

UNIVERSIDADE DO ESTADO DO AMAZONAS – UEA
ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA – EST
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PATRICK DA SILVA ASSUNÇÃO

ESTUDO DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIA DE SUBESTAÇÃO VISANDO
GARANTIR A QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA
ELÉTRICA AOS CONSUMIDORES

MANAUS

2024

PATRICK DA SILVA ASSUNÇÃO

**ESTUDO DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIA DE SUBESTAÇÃO VISANDO
GARANTIR A QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA
ELÉTRICA AOS CONSUMIDORES**

Projeto de pesquisa apresentada ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da Escola
Superior de Tecnologia da Universidade do
Estado do Amazonas, para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Israel Gondres Torné

MANAUS

2024

Universidade do Estado do Amazonas – UEA
Escola Superior de Tecnologia - EST

Reitor:

André Luiz Nunes Zogahib

Vice-Reitor:

Kátia do Nascimento Couceiro

Diretora da Escola Superior de Tecnologia:

Jucimar Maia da Silva Junior

Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica

Jozias Parente de Oliveira

Banca Avaliadora composta por:

Prof. Dr. Israel Gondrés Torné

Prof. Msc. Rubéns de Andrade Fernandes

Prof. Msc. Neilson Luniere Vilaça

Data da defesa: <08/02/2024>.

CIP – Catalogação na Publicação

Assunção, Patrick da Silva

Estudo de proteção secundária de subestação visando garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores / Patrick da Silva Assunção; [orientado por]; orientador Israel Gondrés Torné – Manaus, 2024. 82 p.: il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade do Estado do Amazonas, 2024.

1. Estudo de Proteção. 2. Projeto de Subestação. 3. Coordenação e Seletividade. 4. Elaboração de Projeto. 5. Projeto Residencial Coletivo. I. Torné, Israel Gondrés. II. Universidade do Estado do Amazonas. III. Escola Superior de Tecnologia.

PATRICK DA SILVA ASSUNÇÃO

**ESTUDO DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIA DE SUBESTAÇÃO VISANDO
GARANTIR A QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA
ELÉTRICA AOS CONSUMIDORES**


Pesquisa desenvolvida durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentada à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Nota obtida: 8,50 (OITO E MEIO)

Aprovada em 08 / 02 / 2024 .

Área de concentração: Subestação

BANCA EXAMINADORA


Orientador: Prof. Dr. Israel Gondrés Torné.


Avaliador: Prof. Msc. Rubéns de Andrade Fernandes.


Avaliador: Prof. Msc. Neilson Luniere Vilaça.

Manaus 2024

LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Triângulo de potências	18
Figura 2– Fontes de Tensão Trifásica.....	19
Figura 3 – Fórmulas para corrente/tensões de linha e de fase para sistemas trifásicos equilibrados	20
Figura 4 – Exemplo de Transformador – Transformador à Seco Schneider	23
Figura 5 – Tipos de Cabos.....	25
Figura 6 – Tipos de Sistemas de Distribuição	26
Figura 7 – Capacidade máxima da corrente de curto-circuito	30
Figura 8 – Corrente de curto circuito.....	32
Figura 9 – Tipos de haste de terra.....	39
Figura 10 – Tipos de acessórios de malha de aterramento	40
Figura 11 – Aumento da capacidade instalada de energia.....	42
Figura 12 – Curva característica $I^2CS \times T$ típica para cabos em BT	49
Figura 13 – Dispositivo DR.....	50
Figura 14 – Características do Relé 3UA da Siemens	52
Figura 15 - Metodologia de pesquisa do trabalho	64
Figura 16 - Planta Arquitetônica do Condomínio Residencial Horizontal.....	66
Figura 17 - Detalhamento Padrão de Entrada Terrenos	71
Figura 18 - Detalhamento Interno das Subestações da Rede de Distribuição	71
Figura 19 – Modelo de Transformador de Pedestal	72
Figura 20 - Detalhamento da distribuição em MT	72
Figura 21 - Detalhamento do Poste de Iluminação.....	74
Figura 22 - Dados Da concessionaria	75
Figura 23 - Dados do Transformador do Cliente.....	76
Figura 24 - Impedâncias do Sistema.....	76
Figura 25 - Determinação das Correntes do Sistema	76
Figura 26 - Níveis IMAG, IANSI e de curto circuito vistos pela rede.....	77
Figura 27 - Dimensionamento dos TCs.....	77
Figura 28 - Parâmetros do Relé de Proteção	78
Figura 29 - Resumo dos parâmetros do relé pextron.....	79
Figura 30 - Coordenograma de fase e neutro	80

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SIMBOLOS

FP	Fator de Potência
CA	Corrente Alternada
P	Potência Ativa
Q	Potência Reativa
S	Potência Aparente
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	Curto-Circuito
SEP	Sistema Elétrico de Potência
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SIMBOLOS	6
RESUMO	10
INTRODUÇÃO.....	11
PROBLEMA DE PESQUISA	12
HIPÓTESE	12
OBJETIVOS.....	12
1. REVISÃO DE LITERATURA	13
1.1. CIRCUITOS ELÉTRICOS TRIFÁSICOS	13
1.1.1. Senoides	13
1.1.2. Fasores.....	15
1.1.3. Impedância e Admitância.....	16
1.1.4. Leis de Kirchoff no dominio da frequência	17
1.1.5. Valor RMS ou Eficaz	17
1.1.6. Potência Aparente, potência complexa e Fator de Potência.....	17
1.1.7. Tensões Trifásicas Equilibradas.....	19
1.1.8. Tipos de Conexões	20
1.2. CIRCUITOS DE ACOPLAMENTO MAGNÉTICO	21
1.2.1. Indutância Mutua.....	21
1.2.2. Transformador Elétrico Linear.....	23
1.2.3. Transformador Elétrico Ideal	23
1.3. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES ELÉTRICOS E ELETRODUTOS	24
1.3.1 Cabos condutores	25
1.3.2. Sistemas Secundários Distribuição de Cabos	25

1.3.3. Critérios para Dimensionamento de Condutores	27
1.4. CURTO CIRCUITO	31
1.4.1. Valores por Unidade.....	35
1.4.2. Metodologia de Cálculo	35
1.4.3. Tipos de Corrente de Curto-Circuito.....	36
1.5. SISTEMAS DE ATERRAMENTO	38
1.5.1. Eletrodos Verticais	39
1.5.2. Condutor de aterramento.....	40
1.5.3. Conexões	40
1.5.4. Condutor de Proteção Elétrica.....	41
1.6. SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	41
1.6.1. Geradores de Energia	41
1.6.2. Sistema de Transmissão de Energia	43
1.6.3. Sistema de Distribuição de Energia	44
1.6.4. Subestação de Consumidor	44
1.7. PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO.....	45
1.7.1. Proteção de Sistemas em BT.....	46
1.7.2. Proteção de Sistemas Primários	55
2. METODOLOGIA.....	64
3. CÁLCULO DE POTÊNCIA DEMANDADA	65
4. PROJETO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	67
4.1. Especificação do Padrão de Entrada dos terrenos	70
4.2. Especificação dos Transformadores.....	71
4.2.1. Proteção Secundária dos Transformadores	72
4.3. Especificação da iluminação de postes	73
5. ESTUDO DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIA	75

6. CONCLUSÃO.....	81
REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO	82

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo abrangente sobre a proteção secundária de uma subestação em um condomínio residencial horizontal. Sendo assim, o objetivo principal é garantir a segurança e o funcionamento adequado do sistema elétrico, minimizando os riscos de falhas e danos aos equipamentos. Dessa forma, o objeto de estudo consiste na análise da proteção secundária da subestação, que engloba os dispositivos de proteção utilizados, tais como relés, disjuntores e sistemas de monitoramento. Além disso, a metodologia adotada neste estudo baseou-se em uma revisão bibliográfica para a compreensão dos conceitos teóricos e normas vigentes relacionados à proteção secundária de subestações, assim como foi realizada uma análise e levantamento do sistema elétrico do condomínio residencial, considerando a carga demandada, a topologia do sistema e os equipamentos existentes. Por fim, serão apresentados os resultados do estudo com gráficos, diagramas e tabelas, para que dessa forma possa ser feita a conclusão sobre o estudo como um todo. Pois, este estudo destaca a necessidade de investimentos em proteção secundária de subestações em condomínios residenciais, visando garantir o fornecimento de energia elétrica de qualidade aos moradores. A utilização de relés e dispositivos de proteção adequados, juntamente com sistemas de monitoramento avançados, contribui para a prevenção de falhas e a redução de tempo de indisponibilidade do sistema elétrico, promovendo maior segurança e eficiência energética tanto para os moradores do condomínio quanto para a concessionária de energia.

Palavras-chave: Proteção secundária, subestação, dispositivos de proteção, sistema elétrico de potência.

INTRODUÇÃO

Uma subestação é uma instalação elétrica fundamental no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica. Ela desempenha um papel crucial na transformação, distribuição e controle da energia elétrica, garantindo que a eletricidade gerada nas usinas seja transmitida de forma eficiente aos centros de consumo, como residências, indústrias e estabelecimentos comerciais. Além disso, nos centros de consumo ela desempenha um papel importante de transformar a energia proveniente das subestações de distribuição da concessionária em uma forma utilizável, de qualidade e de acordo com a norma local para a instalação de baixa tensão. Tais subestações possuem vários compartimentos distintos, conhecidos como cubículos, cada um com funções específicas e equipamentos essenciais para garantir o correto dimensionamento e funcionamento, em conformidade com as normas regulamentadoras do Brasil e das regiões onde estão localizadas, no que se refere ao serviço de distribuição de energia.

Dessa forma, o projeto elétrico feito para o condomínio residencial horizontal levou em consideração os padrões técnicos da concessionária local de energia, em particular a Amazonas Energia. Assim como, regulamentos, normas e padrões nacionais. E, foram feitos detalhamentos de instalação, diagramas elétricos, tabelas de levantamento de carga e metodologia de execução de projetos. Além disso, por se tratar de um projeto elétrico de distribuição elétrica subterrânea, a escolha de cabos, equipamentos, transformadores difere da usual.

Então, é de grande conhecimento que a tecnologia está em constante evolução, e por conta disso os padrões técnicos mudam e os dispositivos de proteção evoluem, assim como toda a tecnologia que envolve o setor elétrico de energia. Dessa forma, está pesquisa serve para aumentar o nível técnico do estado da arte atual, demonstrando por meio de diversas ferramentas, metodologias, estudo e dispositivos de proteção como um projeto de padrão técnico de qualidade e arquitetonicamente bem planejado foi feito.

A metodologia empregada em projetos elétricos envolve várias etapas, como levantamento de requisitos, análise de viabilidade, definição de escopo, seleção de tecnologias e materiais, dimensionamento de sistemas, análise de riscos, entre outras. Cada uma dessas etapas é essencial para o resultado final do projeto, e uma abordagem metódica ajuda a garantir que cada aspecto seja adequadamente considerado e implementado.

Através da divulgação científica, profissionais e pesquisadores têm acesso a informações atualizadas e relevantes, podendo aprimorar suas habilidades, ampliar seus conhecimentos e trocar experiências com a comunidade acadêmica e técnica. Além disso, a divulgação de projetos práticos

bem-sucedidos pode inspirar e servir como referência para outros profissionais.

PROBLEMA DE PESQUISA

As instalações elétricas residenciais necessitam de investimentos, tanto em projeto quanto em dispositivos. Dessa forma, levando em consideração que se trata de um projeto elétrico prático, então trata-se de um estudo de caso. Onde, é necessário garantir a segurança e funcionamento adequado, análise de proteção secundária de subestação, fomentar a utilização adequada dos equipamentos e materiais. Da mesma forma, satisfazer os requisitos técnicos da concessionária local diante de um projeto com grande carga consumidora.

HIPÓTESE

É possível o dimensionamento correto dos cabos e eletrodutos para garantir a qualidade aos consumidores, se for feito o levantamento de demanda e desenvolvendo de diagramas elétricos, tabelas de carga, e por fim concluir o estudo de proteção secundária para garantir o pleno funcionamento do sistema. Com isso, poderá se promover a utilização adequada dos equipamentos e materiais, prolongar a vida útil do sistema, satisfazer as normas vigentes e conceitos técnicos de engenharia elétrica, atender a demanda do consumidor.

OBJETIVOS

Nesta seção constam os objetivos da pesquisa, conforme segue

OBJETIVO GERAL

Estudar proteção secundária de subestações visando garantir a qualidade de energia aos consumidores, através de estudo de caso do sistema elétrico privado para atender a demanda de 276 terrenos residenciais e 4 lotes de apoio.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Justificar investimentos em dispositivos de proteção elétrica como prevenção de falha
- Garantir fornecimento de energia elétrica de qualidade aos moradores
- Analisar os resultados obtidos através de gráficos, diagramas e tabelas
- Melhorar a metodologia de elaboração de projetos elétricos para condomínios
- Contribuir com o estado da arte atual no que se refere a estudo de proteção secundária e elaboração de projetos elétricos residenciais horizontais.

1. REVISÃO DE LITERATURA

Nessa seção será apresentado toda revisão da literatura levantada para que fosse realizado a pesquisa, e para que dessa forma, pudesse ser revisado todo o material necessário para completa compreensão a respeito do tema do trabalho.

1.1. CIRCUITOS ELÉTRICOS TRIFÁSICOS

Circuitos elétricos trifásicos são sistemas de distribuição de energia elétrica que envolvem três correntes alternadas, geralmente deslocadas em fase por 120 graus uma em relação à outra. Onde, esses circuitos são amplamente utilizados na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica devido às suas vantagens em termos de eficiência e potência transmitida.

Cada fase do circuito trifásico consiste em uma onda senoidal alternada, e o deslocamento de fase de 120 graus entre as fases permite que a corrente total seja mais uniforme ao longo do tempo, reduzindo as flutuações de energia. Isso resulta em uma entrega de energia mais constante e suave, comparada aos sistemas monofásicos.

Existem dois principais tipos de circuitos trifásicos: ligação em estrela (Y) e ligação em triângulo (Δ). Na configuração em estrela, as extremidades de cada fase são conectadas em um ponto central, conhecido como ponto neutro. Na configuração em triângulo, cada fase é conectada à fase seguinte formando um loop fechado.

Em resumo, circuitos elétricos trifásicos são uma abordagem eficiente e confiável para a distribuição de energia elétrica em grande escala, sendo amplamente usados em indústrias, sistemas de transmissão de energia e outras aplicações de alta potência. E nessa seção será apresentado os principais conceitos para entender esses circuitos.

1.1.1. Senoides

Senoides em circuitos trifásicos referem-se às formas de onda senoidais que representam as correntes ou tensões presentes nas três fases de um sistema elétrico trifásico. Dessa forma, essas senoides são caracterizadas por suas propriedades periódicas, como amplitude, frequência e fase.

Donde, a forma de onda senoidal em circuitos trifásicos, cada fase é representada por uma forma de onda senoidal, que é uma curva suave e repetitiva. Enquanto o deslocamento de fase, as senoides das três fases estão deslocadas em relação umas às outras por 120 graus (ou $2\pi/3$ radianos), isso significa que uma fase atinge o pico enquanto as outras estão em diferentes pontos da sua trajetória, resultando em uma distribuição suave e uniforme de energia ao longo do tempo.

