipamentos devem atender às especificações técnicas da concessionária:

- Transformadores: ligação delta (AT) e estrela (BT) com neutro isolado;
- Barramento: construídos em cobre ou alumínio, em conformidade com a agressividade do ambiente (Energisa, 2024);

- Disjuntores: trifásicos, com especificação conforme tensão e corrente do sistema. Caso o projeto dimensione barramento principal e de transferência, deverá ser instalado disjuntor para realizar essa transferência;
- Chaves Seccionadoras: trifásicas ou unipolares, com operação simultânea ou individual, com lâmina de terra e dispositivos de travamento. Devem ser instaladas seccionadoras em ambos os lados do(s) disjuntor (es);
- Transformadores de Correntes (TC): para a proteção devem ser utilizados exclusivamente para alimentar os relés da proteção. Dimensionados conforme as necessidades de proteção.
- Transformador de Potencial (TP): para a proteção de entrada devem ser utilizados quando for necessário o uso de relés de sobrecorrente direcionais e/ou distância, podendo ser instalados no barramento da SE ou *nos bay* das linhas de alimentação. Para proteção dos TPs de média tensão, devem ser instalados chaves fusíveis. dimensionados conforme as necessidades de proteção, com relações apropriadas e proteção com chaves fusíveis.
- Para-raios: um conjunto por circuito de alimentação e próximo ao transformador. Os terminais de terra dos para-raios devem ser interligados à malha de terra geral da SE. Deve ser previsto no ponto de interligação pelo menos uma haste de aterramento;
- Religador Automático: conforme especificação do projeto;
- Bancos de Capacitores: conforme a necessidade de operação e compensação reativa.

3.5 Projeto de Automação

O projeto de automação tem como principal objetivo aprimorar os serviços e minimizar impactos econômicos no projeto elétrico. A automatização deve atender os indicadores de continuidade estipulados pela ANEEL. O uso de relés digitais proporciona recursos adicionais de medição, monitoramento e lógica de controle. Deve ser desenvolvido em conjunto com o projeto elétrico, incorporando tecnologias atualizadas, com foco no aumento da velocidade e eficiência da comunicação entre os equipamentos, seguindo os padrões mencionados anteriormente.

O projeto de automação deve conter, no mínimo:

- Diagramas unifilares;

- Desenhos e diagramas topográficos dos painéis (instalação de componentes e fiação interna dos painéis, equipamentos e serviços auxiliares);
- Diagramas funcionais e executivos, inclusive desenhos de adequação dos equipamentos existentes;
- Diagramas e listas de cabos da cablagem (interligações externas entre equipamentos) com rota, funções e metragens definidas;
- Diagramas de comunicação e listas de materiais.

3.6 Aquisição de Equipamentos

A aquisição de equipamentos ocorre com base nas especificações técnicas previamente definidas. Devem ser adquiridos tanto os equipamentos principais da subestação (transformadores, reatores, bancos de capacitores, etc.) quanto os equipamentos de proteção e controle (disjuntores, relés, seccionadoras, entre outros). Nesta fase, já se tem definidos os níveis de tensão e de curto-circuito no ponto de entrada, bem como as características da alimentação e o arranjo físico da subestação.

3.7 Comissionamento

O comissionamento consiste na execução dos testes da subestação após a conclusão da construção. Nessa etapa, é verificado se os sistemas foram implementados de acordo com os projetos contratados e se atendem aos requisitos técnicos e de segurança, conforme diretrizes estabelecidas pela ABNT NBR 14039 e pelos Procedimentos de Distribuição da ANEEL (PRODIST).

Alguns testes realizados nesta fase incluem:

- Testes de interoperabilidade;
- Verificação de polaridade dos equipamentos;
- Medição dos tempos de abertura e fechamento de disjuntores e seccionadoras;
- Inspeção dos contadores de operações dos para-raios;
- Verificação do funcionamento dos polos das chaves seccionadoras;
- Parametrização dos relés;
- Testes nos painéis e circuitos auxiliares;
- Medição da resistência da malha de aterramento.

3.8 Energização

Após a conclusão da fase de comissionamento e a verificação do cumprimento de todas as normas técnicas e requisitos de segurança, a subestação poderá ser energizada. Esta etapa marca o início da operação efetiva da subestação, assegurando seu pleno funcionamento e a confiabilidade do sistema elétrico.

4 PROJETO DE SUBESTAÇÃO 69/13,8 kV DE INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA

A seguir, será apresentado um estudo de caso referente a projeto de uma subestação de energia elétrica 69/13,8 kV AIS destinada ao atendimento energético de uma indústria alimentícia hipotética, com potência inicial 10 MVA (potência aparente), com demanda de 9,2 MVA (potência ativa), prevendo expansão futura. A construção da subestação se faz necessária devido à elevada demanda de energia elétrica da planta industrial, que requer suprimento contínuo, confiável e dentro dos padrões de qualidade exigidos para processos produtivos do setor alimentício.

4.1 Planejamento

Solicitação de uma Avaliação de Viabilidade Técnica (AVT) na concessionária e definidas as principais características da instalação: SE 69/13,8/380 kV AIS, potência inicial 10 MVA com previsão de expansão.

4.1.1 Dados do Sistema

- Tensão primária: 69 kV (subtransmissão)
- Tensão secundária: 13,8 kV (distribuição)
- Potência instalada: 10 MVA
- Demanda inicial: 9,2 MVA
- Fator de potência: 0,92
- Frequência: 60 Hz
- Regime de operação: Contínuo
- Classe de isolamento: 72,5 kV

4.2 Cálculo da Corrente Nominal:

O cálculo de corrente para setor de baixa tensão (13,8 kV) e alta tensão (69 kV) é realizado pela equação (4.1):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \quad (4.1)$$

Onde:

I (A) – Corrente;

S (VA) – Potência aparente;

V (V) – Tensão entre fases.

Desta forma, temos as correntes correspondentes, conforme as equações (4.2 e 4.3):

- Corrente de Baixa Tensão ou no Secundário:

$$I_{BT} = \frac{10000000}{\sqrt{3} \times 13800} \approx 418,6 \text{ A} \quad (4.2)$$

- Corrente de Alta Tensão ou no Primário:

$$I_{AT} = \frac{10000000}{\sqrt{3} \times 69000} \approx 83,6 \text{ A} \quad (4.3)$$

4.3 Escolha e Dimensionamento do Transformador de Potência:

A potência nominal do transformador deve atender à demanda com folga para crescimento, assim adotando as equações (4.4 e 4.5), teremos:

$$S_{TR} \geq D_{cont} \times F_s \quad (4.4)$$

Onde:

S_{TR} (VA) – Potência aparente do transformador;

D_{cont} (V) – Demanda continua;

F_s – Fator de segurança (1,1 a 1,25).

$$S_{TR} \geq 10 \text{ MVA} \times 1,2 \rightarrow S_{TR} \geq 12 \text{ MVA} \quad (4.5)$$

Transformador recomendado: 2 unidades de 5/6,25 MVA em operação paralela.

- Tipo: A óleo, trifásico, resfriamento ONAN/ONAF
- Tensões: 69 kV Δ / 13,8 kV Y
- Conexão: Dyn5
- Impedância típica: 8% (Z)
- Tap changer: comutador sob carga (OLTC)
- NBI: 350 kV (lado de 69 kV)

4.4 Corrente de Curto-Circuito no Secundário (BT)

A corrente de curto-circuito é estimada com base na impedância do transformador, usando a equação (4.6):

$$I_{CC} = \frac{I_{BT} \times 100}{Z} \quad (4.6)$$

Onde:

I_{CC} (A) – Corrente de Curto Circuito;

I_{BT} (A) – Corrente de baixa tensão;

Z (Ω) – Impedância do transformador.

Assim, temos:

$$I_{CC} = \frac{418,6 \times 100}{8} = 5232 \text{ A} \quad (4.7)$$

4.5 Disjuntores

Para a definição dos disjuntores, baseia-se na corrente de operação da carga (nominal); corrente de curto-circuito presumida; padrões da concessionária e normas técnicas; e exigências de confiabilidade, proteção e automação. Seguindo critérios técnicos normatizados, principalmente da NBR 14039, NBR 11872, IEEE C37.04 e C37.06. Desta forma analisaremos o dimensionamento dos disjuntores para o projeto.

Consideremos as correntes das equações 4.2 e 4.3, pois o disjuntor deve ser capaz de conduzir, de forma contínua, a corrente nominal do circuito sem disparar. Assim, o disjuntor do lado de alta tensão, será disjuntor SF6 de 69 kV, corrente nominal ≥ 125 A (padrão), já o disjuntor do lado de baixa tensão será disjuntor a vácuo de 13,8 kV, corrente nominal ≥ 630 A (escolhido com margem de segurança). Além disso, o disjuntor deve ser capaz de interromper a corrente de curto-circuito máxima prevista no sistema, como calculado na 4.7. Com isso, o disjuntor de baixa tensão deve ter capacidade de interrupção ≥ 6 kA, e para o disjuntor de alta tensão deve-se considerar curto-circuito trifásico no ponto de conexão. Normalmente, especifica-se disjuntores de 69 kV com 16 kA ou 25 kA de interrupção. Esses dados são encontrados na ABNT NBR IEC 62271-100: Equipamentos de alta tensão – disjuntores.

Desta maneira, teremos:

Um disjuntor tripolar uso externo, SF6, de 69 kV, tensão máxima 72 kV, corrente nominal 1250 A, capacidade de interrupção 25 kA, de proteção do barramento dos transformadores de 69 kV.

Um disjuntor 13,8 kV uso interno do tipo extraível, montado em painel de isolamento a vácuo, corrente nominal 1250 A, tensão nominal 15 kV, capacidade de interrupção 16 kA, equipado com TCs, TP's, botões de seleção de proteção, bloqueio local, sinalização em LED, multimedidor, relé digital de multifunção microprocessado com funções de proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada nas três fases e no neutro, e a função de religamento, e com capacidade de comunicação com a UTR através de fibra óptica (FO).

Vale ressaltar que de acordo com a norma NBR 14039, a corrente nominal dos disjuntores deve ser $\geq 125\%$ da carga contínua esperada, a capacidade de interrupção deve ser $\geq$ corrente de curto circuito presumida, além disso, o disjuntor de 13,8 kV possui todos os elementos exigidos por uma instalação automatizada moderna, como: Relé microprocessado com funções 50, 51, 50N, 51N, 79; Comunicação via FO com UTR; TCs e TPs incorporados para medição e proteção; e Painel extraível com seccionamento e bloqueio local.

4.6 Transformador de Corrente

A relação deve cobrir a corrente nominal com margem para sobrecargas, normalmente 1,25 a 1,5x a corrente nominal, de acordo com as normas técnicas NBR 6856 (Transformadores de corrente – Requisitos gerais), NBR 7285 (Transformadores de corrente para proteção e medição), IEEE C57.13 (Normas internacionais para TC e TP), e Resolução ANEEL 1000/2021 (Requisitos de medição para faturamento). Assim, para o cálculo da margem para sobrecarga temos a equação (4.8):

$$I_{projetado} = 83,68 \times 1,5 \approx 125,5 \text{ A} \quad (4.8)$$

Assim, para proteção, o TC deve ser dimensionado para correntes até 125 A. Considerando a relação de transformação 400-5-5 A, sendo a corrente primária suportada é de 400 A, a corrente do secundário para proteção é de 5 A e a corrente sedo secundário para medição é de 5 A, garantindo operação abaixo de 50 % da capacidade nominal do TC, aumentando exatidão e vida útil, com margem para futuras expansões ou sobrecargas.

Desta forma, a relação de transformação pode ser conferida na equação (4.9).

$$\text{Relação de transformação} = \frac{400}{5} = 80 : 1 \quad (4.9)$$

Logo, uma corrente de 80 A primário corresponde a 1 A secundário — totalmente dentro da zona de alta precisão da maioria dos TCs classe 0,2 ou 0,5. Podemos então definir a projeção de seis TCs de 69kV, sendo três para proteção da típica 69kV, e três para medição de faturamento a ser instalado na entrada de linha, de 400-5-5A. Cada conjunto é trifásico (3 unidades monofásicas), instalado em triangulação aberta ou fechada, conforme a concessionária.

4.7 Transformador de Potencial

Seis TPs de 69kV para medição operacional/proteção (um por fase) e medição de faturamento (exigência da concessionária), de $69000-115/\frac{115}{\sqrt{3}}$. Para essa definição, consideramos a tensão primária de 69 kV, e a tensão secundária típica para sistema de medição e proteção pode ser conferido na equação (4.10):

$$V_{\text{secundário}} = 115 \text{ V (fase - fase) ou } \frac{115}{\sqrt{3}} \approx 66,4 \text{ V (fase - neutro)} \quad (4.10)$$

Logo, a relação de transformação é verificada nas equações (4.11 e 4.12):

$$\frac{69000}{115} = 600:1 \quad (4.11)$$

Considerando fase-neutro:

$$\frac{69000}{\frac{115}{\sqrt{3}}} = 1039:1 \quad (4.12)$$

Desta maneira, o TP adotado no projeto tem duplo secundário, sendo um secundário fase-fase (115V) para medição de faturamento e outro secundário fase-neutro ($115/\sqrt{3} \text{ V} \approx 66,4 \text{ V}$) para proteção ou medição local/operacional. Essa configuração permite uso simultâneo por concessionária e cliente com isolamento apropriado, atendendo à ANEEL e NBR 6855.

4.8 Para-raios

Deve ser considerada a tensão nominal do sistema (13,8 e 69 kV); a tensão máxima permanente (TMC) do sistema, que considera a pior condição de sobretensão temporária (como carga leve ou operação em vazio); classe MCOV (Maximum Continuous Operating Voltage), deve ser maior que a TMC do sistema, com uma margem de segurança; e dimensionamento segundo norma (ex.: IEEE C62.11, NBR IEC 60099). Assim, temos:

- Para Alta Tensão – 69 kV

- TMC do sistema: Alta tensão ≈ 72 kV
- Tensão Contínua de Operação (MCOV)

Para sistema com neutro aterrado, segue a equação (4.13):

$$\text{MCOV} = \frac{V_{\text{fase-fase}}}{\sqrt{3}} = \frac{69000}{\sqrt{3}} \approx 39,8 \text{ kV} \quad (4.13)$$

Desta forma, adota-se para-raios com $\text{MCOV} \geq 39,8$ kV, assim, o padrão será $\text{MCOV} = 42$ kV (valor comercial).

- Corrente de surto

Para instalações em subestações, a capacidade de corrente de surto recomendada é 10 kA, conforme NBR 7291.

- Coordenar com o NBI do equipamento

A tensão residual do para-raios (U_{res}) deve ser inferior ao NBI do equipamento protegido com margem de segurança de 20% a 25%. Para NBI = 350 kV (transformador):

$$U_{res} \leq 350 \frac{\text{kV}}{1,25} = 280 \text{ kV} \quad (4.14)$$

Assim, para este projeto teremos, três para-raios de 69 kV tipo polimérico com capacidade para 10 kA. Para-raios de 69 kV com $\text{MCOV} 42$ kV geralmente têm $U_{res} \approx 180\text{-}200$ kV, atendendo com segurança essa exigência.

- Para Baixa Tensão – 13,8 kV

- TMC do sistema: Baixa tensão ≈ 15 kV
- MCOV

$$\text{MCOV} = \frac{V_{\text{fase-fase}}}{\sqrt{3}} = \frac{13800}{\sqrt{3}} \approx 7,97 \text{ kV} \quad (4.15)$$

Para-raios típicos de $\text{MCOV} = 9$ kV são recomendados.

- Corrente de surto

Para-raios de distribuição, o valor comum de capacidade de surto é de 10 kA, com base em IEC 60099-4 e NBR 11840.

- Verificação do NBI

Para NBI de 110 kV (NBI dos equipamentos), a tensão residual do para-raios deve ser:

$$U_{res} \leq \frac{110}{1,25} = 88 \text{ kV} \quad (4.16)$$

Assim, teremos para o projeto, três para-raios de distribuição tipo válvula para sistema com neutro efetivamente aterrado de 12 kV, 10 kA, NBI 110 kV, a serem instalados no barramento de 13,8 kV, nas saídas dos alimentadores montados em viga de concreto armado. Para-raios de 15 kV (9 kV MCOV) normalmente têm $U_{res} \approx 40\text{-}60 \text{ kV}$, ou seja, atendem com folga.

Critérios de dimensionamento segundo norma (ex.: IEEE C62.11, NBR IEC 60099):

- Para-raios de óxido de zinco (ZnO) sem centelhadores são os mais utilizados.
- A tensão residual deve ser inferior à tensão suportável (BIL) do equipamento a ser protegido. Para o transformador: BIL 69 kV: 325 kV; BIL 13,8 kV: 95 kV. A tensão de proteção do para-raios deve ser 30% menor que a BIL do equipamento.

4.9 Chaves Seccionadoras

Para definição das chaves seccionadoras para o projeto serão considerados:

- Tensão Nominal da Chave: A tensão nominal da chave precisa atender a tensão da barra de alta tensão (AT), que neste projeto é 69 kV.
- NBI (Nível de Isolamento Básico): 350 kV. O NBI define a capacidade do equipamento de suportar surtos de tensão (sobretensões), como descargas atmosféricas (raios).
- Realização de cálculo por norma (ex.: NBR 11873, NBR 5356-3, IEEE C37.30):
 - Para o nível de tensão de 69 kV, o NBI mínimo requerido é 325 kV, porém se adota 350 kV como margem de segurança adicional.
- A corrente nominal da chave precisa ser maior ou igual à corrente da carga do sistema (equação 4.3). Assim, a Corrente Nominal de Operação será 800 A, pois oferece ampla margem de segurança, considerando operação contínua, aquecimento e futuras expansões.

- Embora as chaves seccionadoras não interrompam corrente de falta, elas devem suportar o pico térmico e dinâmico em curto-circuito até que o disjuntor atue. Pelo cálculo anterior de curto-circuito secundário (equação 4.7), assume-se que a corrente de curto-circuito no lado de 69 kV (considerando contribuições da rede) possa alcançar valores da ordem de 10 a 15 kA, adota-se chave com suporte a 16 kA, o que está dentro das práticas seguras e normativas (IEEE C37.30).

Tipo de Montagem e Abertura

a) Montagem: Horizontal

- Utilizada em pátios de subestação compactos
- Facilita manutenção e inspeção

b) Abertura: Vertical

- Segurança: maior distância de isolamento entre contatos quando abertos
- Permite visualização do seccionamento

c) Lâmina de Terra: Somente em chaves de entrada

- Justificativa: utilizadas para aterrar os barramentos durante manutenções
- As chaves sem lâmina de terra são para as conexões operativas (transformadores, alimentadores etc.)

Desta forma, para este projeto teremos:

Duas chaves tripolares 69 kV com corrente nominal para 800 A, NBI 350 kV, capacidade 16kA, montagem horizontal, abertura vertical, com lâmina de terra. Quatro chaves tripolares 69 kV com corrente nominal para 800 A, NBI 350 kV, capacidade 16kA, montagem horizontal, abertura vertical, sem lâmina de terra.

4.10 Religadores

O religador opera na barra secundária da subestação, que é de 13,8 kV. Assim a tensão nominal do religador será de 15 kV, compatível com o sistema (13,8 kV) e atende com margem de acordo com o padrão IEC e NBR 14039 (usar tensão nominal superior à tensão de operação). Considerando a corrente nominal de baixa tensão na equação (4.2), temos que a carga total esperada no secundário será de aproximadamente 418 A, com divisão entre vários alimentadores, onde cada religador opera com carga parcial. Desta maneira, adotaremos 630 A, o que assegurara uma operação com folga térmica, capacidade de suportar cargas futuras ou redistribuições, e margem contra sobrecargas temporárias.

Para o cálculo da capacidade de interrupção, consideremos a equação (4.7), que define o cálculo de corrente de curto-circuito no secundário, é recomendado adotar o dobro do valor calculado, para garantir segurança contra contribuições externas (curto na barra, paralelo com rede etc.). Assim a capacidade de interrupção será de 16 kV, com folga e segurança.

Os religadores apresentam relé digital microprocessado multifunção com:

- 50/51: Sobrecorrente instantânea e temporizada (fase e neutro)
- 79: Função de religamento automático
- Comunicação com UTR via fibra ótica
- Multimedidor: corrente, tensão, potência, fator de potência, frequência
- Botões de bloqueio e seleção local
- Sinalização LED para eventos e falhas

Assim, teremos neste projeto cinco religadores 13,8 kV uso interno do tipo extraível, montados em painel de isolamento a vácuo, corrente nominal 630 A, tensão nominal 15 kV, capacidade de interrupção 16 kA, equipados cada um com TCs, TP', Para-raios, botões de seleção de proteção, bloqueio local, sinalização em LED, multimedidor, relé digital de multifunção microprocessado com funções de proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada nas três fases e no neutro, e a função de religamento, e com capacidade de comunicação com a UTR através de fibra ótica (FO). A comunicação com a UTR segue protocolo digital (IEC 61850, DNP3 ou Modbus RTU/TCP) e permite supervisão remota, diagnósticos, controle e integração ao sistema SCADA.

4.11 Transformador de Serviço Auxiliar

Destinado à alimentação de equipamentos auxiliares (alarme, tomadas de manutenção, sistema de telecomunicação), sistema de iluminação (interna e eterna) e força (tomadas de uso geral) para utilidades, realização de serviços de manutenção e painéis de controle e proteção. Deve ser composto por 01 (um) transformador trifásico de distribuição 13.800/220/127 V de 45 kVA, do quadro de iluminação e tomadas para alimentação dos serviços auxiliares.

A estimativa da carga total auxiliar pode ser conferida na Tabela 11.