Além disso, cada senoide tem sua própria amplitude, que representa a intensidade da corrente

ou tensão, e frequência, que é o número de ciclos completos que ocorrem em um segundo (medida em Hertz). Dessa forma, as três senoides em um sistema trifásico compartilham a mesma frequência, o que é essencial para a sincronização.

Em resumo, senoides em circuitos trifásicos referem-se às formas de onda senoidais que representam as correntes e tensões em cada uma das três fases de um sistema elétrico trifásico. Essas senoides desempenham um papel fundamental na transmissão eficiente de energia eletromagnética em aplicações industriais e de distribuição de energia. Dessa forma, a seguir serão apresentados os principais conceitos referentes a senoides em circuitos trifásicos.

Considerando a tensão senoidal:

$$v(t) = V_m \text{sen}(wt) \quad (1.1)$$

Donde,

$V_m = \text{Amplitude da senoide}$

$w = \text{frequência angular em radianos}$

$wt = \text{argumento da senoide}$

Além disso, fica evidente que a senoide se repete a cada T segundos, dessa forma T é chamado de período da senoide, ou seja é o tempo de um ciclo completo. Donde,

$$T = \frac{2\pi}{w} \quad (1.2)$$

Dessa forma, pode se concluir que a função senoidal é periodica.

Então, o inverso de T é o numero de ciclos por segundo, conhecido como frequência ciclica f da senoide. Logo,

$$f = \frac{1}{T} \quad (1.3)$$

Sendo assim, comparando as equações 1.2 e 1.3, pode se perceber que:

$$w = 2\pi f \quad (1.4)$$

1.1.2. Fasores

Fasores em circuitos elétricos trifásicos são representações complexas das grandezas elétricas, como tensões e correntes, que variam no tempo de acordo com formas de onda senoidais. Dessa forma, essas representações simplificam a análise e o cálculo de circuitos trifásicos, permitindo que os cálculos sejam realizados no domínio complexo.

Os fasores são vetores complexos que representam grandezas senoidais como uma combinação de amplitude e fase. Tal representação é especialmente útil em circuitos elétricos trifásicos, onde as grandezas variam sinusoidalmente. Além disso, um fasor é definido por sua amplitude, que representa a magnitude da grandeza senoidal, e sua fase, que indica a posição inicial da onda em relação a uma referência, e os fasores são geralmente expressos na forma retangular (forma reta) ou polar (amplitude e ângulo).

De maneira similar às senoides, os fasores correspondentes às três fases estão deslocados em relação uns aos outros por 120 graus (ou $2\pi/3$ radianos). Dessa forma, isso reflete o deslocamento de fase entre as senoides das diferentes fases.

Uma grande vantagem no uso de fasores, é o fato de que simplifica os cálculos matemáticos em circuitos trifásicos. Pois, em vez de lidar com equações diferenciais complexas que descrevem as formas de onda senoidais, os cálculos podem ser realizados por meio de operações algébricas simples no domínio complexo. Onde, as operações com fasores envolvem soma, subtração, multiplicação e divisão de fasores para determinar grandezas resultantes. Tal fato, é especialmente útil na análise de circuitos e na resolução de problemas em circuitos trifásicos.

Além disso, os diagramas de fasores são representações gráficas que ilustram as relações entre os fasores das diferentes grandezas em um circuito trifásico. Onde, eles ajudam a visualizar a relação de fase e amplitude entre as fases. Dessa forma, fasores são usados extensivamente em engenharia elétrica para analisar e projetar sistemas trifásicos, como sistemas de transmissão de energia, motores industriais e aplicações de controle de energia.

Em resumo, fasores em circuitos elétricos trifásicos são representações complexas que simplificam a análise de grandezas senoidais, como tensões e correntes, por meio de vetores que descrevem amplitude e fase. Essa abordagem é crucial para a análise eficiente de circuitos trifásicos e é amplamente utilizada na engenharia elétrica. Então, a seguir estão apresentadas as principais equações e conceitos utilizados, em relação à fasores.

As senoides podem ser expressas em formato de fasores, donde são mais fáceis de serem trabalhados do que as funções seno e cosseno. Dessa forma, o fasor é um numero complexo que

representa a amplitude e a fase de uma senoide (Sadiku, 2018). E, sendo um número complexo existem diferentes representações, conforme pode ser visto a seguir

$$\begin{aligned} z &= x + jy && \text{Forma retangular} \\ z &= r/_\varphi && \text{Forma polar} \\ z &= re^{j\varphi} && \text{Forma exponencial} \end{aligned} \quad (1.5)$$

Dessa forma, pode se fazer a representação da equação 1.1 da seguinte forma:

$$v(t) = \text{Re}(\mathbf{V}e^{j\omega t}) \quad (1.6)$$

No entanto, existem algumas diferenças entre $v(t)$ e \mathbf{V} , e tais diferenças devem ser enfatizadas: $v(t)$ é a representação instantânea ou no domínio do tempo, enquanto \mathbf{V} é a representação em termos de frequência ou no domínio dos fasores, e $v(t)$ é dependente do tempo, enquanto \mathbf{V} não é, por fim $v(t)$ é sempre real sem nenhum termo complexo, enquanto \mathbf{V} geralmente é complexo.

Além disso, vale representar o resumo das relações tensão-corrente, no domínio do tempo e no domínio da frequência, conforme pode ser visto pela tabela abaixo:

Tabela 1 – Resumo das relações tensão-corrente

Elemento	Domínio do tempo	Domínio da frequência
R	$v = Ri$	$\mathbf{V} = R\mathbf{I}$
L	$v = L\frac{di}{dt}$	$\mathbf{V} = j\omega L\mathbf{I}$
C	$i = C\frac{dv}{dt}$	$\mathbf{V} = \frac{\mathbf{I}}{j\omega C}$

Fonte: C. K. Alexander, 2018

1.1.3. Impedância e Admitância

A impedância Z de um circuito é a razão entre a tensão fasorial V e a corrente fasorial I , medida em ohms (Ω). Enquanto, a admitância Y é o inverso da impedância, medida em siemens (S). Dessa forma, temos a equação 1.7 para impedância e 1.8 para admitância, conforme abaixo

$$Z = \frac{V}{I} \text{ ou } V = ZI \quad (1.7)$$

$$Y = \frac{1}{Z} \text{ ou } Y = \frac{I}{V} \quad (1.8)$$

1.1.4. Leis de Kirchhoff no domínio da frequência

As leis dos nós e das malhas são de suma importância para que seja possível realizar análise de circuitos no domínio da frequência. Dessa forma, tem-se para a LKT que a soma dos fasores V_N em um laço fechado é igual a zero. Portanto,

$$\sum_{i=1}^N V_N = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_N = 0 \quad (1.9)$$

Além disso, para a LKC tem-se que a soma dos I_N em uma superfície fechada em um circuito é igual a zero. Dessa forma,

$$\sum_{i=1}^N I_N = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_N = 0 \quad (1.10)$$

1.1.5. Valor RMS ou Eficaz

Existe a necessidade de medir a eficácia de uma fonte de tensão ou corrente quando ocorre potência para uma carga resistiva. Dessa forma, o valor eficaz de uma corrente é a corrente CC que tem a mesma potência média para um resistor em corrente periódica. De maneira geral, para qualquer função periódica $x(t)$ em geral, o valor RMS é dado por

$$X_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T x^2 dt} \quad (1.11)$$

1.1.6. Potência Aparente, potência complexa e Fator de Potência

A potência aparente é medida em VA, donde é o produto entre os valores RMS da tensão e corrente. Sendo assim, tem-se

$$S = V_{RMS} I_{RMS} \quad (1.12)$$

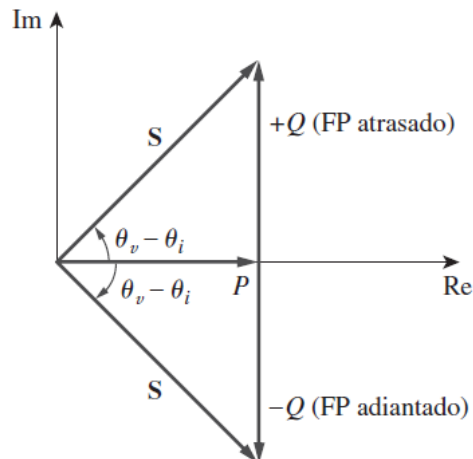
Ao longo dos anos com os estudos relacionados a engenharia elétrica de sistemas de potência, os engenheiros criaram o termo potência complexa para que dessa forma, fosse possível determinar

o efeito total das cargas paralelo. Donde, a potencia complexa é importante na análise de potência por conter todas as informações pertinentes à potência absorvida por uma carga. Então, tem-se outro conceito importante em análises de sistemas de potência que é o triângulo de potências. Donde, tem-se a equação 1.13 para representar tanto a parte real da potência aparente medida em W, e a parte imaginária que é medida em VAR – também conhecida como potência reativa.

$$S = P + JQ \quad (1.13)$$

A seguir mostra-se uma representação do triângulo de potências.

Figura 1– Triângulo de potências



Fonte: C. K. Alexander, 2018

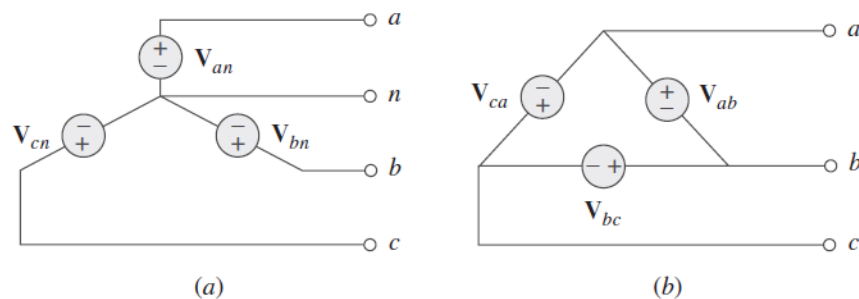
Então, pode-se calcular o fator de potência: que é o cosseno da diferença de fase entre tensão e corrente, ele também é o cosseno do ângulo da impedância da carga. Além disso, o fator de potência varia entre zero e um. Dessa forma, para uma carga puramente resistiva o valor do fator de potência é igual a um. No entanto, para uma carga puramente reativa seu ângulo varia de $\pm 90^\circ$ e o fator de potência se torna zero. Ou seja, quanto mais potência reativa tiver a carga mais próximo de zero será o fator de potência, por outro lado quanto maior for a potência ativa mais próximo de um será o fator de potência. Inclusive, segundo o Prodist módulo 8 o fator de potência deve ser de no mínimo 0,92 para manter a qualidade de energia (ANEEL, 2017). Portanto, a equação a seguir mostra como fazer o cálculo do fator de potência.

$$\text{Fator de Potência} = \frac{P}{S} = \cos (\theta_v - \theta_i) \quad (1.14)$$

1.1.7. Tensões Trifásicas Equilibradas

As tensões trifásicas geralmente são geradas por um alternador trifásico de corrente alternada. Esse dispositivo consiste fundamentalmente em um ímã giratório, conhecido como rotor, cercado por um enrolamento fixo chamado estator. Três bobinas ou enrolamentos distintos, são posicionados com um espaçamento de 120 graus ao redor do estator. Uma vez que cada bobina pode ser tratada como um gerador monofásico, o gerador trifásico é capaz de alimentar tanto cargas monofásicas quanto trifásicas. Um arranjo típico de sistema trifásico consiste em três fontes de tensão conectadas a cargas através de três ou quatro cabos (ou linhas de transmissão). Dessa forma, um sistema trifásico é equivalente a três circuitos monofásicos. Então, as fontes de tensão podem ser interconectadas em forma de triângulo, como ilustrado na figura 2a, ou em configuração estrela, conforme apresentado na Figura 2b.

Figura 2– Fontes de Tensão Trifásica



Fonte: C. K. Alexander, 2018

Por enquanto, será focado nas tensões conectadas em configuração de triângulo da Figura 2a. As tensões V_{an} , V_{bn} e V_{cn} , chamadas de tensões de fase, correspondem respectivamente às tensões entre as linhas a , b e c , e o ponto neutro n . Então, quando as fontes de tensão possuem a mesma amplitude e frequência, e estão defasadas em 120 graus uma da outra, diz-se que as tensões estão equilibradas – cargas equilibradas são aquelas que possuem as impedâncias por fase iguais em magnitude e fase. Portanto, as tensões de fase equilibradas têm a mesma magnitude e estão defasadas entre si em 120 graus. Dessa forma, tem-se a seguinte equação

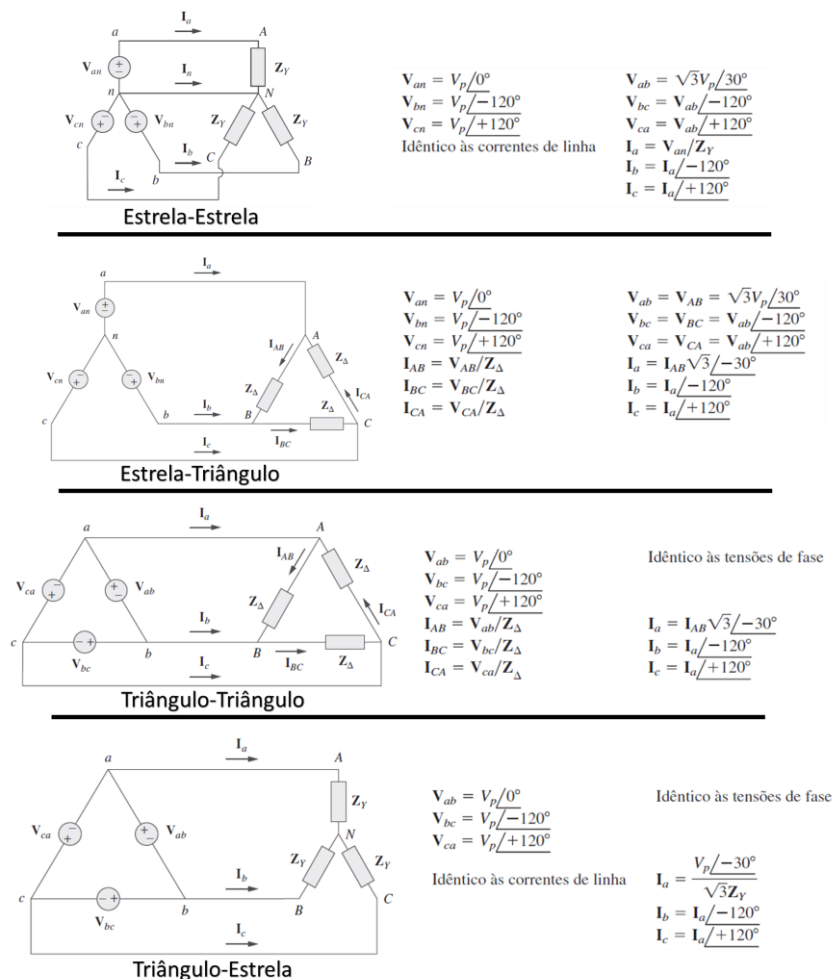
$$\begin{aligned}
 V_{an} &= V_p / \angle 0^\circ \\
 V_{bn} &= V_p / \angle -120^\circ \\
 V_{cn} &= V_p / \angle +120^\circ
 \end{aligned} \quad (1.15)$$

Por fim, vale destacar o conceito de sequência de fase em que trata da ordem cronológica na qual as tensões atravessam os seus valores máximos.