Tabela 11 – Consumo Típico por Grupo

Categoria	Potência estimada
Iluminação da casa de comando	3 a 5 w
Tomadas (serviços gerais)	5 a 10 kW
Força para ferramentas e oficina	5 a 8 W
Sistema de climatização leve	3 a 5 W
Reservas e futuras ampliações	5 kW

Considerando a soma estimada de potência ($P_{total} \approx 25 \text{ kW}$), fator de simultaneidade “0,6 a 0,8” ($P_{simultânea} = 25 \text{ kW} \times 0,8 = 20 \text{ kW}$), fator de potência típico ($S = \frac{P}{fp} = \frac{20}{0,9} \approx 22,2 \text{ kVA}$), Fator de segurança de 2 ($P_{transformador} = 22,2 \times 2 = 44,4 \text{ kVA}$). Assim, o transformador recomendado é o de 45 kVA.

4.12 Casa de Comando

Um painel de uso interno modular IP54, com barramento trifásico para serviços auxiliares CA 220/127V, contendo disjuntores termomagnéticos tripolares e bifásicos para proteção dos circuitos. Com a função de alimentar os sistemas de iluminação, força e tomadas na casa de comando e demais utilidades da subestação. Os disjuntores protegem os circuitos contra sobrecorrente e curto-circuito.

- Critério de dimensionamento:
 - Carga estimada para iluminação/força: entre 5 e 10 kVA.
 - Disjuntores: selecionados conforme a carga individual de cada circuito (ex: iluminação = 10 A; força = 16 A).
 - Barramento trifásico: suportar corrente total somada dos circuitos, com margem de 25%.

Um painel de uso interno modular com barramento bifásico para serviços auxiliares CC 125 V, destinado à alimentação dos sistemas de proteção, controle e automação, como relés, religadores, disjuntores termomagnéticos bifásicos para alimentação dos equipamentos e UTR.

- Critério de dimensionamento:
 - Corrente total estimada: com base no consumo dos relés, módulos de I/O e da UTR (~30-40 A contínuos).
 - Cada circuito deve possuir disjuntor individual (6 A a 16 A), conforme

consumo do equipamento.

Três painéis de uso interno padrão TAUNUS ou similar, equipado com um relé de multifunção da Schweitzer ou similar, para proteção do transformador de 69/13,8 kV (87T, 50/51, 50/51N, 50BF), para o disjuntor de 69 kV de proteção do barramento (50/51, 50BF, 59, 27), de 138/69kV futuros, sendo os mesmos interligados com a UTR através de FO.

- Critérios de seleção:
 - Relés digitais microprocessados com protocolos de comunicação (IEC 61850, DNP3, Modbus).
 - Capacidade de realizar autodiagnóstico, registro de oscilografia e lógica programável.

Um painel de uso interno fabricação TAUNUS ou similar para UTR de automação da SE compatível com padrão IEC 61850, para receber os sinais discretos (status de disjuntores, religadores, banco de capacitores, retificador, atuações de proteções e alarmes) e analógicos (medições de temperatura do óleo e enrolamento do transformador de força, além de indicador de tap dos reguladores de tensão) referentes aos pontos de supervisão e controle dos equipamentos, devendo ser capaz de controlar remotamente os disjuntores, banco de capacitores e religadores, monitorar os eventos do transformador de força, retificador, inversor, fazer a aquisição de dados, sinalizar e alarmar reles de proteção.

- Critérios de seleção:
 - Capacidade mínima de 64 entradas digitais, 32 saídas digitais e 32 entradas analógicas.
 - Suporte a redundância de comunicação (FO dual ou anel óptico).
 - Compatibilidade com multimedidores, inversores e relés via protocolo aberto.

Dois bancos de baterias deverão ser do tipo estacionária, chumbo-ácido selada (VRLA) para 125 Vcc, capacidade de 56 Ah, 10 baterias em série com tensão por bateria de 12 V, e um retificador automático trifásico tensão de entrada 220 VCA, saída 125 Vcc para 50 A. Tais equipamentos terão a função de alimentar as bobinas de abertura e fechamento dos equipamentos de proteção (disjuntores reles e religadores), como também alimentar o painel da unidade terminal remota (UTR) e o inversor 125Vcc/220Vca que alimentarão os conversores e a IDU. Tendo a função de alimentar os sistemas CC críticos durante falhas de energia, e garantir

autonomia de 8 horas para sistemas de proteção e automação.

- Cálculo - Consumo típico:
 - Relés e UTR: $\sim 1,5 \text{ kW} \rightarrow \text{corrente} = 12 \text{ A @ } 125 \text{ V}$
 - Corrente total estimada = 30 A
 - Autonomia desejada: 8 h
 - Capacidade mínima: $Q = I \times t = 30 \times 8 = 240 \text{ Ah}$ (com profundidade de descarga limitada a 25%, exige 960 Ah no total)
 $\rightarrow$ Para autonomia reduzida (1h crítica), 56 Ah é suficiente para manter as funções essenciais.

4.13 Proteção

A proteção contra descargas atmosféricas contará com instalação dos para-raios tipo estação na entrada de linha de 69 kV e para proteção do setor 13,8 kV será tipo distribuição na cruzeta acima das muflas da entrada do barramento principal, em cabo isolado.

Para proteção dos transformadores de força, será através de relés de sobrecorrente (50/51 - Fase, 50/51G – Neutro e 87 – Proteção diferencial), e no emprego do relé de gás do tipo Buchholz instalados nos transformadores, que comandarão alarmes e abertura do disjuntor de 69kV quando da existência de problemas internos neste equipamento. Além dos relés de sobrecorrente de gases, o transformador deverá ser fornecido com indicadores de temperatura do óleo isolante, do enrolamento e de relé de nível de óleo que possibilitarão o supervisionamento do referido equipamento.

O relé 50: Sobrecorrente instantânea – atua rapidamente para curtos próximos; 51: Sobrecorrente temporizada – atua com atraso seletivo; e 50/51G: Proteção de corrente de sequência zero – detecta faltas à terra. Para os relés de sobrecorrente o critério de ajuste é:

- Corrente de partida: Entre 1,2 e 1,5 vezes a corrente nominal do transformador (234 A para 5,6 MVA ou 418 A para 10 MVA);
- Tempo de atuação (51): Coordenado com as proteções do lado de 13,8 kV e da concessionária.

O relé de proteção diferencial – 87T, tem a função de detectar desequilíbrios entre corrente de entrada (primário) e saída (secundário). É aplicado em alta sensibilidade a curtos

internos, baixa sensibilidade a curtos externos. Para o dimensionamento, são consideradas a relação dos TCs no lado AT e BT com compensação de defasagem (conexão Dyn) e a faixa típica de sensibilidade: 0,2 a 0,5 vezes a corrente nominal do trafo.

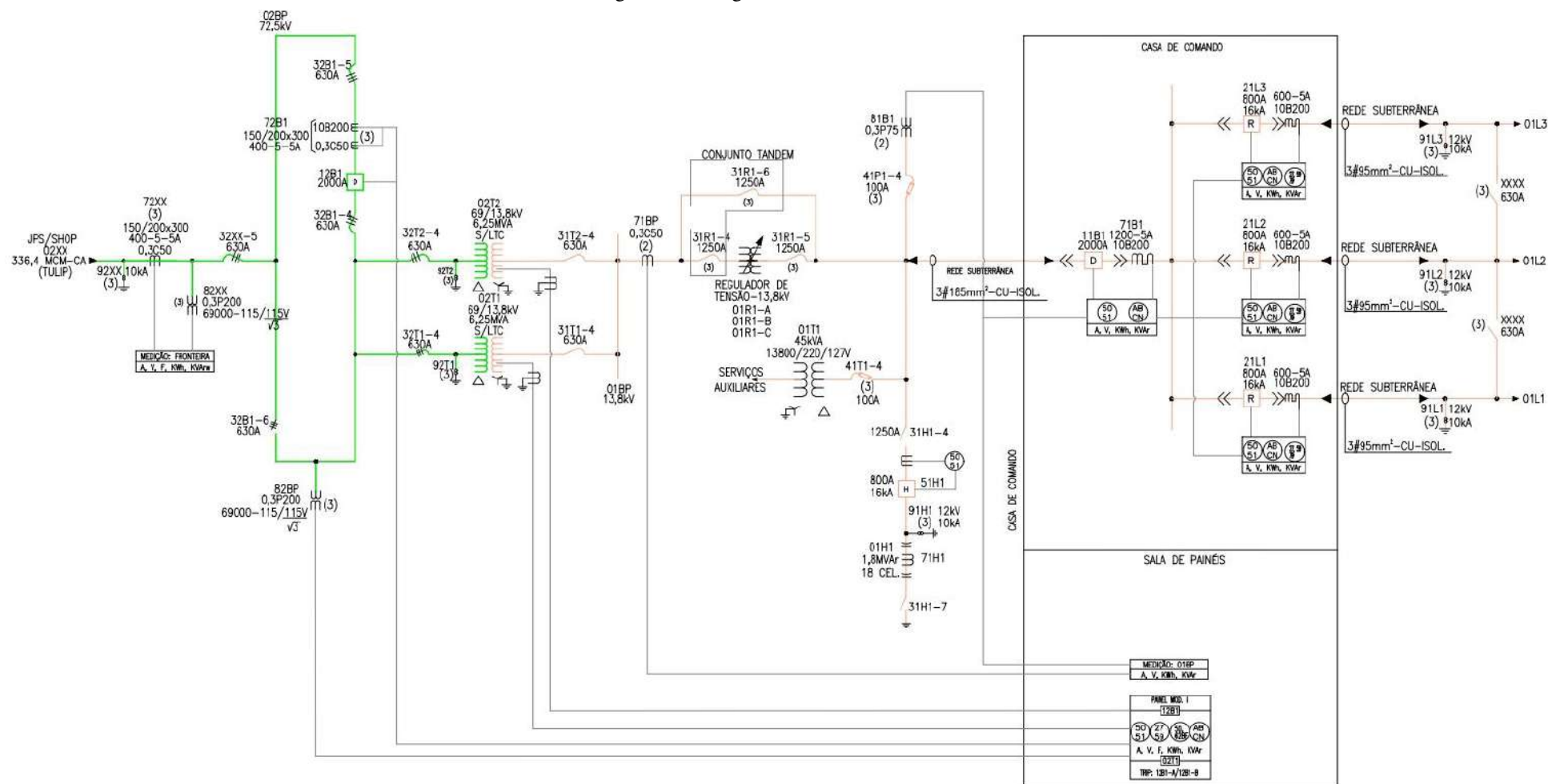
O relé de gás – Buchholz tem a função de detectar formação de gases causados por falhas internas no transformador, atuando no acúmulo leve de gás → alarme e fluxo repentino (ruptura interna) → desligamento automático (via disjuntor 69 kV).

Proteção contra curtos circuitos no setor 69kV serão instalados transformadores de corrente ligados a um relé de sobre corrente do tipo trifásico + neutro do tipo eletrônico com tecnologia digital, instalado no painel de uso interno para o disjuntor de 69 kV no pátio operacional, possibilitando a abertura automática dos disjuntores de 69KV quando da existência de curto circuito. Já no setor 13,8kV serão instalados religadores nas saídas dos alimentadores para proteção dos mesmos.

4.14 Diagrama Unifilar

Em seguida, elabora-se o diagrama unifilar (Figura 21) que servirá como base para elaboração do projeto eletromecânico da SE. O diagrama unifilar do circuito de força apresenta um resumo e detalhamento geral dos equipamentos e interligações da subestação, com suas respectivas características. Os critérios para a elaboração do projeto da subestação, seguiu as diretrizes da NDU 048: Norma da Distribuição Unificada - Critérios para Elaboração de Projetos de Subestações e ETU: Especificação Técnica Unificada.

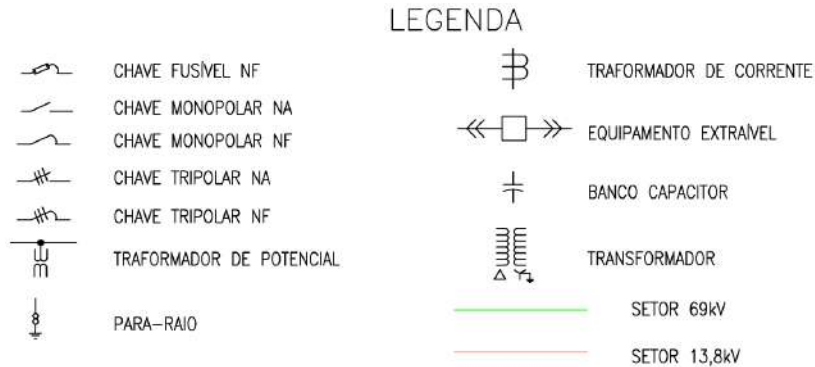
Figura 21 – Diagrama Unifilar



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Nesta prancha deve conter na legenda a nomenclatura das simbologias usadas no desenho, como mostrado na Figura 22.

Figura 22 – Simbologia Usada no Diagrama Unifilar



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Define-se a lista das etapas a serem cumpridas para o projeto:

A. Projeto Civil:

A.1.Serviços Preliminares – Levantamento topográfico e sondagem

- A.1.1. Planta de locação com furos de sondagem;
- A.1.2. Relatórios de sondagem;
- A.1.3. Planta/Cálculo de terraplanagem/corte;

A.2.Projetos Cíveis - Planta Baixa, base, dutos e caixas de passagem e demais conforme relação de entregáveis

- A.2.1. Locação de bases, dutos e canaletas;
- A.2.2. Urbanização – Plantas e Detalhes;
- A.2.3. Drenagem – Plantas e Detalhes;

A.3.Detalhe de bases e suportes

- A.3.1. Detalhe construtivo das fundações dos suportes de concretodos equipamentos;
- A.3.2. Detalhe construtivo dos dutos, canaletas e caixa de passagem;
- A.3.3. Detalhe construtivo do muro de arrimo e pátio de brita;
- A.3.4. Casa de comando – Arquitetura e Estrutura;
- A.3.5. Casa de comando – Instalações Hidráulicas e Sanitárias –Planta e Detalhes;
- A.3.6. Isométricos e Lista de material;
- A.3.7. Base para transformador de força – Forma e armação;
- A.3.8. Base para disjuntor 72,5 KV – Forma e armação;
- A.3.9. Base para Regulador de Tensão – Forma e armação;

A.3.10. Fundações para estruturas de concreto suporte e barramentos – Forma e armação;

A.3.11. Caixa coletora de óleo;

A.3.12. Caixa separadora de óleo;

A.4. Projeto Civil definitivo

B. Projeto Eletromecânico

B.1. Levantamento e projeto de malha de terra com memorial de cálculo e desenhos

B.1.1. Malha de terra – Cálculo, planta e detalhes de montagem;

B.2. Vista superior, detalhes da Seccionadora, equipamentos, isométrico, conforme relação de entregáveis

B.2.1. Planta de situação;

B.2.2. Arranjo dos equipamentos internos e externos – Planta;

B.2.3. Arranjo dos equipamentos internos e externos – Cortes Setor 13,8 KV;

B.2.4. Arranjo dos equipamentos externos – Corte Setor 69 KV;

B.2.5. Estruturas de concreto setor 69 KV – Plantas e cortes;

B.2.6. Estruturas de concreto setor 13,8 KV – Plantas e cortes;

B.2.7. Iluminação e tomadas externas – Plantas e detalhes de montagem;

B.2.8. Barramento e Isoladores – Detalhe de montagem;

B.2.9. Equipamentos internos e externos – Detalhe de montagem;

B.3. Especificação de equipamentos, isométrico e estruturas.

B.4. Projeto Eletromecânico definitivo

C. Projeto Elétrico

C.1. Projetos e diagramas Funcionais de todos os equipamentos (Disjuntores, TCs, TPs, QDCA, QDCC, diagrama unifilar, UTR).

C.1.1. Diagrama unifilar de relés e medidores;

C.1.2. Diagrama unifilar dos serviços auxiliares;

C.1.3. Diagrama trifilar – Setor 69 KV;

C.1.4. Diagrama trifilar – Setor 13,8 KV;

C.1.5. Diagrama trifilar – Serviços auxiliares CA;

C.1.6. Diagrama bifilar – Serviços auxiliares CC;

C.2. Projeto e planilhas de interligação de todos os equipamentos (Disjuntores, TCs, TPs, QDCA, QDCC, UTR).

C.2.1. Diagrama de interligação – Setor 69 KV;

C.2.2. Diagrama de interligação - Setor 13,8 KV;

C.2.3. Lista de cabos – Setor 69 KV;

C.2.4. Lista de cabos – Setor 13,8KV

D. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

D.1. Planilha quantitativa de materiais

D.1.1. Planilhas de Materiais e mão de obra a serem utilizados

D.1.2. Lista de materiais.

D.2. Planilha de serviços

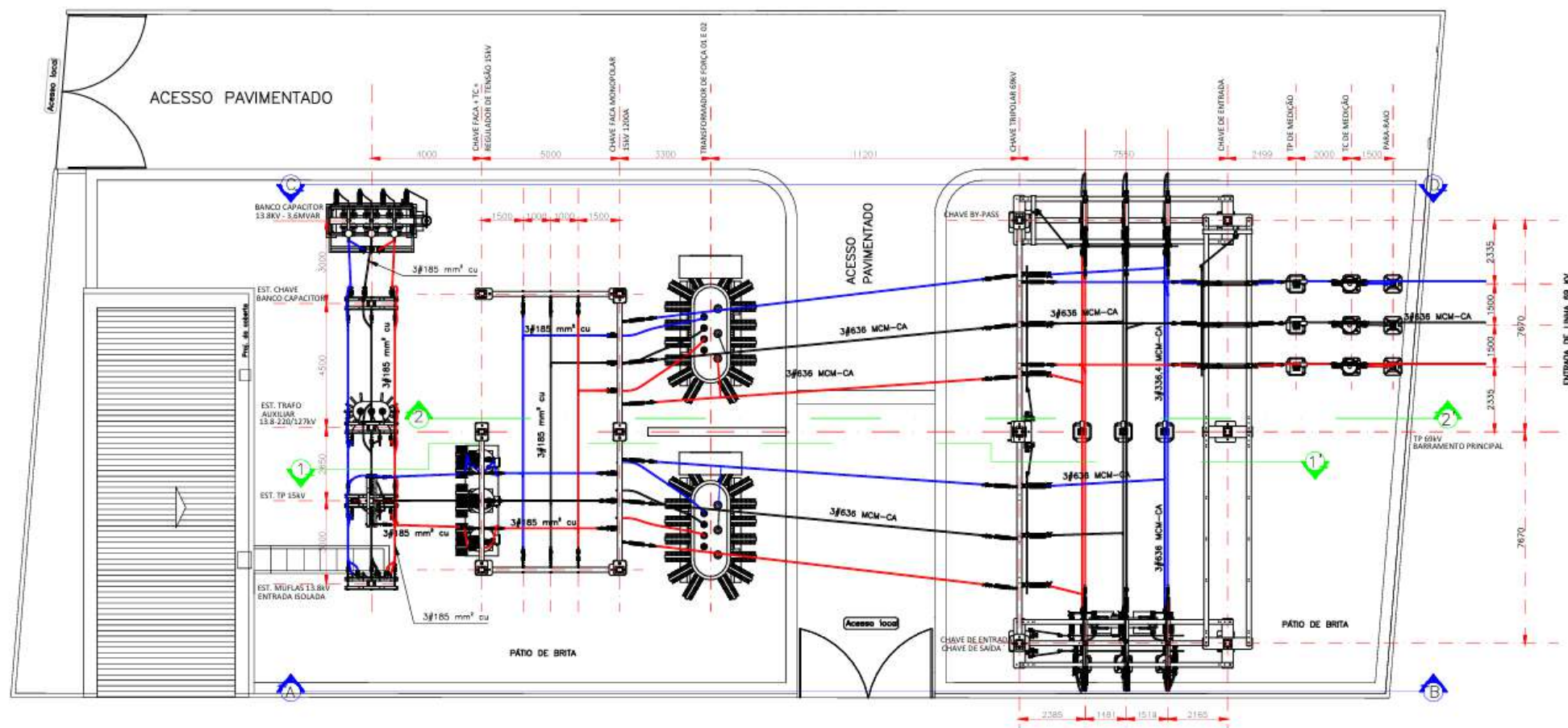
D.3. Memorial Descritivo contemplando civil e eletromecânico;

D.4. Sequência de serviços em MS Project

4.15 Arranjo Geral - Planta

Deve ser realizada a confecção da planta da subestação (Figura 23) que pode ser desenvolvida através de softwares como AutoCad ou Revit. Esta planta seria identificada como planta preliminar, pois servirá de base para observar se a área irá comportar a subestação a ser projetada. Com a aprovação da planta preliminar, dar-se início a projeção da planta a ser executada. Para a subestação do estudo, o desenvolvimento da planta foi realizado por meio do software Autocad. A capacidade de transformação da subestação será inicialmente de 12,5/10 MVA através de dois transformadores 6,25/5/ MVA-69/13,8 kV, dispostos em dois bays de 69 kV de entrada e dois bays de 13,8 kV de saída, ambos seccionados por chaves seccionadoras nas extremidades. O suprimento em 69 kV será pela Subestação distribuidora de 69 kV Catolé do Rocha localizada na Sinfrônio Gonçalves, 195-527, de propriedade da Energisa Paraíba, sendo inicialmente suprida através de um link em cabo de alumínio 636 AWG/MCM.

Figura 23 - Arranjo Geral – Planta Subestação Shopping Catolé do Rocha - PB



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

4.16 Barramentos

Setor 69 KV - O barramento de 69 KV será executado em cabo de alumínio 336,4 MCM CA, código TULIP, sendo um por fase na barra principal e um por fase nas derivações de saída para os transformadores de força.