1.1.8. Tipos de Conexões

Com base na seção anterior foi visto o caso da configuração em triângulo, no entanto nessa seção será apresentado as outras configurações mais usuais. De forma, geral são possíveis as seguintes configurações: estrela-estrela, estrela-triângulo, triângulo-triângulo e triângulo-estrela. As seguintes imagens ilustram a configuração e a formula a ser trabalhada com tensão e corrente, supondo-se abc positiva.

Figura 3 – Fórmulas para corrente/tensões de linha e de fase para sistemas trifásicos equilibrados



Fonte: adaptado de C. K. Alexander, 2018

1.2. CIRCUITOS DE ACOPLAMENTO MAGNÉTICO

Circuitos de acoplamento magnético envolvem a interação entre dois ou mais circuitos elétricos por meio de campos magnéticos compartilhados. Isto é, esses circuitos estão fisicamente próximos o suficiente para permitir que o fluxo magnético gerado por um circuito influencie o funcionamento do outro, fazendo dessa forma com que se possa alterar as relações de corrente e tensão, e manter a energia, com perdas mínimas.

O acoplamento magnético ocorre quando dois circuitos estão próximos o suficiente para que o campo magnético gerado por um deles influencie as propriedades magnéticas do outro. Tal fato pode acontecer através de transformadores, indutores mútuos e dispositivos similares.

Donde, um transformador é um dispositivo de acoplamento magnético fundamental, e ele consiste em duas ou mais bobinas enroladas em torno de um núcleo magnético. Dessa forma, quando uma corrente alternada passa pela bobina primária, ela gera um campo magnético que induz uma corrente na bobina secundária, permitindo o ajuste da tensão ou corrente em um circuito. Além dos transformadores, existem os indutores mútuos, que são componentes que exploram o acoplamento magnético. Isto é, quando um indutor está próximo a outro indutor, o fluxo magnético gerado por um indutor pode influenciar a indutância do outro.

Os circuitos de acoplamento magnético oferecem diversas vantagens, como transferência eficiente de energia entre circuitos, isolamento elétrico, amplificação de sinais, ajuste de impedância e controle de voltagem e corrente. Dessa forma, Circuitos de acoplamento magnético são amplamente utilizados em diversas áreas, como eletrônica de potência, transformadores para distribuição de energia, telecomunicações e muito mais. Ainda existem alguns desafios, pois embora o acoplamento magnético tenha muitas vantagens, ele também apresenta perdas de energia por efeito Joule nas bobinas, distorções causadas por campos magnéticos externos e problemas de interferência eletromagnética.

Em resumo, circuitos de acoplamento magnético são estruturas que exploram os efeitos dos campos magnéticos compartilhados entre circuitos próximos. Esses circuitos são fundamentais em muitas aplicações de eletrônica e energia devido à sua capacidade de transferir energia e informações de forma eficiente e controlada. Sendo assim, a seguir serão apresentados os principais conceitos referentes ao tema.

1.2.1. Indutância Mutua

Até o momento, foram apresentados apenas os circuitos considerados como acoplamento condutivo, e nessa seção será apresentada o acoplamento magnético entre circuitos elétricos. O

acoplamento condutivo ocorre quando circuitos influenciam uns aos outros por meio da condução de eletricidade, enquanto o acoplamento magnético ocorre quando circuitos interagem através do campo magnético gerado por um deles.

Transformadores são dispositivos que utilizam o acoplamento magnético por meio de bobinas para transferir energia entre circuitos. Eles têm aplicação fundamental em sistemas de geração de energia, bem como em aparelhos como rádios e televisores para ajustar impedâncias e modular tensões e correntes. Dessa forma, será apresentado o conceito de indutância mútua, e introduzir ao transformador e suas variantes.

Quando dois indutores (ou bobinas) estão próximos, a corrente em uma bobina gera um fluxo magnético que induz uma tensão na outra, caracterizando a indutância mútua. Inicialmente, considerando uma única bobina com N espiras, a tensão induzida é proporcional à variação do fluxo magnético resultante da corrente, conforme a lei de Faraday (Gomes, 2018). Essa relação é expressa como a seguinte equação, definindo a autoindutância L da bobina.

$$v = N \frac{d\phi}{dt} = L \frac{di}{dt} \quad (1.16)$$

Dessa forma, ao isolar L , tem-se a seguinte equação:

$$L = \frac{d\phi}{di} \quad (1.17)$$

Ao analisar duas bobinas próximas, com autoindutâncias L_1 e L_2 e espiras N_1 e N_2 , respectivamente, e supondo que apenas uma delas possui corrente, o fluxo magnético emitido pela primeira bobina se divide em dois componentes: um que atravessa somente a bobina 1 e outro que está associado a ambas as bobinas. Isso resulta em uma relação de tensão e fluxo magnético compartilhado entre elas, demonstrando um acoplamento magnético. Apesar da separação física, as bobinas são consideradas acopladas magneticamente. A tensão induzida na bobina 1 é influenciada por todo o fluxo magnético que a atravessa. A interação magnética entre as bobinas permite a transferência de energia e sinal entre os circuitos acoplados, tendo implicações importantes na análise de sistemas elétricos e no funcionamento de dispositivos como transformadores. Sendo assim, as seguintes equações mostram a relação entre elas.

$$v_1 = M \frac{di_2}{dt}, \text{ donde } M = N_2 \frac{d\phi_{12}}{dt} = N_1 \frac{d\phi_{21}}{dt} \quad (1.18)$$

$$v_2 = M \frac{di_1}{dt}$$

A indutância mútua entre duas bobinas é designada como M e é medida em henrys (H), semelhante à autoindutância L. Essa indutância mútua ocorre quando as bobinas estão próximas e os circuitos são alimentados por fontes de corrente variável ao longo do tempo. Portanto, a indutância mútua é a capacidade de um indutor de induzir tensão em um indutor vizinho.

1.2.2. Transformador Elétrico Linear

O transformador é um dispositivo magnético que aproveita a indutância mútua e é introduzido como um novo elemento de circuito. Geralmente, possui quatro terminais e é composto por duas ou mais bobinas acopladas magneticamente. O enrolamento ligado à fonte de tensão é chamado de primário, enquanto o enrolamento ligado à carga é o secundário.

Um transformador é considerado linear se as bobinas forem enroladas em um material magneticamente linear, como ar, plástico ou madeira. A maioria dos materiais é magneticamente linear. Os transformadores lineares, usados em dispositivos como rádios e TVs, são chamados às vezes de "transformadores de núcleo de ar". Alguns exemplos de transformadores podem ser vistos abaixo na figura abaixo

Figura 4 – Exemplo de Transformador – Transformador à Seco Schneider



Fonte: Manual do Fabricante, Schneider, 2020

1.2.3. Transformador Elétrico Ideal

Um transformador ideal é caracterizado por um acoplamento perfeito, com as bobinas

primária e secundária possuindo um grande número de espiras enroladas em um núcleo de alta permeabilidade. Isso garante que o fluxo magnético seja associado a todas as espiras, alcançando um acoplamento ideal. Em frequência, o comportamento é definido por equações que relacionam correntes e tensões.

Um transformador ideal pode ser visto como o limite de dois indutores acoplados com indutâncias tendendo ao infinito e um acoplamento perfeito. Transformadores ideais são sem perdas e possuem coeficiente de acoplamento unitário, com autoindutâncias infinitas nas bobinas.

Transformadores com núcleo de ferro se aproximam das características dos transformadores ideais, amplamente usados em sistemas de geração de energia e eletrônica. Eles consistem em enrolamentos primários e secundários com diferentes espiras e podem ser abaixadores ($V_2 < V_1$) ou elevadores ($V_2 > V_1$) de tensão, dependendo da relação de espiras n . No caso de uma tensão senoidal aplicada ao enrolamento primário, a tensão induzida no enrolamento secundário é determinada pela relação de espiras e a razão das tensões. Essas propriedades definem os tipos de transformadores (abaixadores ou elevadores) e suas aplicações (Dugan, 2020). Dessa forma, considerando N_1 e N_2 o número de espiras do enrolamento primário e secundário, respectivamente. Então, as seguintes equações são amplamente utilizadas para o cálculo de tensão e corrente.

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{N_2}{N_1} = n \quad (1.19)$$

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{1}{n} \quad (1.20)$$

Conforme já mencionado anteriormente, a relação n indica se um transformador será abaixador ou elevador. Essas informações geralmente já constam na placa do transformador, porém para efeitos de cálculo e dimensionamento é sempre relevante saber como efetuar tais operações.

1.3. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES ELÉTRICOS E ELETRODUTOS

O dimensionamento de um condutor exige uma análise minuciosa das condições de instalação e da carga a ser alimentada. Então, um condutor inadequadamente dimensionado não apenas afeta o funcionamento da carga, mas também aumenta o risco de incêndio, especialmente quando a proteção é insuficiente. Dessa forma, para garantir o dimensionamento correto, é essencial projetar os dispositivos de proteção de forma a evitar que as sobrecargas e sobrecorrentes do sistema comprometam o isolamento do condutor.

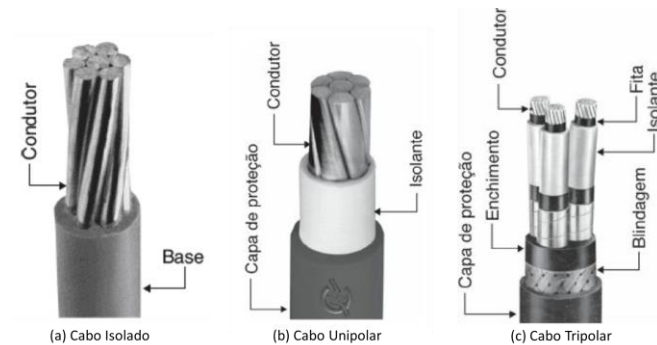
1.3.1 Cabos condutores

A escolha do material condutor em instalações é predominantemente cobre devido à sua eficácia. Dessa forma, o uso de condutores de alumínio é limitado, apesar de ser mais econômico, devido a dificuldades de conexão e maior cuidado necessário devido a suas propriedades químicas e mecânicas. Logo, conexões de condutores de alumínio requerem habilidades e técnicas específicas.

Diferentes tipos de compostos isolantes, como PVC, EPR e XLPE, são empregados nos fios e cabos, com suas próprias características químicas, elétricas e mecânicas para atender a condições específicas de cada instalação (PROCOBE, 2011).

Condutores isolados referem-se a fios com isolamento sem capa protetora, enquanto condutores unipolares possuem isolamento protegido por uma capa, muitas vezes PVC. Por outro lado, cabos multipolares consistem em múltiplos condutores isolados protegidos por uma capa externa.

Figura 5 – Tipos de Cabos



Fonte: J. Mamede, 2020

Dessa forma, condutores isolados e cabos multipolares não propagadores de chama, livres de halogênio e com baixa emissão de fumaça e gases tóxicos estão em conformidade com as normas: NBR 7288, NBR 7286 e NBR 7287.

Cabos de alta tensão possuem constituição mais complexa devido aos maiores gradientes de tensão de campo elétrico. Então, a isolação de condutores isolados é definida pela tensão entre fases, enquanto condutores unipolares têm isolação baseada nas tensões entre fase e terra, e entre fases, com padrões regulamentados pelas normas NBR 6148 e NBR 6251, respectivamente.

1.3.2. Sistemas Secundários Distribuição de Cabos

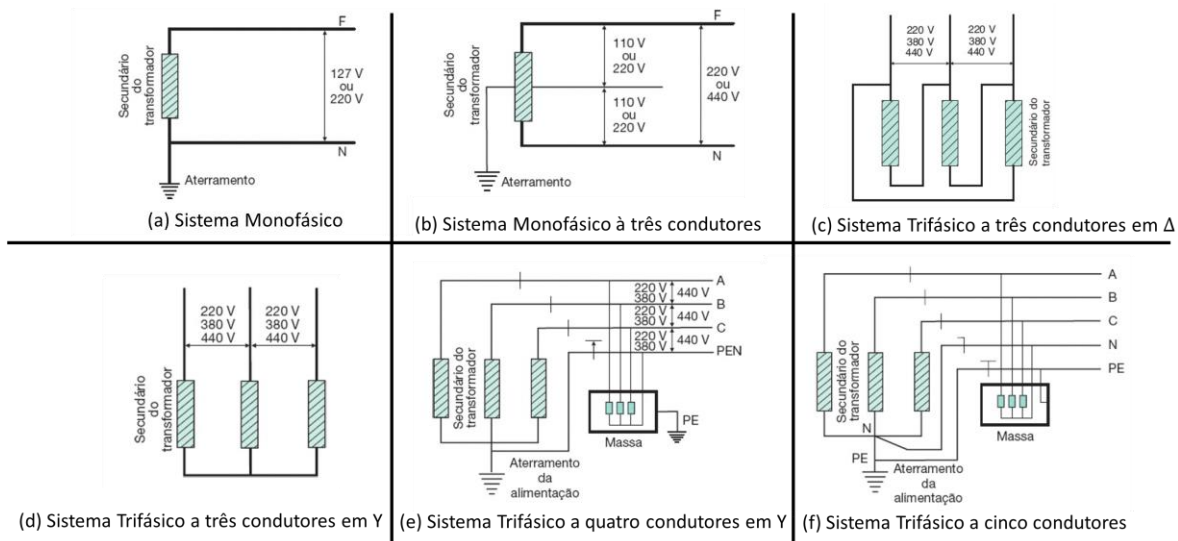
Conforme, já foi explicado na seção 6 a tensão secundária é a tensão de saída dos transformadores elétricos. Dessa forma, considerando um sistema elétrico de potência em que o

transformador abaixador, atua para que a tensão no secundário seja em valores residenciais ou comerciais, usualmente 127/220 V. Logo, diferentes sistemas de distribuição de cabos de energia são utilizados com base na carga e nas necessidades da instalação, então para sistemas de corrente alternada com condutores vivos, existem as seguintes opções:

- Sistema Monofásico a Dois Condutores (Fase-Neuro): Comum em residências isoladas e prédios com poucas unidades de consumo e carga reduzida, conforme a figura 6(a).
- Sistema Monofásico a Três Condutores: Usado em instalações pequenas residenciais e comerciais, onde há iluminação e motores, conforme a figura 6(b).
- Sistema Trifásico a Três Condutores (3F): Utilizado em instalações industriais onde motores são a carga principal. Pode ser conectado em triângulo ou estrela, com ou sem ponto neutro isolado, conforme as figuras 6(c) e 6(d).
- Sistema Trifásico a Quatro Condutores (3F-N): Comum em instalações elétricas comerciais e industriais de pequeno porte. Geralmente usa configuração estrela com ponto neutro aterrado, conforme a figura 6(e).
- Sistema Trifásico a Cinco Condutores (3F-N-T): Empregado em instalações industriais de médio e grande porte. Configuração estrela com ponto neutro aterrado, similar ao sistema anterior, conforme a figura 6(f).