Setor 13,8KV – Será através de cabo aéreo nu de cobre de 185 mm².

4.17 Estruturas

As estruturas dos barramentos de 69 kV e 13,8 kV serão constituídas de postes, anéis e cruzetas de concreto armado.

4.18 Isoladores

No setor de 69 kV os isoladores devem ser do tipo polimérico para 69kV, tipo concha-bola e isoladores de coluna de porcelana e para o setor de 13,8kV, os isoladores devem ser do tipo polimérico para 13,8kV, tipo garfo-olhal, isolador tipo coluna em porcelana e isolador de pino polimérico.

4.19 Arranjo dos Equipamentos

O arranjo dos equipamentos da subestação deve ser feito levando em consideração: as distancias mínimas de segurança normalizadas, facilidade de operação, manutenção e remoção de equipamentos. Além disso, o arranjo deve ser projetado para possibilitar a conexão com linha viva da subestação móvel, de forma a realizar a energização da subestação móvel em paralelo com o transformador da subestação.

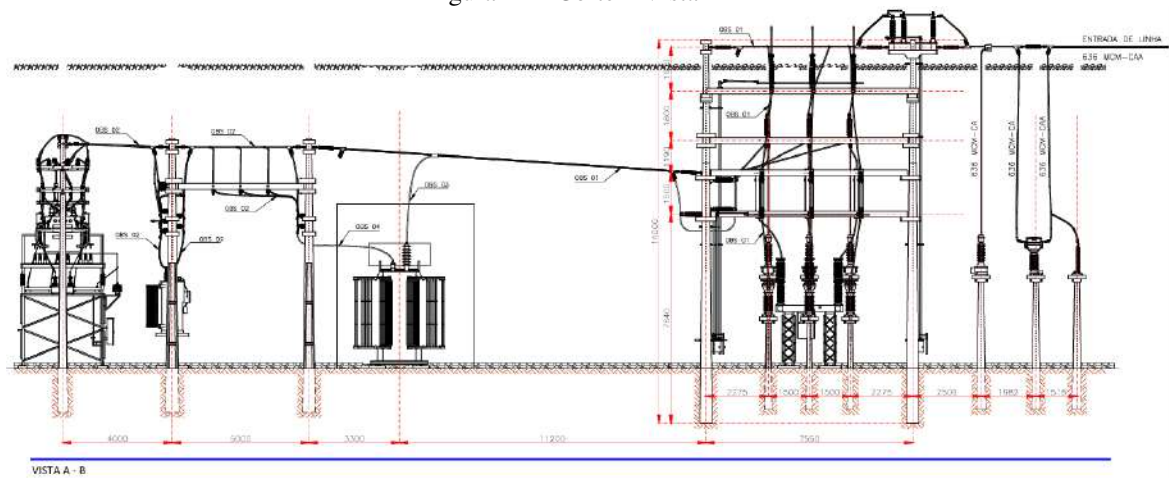
4.20 Banco de Capacitores

Foi projetado um banco de capacitores, trifásico de 1,8 MVar, tensão nominal 13,8 kV, ligação em estrela não aterrada, composto de trinta e seis (36) células capacitivas, dielétrico em líquido de óleo isolante biodegradável, potência nominal 100 kvar; tensão nominal 7960 V, frequência nominal 60 hz, monofásicas, duas buchas, NBI 110 KV, resistor de descarga 50 V/5 min, instalação externa. O banco deve conter chaves para aterramento e ser equipado com chaves de comando do tipo a vácuo.

4.21 Planta Arranjo Geral - Cortes

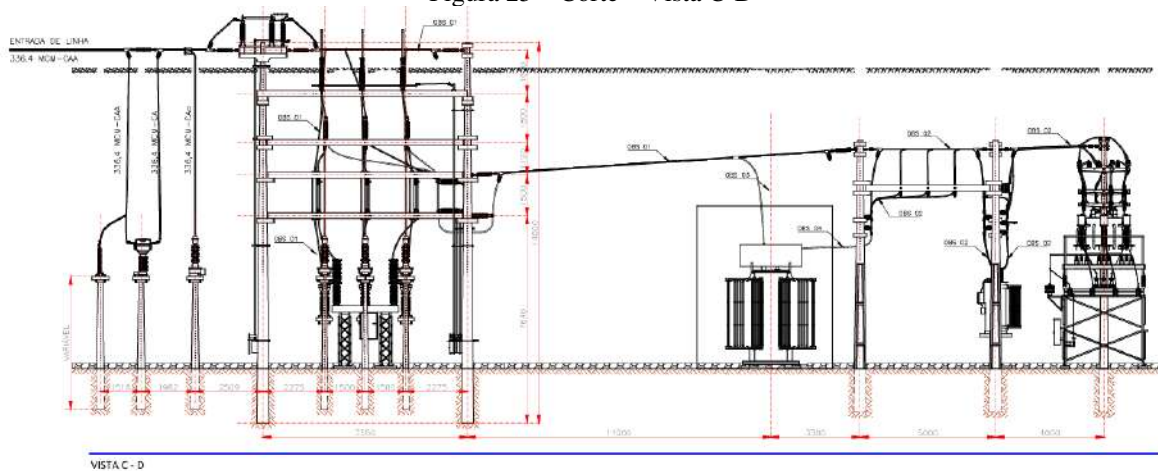
Após definição da planta de arranjo geral, é realizada a confecção da planta de cortes (Figuras 24, 25, 26 e 27). Nesta planta tanto as estruturas como os equipamentos apresentam suas configurações baseadas e seus respectivos catálogos, assim, é possível ter uma visualização representativa do projeto. Esses cortes devem estar indicados na planta de arranjo geral e devem ser representados de forma fiel a como será executado o projeto.

Figura 24 – Corte – Vista A-B



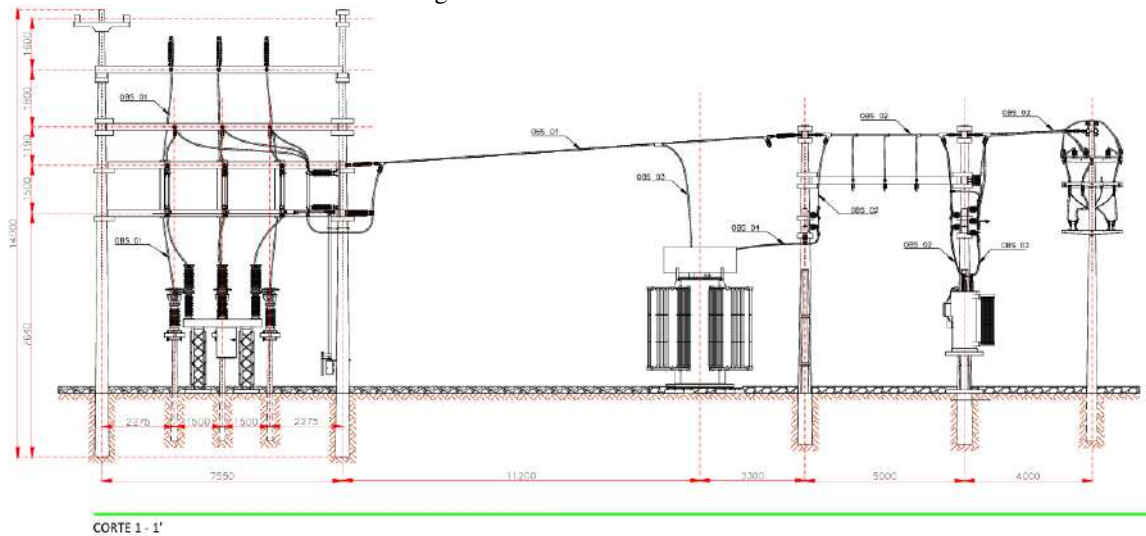
Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Figura 25 – Corte – Vista C-D



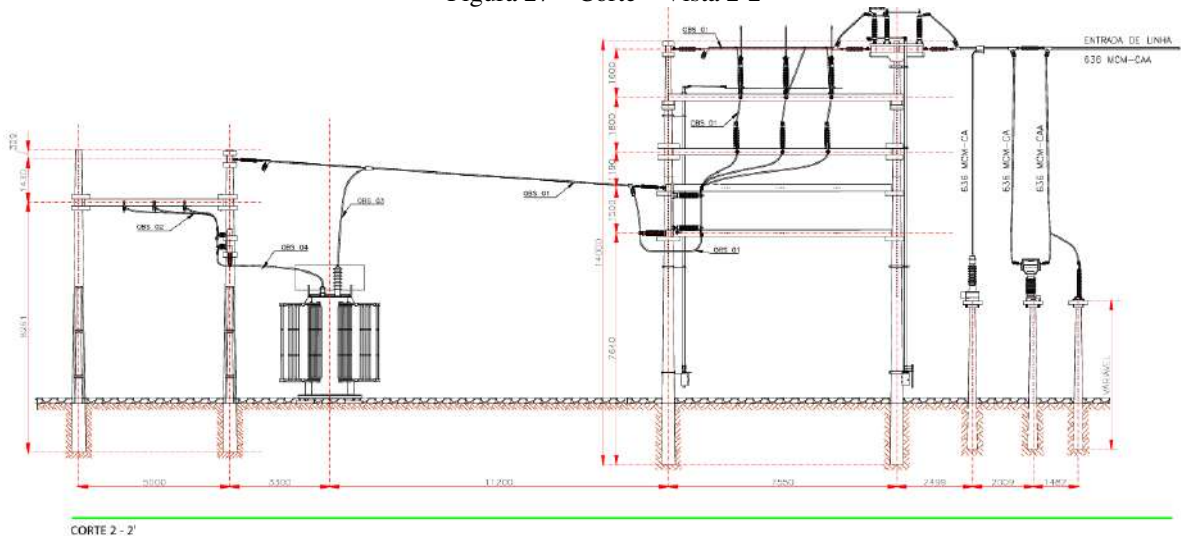
Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Figura 26 – Corte – Vista 1-1'



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Figura 27 – Corte – Vista 2-2'



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Todos os dados apresentados nos desenhos, precisam estar definidos em prancha. Observe nas figuras dos cortes observações indicadas como ‘OBS’ seguidas de um numeral. Estas nomenclaturas devem estar indicadas na folha da planta como observado na Figura 28.