Cada sistema oferece uma gama de tensões de saída para atender às diversas necessidades de carga. As configurações estrela e triângulo são as principais opções para os sistemas trifásicos.

Figura 6 – Tipos de Sistemas de Distribuição



Fonte: adaptado de J. Mamede, 2020

1.3.3. Critérios para Dimensionamento de Condutores

Condutores secundários são definidos por suas características de isolamento e cobertura, incluindo: Isolação de PVC para 750 V, sem cobertura, Isolação de PVC ou EPR para 0,6/1,0 kV, com capa de proteção em PVC, Isolação de XLPE para 0,6/1,0 kV, com capa de proteção em PVC.

Dessa forma, para determinar a seção de condutores em circuitos com cabos isolados, é necessário conhecer os Métodos de Referência e capacidade do condutor depende dos Tipos de Linhas Elétricas estão estabelecidos na tabela 33 da NBR 5410.

Além disso, a seção mínima dos condutores elétricos deve satisfazer três critérios simultaneamente: seção mínima do condutor; capacidade de condução de corrente; limites de queda de tensão, e capacidade de condução de corrente de curto-circuito por tempo limitado. Cada um dos critérios será apresentado a seguir (Cotrim, 2008).

1.3.3.1. Critério da seção mínima do condutor

Neste critério, é levado em consideração a tabela 47 da NBR 5410, donde pode ser vista na tabela 2 deste trabalho. Em particular, as seções mínimas são ditadas por razões mecânicas, e que os circuitos de tomada de corrente são considerados circuitos de força. Além disso, em circuitos de sinalização e controle destinados a dispositivos eletrônicos é admitida a seção mínima de 0,1 mm², assim como em cabos multipolares flexíveis contendo sete ou mais veias é admitido uma seção mínima de 0,1 mm² (NBR 5410, 2018).

Dessa forma, levando em consideração o exposto no trabalho que os cabos de cobre são mais utilizados para instalações residenciais. Então, fica evidente que a seção mínima para circuitos de iluminação é de 1,5mm² e para circuito de força é de 2,5mm²

Tabela 2 – Seção mínima dos condutores

Tipo de linha		Utilização do circuito	Seção mínima do condutor mm ² - material
Instalações fixas em geral	Condutores e cabos isolados	Circuitos de iluminação	1,5 Cu 16 Al
		Circuitos de força ²⁾	2,5 Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	0,5 Cu ³⁾
	Condutores nus	Circuitos de força	10Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	4 Cu
Linhas flexíveis com cabos isolados	Para um equipamento específico	Como especificado na norma do equipamento	
	Para qualquer outra aplicação	0,75 Cu ⁴⁾	
	Circuitos a extra baixa tensão para aplicações especiais	0,75 Cu	

Fonte: NBR 5410

1.3.3.2. Critério da capacidade de condução de corrente

O critério de capacidade de condução de corrente leva em consideração a tabela 33 da norma

NBR5410, pois primeiramente deve ser escolhido o método de instalação. Após ser feita a escolha do método de instalação, deve-se avaliar a corrente elétrica de projeto que passará pelo cabo, então com base na corrente e no método de instalação, deve ser avaliado nas tabelas 36, 37 e 38 qual a seção do condutor que suporta a corrente, levando em consideração que a corrente de projeto com os fatores de correção aplicados, deve ser menor que a corrente máxima suportada pelo cabo. Isto é,

$$I_B < I_Z \quad (1.21)$$

Donde, I_Z é a corrente do cabo e I_B é a corrente de projeto.

Dessa forma, tomando como exemplo uma instalação elétrica residencial, donde no ramal passa uma corrente de projeto 79,46 A, e considerando um método de referência de número 7, conforme a tabela 33, e considerando três condutores carregados, e que a temperatura ambiente em que esse cabo está exposto seja de 40°C, isolamento em PVC, o fator de correção de temperatura pela tabela 40 seria de 0,87, e tendo em vista que trata-se de uma instalação residencial comum, o neutro não estará carregado e a corrente nos condutores de fase não possui componentes harmônicas de ordem três e múltiplos numa faixa superior a 15%, dessa forma considera-se o fator de correção devido ao carregamento de neutro equivalente a 1,00. E quanto ao agrupamento de circuitos, por se tratar de apenas 1 circuito referente ao padrão de entrada até o quadro geral, considera-se um fator de correção por agrupamento equivalente a 1,00 que pode ser verificado na Tabela 42 da norma. Por fim, o cálculo para a corrente de projeto corrigida se dá pela seguinte fórmula:

$$I'_B = \frac{I_B}{F_{c1}F_{c2}F_{c3}} = \frac{79,46}{0,87 * 1 * 1} \Rightarrow I'_B = \mathbf{91,33 A}$$

Então, o cabo selecionado para ser utilizado teria a seção de 35mm², donde $I_Z=110$ A. No entanto, é necessário avaliar o comportamento da capacidade do condutor perante a temperatura em que o cabo está exposto. Dessa forma, tem-se que

$$I'_Z = I_Z * F_{c1} = 110 * 0,87 \Rightarrow I'_Z = \mathbf{95,70 A}$$

Logo, percebe-se que $I'_Z > I'_B$, e portanto satisfaz a condição estabelecida na equação 6.20, e dessa forma o cabo de 35mm² isolamento em PVC poderia ser utilizado, pois satisfaz o critério de

capacidade de condução de corrente.

Esse tópico pode se estender muito mais se for considerado que existem harmônicas, ou cargas capacitivas e indutivas. No entanto, para fins didáticos foi necessário mostrar a forma mais simples de aplicação do critério (Creder, 2007).

1.3.3.3. Critério do limite da queda de tensão

Esse critério é avaliado para satisfazer as condições de tensão adequada, tem-se: o cálculo utilizando a equação para queda de tensão de condutores, dessa forma é verificado se a seção encontrada atende o critério de queda de tensão no trecho escolhido. Então, as equações a seguir mostram o cálculo para a seção mínima levando-se em consideração a queda de tensão, para circuitos monofásicos e trifásicos.

$$S_C = \frac{200 \times \rho \times \sum(L_C \times I_C)}{\Delta V_C \times V_{FN}} \text{ (mm}^2\text{)} \rightarrow \text{Queda de tensão em sistema monofásico} \quad (1.22)$$

$$S_C = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times \sum(L_C \times I_C)}{\Delta V_C \times V_{FF}} \text{ (mm}^2\text{)} \rightarrow \text{Queda de tensão em sistema trifásica} \quad (1.23)$$

Donde,

ρ – resistividade do material condutor (cobre): $1/56 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$;

L_C – comprimento do circuito, em m;

I_C – corrente total do circuito, em A;

ΔV_C – queda de tensão máxima admitida em projeto, em %;

V_{FN} – tensão entre fase e neutro, em V;

V_{FF} – tensão entre fase e fase.

Em particular os valores aceitáveis de queda de tensão para sistemas monofásicos e bifásicos é de 3% e para sistemas trifásicos é de 5%, segundo a NBR 5410.

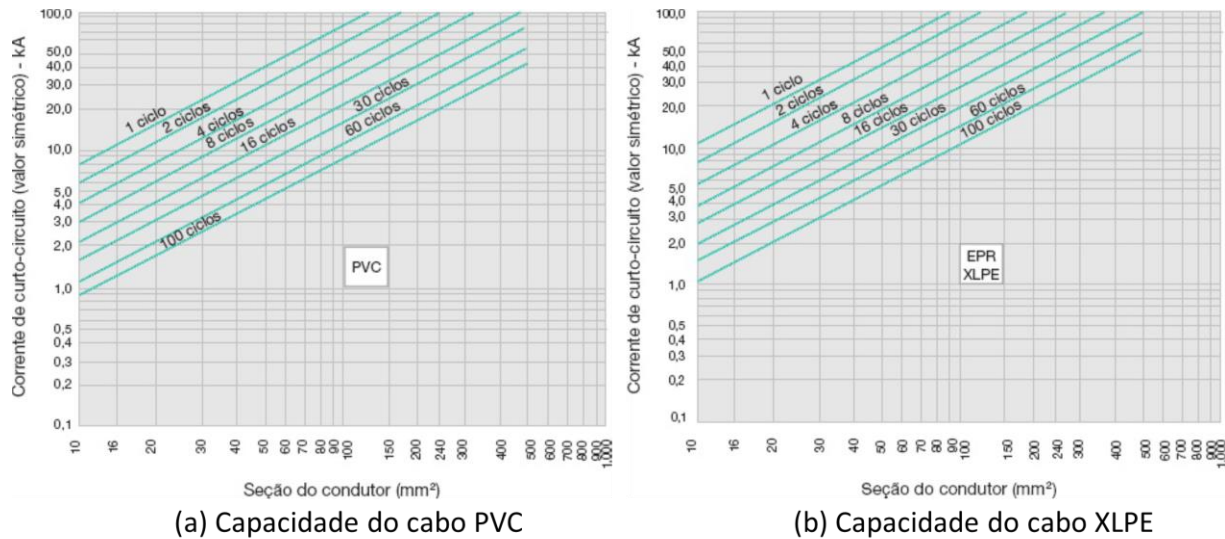
1.3.3.4. Critério da capacidade de corrente de curto circuito

No dimensionamento de condutores, é essencial conhecer as correntes de curto-circuito em vários pontos da instalação, pois as consequências térmicas podem impactar o isolamento dos condutores. Dessa forma, os condutores projetados para transportar correntes de carga normais têm limitações significativas para transportar correntes de curto-circuito, que podem ser até 100 vezes maiores. Isso é devido ao tempo máximo que um condutor pode operar sob a corrente de curto-

circuito (Monteiro, 2009).

Os gráficos nas Figuras 7(a) e 7(b), relacionados a cabos PVC/70°C, XLPE e EPR, permitem determinar a máxima corrente de curto-circuito aceitável em um cabo, a seção do condutor necessária para resistir a uma condição específica de curto-circuito e o tempo máximo que o condutor pode operar com uma determinada corrente de curto-circuito sem danificar a isolamento.

Figura 7 – Capacidade máxima da corrente de curto-circuito



Fonte: adaptado de J. Mamede, 2020

Assim, a seção mínima do condutor pode ser determinada usando a Equação (1.24), que é a base dos gráficos mencionados acima.

$$S_C = \frac{\sqrt{T_e} \times I_{CS}}{0,34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i}\right)}} \quad (1.24)$$

Por fim, vale destacar que a seção do cabo do neutro (N) deve ser a mesma que a seção do cabo das fases, segundo a NBR 5410. E que o cabo de proteção elétrica (PE) deve ser dimensionado de acordo com a NR 10, conforme a tabela abaixo demonstra:

Tabela 3 – Seção dos condutores N e PE de acordo com a fase

Fases (mm ²)	Neutro (mm ²)	PE (mm ²)
$S_C < 16$	S_C	S_C
$16 \leq S_C \leq 35$	S_C	16
$S_C \geq 35$	S_C	$S_C/2$

Fonte: NBR 5410

1.3.4. Dimensionamento de Eletrodutos

Existem diversos casos para dimensionamento de eletrodutos, segundo a NBR 5410. No entanto, a que será apresentada aqui será a de utilização de cinco condutores (3F+N+PE). Dessa forma, os cabos devem ocupar no máximo cerca de 40% do volume do condutor. Sendo assim, utiliza-se a seguinte fórmula para o cálculo do diâmetro do eletroduto [10].

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times \sum A_{cond}}{0,4 \times \pi}} \quad (mm^2) \quad (1.25)$$

Donde,

A_{cond} – soma das áreas dos condutores com isolação;

D_i – Diâmetro do eletroduto

1.4. CURTO CIRCUITO

A determinação das correntes de curto-circuito em instalações elétricas industriais de baixa e alta tensões é crucial para projetar as proteções e coordenar os elementos do sistema. Dessa forma, esses valores são calculados com base nas impedâncias desde o ponto de falha até a fonte geradora.

Correntes de curto-circuito têm intensidades altas e curta duração, frequentemente resultando de isolamento comprometido em algum componente do sistema elétrico. Os danos são mitigados pela atuação adequada dos dispositivos de proteção. Então, os picos dessas correntes geralmente variam entre 10 a 100 vezes a corrente nominal no ponto de falha, dependendo de sua localização.

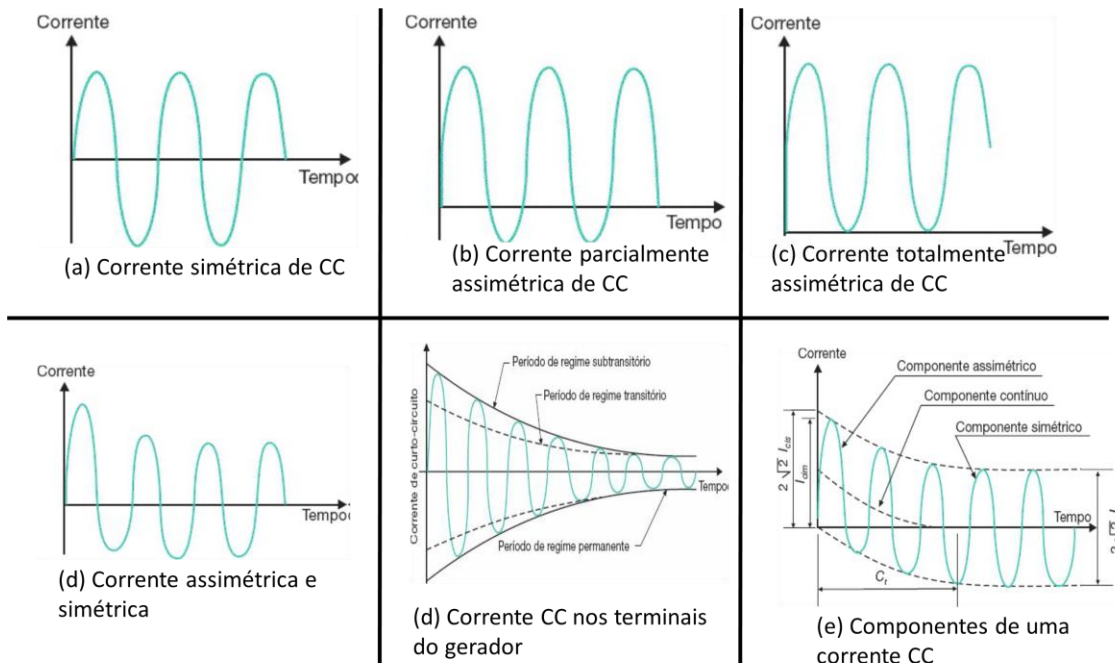
Além dos danos causados por componentes queimados, as correntes de curto-circuito geram esforços mecânicos, impactando barramentos, chaves e condutores. Isso pode levar à quebra de suportes e deformações nas estruturas de quadros de distribuição, caso essas estruturas não sejam adequadamente dimensionadas para resistir a essas forças eletromecânicas resultantes.

É considerado uma fonte de corrente de curto-circuito qualquer componente elétrico no sistema que contribui para a corrente de defeito. Isso inclui geradores, capacitores síncronos e motores

de indução. Entretanto, transformadores não são verdadeiras fontes de corrente de curto-circuito, mas sim componentes com alta impedância inseridos no sistema elétrico (Mamede, 2002).

Dessa forma, é necessário análise das formas de onda das correntes de curto-circuito, examinando sua caracterização, influência dos valores em relação às fontes e a formulação matemática simplificada. Curto-circuitos podem ser "francos" ou "a arco", sendo os primeiros quando há contato direto de um condutor de fase com massa metálica aterrada, resultando em altas correntes circulantes no sistema. Além disso, há casos em que a corrente de curto é igual ou menor que a corrente de carga, chamados "curtos-circuitos de alta impedância para a terra". Para evitar danos, a corrente de curto-circuito elevada é reduzida a níveis compatíveis com os equipamentos por meio de soluções como a introdução de reatores-série nos condutores de fase. Dessa forma, a figura abaixo mostra alguns tipos de corrente de curto circuito (CC)

Figura 8 – Corrente de curto circuito



Fonte: Adaptado de J. Mamede, 2020

Conforme, pode ser observado, as correntes de CC são senoidais, dessa forma o seu valor pode ser fornecido a qualquer instante pelas equações 1.26 e 1.27:

$$I_{CC}(t) = \sqrt{2} \times I_{CS} \times [\text{sen}(\omega t + \beta - \theta) - e^{-\frac{t}{C_t}} \times \text{sen}(\beta - \theta)] \quad (1.26)$$

$$C_t = \frac{X}{2 \times \mu \times F \times R} \text{ (s)} \quad (1.27)$$

Donde,

$I_{CC}(t)$ – valor instantâneo da corrente de curto-circuito, em determinado instante t ;

I_{CS} – valor eficaz simétrico da corrente de curto-circuito;

t – tempo durante o qual ocorreu o defeito no ponto considerado, em s ;

C_t – constante de tempo;

β – deslocamento angular, em graus elétricos ou radiano, medido no sentido positivo da variação dv/dt , a partir de $V = 0$, até o ponto $t = 0$ (ocorrência do defeito);

R – resistência do circuito, desde a fonte geradora até o ponto de defeito, em Ω ou pu ;

X – reatância do circuito, desde a fonte geradora até o ponto de defeito, em Ω ou pu ;

ωt – ângulo de tempo;

F – Frequência em Hz.

Em relação as correntes de curto-circuito em sistemas trifásicos, destaca-se que as tensões estão defasadas em 120° elétricos e que, ao analisar correntes de CC, deve-se considerar a tensão de fase que resulta na maior corrente. Quando uma tensão de fase está passando por zero, as outras duas estão a 86,6% do valor máximo.

A corrente de curto-circuito atinge seu maior valor quando ocorre um defeito no ponto em que a tensão está passando por zero. Se o defeito ocorrer nos terminais do gerador, a corrente sofre um defasamento angular próximo de 90° . Por outro lado, se o defeito estiver mais distante, o defasamento é influenciado pela impedância do sistema.

Em um defeito tripolar, analisa-se apenas uma fase, extrapolando o resultado para as outras fases sob condições semelhantes. O cálculo das correntes de curto-circuito fornece as correntes simétricas eficazes (WEG, 2017).

Em virtude da constante de tempo da componente contínua depender da Resistência (R) e Reatância (X) medida desde a fonte até o ponto de defeito, há uma relação entre aos valores eficazes das correntes simétricas e assimétricas, dado pela seguinte equação

$$I_{ca} = I_{cs} \times \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2t}{ct}}} \quad (1.28)$$

O fator de assimetria, que é a parte que multiplica I_{cs} , pode ser calculado para diferentes valores da constante de tempo e do tempo. Como R e X deverão ser valores conhecidos, é usual, se definir um tempo e calcular Fa em função da relação X/R.

Na literatura é recomendado utilizar $t=4,16\text{ms}$, que corresponde a $\frac{1}{4}$ do ciclo de 60Hz, ou seja, o valor de pico do primeiro semi-ciclo da corrente assimétrica (corrente de impulso).

Tabela 4 – Determinação de FA a partir da relação X/R

Relação X/R	Fator de assimetria FA	Relação X/R	Fator de assimetria FA	Relação X/R	Fator de assimetria FA
0,40	1,00	3,80	1,37	11,00	1,58
0,60	1,00	4,00	1,38	12,00	1,59
0,80	1,02	4,20	1,39	13,00	1,60
1,00	1,04	4,40	1,40	14,00	1,61
1,20	1,07	4,60	1,41	15,00	1,62
1,40	1,10	4,80	1,42	20,00	1,64
1,60	1,13	5,00	1,43	30,00	1,67
1,80	1,16	5,50	1,46	40,00	1,68
2,00	1,19	6,00	1,47	50,00	1,69
2,20	1,21	6,50	1,49	60,00	1,70
2,40	1,24	7,00	1,51	70,00	1,71
2,60	1,26	7,50	1,52	80,00	1,71
2,80	1,28	8,00	1,53	100,00	1,71
3,00	1,30	8,50	1,54	200,00	1,72
3,20	1,32	9,00	1,55	400,00	1,72
3,40	1,34	9,50	1,56	600,00	1,73
3,60	1,35	10,00	1,57	1000,00	1,73

Fonte: Adaptado de J. Mamede, 2020

O cálculo da corrente de curto-circuito em qualquer ponto do sistema elétrico é fundamentado nas impedâncias presentes na configuração. Donde, a suposição simplificadora é que será calculado a corrente de curto-circuito sem levar em conta a impedância equivalente do conjunto formado pela geração, transmissão e distribuição. Em outras palavras, será considerado somente as seguintes impedâncias: Impedância dos Transformadores; Impedância dos Motores e Geradores; Impedância dos Cabos e do Barramento.

Portanto, o ponto de partida para efetuar os cálculos das correntes de curto-circuito é a conversão da instalação para o seu equivalente em termos de impedâncias, o que pode ser alcançado através do diagrama unifilar correspondente.

1.4.1. Valores por Unidade

É um método para simplificar o cálculo das correntes de curto-circuito em circuitos elétricos. Nesse sistema, as grandezas elétricas, como tensão, corrente, potência e impedância, são expressas em relação a uma base arbitrária, em decimal ou porcentagem. Dessa forma, isso permite uma análise mais fácil, especialmente quando há transformadores no circuito. Então, as vantagens incluem a uniformidade na representação de impedâncias e a relação entre os lados primário e secundário de um transformador expressa pelo mesmo número em pu. Dessa forma, tem-se a corrente base, impedância base, impedância por unidade, corrente, potência, impedâncias. Donde, as equações podem ser vistas abaixo

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} \text{ (Corrente base)} \quad (1.29)$$

$$Z_b = \frac{1000 \times V_b^2}{P_b} \text{ (Impedância base)} \quad (1.30)$$

$$Z_{pu} = \frac{Z_{c\Omega}}{Z_b} \text{ (Impedância por unidade)} \quad (1.31)$$

$$V_{u2} = V_{u1} \times \frac{V_1}{V_2} \text{ (Tensão)} \quad (1.32)$$

$$I_{u2} = I_{u1} \times \frac{V_2}{V_1} \times \frac{P_1}{P_2} \text{ (Corrente)} \quad (1.33)$$

$$P_{u2} = P_{u1} \times \frac{P_1}{P_2} \text{ (Potência)} \quad (1.34)$$

$$Z_{u2} = Z_{u1} \times \frac{V_2}{V_1} \times \frac{P_1}{P_2} \text{ (Impedâncias)} \quad (1.35)$$

1.4.2. Metodologia de Cálculo

Este trabalho utiliza métodos de cálculo facilmente aplicáveis para projetos elétricos, oferecendo resultados aproximados de técnicas mais complexas, porém com precisão satisfatória para os objetivos. De maneira geral, todos os cálculos realizados nesse trabalho foram realizados pelo excel, pois dessa forma facilita a alteração dos parâmetros para ajustar de acordo com a necessidade.

O método de valores por unidade (pu) é empregado para simplificar os cálculos, usando como base o valor P_b em kVA e a tensão secundária do transformador V_b em kV. Donde, as impedâncias de barramentos e cabos são calculadas para sequências positiva, negativa e zero. A metodologia de cálculo de curto circuito é detalhada para determinar as correntes de curto-circuito em diferentes

pontos da rede.

1.4.3. Tipos de Corrente de Curto-Circuito

É interessante abordar os tipos de corrente de curto-circuito que podem existir num sistema elétrico, pois dessa forma, é possível dimensionar o sistema para suportar tais surtos de corrente. Sendo assim, essa subseção em particular, se debruça diante desse tópico.

1.4.3.1. Corrente Simétrica de Curto-Circuito Trifásico

Para calcular as correntes de curto-circuito em um ponto do sistema, a abordagem envolve a soma vetorial de todas as impedâncias calculadas até esse ponto. Donde, a Equação é aplicada,

$$Z_{atot} = \sum (R_{ui} + jX_{ui}) \quad (1.36)$$

Donde R_{ui} e X_{ui} representam genericamente a resistência e a reatância unitárias de cada impedância no caminho até o ponto desejado. É importante notar que essa estimativa não considera a impedância reduzida do sistema de fornecimento, resultando em um valor aproximado para as correntes de curto-circuito nesse ponto. Dessa forma, a corrente de base é:

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} \quad (1.37)$$

Enquanto, a corrente de curto-circuito simétrica, valor eficaz, então, é dada por:

$$I_{CS} = \frac{I_b}{1000 \times Z_{out}} \quad (kA) \quad (1.38)$$

1.4.3.2. Corrente Assimétrica de curto circuito trifásico

Também é importante avaliar a corrente de CC assimétrica do circuito trifásico, donde é dado pela equação a seguir:

$$I_{ca} = F_a \times I_{CS} \quad (kA) \quad (1.39)$$

Donde, o valor de F_a pode ser encontrado pela tabela 4.

Além disso, outras equações importantes podem ser vistas abaixo

$$I_{cim} = \sqrt{2} \times I_{ca} \quad (kA) \rightarrow \text{Impulso da corrente de curto circuito} \quad (1.40)$$

$$I_{cb} = \sqrt{3} \times \frac{I_{CS}}{2} \quad (kA) \rightarrow \text{Impulso da corrente de curto circuito} \quad (1.41)$$

1.4.3.3. Corrente Fase-Terra de Curto-Circuito

A determinação da corrente de curto-circuito fase-terra envolve a compreensão das impedâncias de sequência zero do sistema, juntamente com as impedâncias de sequência positiva mencionadas anteriormente. Se o transformador na instalação estiver conectado em triângulo no lado primário e estrela no lado secundário com o ponto neutro aterrado, as impedâncias de sequência zero do sistema de fornecimento não precisam ser consideradas, pois estão confinadas ao delta do transformador.

Ao calcular as correntes de curto-circuito fase-terra, é crucial levar em conta três impedâncias de importância fundamental para a precisão dos valores calculados. Estas são: impedância de contato, impedância de malha de terra e impedâncias de aterramento. Onde, a primeira é caracterizada pela resistência (R_{ct}) que a superfície de contato do cabo e a resistência do solo no ponto de contato oferecem à passagem da corrente para a terra. Enquanto, a segunda pode ser obtida pela medição, donde o valor máximo admitido por norma de diversas concessionárias de energia elétrica é de 10Ω , para os sistemas de 15-25 kV, caracterizado pelo seu componente resistivo. Por fim, quando a corrente de curto-circuito fase-terra atinge valores substanciais, é comum inserir uma impedância entre o neutro do transformador e a conexão de terra. Tal impedância pode ser um reator ou um resistor, sendo a opção por este último mais frequente. Portanto, o valor específico dessa impedância é adaptado conforme as necessidades individuais de cada projeto.

1.4.3.3.1. Corrente de Curto-Circuito Fase Terra Máxima

Essa corrente é calculada ao levar em consideração apenas as impedâncias dos condutores e do transformador, pode ser verificado pela equação (1.42). Onde, o termo Z_{u0t} representa a impedância de sequência zero do transformador, que é igual à sua impedância de sequência positiva. Dessa forma, o cálculo leva em conta a resistência e reatância de sequência zero dos condutores. Geralmente, a impedância de sequência zero dos barramentos pode ser negligenciada, pois não afeta significativamente os resultados.

$$I_{cfmct} = \frac{3 \times I_b}{2 \times Z_{utot} + Z_{u0t} + Z_{u0c}} \quad (1.42)$$

A fórmula geral para esse cálculo é dada pela Equação (1.43).

$$Z_{u0c} = R_{u0c} + jX_{u0c}(pu) \quad (1.43)$$

$$R_{u0c} = R_{\Omega 0} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu) \quad (1.44)$$

1.4.3.3.2. Corrente de Curto-Circuito Fase Terra Mínima

Essa corrente é calculada considerando não apenas as impedâncias dos condutores e transformadores, mas também as impedâncias de contato, a do resistor de aterramento (se presente) e da malha de terra. Dessa forma, o cálculo segue a Equação (1.45). Para sistemas de alta tensão, os procedimentos de determinação das correntes de curto-circuito podem ser aplicados da mesma maneira que anteriormente explicado.

$$I_{cfmct} = \frac{3 \times I_b}{2 \times Z_{utot} + Z_{u0t} + Z_{u0c} + 3 \times (R_{uct} + R_{umt} + R_{uat})} \quad (1.45)$$

Donde,

$$R_{uct} = R_{ct} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu) \quad (1.46)$$

$$R_{umt} = R_{mt} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu) \quad (1.47)$$

$$R_{uat} = R_{at} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu) \quad (1.48)$$

Donde,

R_{uct} – resistência de contato, em pu;

R_{umt} – resistência da malha de terra, em pu;

R_{uat} – resistência do resistor de aterramento, em pu.

1.5. SISTEMAS DE ATERRAMENTO

Os sistemas de aterramento adequados são muito importantes em instalações elétricas de alta e baixa tensão. Donde, o aterramento tem múltiplos objetivos, incluindo garantir a segurança da proteção, proteger as instalações contra descargas atmosféricas, prevenir contatos acidentais com partes metálicas energizadas e uniformizar o potencial elétrico em toda a área do projeto.

Um acidente comum é o contato acidental com partes metálicas energizadas, o que pode ocorrer durante atividades industriais ou de manutenção. Assim, o toque acidental entre uma parte metálica e o corpo humano pode resultar em choque elétrico e danos ao indivíduo. Dessa forma, a corrente suportada pelo corpo humano varia em relação aos efeitos: entre 15 e 25 mA, há dificuldades

em soltar o objeto; entre 15 e 80 mA, ocorrem grandes contrações e asfixia; acima de 80 mA, ocorrem lesões musculares, queimaduras e asfixia; e acima disso, há queimaduras intensas, eletrólise do sangue, asfixia imediata e necrose dos tecidos. A gravidade dessas lesões depende do tempo de exposição à corrente elétrica.