Figura 28 – Observações Referentes as Plantas de Corte

OBSERVAÇÕES

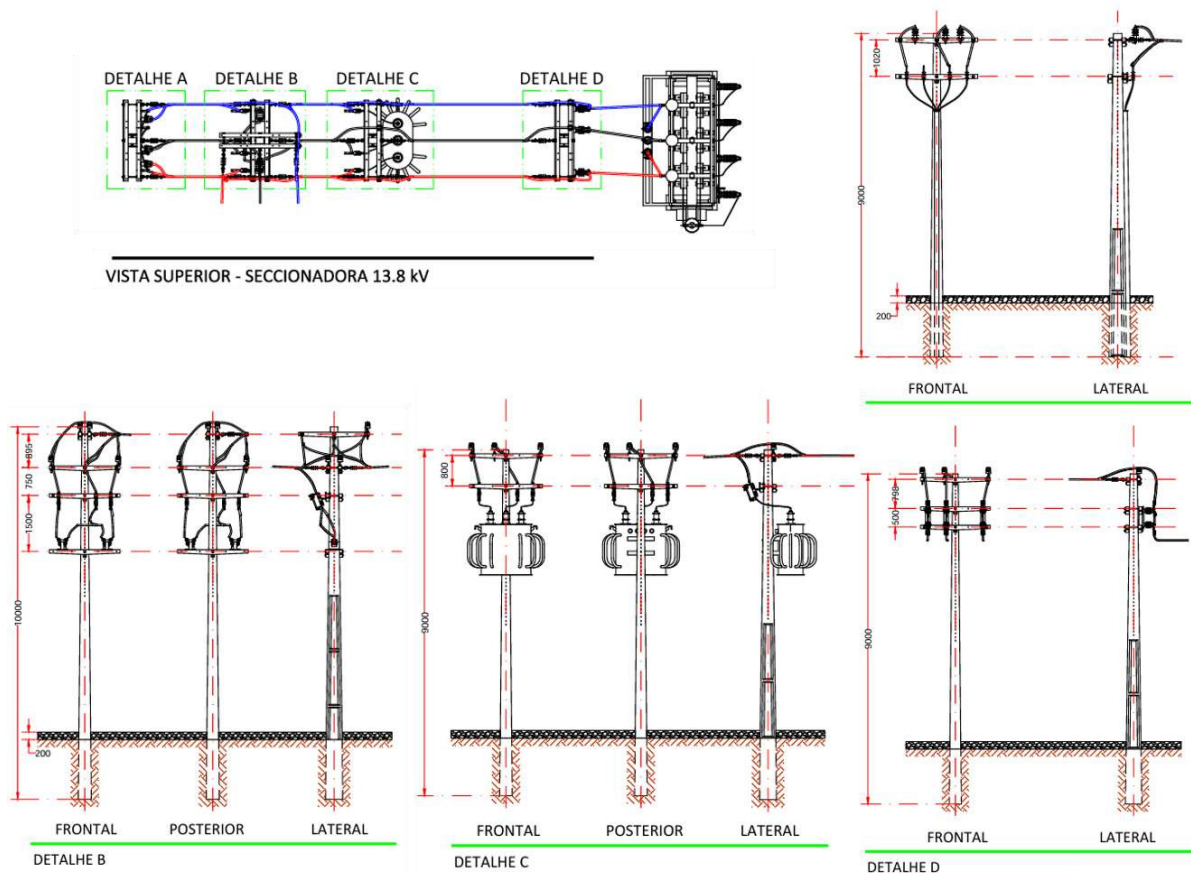
- 1- OS CONDUTORES DO BARRAMENTO 69 KV SERÃO EM CABOS DE ALUMÍNIO NÚ, BITOLA 636 MCM-CA;
- 2- OS CONDUTORES DO BARRAMENTO 13,8 KV DA PARTE AÉREA SERÃO EM CABOS DE COBRE NÚ, 70 mm²;
- 3- OS CONDUTORES DE ENTRADA DO LADO DE ALTA DO TRAFÓ SERÃO OS MESMOS DO BARRAMENTO (636 MCM-CA);
- 4- OS CONDUTORES DE SAÍDA DO LADO DE BAIXA DO TRAFÓ SERÃO OS MESMOS DO BARRAMENTO (185 mm² DE COBRE);
- 3- OS CABOS ISOLADOS, QUE SEGUEM PARA O BARRAMENTO DE 13,8 KV, SERÃO DE COBRE DE 185 mm²;
- 4- TODOS OS ELEMENTOS DO PROJETO SÃO A INSTALAR;
- 5- COTAS APRESENTADAS EM MILÍMETROS, EXCETO QUANDO INDICADO.

Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

4.22 Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor

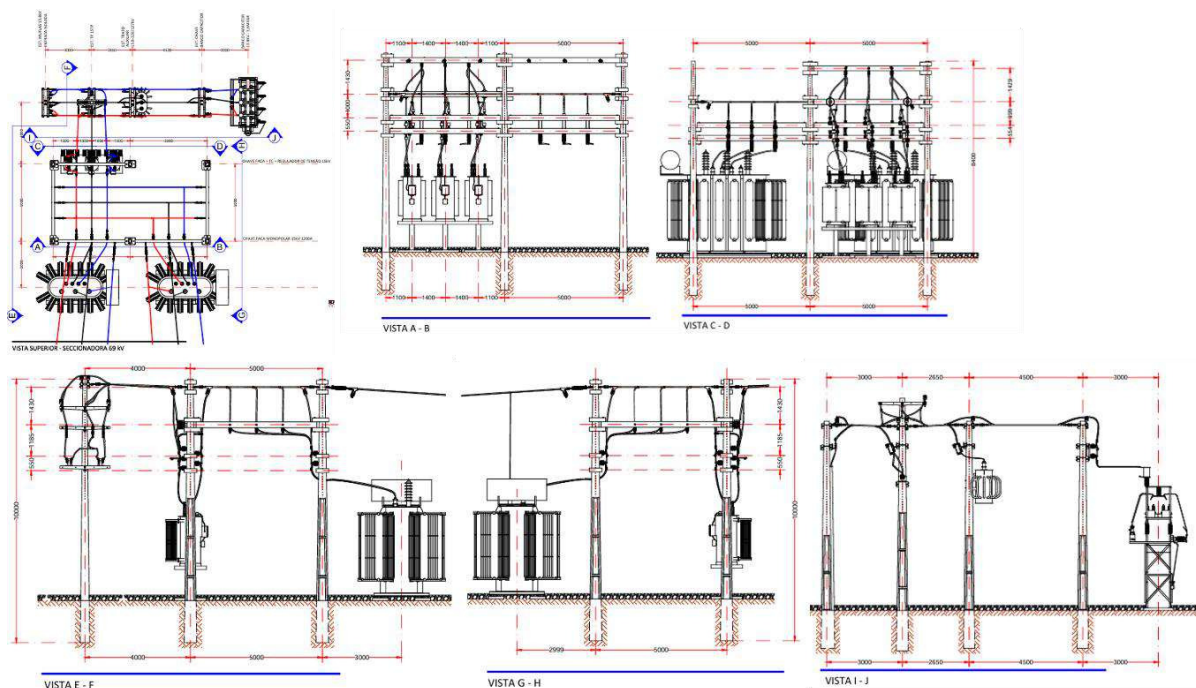
Nas Figuras 29 e 30 temos o arranjo dos equipamentos externos do setor 13,8 kV. Já nas Figuras 31 e 32 temos o arranjo dos equipamentos externos do setor 69 kV.

Figura 29 – Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor 13,8 kV (Cortes)



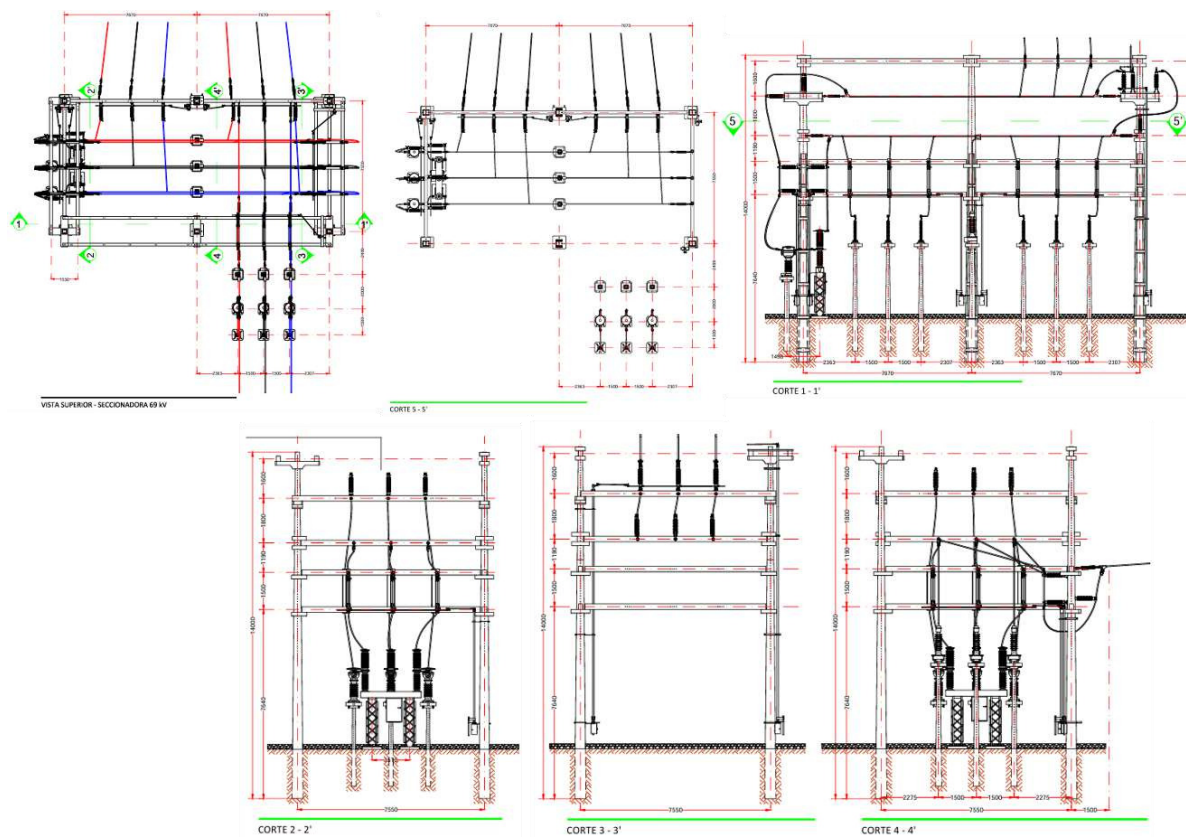
Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Figura 30 - Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor 13,8 kV (Vistas)