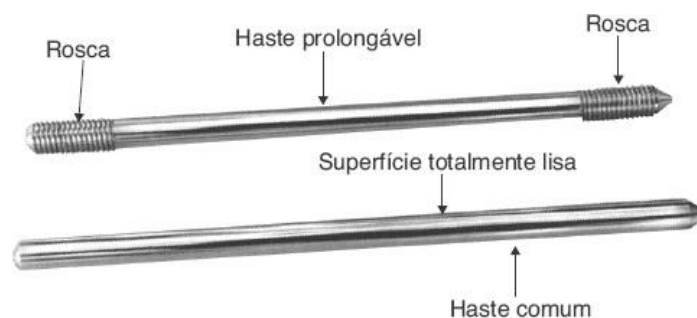
Anteriormente, eram instaladas três malhas de terra separadas para para-raios, equipamentos de alta tensão e equipamentos de baixa tensão. No entanto, interligar outras malhas de aterramento foi reconhecido como um método mais eficaz e seguro. Dessa forma, no sistema de aterramento, a malha construída sob o terreno da subestação deve estar conectada a várias partes do sistema elétrico, como o neutro do transformador de potência, para-raios, carcaças metálicas de equipamentos elétricos (transformadores, disjuntores, motores, etc.), suportes metálicos de dispositivos, estruturas de quadros de distribuição e outras estruturas metálicas (NDEE 01, 2022).

Então, se a subestação estiver distante das instalações industriais, pode ser recomendável construir outra malha de terra para conectar as partes metálicas das máquinas e equipamentos de produção. Dessa forma, independentemente da localização, é essencial interligar essas malhas de terra para aumentar a segurança. Portanto, a construção da malha de terra diretamente sob os equipamentos proporciona maior segurança, pois uniformiza o potencial elétrico na área, contribuindo para minimizar os riscos e garantir o bom funcionamento do sistema elétrico.

1.5.1. Eletrodos Verticais

Também conhecidos como eletrodos de aterramento, podem ser constituídos de aço galvanizado, ou aço cobreado. Dessa forma, o eletrodo de aço cobreado é mais resistente à corrosão, mantendo suas características originais ao longo do tempo. Além disso, existem as hastes de terra prolongável e a haste normal, donde a do primeiro tipo contem rosca e a normal é totalmente lisa. Conforme pode ser verificado abaixo

Figura 9 – Tipos de haste de terra



Fonte: J. Mamede, 2020

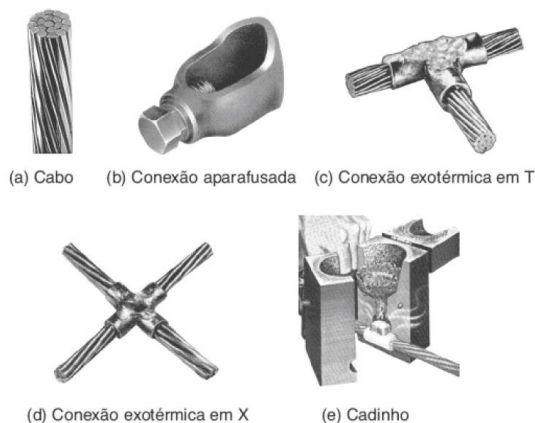
1.5.2. Condutor de aterramento

Em relação ao condutor de aterramento, a seção do condutor diferentes tipos de solos: para solos ácidos, sugere-se o uso de um condutor de cobre nu com seção mínima de 16 mm², e em solos alcalinos, a seção mínima recomendada é de 25 mm². Além disso, nas subestações industriais, é aconselhável usar um condutor de aterramento com seção não inferior a 25 mm², principalmente por questões mecânicas. Dessa forma, a seção do condutor pode ser determinada pela magnitude da corrente de defeito fase-terra, um exemplo de cabo de cobre nú pode ser visto na figura 10(a). É importante avaliar a necessidade de acordo com o tipo de projeto, e de acordo com as normas para determinado tipo de projeto.

1.5.3. Conexões

Existem diferentes tipos de conectores metálicos utilizados para unir ou derivar condutores, com os eletrodos de aterramento. Entre eles, destacam-se os conectores aparafusados, vide figura 10(b), peças metálicas que são usadas para emendar condutores. No entanto, sua utilização em condutores de aterramento deve ser evitada quando possível. Além disso, outro método é a conexão exotérmica, um processo de conexão a quente onde ocorre a fusão entre o elemento metálico de conexão e o condutor. Há vários tipos de conexões exotérmicas, incluindo derivações (T) e cruzamentos (X), conforme pode ser visto pelas figuras 10(c) e 10(d), cada um com seu próprio modelo de cadinho para realização, pois a conexão exotérmica é realizada dentro de um cadinho específico para cada tipo de conexão, um exemplo de cadinho é mostrado na figura 10(e).

Figura 10 – Tipos de acessórios de malha de aterramento



Fonte: J. Mamede, 2020

1.5.4. Condutor de Proteção Elétrica

É empregado para conectar as massas, como a carcaça dos equipamentos, aos terminais de aterramento parcial e principal. Esse condutor será conectado à malha de terra utilizando o condutor de aterramento. Onde, as diretrizes da norma NBR 5410 definem a seção mínima dos condutores de proteção, além das condições gerais de instalação e operação. Dessa forma, a descrição do dimensionamento desse condutor foi descrito na seção 6.3.3.4, em particular na tabela 3 deste trabalho.

1.6. SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Sistemas elétricos de potência (SEPs) são redes complexas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Tais sistemas visam fornecer eletricidade de qualidade, confiável e eficiente a consumidores em diferentes locais. E, em relação ao fornecimento de energia, existem os módulos do Prodist que visam garantir a qualidade, confiabilidade e eficiência do sistema. Dessa forma, o SEP, consiste em usinas geradoras, linhas de transmissão, subestações abaixadoras e elevadoras, e por fim redes de distribuição.

Os sistemas elétricos de potência enfrentam desafios como a demanda variável, a integração de fontes de energia renovável, a coordenação de proteções e a manutenção da estabilidade do sistema. Para lidar com esses desafios, são utilizadas técnicas de planejamento, monitoramento e controle, incluindo sistemas de supervisão e automação.

A operação segura e confiável desses sistemas é fundamental para garantir o fornecimento contínuo de energia elétrica às residências, indústrias e serviços. Onde, avanços na tecnologia de transmissão e distribuição, como a digitalização e a automação, estão transformando os sistemas elétricos de potência, tornando-os mais inteligentes e flexíveis (NDEE 02, 2022).

1.6.1. Geradores de Energia

Geradores de energia (GE) são dispositivos que convertem alguma forma de energia, por exemplo cinética ou solar, em energia elétrica por meio de conservação de energia. Dessa forma, eles desempenham um papel crucial na geração de eletricidade em diversas aplicações, desde usinas de geração energia centralizadas (GC) à distribuídas (GD).

Os geradores geralmente são compostos por uma bobina de fio condutor que gira dentro de um campo magnético, gerando uma corrente elétrica induzida. Dessa forma, a energia mecânica necessária para girar a bobina pode ser fornecida por várias fontes, como turbinas a vapor, motores a

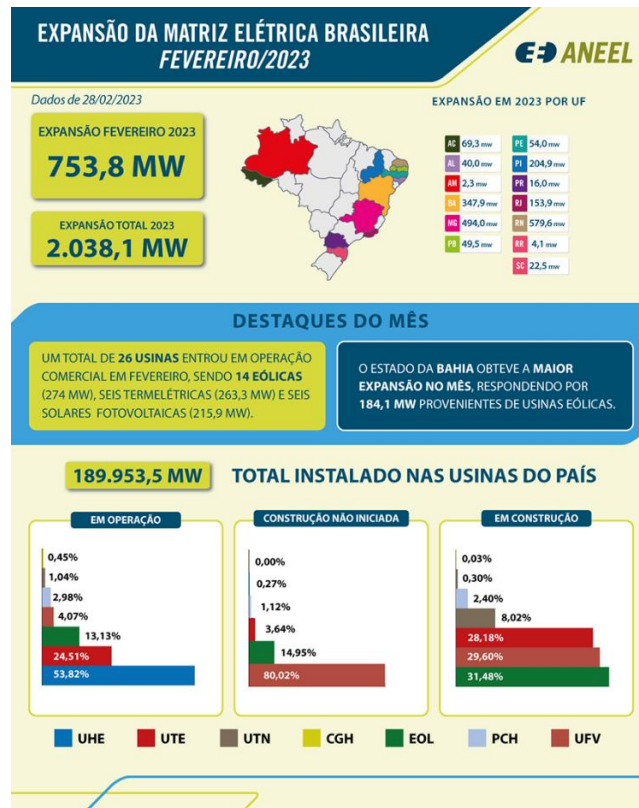
combustão interna, turbinas eólicas ou mesmo a energia cinética de quedas d'água em usinas hidrelétricas.

Existem diferentes tipos de geradores, incluindo geradores síncronos, assíncronos e de corrente contínua. Donde, eles variam em termos de eficiência, aplicação e características de operação. Sendo assim, a capacidade de geração de um gerador é medida quilowatts (kW) ou megawatts (MW), e a tensão de saída varia de acordo com o projeto e a configuração do gerador.

Os geradores são essenciais para suprir a demanda crescente de eletricidade em todo o mundo. Eles são utilizados em usinas de energia, hospitais, indústrias, residências e locais remotos onde a rede elétrica convencional não está disponível. Além disso, os avanços tecnológicos estão permitindo o desenvolvimento de geradores mais eficientes e sustentáveis, incluindo sistemas híbridos e integrados com fontes de energia renovável.

Conforme, a sociedade avança tecnologicamente, financeiramente e com o aumento da população, a demanda de energia vem aumentando nos últimos anos, e a tendência é aumentar cada vez mais, conforme pode ser verificado pela figura 11, donde é perceptível também o aumento das fontes de geração renováveis .

Figura 11 – Aumento da capacidade instalada de energia



Fonte: ANEEL, 2023

1.6.2. Sistema de Transmissão de Energia

Sistemas de transmissão de energia são componentes vitais da infraestrutura elétrica e transmissão para os centros de consumo. Dessa forma, permitem a transferência eficiente e confiável de grandes volumes de eletricidade a longas distâncias. Tais sistemas desempenham um papel crucial na interconexão de diferentes regiões, garantindo o fornecimento de energia elétrica em larga escala, o sistema mais conhecido é o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Sendo assim, as principais características dos sistemas de transmissão de energia são:

- **Alta Tensão:** os sistemas de transmissão operam em tensões muito elevadas, tipicamente em níveis 138-765 kV. Dessa forma, permite reduzir as perdas de energia durante a transmissão, pois a corrente elétrica é proporcionalmente menor.
- **Linhas de Transmissão:** são as estruturas que conduzem a eletricidade, donde podem ser aéreas, suportadas por torres e postes, ou subterrâneas.
- **Subestações de Transmissão:** são pontos de conexão e transformação da eletricidade entre as GE e as linhas de transmissão (LT). Nessas subestações, a tensão pode ser aumentada (elevação) ou reduzida (abaixamento) por meio de transformadores.
- **Integração de Usinas:** os sistemas de transmissão permitem a integração de diferentes tipos de usinas geradoras, como termelétricas, hidrelétricas, eólicas e solares. Isso permite que a energia gerada em locais distantes seja entregue aos centros de consumo, além do fato de atuar melhor quando ocorrem falhas de geração na usina principal, pois pelo fato de estarem conectadas se pode seccionar a geração para a usina secundária, e dessa forma permitir o suprimento de energia contínua para os centros de consumo.
- **Estabilidade e Controle:** a estabilidade do sistema elétrico é fundamental para evitar apagões. Sistemas de controle e automação monitoram constantemente a demanda e a geração, ajustando as operações das usinas e das subestações conforme necessário.
- **Desafios e Investimentos:** A construção e manutenção de sistemas de transmissão requerem investimentos significativos em infraestrutura. Além disso, desafios como planejamento adequado, expansão para acomodar o crescimento da demanda e integração de fontes de energia renovável estão na vanguarda das considerações da indústria.

Portanto, sistemas de transmissão de energia desempenham um papel fundamental na confiabilidade e na segurança do fornecimento de eletricidade. Dessa forma, permitem o transporte eficiente da energia elétrica de onde é gerada para onde é consumida, contribuindo para a estabilidade

e o funcionamento das redes elétricas em todo o país.

1.6.3. Sistema de Distribuição de Energia

Após o sistema de transmissão entregar a energia ao centro de consumo, em particular nas subestações de energia da concessionária local, atua o sistema de distribuição de energia para levar a eletricidade para os consumidores finais, sejam eles de média tensão (MT) ou de baixa tensão (BT). Dessa forma, o sistema de distribuição é composto por uma série de componentes e equipamentos interligados:

- **Subestações de Distribuição:** são os pontos de conexão entre os sistemas de transmissão de alta tensão e os sistemas de distribuição de média e baixa tensão. Pois, tais subestações reduzem a tensão da eletricidade transmitida e distribuem-na para as áreas locais, de consumo geralmente 13,8-69 kV.
- **Redes de Distribuição:** consistem em linhas de distribuição aéreas ou subterrâneas que transportam a eletricidade das subestações para as áreas urbanas e rurais. Essas redes geralmente são constituídas por postes, cabos, transformadores de distribuição e equipamentos de proteção.
- **Transformadores de Distribuição:** são usados para ajustar a tensão da eletricidade antes de ser entregue aos consumidores. Dessa forma, eles reduzem a MT para BT, adequando-a às necessidades dos locais de consumo. Ou, para os grandes consumidores mantém em MT ajustando de acordo com o TAP do transformador.
- **Medidores:** São instalados nas instalações dos consumidores para medir a quantidade de energia consumida. Donde, os dados dos medidores são usados para fins de faturamento e gestão da demanda.
- **Sistemas de Proteção:** Equipamentos como disjuntores, fusíveis e relés são utilizados para proteger o sistema de distribuição contra curtos-circuitos e sobrecargas, garantindo a segurança dos equipamentos e das pessoas.

O sistema de distribuição é essencial para a operação de eletrodomésticos, iluminação, maquinários industriais e muito mais.

1.6.4. Subestação de Consumidor

Uma subestação de consumidor é uma instalação localizada em propriedade particular que

recebe energia de alimentadores primários da distribuição, fornecendo energia aos pontos finais de consumo. No contexto de um sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, diferentes tipos de subestações desempenham papéis específicos. Dessa forma, essa seção aborda exclusivamente subestações de consumidores, com tensão limitada a 69 kV. Além disso, a legislação exige que consumidores com potência instalada entre 75 kW e 2.500 kW sejam atendidos por concessionárias locais em tensão primária de distribuição.

As concessionárias de energia elétrica têm suas próprias normas que regulam a construção das subestações de consumidores, abordando critérios de projeto, proteção, aterramento, entre outros. Essas normas são compatíveis com a NBR 14039 - Instalações Elétricas de Alta Tensão. E para o Amazonas a norma vigente para subestação de consumidor é a NDEE 01 – Norma Técnica de Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão.

A decisão de quantas subestações instalar em uma planta depende da concentração e localização das cargas, bem como de fatores econômicos. Algumas diretrizes são destacadas abaixo:

- Subestações de menor capacidade têm custo por kVA maior.
- Aumentar o número de subestações unitárias aumenta o uso de cabos de média tensão.
- Subestações unitárias bem localizadas reduzem o uso de cabos de baixa tensão.
- Menos subestações de alta capacidade significam mais cabos de média tensão e menos de baixa tensão.

Sendo assim, o projetista deve equilibrar considerações técnicas e econômicas para encontrar a solução que otimize a qualidade da instalação e os custos envolvidos. Onde, os principais componentes de uma subestação de consumidor são: entrada de serviço, ponto de ligação, ramal de ligação, ponto de entrega, ramal de entrada, posto de medição, posto de transformação, equipamentos de proteção e aterramento. Além disso, vale destacar que para subestações com potência de até 112,5 kVA podem optar pelo faturamento no grupo B, sem contratação de demanda, e subestação de até 300 kVA pode-se optar pela medição e proteção na BT.