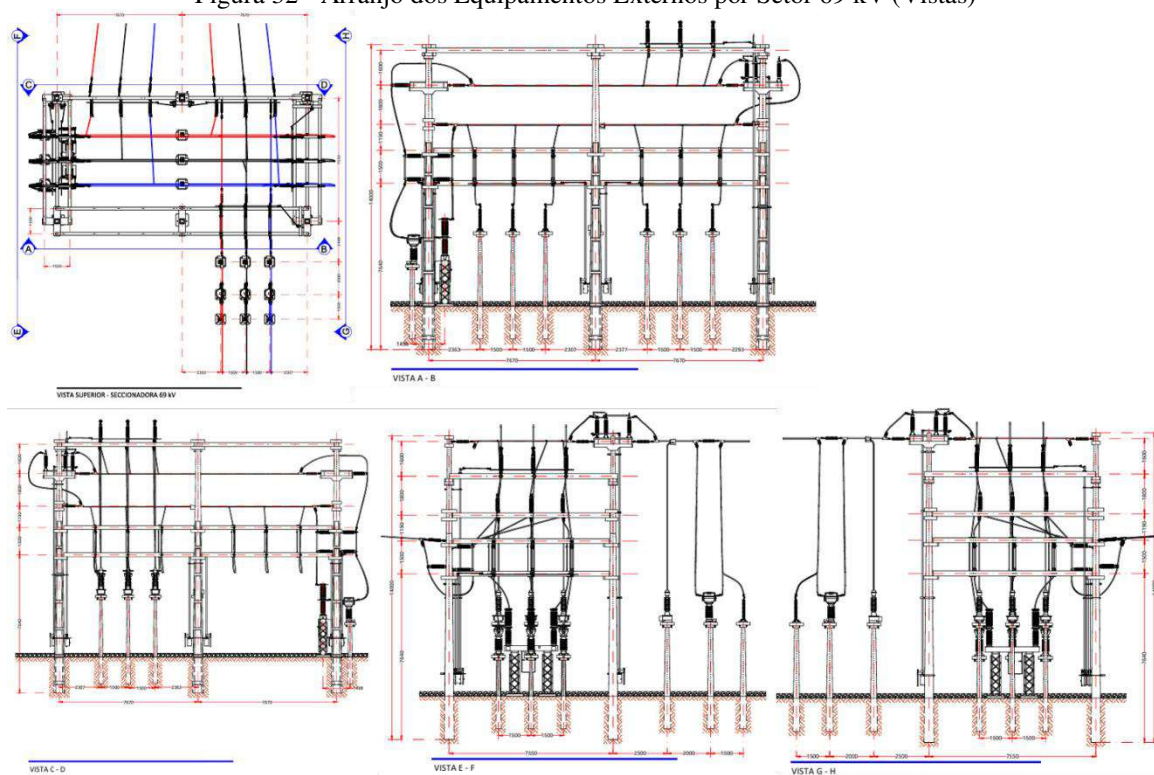
Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Figura 31 – Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor 69 kV (Cortes)



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Figura 32 - Arranjo dos Equipamentos Externos por Setor 69 kV (Vistas)



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

4.23 Dados de Instalações Civas

A subestação será construída em um terreno de 720,50 m², e constará das seguintes edificações:

- Pátio operacional com uma área de 410,75 m², britada a uma espessura de 20 cm e com sistema de drenagem;
- Terreno murado nos quatro lados a uma altura de 2,80 m, chapiscado, rebocado e equipado com grampo de ferro em "I" a cada 3,00 m para receber 2 fios de arame que fixarão a concertina, com 02 portões de acesso de 6,00 m de largura do tipo abrindo em duas folhas, confeccionado em armadura de ferro e chapa de ferro pintado em duas demãos de zarcão e esmalte sintético;
- Casa de comando com uma área de 94,80 m², divididas em duas áreas básicas sendo uma para sala de comando, sala de bateria e banheiro, e outra para os painéis dos equipamentos de potência para uso interno (religadores 13,8 kV e disjuntor 13,8 kV) alimentados por cabos isolados através de canaleta dedicada aos mesmos.

4.24 Malha de Aterramento

As medidas efetuadas para o cálculo de resistividade aparente do solo e cálculo da estrutura da malha de aterramento devem seguir a norma IEEE 80-2000. As medidas devem ser efetuadas pelo método de Wenner (NBR 7117), com o uso de 4 hastes do medidor de resistividade. No projeto, foram obtidas 24 medidas no centro geométrico da subestação, com aferições da resistividade do solo provenientes do medido da marca MEGABRAS, modelo MTD 20 kWe, denominado Terrômetro Digital. O medidor forneceu valores de resistência entre as duas separadas de um espaçamento D.

Para formação de valores médios de resistividade são realizadas medições com variados espaçamentos afim de serem aferidas as resistividades de camadas do solo de diferentes profundidades, sendo conduzidas em 4 direções alinhadas as hastes. Desse modo, para cada direção de medição foram efetuadas 6 medidas com os espaçamentos de 1 m, 2 m, 4 m, 6 m, 8 m e 12 m. As análises de malha de aterramento podem ser realizadas por empresas especializadas, assim como foi precedido neste estudo de caso. Em posse, do estudo de malha de aterramento por empresa contratada, tem-se que o aterramento previsto será feito através de setenta e quatro (74) hastes, com as referidas hastes sendo do tipo cooperweld de Ø5/8" x 2,40 mm de comprimento, distando uma das outras de aproximadamente 3,0m, interligadas por cabo de cobre nu de 150 mm². Um cabo da mesma bitola deverá ser conectado aos terminais de neutro e massa de cada transformador.

O valor da resistência do sistema é para uma resistência máxima de 5 Ohms, não podendo ultrapassar em qualquer época do ano, além de obedecer aos critérios de tensão máxima de passo e tensão máxima de toque recomendados pela IEEE 86, caso os valores não venham a ser atingidos, o número de hastes, como também a malha deverá ser aumentada, até atingir os valores, os quais obedecem a recomendações das normas técnicas (ABNT), e ENERGISA. Todas as partes metálicas não condutoras, deverão serem ligadas a malha de aterramento por cabo de cobre de 70 mm².

Na Figura 33 temos a planta baixa - malha de aterramento e na Figura 34 os detalhes da malha.

4.25 Iluminação e Tomadas Externas

O sistema de iluminação externa de pátio de subestação a céu aberto tem a finalidade de ampliar a visibilidade dos equipamentos presentes na subestação bem como melhorar o manuseio de ferramentas para manutenções, de modo a não comprometer a segurança à vida humana e dos equipamentos localizados na subestação em questão. Conforme a NDU 048, os níveis mínimos a serem obedecidos no desenvolvimento de projeto de iluminação são:

- Pátio externo e circulação..... 5 lux
- Área energizada da subestação e pátios de manobras..... 15 lux

No mercado existem software que auxiliam o projetista a realizar o dimensionamento do sistema elétrico nas subestações. O software DIALux evo auxilia nos estudos da distribuição de iluminação, fornecendo a iluminância (lux) por ponto dentro da superfície de cálculo, considerando a área do pátio com implantação dos equipamentos da subestação. Em posse do relatório fornecido pelo DIALux, é possível o uso do software QiBuilder elétrico que faz parte do pacote QiBuilder e é utilizado para projetos elétricos de baixa tensão. É uma das ferramentas mais usadas para modelar e dimensionar de acordo com as normativas brasileiras, permitindo realizar o detalhamento, gerar quantitativos e relatórios. É uma plataforma BIM que integra projetos de forma natural, permitindo visualização 3D, realiza lançamentos automáticos de eletrodutos, ligação de todos os pontos aos quadros de distribuição, definição automática da fiação, ajustes para traçados mais econômicos, aumentando a produtividade e qualidade dos projetos. O QiBuilder é um software completo que contempla disciplinas para projetos elétricos, hidrossanitários, fotovoltaicos, preventivos de incêndio, SPDA, gás, cabeamento estruturado, climatização e alvenaria estrutural.

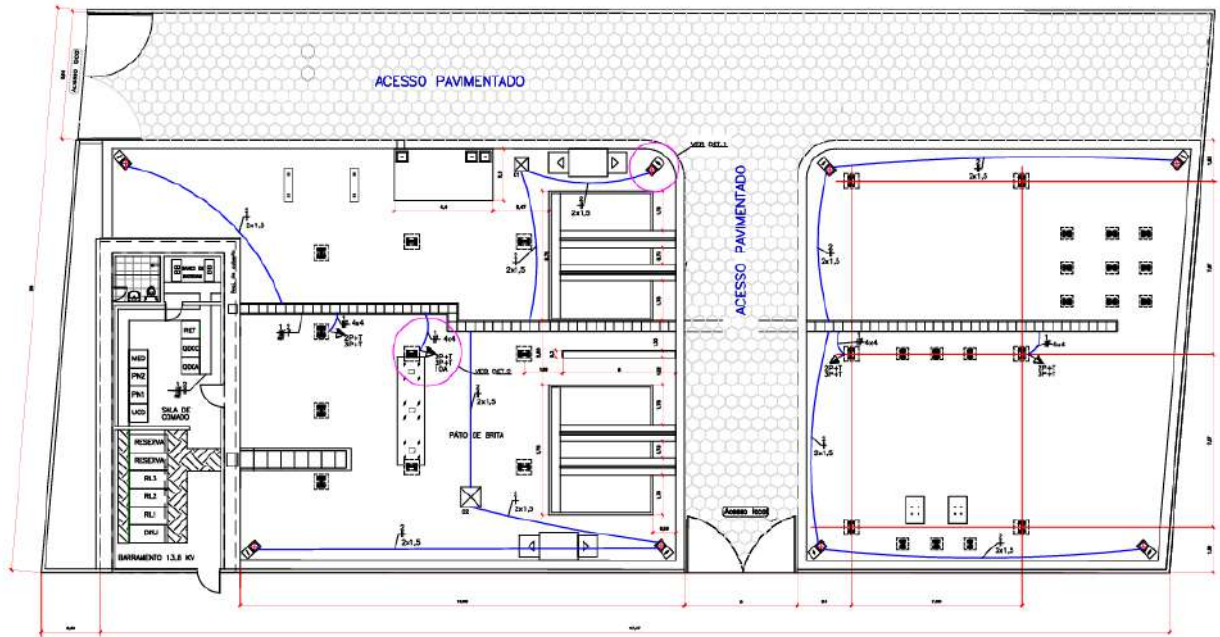
Para o projeto de iluminação e tomadas algumas normas e documentos devem ser consultados como:

- ABNT NBR 5410:2008 - Instalações elétricas de baixa tensão;
- ABNT NBR NM 60898:2004 - Disjuntores para proteção de sobrecorrentes para instalações domésticas e similares;
- NDU 048.4 - Critérios para elaboração de projetos de subestação tipo rural;
- ABNT NBR NM 280:2011 - Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD);
- ABNT NBR 8995-1:2013 – Iluminação de Ambientes de Trabalho;

- xxx-xxxx-xxx-01– Iluminação Externa – Planta Baixa e Detalhes;
- xxx-xxxx-xxx-01– Equipamentos Externos – Arranjo Geral – Planta;
- xxx-xxxx-xxx-08 – Caixa de Passagem – Planta, Cortes e Detalhes.