1.7. PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO

A elaboração de qualidade de um sistema de proteção para instalações elétricas envolve várias etapas, desde o estabelecimento de uma estratégia de proteção e a seleção de dispositivos até a calibração dos mesmos. Dessa forma, o sistema de proteção deve atender a requisitos fundamentais para sua eficácia. Tais como:

- Seletividade: O sistema de proteção deve ser capaz de identificar e isolar a parte danificada da rede sem afetar os circuitos em funcionamento.
- Exatidão e segurança: O sistema deve ser altamente confiável e operar com precisão.
- Sensibilidade: Os dispositivos de proteção devem operar dentro de uma faixa específica, respondendo adequadamente às variações de corrente.

Um projeto de proteção deve ser abordado globalmente e não de forma setorial. Pois, os projetos setoriais podem causar descoordenação no sistema de proteção, resultando em interrupções desnecessárias em áreas não afetadas.

De maneira geral, o projeto de proteção inclui três tipos principais de dispositivos: fusíveis, disjuntores e relés. Onde, a determinação das correntes de curto-circuito em vários pontos do sistema elétrico é crucial para selecionar adequadamente esses dispositivos. Pois, os dispositivos de proteção contra curto-circuito devem ser sensíveis à corrente mínima necessária.

A proteção é considerada eficaz quando reflete fielmente as condições do circuito para as quais foi projetada, respeitando limites de corrente, tensão, frequência e tempo para os equipamentos da instalação. Dessa forma, é importante que a capacidade de um circuito ou equipamento esteja limitada ao valor do dispositivo de proteção correspondente, mesmo que isso signifique subutilizar a capacidade dos condutores ou a potência nominal do equipamento. Então, a instalação e ligação adequada dos dispositivos de proteção aos circuitos devem seguir as regras gerais estabelecidas por normas específicas, tais como as já citadas ao longo deste trabalho (NDEE 03, 2022).

1.7.1. Proteção de Sistemas em BT

Os sistemas elétricos de baixa tensão frequentemente enfrentam situações onde os condutores e equipamentos, onde são expostos a correntes e tensões acima dos valores planejados para operação em regime normal. Tais condições anormais incluem sobrecargas, correntes de curto-circuito, sobretensões e subtensões.

Dessa forma, é crucial limitar a magnitude e a duração dessas anormalidades. Então, para alcançar esse objetivo, dispositivos de proteção são instalados nas instalações elétricas em BT. E, tais dispositivos têm a função de interromper o circuito quando ele é exposto a condições adversas, conforme previamente determinado. Essas medidas são essenciais para garantir a segurança e a operação adequada dos sistemas industriais de baixa tensão.

1.7.1.1. Proteção Contra as Correntes de Sobrecarga

Para evitar correntes de sobrecarga nas instalações elétricas, é essencial aplicar dispositivos de proteção que interrompam as correntes excessivas nos condutores dos circuitos. Isso previne o aquecimento excessivo da isolação, conexões e partes adjacentes do sistema, evitando exceder os limites estabelecidos por normas

Os dispositivos de proteção contra sobrecorrentes devem ser posicionados nos pontos do circuito onde ocorrem mudanças que reduzem a capacidade de condução dos condutores, como alterações na seção, na maneira de instalação, na quantidade de cabos agrupados ou na natureza da isolação.

No caso de dispositivos de proteção colocados ao longo do circuito, eles não devem ter derivações ou tomadas de corrente entre a mudança na capacidade de condução e o dispositivo de proteção. Além disso, há critérios específicos para o comprimento e localização desses dispositivos, especialmente para reduzir riscos de curto-circuito e incêndio.

Em circuitos de motor, os dispositivos de proteção contra sobrecargas não devem ser sensíveis à corrente de carga que os motores absorvem. Devem ter características compatíveis com o regime de partida, tempo de partida e corrente de aceleração dos motores.

Há situações em que a aplicação de dispositivos de proteção contra sobrecorrentes pode ser omitida, como em circuitos localizados após uma mudança que altere a capacidade dos condutores, desde que haja proteção montante. Isso é aplicável a circuitos de carga resistiva máxima, comandos, circuitos de alimentação de eletroímãs, circuitos secundários de transformadores de corrente e potencial para medição, circuitos de carga motriz intermitente, entre outros.

1.7.1.2. Proteção Contra as Correntes CC

Para garantir a segurança nas instalações elétricas contra correntes de curto-circuito, as seguintes diretrizes devem ser observadas:

- I. Os dispositivos de proteção devem ter capacidade de interrupção ou ruptura igual ou superior à corrente de curto-circuito estimada no ponto de instalação.
- II. A energia liberada pelos dispositivos de proteção contra curtos-circuitos não deve exceder a máxima suportada pelos dispositivos e condutores a jusante.
- III. O dispositivo de proteção deve ser posicionado no ponto onde ocorre uma mudança no circuito que resulta em redução na capacidade de condução dos condutores

- IV. Para motores, a proteção do circuito terminal deve incluir a defesa contra correntes de curto-circuito tanto dos condutores quanto dos dispositivos localizados a jusante.
- V. Os circuitos terminais que alimentam um único motor podem ser protegidos contra curtos-circuitos usando fusíveis dos tipos NH ou diazed com retardo de tempo, ou disjuntores com dispositivos de disparo magnético.

Além disso, há situações em que a aplicação de dispositivos de proteção contra correntes de curto-circuito pode ser dispensada:

- I. Em um ponto do circuito entre uma mudança de seção ou alteração e o dispositivo de proteção, desde que esse trecho não exceda 3 m e o circuito não esteja próximo a materiais inflamáveis.
- II. Em um ponto do circuito montante de uma mudança de seção ou alteração, se o dispositivo de proteção já proteger o circuito a jusante.
- III. Nos circuitos que conectam geradores, transformadores, retificadores, baterias e acumuladores aos quadros de comando correspondentes, desde que esses quadros possuam dispositivos de proteção.
- IV. Nos circuitos que conectam secundários de transformadores de potencial e corrente a relés de proteção ou medidores de energia.
- V. Nos circuitos desenergizados que possam representar perigo para a instalação correspondente.

1.7.1.3. Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção

Um circuito elétrico está adequadamente protegido contra sobrecorrentes quando todos os elementos, incluindo condutores e chaves, têm capacidades térmicas e dinâmicas iguais ou inferiores aos limites estabelecidos pelos dispositivos de proteção correspondentes. Portanto, é fundamental analisar as sobrecorrentes e os tempos de resposta da proteção.

Dessa forma, as sobrecorrentes devido a sobrecargas possuem módulos menores em comparação às correntes de curto-circuito. Por essa razão, as correntes de curto-circuito são geralmente analisadas com maior detalhe, utilizando métodos como a integral de Joule. Esse método é eficaz na análise dos efeitos térmicos causados pelas correntes de curto-circuito, e sua fórmula é expressa pela equação a seguir, relacionando a corrente de curto-circuito (I_{cs}) e o tempo (T).

$$\int_0^t [i(t)]^2 dt \leq I_{cs}^2 \times T \quad (1.49)$$

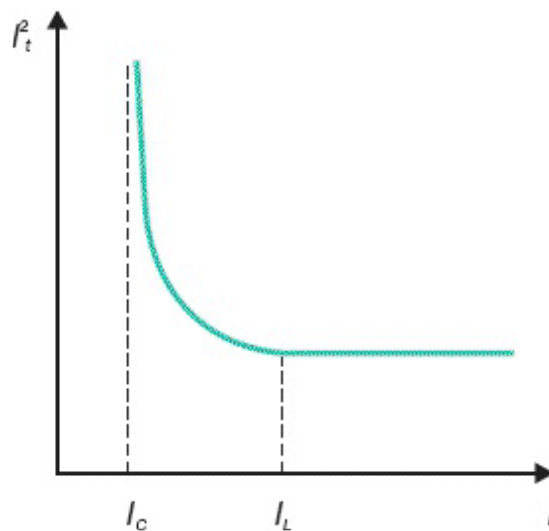
Donde,

I_{CS} – Corrente de CC que atravessa o dispositivo de proteção;

T – tempo de duração do CC, em s;

A integral de Joule de componentes como cabos e dispositivos, como disjuntores e fusíveis, é calculada por meio de testes de curto-circuito. Dessa forma, a Figura 12 ilustra a curva típica da integral de Joule de um cabo de baixa tensão, representando a energia por unidade de resistência ($J/\Omega = A^2 \cdot s$) para diferentes valores de corrente.

Figura 12 – Curva característica $I^2CS \times T$ típica para cabos em BT



Fonte: J. Mamede, 2020

A norma NBR 5410 estabelece que a integral de Joule passível de ser permitida pelo dispositivo de proteção não deve exceder a energia necessária para elevar a temperatura do condutor, desde a temperatura máxima de operação até a temperatura limite de curto-circuito. Isso é descrito pela fórmula (1.50), onde K é um fator dependente da isolação e S é a seção do condutor.

$$I_{CS}^2 \times T \leq K^2 \times S^2 \quad (1.50)$$

Donde,

K – é igual a 115 para condutores de cobre com isolação em PVC, e seção inferior a 300mm²; ou igual a 103 para condutores de cobre com isolação em PVC com seção superior a 300mm²; ou 143 para condutores de cobre com isolação de EPR ou XLPE;

S – seção do condutor, em mm;

A norma também fornece orientações para curtos-circuitos simétricos de duração específica e estabelece que a corrente nominal do dispositivo de proteção pode ser maior do que a capacidade de

condução dos condutores.

Fabricantes de fusíveis disponibilizam a integral de Joule que seus dispositivos permitem passar, para auxiliar no dimensionamento adequado. Com base na Equação (1.50), é possível determinar o tempo máximo que um condutor com determinada isolação pode suportar uma corrente de curto-circuito.

Os fabricantes de cabos elétricos definem curvas de suportabilidade térmica em relação a correntes de curto-circuito com base nas seções dos condutores e duração das correntes.

Em resumo, um sistema de proteção é adequado quando o dispositivo de proteção satisfaz várias condições em relação às correntes de sobrecarga e curto-circuito. Isso inclui operar de maneira apropriada em diferentes faixas de corrente e tempo, dependendo do tipo de sobrecorrente. A seleção e dimensionamento dos dispositivos de proteção são essenciais e devem ser feitos com base nas características específicas de cada sistema.

1.7.1.3.1. Dispositivo de Proteção à Corrente Diferencial-Residual

A segurança contra acidentes elétricos envolvendo pessoas que entram em contato com partes vivas da instalação elétrica é essencial. Dispositivos de proteção diferencial-residual (DR) desempenham um papel crucial nesse cenário, visando proteger vidas e propriedades. O objetivo principal desses dispositivos é detectar e interromper correntes de fuga que ocorrem devido a falhas na instalação elétrica.

Figura 13 – Dispositivo DR



Fonte: Manual do Fabricante Steck, 2018

Para atingir essa proteção, os dispositivos DR são sensíveis a correntes de defeito, como aquelas causadas por contato direto ou indireto com partes energizadas. Ao detectar uma corrente de fuga, o dispositivo DR desencadeia uma ação de desligamento, prevenindo consequências graves.

Esses dispositivos funcionam considerando a lei das correntes, onde a soma das correntes nos condutores de fase e neutro deve ser nula em uma situação normal.

Existem diferentes zonas de proteção em um dispositivo DR, e seu princípio de operação é baseado em gerar um campo magnético nulo quando as correntes são balanceadas. No entanto, quando ocorre uma corrente de falta fase-terra, esse equilíbrio é rompido, resultando em um campo magnético residual que ativa o dispositivo DR.

Os dispositivos DR podem ter sensibilidade variada à corrente de defeito. Os mais sensíveis detectam correntes de fuga de até 30 mA, protegendo contra contatos diretos e indiretos. Os dispositivos com sensibilidade superior a 30 mA oferecem proteção principalmente contra contatos indiretos e incêndios.

De acordo com a NBR 5410, regulamentação brasileira para instalações elétricas de baixa tensão, os dispositivos DR de alta sensibilidade (30 mA ou menos) devem ser usados em diferentes cenários para garantir a segurança:

- I. Devem ser complementares ao condutor de proteção (fio terra).
- II. Devem ser capazes de desligar todos os condutores do circuito protegido.
- III. Seu circuito magnético deve abranger todos os condutores energizados, incluindo o neutro.
- IV. O circuito magnético não deve envolver o condutor de proteção.
- V. Os circuitos elétricos e dispositivos DR devem ser selecionados de forma a evitar desligamentos intempestivos.
- VI. Para esquemas TN-C, é necessário convertê-los para TN-C-S.
- VII. O uso de dispositivos DR é obrigatório em locais com chuveiros, tomadas externas, áreas molhadas em residências e edificações não residenciais.
- VIII. Em resumo, dispositivos de proteção diferencial-residual (DR) têm a função de detectar correntes de fuga em instalações elétricas, desligando o circuito para proteger as pessoas e propriedades. Eles são sensíveis a pequenas correntes e atuam com base na diferença entre as correntes nos condutores de fase e neutro. Sua aplicação é obrigatória em diversas situações de risco, conforme regulamentações específicas.

1.7.1.4. Relés Térmicos de Sobrecarga

Relés bimetálicos de sobrecarga são dispositivos utilizados para proteção em instalações industriais, especialmente para motores elétricos. Eles possuem duas lâminas feitas de metais com coeficientes de dilatação térmica diferentes. Quando uma corrente passa por essas lâminas e as aquece, o bimetal se expande, acionando o contato móvel e desencadeando a proteção. A seguinte

equação pode ajudar a determinar o tempo de atuação da unidade térmica:

$$M = \frac{I_c}{I_a} \quad (1.51)$$

Donde,

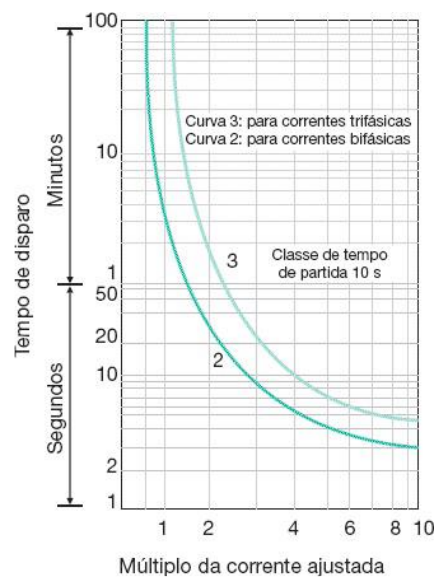
I_a – corrente de ajuste da unidade térmica temporizada, em A;

I_c – corrente que atravessa o relé, em A;

T – múltiplo da corrente ajustada.

Esses relés permitem ajustar a corrente de operação dentro de faixas específicas, dependendo da corrente e da carga. Correntes mais altas resultam em atuação mais rápida do relé. Geralmente, são usados em conjunto com contatores, que são elementos de controle dos circuitos.