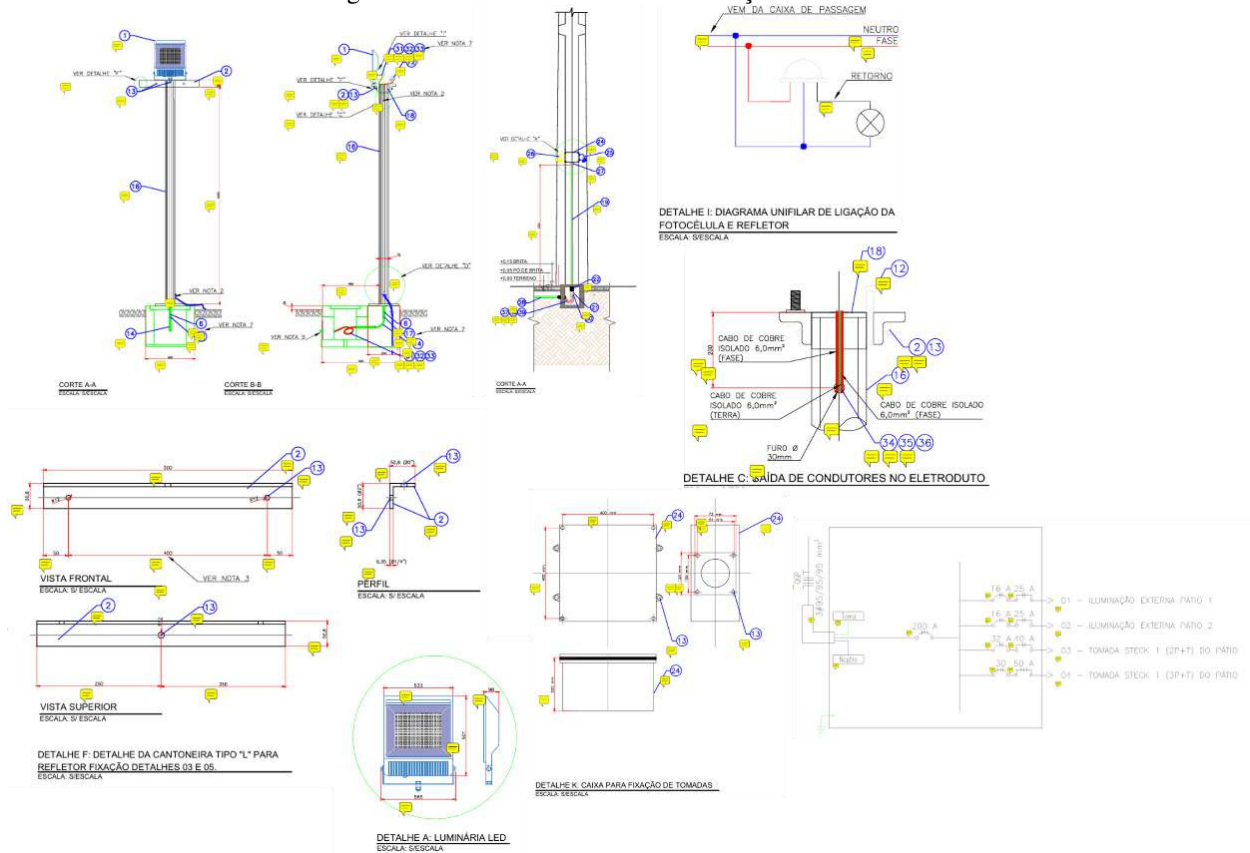
Inicialmente realiza-se a análise da posição das luminárias no software Dialux, o dimensionamento pode ser realizado usando o software QiBuilder. A partir daí, pode-se definir a planta de iluminação (Figura 35) e de detalhes (Figura 36).

Figura 35 – Planta Iluminação e Tomadas Externa



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Figura 36 – Planta Detalhes de Iluminação e Tomadas



Fonte: Arquivo Pessoal (2025).

Além da planta, deve-se preparar o documento definido como Memorial de Cálculo de Iluminação e Tomadas Externa. Neste documento devem conter dados como:

- Softwares utilizados;
- Normas e documentos utilizados;
- Metodologia;
- Descrição do sistema;
- Iluminação do pátio da subestação;
- Dimensionamento dos circuitos;
- Método das seções mínimas (msm);
- Método da capacidade de condução de corrente (ccc);
- Método da queda de tensão (qt);
- Proteção do circuito;
- Circuito de alimentação da iluminação externa da área ampliada do pátio;

- Proteção em baixa tensão;
- Condutos;
- Condutores;
- Interligação e emendas;
- Recomendações;
- Conclusões;
- Referências.

Nesta planta de iluminação externa foram projetados oito (8) refletores com lâmpada led de 250 W, os refletores deverão ser instalados em pontos da extremidade e central do pátio, conforme planta. Haverá inicialmente quatro (04) tomadas no pátio para finalidade de uso gerais/manutenção, sendo uma (01) do tipo monofásico (2P+terra) e uma (01) do tipo trifásica (3P+terra) no setor de 13,8kV e outro conjunto do mesmo no setor de 69kV, as mesmas serão de uso externo blindadas para 30A/220V, fabricação CEMAR ou similar, a localização das mesmas poderá ser vista em planta (Figura 36).

As etapas apresentadas fazem parte da estrutura de um projeto de subestação, que como visto, é bem abrangente e devem ser considerados os critérios presentes nas normas oficiais, visando qualidade dos equipamentos, confiabilidade, custo de implantação e operação, condições de trabalho e aspectos de segurança, bem como preservação do meio ambiente. Observa-se que projetos dessa grandeza demandam de tempo e conhecimento técnico para que possam ser executados.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O projeto de subestações elétricas é uma atividade técnica de elevada importância dentro do contexto do sistema elétrico de potência, sendo responsável por assegurar a adequada transformação dos níveis de tensão, a proteção das instalações, o seccionamento de circuitos e a continuidade do fornecimento de energia elétrica com segurança e confiabilidade. Sua elaboração exige profundo conhecimento das normas regulatórias da ANEEL, das normas técnicas da ABNT e das diretrizes específicas das concessionárias de distribuição, além da correta aplicação dos critérios de dimensionamento elétrico e físico dos componentes.

Neste trabalho, foram apresentadas as diretrizes de projetos de subestação elétrica, com destaque para o projeto eletromecânico, que constitui o objeto de estudo central desta pesquisa. Com o objetivo de tornar mais clara a aplicação prática dos conceitos abordados, foi desenvolvido o projeto elétrico básico de uma subestação do tipo abaixadora 69/13,8/0,38 kV, aplicada a um caso hipotético de atendimento a uma indústria alimentícia, conforme normas da Energisa. No estudo foram abordados os principais documentos que integram esse projeto, incluindo diagramas unifilares, memoriais de cálculo, lista de equipamentos e desenhos técnicos.

Portanto, o desenvolvimento adequado aplicando os critérios técnicos e normativas envolvidos no projeto elétrico de uma subestação é essencial não apenas para garantir a operação segura e eficiente das instalações, mas também para viabilizar economicamente empreendimentos que demandam alto consumo de energia, contribuindo para a sustentabilidade técnica e financeira do sistema como um todo.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3*. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_2.pdf> Acesso em: 18 abr. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 5*. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_4.pdf>. Acesso em: 18 abr. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)*. Brasília, DF: ANEEL, 2023.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 5410: *Instalações elétricas de baixa tensão*. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 5460: *Sistemas elétricos de potência – Terminologia*. Rio de Janeiro: ABNT, 1992.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 5660: *Coordenação de dispositivos de proteção*. Rio de Janeiro: ABNT, 1996.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 5287: *Capacitores de potência em derivação*. Rio de Janeiro: ABNT, 2011.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 6939: *Para-raios de óxido metálico sem centelhador para sistemas de potência*. Rio de Janeiro: ABNT, 2016.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 14039: *Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV*. Rio de Janeiro: ABNT, 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 15751: *Sistemas de aterramento de subestações – Requisitos*. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR IEC 61869-1: *Transformadores de instrumentos – Parte 1: Requisitos gerais*. Rio de Janeiro: ABNT, 2020.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR IEC 62271-100: *Equipamentos de alta-tensão – Parte 100: Disjuntores de corrente alternada*. Rio de Janeiro: ABNT, 2020.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR IEC 62271-102: *Equipamentos de alta-tensão – Parte 102: Seccionadoras e chaves de aterramento*. Rio de Janeiro: ABNT, 2018.
- CHICARINO, Carlos R. *Instalações elétricas em subestações*. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.

- ENERGISA. *Especificação Técnica Unificada – ETU 107: Religador automático*. [S.l.]: Energisa, 2024.
- GLOVER, J. Duncan; SARMA, Mulukutla S.; OVERBYE, Thomas J. *Power system analysis and design*. 5. ed. Boston: Cengage Learning, 2012.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 60076: *Power transformers*. Geneva: IEC, [s.d.].
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 60255-3: *Electrical relays – Part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time*. Geneva: IEC, 1992.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 18-2013: *Standard for shunt power capacitors*. New York: IEEE, 2013.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std C37.04-2012: *Standard rating structure for AC high-voltage circuit breakers*. New York: IEEE, 2012.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std C62.11-2014: *Metal-oxide surge arresters for AC power circuits*. New York: IEEE, 2014.
- KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010.
- KAZMIERKZAK, Marcos. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 4. ed. São Paulo: Érica, 2012.
- KINDERMANN, Geraldo. *Curto-circuito*. 3. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2012.
- KINDERMANN, Geraldo. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 2. ed. Florianópolis: UFSC, 2005.
- KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- MAIA, Ricardo C. *Subestações de energia elétrica: projeto, manutenção e operação*. São Paulo: Érica, 2013.
- MAMEDE FILHO, João. *Instalações Elétricas Industriais*. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.
- MAMEDE FILHO, João. *Manual de Equipamentos Elétricos*. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.
- MAMEDE FILHO, João. *Instalações elétricas industriais*. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.
- MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel R. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2022.
- MCDONALD, John D. (Ed.). *Electric Power Substations Engineering*. 2nd ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.
- MCDONALD, John D. (org.). *Electric power substations engineering*. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2017.
- MONTEIRO, Luiz Carlos. *Subestações de energia elétrica: projeto, construção e manutenção*. São Paulo: Érica, 2023.

REFERÊNCIAS

SAMPAIO, José Carlos. *Cabos de energia e suas aplicações*. São Paulo: Érica, 2020.

SILVA, Antônio Carlos da. *Terminações e emendas de cabos de média tensão*. São Paulo: Blucher, 2013.

TREVISOL, Marcos. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. Curitiba: InterSaberes, 2021.

	INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA
	Campus João Pessoa - Código INEP: 25096850
	Av. Primeiro de Maio, 720, Jaguaribe, CEP 58015-435, João Pessoa (PB)
	CNPJ: 10.783.898/0002-56 - Telefone: (83) 3612.1200

Documento Digitalizado Ostensivo (Público)

TCC

Assunto:	TCC
Assinado por:	Ildja Queiroz
Tipo do Documento:	Relatório
Situação:	Finalizado
Nível de Acesso:	Ostensivo (Público)
Tipo do Conferência:	Cópia Simples

Documento assinado eletronicamente por:

- Ildja Viviane de Queiroz, ALUNO (20191610044) DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - JOÃO PESSOA, em 22/05/2026 19:54:39.

Este documento foi armazenado no SUAP em 22/05/2026. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 1870892
Código de Autenticação: e49190fdb9