Figura 14 – Características do Relé 3UA da Siemens



Fonte: J. Mamede, 2020

A escolha da faixa de ajuste dos relés deve ser baseada no regime de operação do motor. Esses relés funcionam seguindo curvas de tempo x corrente inversas, o que significa que quanto maior a corrente, menor o tempo para a atuação do relé. A determinação do tempo de atuação pode ser realizada usando equações específicas.

1.7.1.5. Disjuntores de Baixa Tensão

Disjuntores são dispositivos essenciais para a proteção de circuitos elétricos, operando quando uma corrente maior que o valor normal é detectada. Dessa forma, esses dispositivos podem cumprir

várias funções, dependendo da sua construção: proteção contra sobrecargas, proteção contra curtos-circuitos, comando funcional, seccionamento, seccionamento de emergência, proteção contra contatos indiretos, proteção contra quedas e ausência de tensão. Dessa forma, devem ser consideradas as seguintes condições para o correto dimensionamento dos disjuntores

$$\begin{aligned} I_a &> I_c \\ I_a &\leq I_{nc} \\ I_{adc} &\leq 1,45 \times I_{nc} \end{aligned} \quad (1.52)$$

Donde,

I_a – corrente nominal ou de ajuste do disjuntor, em A;

I_c – corrente de projeto do circuito, em A;

I_{nc} – corrente nominal do condutor, em A;

I_{adc} – corrente convencional de atuação para disjuntor ou corrente convencional de fusão para fusíveis, em A;

Além disso, os disjuntores possuem diversos parâmetros elétricos cruciais que serão analisados em seguida. Eles são peças fundamentais para garantir a segurança e o funcionamento adequado das instalações elétricas.

- I. Corrente Nominal: Refere-se à corrente que o disjuntor pode suportar continuamente. Disjuntores "tropicalizados" possuem um bimetal duplo que mantém a corrente nominal até 50 °C, enquanto os que possuem um único bimetal são ajustados para operar a 20 °C. Em ambientes quentes, os disjuntores tropicalizados podem ser usados com sua corrente nominal total, sem correções, enquanto os outros devem ser limitados a 70% da corrente nominal.
- II. Tensão Nominal: É a tensão à qual o disjuntor é referido para suas características nominais.
- III. Capacidade Nominal de Interrupção: Indica a máxima corrente de interrupção presumida, eficaz, que o disjuntor pode interromper sob suas características nominais de tensão, frequência e fator de potência. Disjuntores termomagnéticos operam com curvas características térmicas (curva T) e magnéticas (curva M).
- IV. Tipos de Disjuntores:
 - a. Disjuntores Somente Térmicos: Possuem proteção térmica contra sobrecarga.

- b. Disjuntores Somente Magnéticos: Possuem proteção magnética contra curto-circuito.
- c. Disjuntores Termomagnéticos: Têm proteção térmica e magnética, sendo o tipo mais comum.
- d. Disjuntores Termomagnéticos Limitadores: Além das proteções térmica e magnética, possuem um sistema especial para interromper altas correntes de curto-circuito antes de atingirem o pico, usando forças eletrodinâmicas.

V. Unidades de Proteção:

- a. Unidades sem Ajuste: As correntes de atuação das unidades térmicas e magnéticas são pré-ajustadas pelo fabricante.
- b. Unidades com Ajuste Externo: As correntes de atuação podem ser ajustadas através de seletores externos.

1.7.1.6. Fusíveis

Fusíveis são dispositivos de proteção que se rompem quando uma corrente maior que sua capacidade projetada passa por eles. Dessa forma, há diferentes tipos de fusíveis, e o presente capítulo aborda os tipos mais comuns e suas aplicações.

Os fusíveis operam conforme curvas específicas de tempo x corrente, sendo fundamentais para a proteção de circuitos. Onde, as curvas caracterizam o tempo de atuação em relação à corrente de sobrecarga. Fusíveis diazed e NH possuem características de limitação de corrente.

Especificamente, os fusíveis diazed e NH atuam rapidamente em curtos-circuitos, evitando que a corrente de impulso atinja valores máximos. As curvas de corte dos fusíveis mostram seu comportamento para uma ampla faixa de correntes nominais. De maneira geral, a seguinte equação é válida para dimensionar fusíveis dedicados a proteger aparelhos

$$I_{nf} \geq \alpha \times \sum I_{na} \quad (1.53)$$

Donde,

I_{nf} – corrente nominal do relé, em A;

$\sum I_{na}$ – soma das correntes nominais dos aparelhos, em A;

α – constante igual a 1,15;

1.7.2. Proteção de Sistemas Primários

A NBR 14039 define as condições de proteção geral em instalações de média tensão:

- I. Capacidade instalada até 300 kVA: Para subestações até 300 kVA, a proteção geral de média tensão é feita usando disjuntor acionado por relés secundários com unidades instantâneas (50) e temporizadas (51) de fase e neutro. Também é permitido o uso de chave seccionadora e fusível, desde que um disjuntor seja usado na proteção de baixa tensão. Não são aceitos relés de funcionamento retardado com líquido.
- II. Capacidade instalada acima de 300 kVA: Subestações com mais de 300 kVA devem ter proteção de média tensão exclusivamente por meio de disjuntor acionado por relés secundários com unidades instantâneas (50) e temporizadas (51) de fase e neutro. O uso de relés de ação direta na proteção geral da subestação é proibido pela norma. Porém, é permitido usar relés de ação direta e chave seccionadora acionada por fusível na proteção de ramais derivados do barramento primário da subestação após a proteção geral.

Nas seções a seguir, serão estudados dispositivos de proteção de média tensão, incluindo relés primários de ação direta e relés secundários. No entanto, é aconselhável a substituição desses relés por versões digitais para melhorar a qualidade da proteção. Dessa forma, a substituição de relés primários de ação direta pode exigir a troca de disjuntores de média tensão, o que pode resultar em custos que nem sempre são aceitos pela administração da indústria.

1.7.2.1. Disjuntores de MT

As diretrizes para disjuntores de média tensão são as seguintes, no Amazonas é:

- I. Disjuntores de média tensão devem ser de acionamento automático na abertura.
- II. Se a subestação for parte de uma edificação residencial, comercial ou industrial, só é permitido usar disjuntores a vácuo, SF₆ ou com líquidos isolantes não inflamáveis com volume de líquido por polo de até 1 litro.
- III. Os disjuntores de média tensão devem ter características elétricas conforme a tabela 4.
- IV. Não é permitido o uso de dispositivos de mínima tensão que permitam religamento.
- V. O projetista pode incluir outras proteções e intertravamentos no disjuntor, sujeitos à aprovação da Amazonas Energia, com detalhes completos no projeto.
- VI. Em todos os tipos de subestações com disjuntores de média tensão, o acionamento

deve ser feito por relé secundário microprocessado.

- VII. Os eletrodutos com fiação para proteção secundária devem ser externos nas paredes e teto da subestação, não sendo permitida instalação embutida, e devem ser de aço galvanizado.
- VIII. O ajuste do relé que atua na proteção geral deve ser responsabilidade do técnico encarregado da instalação da subestação. A Amazonas Energia pode exigir a verificação desse ajuste em campo por meio de uma fonte de corrente com contador de tempo.

Tabela 5 – Disjuntor de Média Tensão, 13,8 kV e 34,5 kV

Características elétricas	13,8kV	34,5kV
Uso	interno	interno
Tensão nominal (kV)	15	35
Frequência nominal(Hz)	60	60
Corrente nominal mínima (A)	350	600
Capacidade de interrupção simétrica mínima (kA)	10	8,37

Fonte: NDEE 01, tabela 12

1.7.2.2. Para-raios

A proteção contra descargas atmosféricas é realizada através de para-raios com as características especificadas na tabela 6. A conexão dos para-raios à malha de terra da subestação deve ser igual à conexão dos para-raios da rede. Os para-raios são instalados e conectados pelo consumidor, sendo de sua propriedade. O condutor de ligação dos para-raios à terra deve ser de cobre nu, com uma seção mínima de 25 mm², e conectado às outras ligações de aterramento. Um jumper individual deve ser usado para cada para-raios.

Tabela 6 – Para Raios, 13,8 kV e 34,5 kV

Características dos pára-raios	13,8 kV	34,5 kV
Tensão nominal (kV)	12	30
Corrente nominal (kA)	10	10
Tensão residual máxima para corrente íngreme (10kA - 1µs de frente) - kV	48	120
Tensão residual máxima para corrente de descarga Nominal (10kA - 8/20) - kV	43	108
Invólucro polimérico	Sim	Sim
Blocos resistores de ZnO - sem centelhadores	Sim	Sim
equipado com desligador automático	Sim	Sim

Fonte: NDEE 01, tabela 19

1.7.2.3. Chave Fusível

As chaves fusíveis devem ser do tipo base C e seguir as Tabelas a seguir

Tabela 7 – Dimensionamento de Chave Fusivel e CUC, 13,8 kV e 34,5 kV

POTÊNCIA INSTALADA (P)	13,8 kV	34,5 kV
P ≤ 800kVA	Chave XS de 100A	Chave XS de 100A
P > 800kVA	Chave CUC 400A (mín.)	Chave XS de 200A

Fonte: NDEE 01, tabela 15

Tabela 8 – Dimensionamento dos Elos Fusiveis para Proteção dos Transformadores

POTÊNCIA NOMINAL DO TRANSFORMADOR (kVA)	CAPACIDADE DO ELO	
	13,8 kV	34,5 kV
30	2H	1H
45	3H	2H
75	5H	2H
112,5	6K	3H
150	8K	5H
225	10K	6K
300	15K	8K
500	25K	10K
750	40K	15K
1000	50K	25K

Fonte: NDEE 01, tabela 17

Tabela 9 – Dimensionamento dos Elos Fusiveis Utilizados na Chave de Derivação da Rede Amazonas Energia

DEMANDA (kVA)	CAPACIDADE DO ELO	
	13,8 kV	34,5 kV
Até 30	2H	1H
31 a 45	3H	2H
46 a 75	5H	2H
76 a 112,5	6K	3H
113 a 150	8K	5H
151 a 225	10K	6K
226 a 300	15K	8K

Fonte: NDEE 01, tabela 18

1.7.2.4. Chave Seccionadora Tripolar

As chaves devem permitir operação manual simultânea nas 3 fases e possuir uma alavanca com intertravamento mecânico. Além disso, devem ter um indicador mecânico de posição "ABERTA" ou "FECHADA" nos casos em que os contatos são invisíveis. As especificações detalhadas estão listadas na tabela 10.

Tabela 10 – Chave Seccionadora Tripolar, 13,8 kV e 34,5 kV

TENSÃO NOMINAL DA SUBESTAÇÃO	13,8 kV	34,5 kV
Uso	Interno	interno
Tensão nominal	15 kV	38 kV
Corrente nominal	400 A	400 A
Frequência nominal	60 Hz	60 Hz
Capacidade nominal de interrupção em curto-circuito (mínima)	12,5 kA	12,5 kA
Valor de crista nominal da corrente suportável (Id)	31,25 kA	31,25 kA
Tensão suportável nominal a frequência industrial durante 1 minuto (eficaz) a terra e entre pólos	36 kV	80 kV
Tensão suportável nominal a frequência industrial durante 1 minuto (eficaz) entre contatos abertos	40 kV	88 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (crista) à terra e entre pólos	95 kV	200 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (crista) entre contatos abertos	110 kV	220 kV
Duração nominal da It	3s	3s

Fonte: NDEE 01, tabela 16

1.7.2.5. Transformadores de Proteção

Os transformadores de potencial (TP) e os transformadores de corrente (TC) destinados aos serviços de proteção devem atender às especificações listadas nas Tabelas 13 e 14.

Tabela 11 – Transformadores de Potencial (TP) de Proteção, 13,8 kV e 34,5 kV

TENSÃO NOMINAL DA SUBESTAÇÃO	13,8kV	34,5kV
Uso	interno	interno
Tensão máxima	15kV	38kV
Frequência nominal	60Hz	60Hz
Nível de isolamento	34/95kV	70/150kV
Exatidão	0,6P150	0,6P150
Potência térmica nominal	600VA	600VA
Tensão primária nominal	7,9kV	19,9kV
Relação nominal	70:1	175:1
Grupo de ligação	2	2

Fonte: NDEE 01, tabela 13

Tabela 12 – Transformadores de Corrente (TC) de Proteção, 13,8 kV e 34,5 kV

TENSÃO NOMINAL DA SUBESTAÇÃO	13,8kV	34,5kV
Uso	interno	interno
Tensão máxima	15kV	38kV
Frequência nominal	60Hz	60Hz
Nível de isolamento	34/95kV	70/150kV
Exatidão	0,6	0,6
Fator térmico nominal	*	*
Corrente térmica nominal	*	*
Corrente primária nominal	*	*
Corrente secundária nominal	*	*

Fonte: NDEE 01, tabela 14

1.7.2.6. Relé com funções 50 e 51 fase e neutro

O Relé de Proteção Secundário deve ser dimensionado conforme a Especificação Técnica da Distribuidora. Dessa forma, ele deve fornecer indicações de eventos por fase, como sobrecarga, com valores de corrente interrompida. Logo, o relé precisa incluir as funções 50 e 51 (fase e neutro), asseguradas por uma fonte de alimentação reserva com autonomia mínima de 2 horas para garantir a sinalização e o acesso à memória de registros em casos de falta de energia. Além disso, o relé deve ser projetado para evitar a alteração de sua configuração, podendo utilizar lacres, chaves ou senhas de bloqueio. Ao determinar os parâmetros, é importante considerar o tipo de usuário (consumidor ou produtor) e a demanda de injeção no sistema da Distribuidora. Transformadores de potencial e corrente ligados aos relés secundários devem ser instalados antes do disjuntor de proteção geral e após a chave seccionadora.

Por fim, para garantir a energia necessária ao acionamento da bobina de abertura do disjuntor, um dispositivo exclusivo deve ser instalado, podendo ser uma fonte capacitiva associada a outra fonte de alimentação auxiliar. Vale destacar que o relé deve ter uma resolução máxima de ajuste da corrente de fase de 0,1%.

1.7.2.7. No Break

É muito importante o fornecimento contínuo de energia elétrica na vida moderna e a vulnerabilidade dessa energia a interferências, oscilações e interrupções ao longo de seu trajeto têm grande impacto na sociedade. Nesse contexto, a solução apresentada é a utilização de um nobreak, um dispositivo que não apenas protege equipamentos eletrônicos, mas também atua como filtro contra ruídos elétricos, estabiliza oscilações e compensa quedas ou elevações de tensão. O nobreak é visto como uma opção com ótimo custo-benefício para tornar instalações elétricas mais robustas e confiáveis. Além disso, a NDEE 01 estabelece que o no break deverá ser instalado na mesma caixa com o relé e deverá ter potência mínima de 1000VA [20].

1.7.2.8. Caixa para medição e proteção

A exigência para as caixas destinadas à instalação do disjuntor geral de baixa tensão, transformadores de corrente e medição (medidor eletrônico e chave de aferição) na Subestação, no Amazonas. De acordo com as especificações técnicas da distribuidora, essas caixas devem ser projetadas para atender aos requisitos estabelecidos. Além disso, destaca-se que a caixa destinada à instalação do medidor eletrônico e da chave de aferição também precisa seguir as especificações da

distribuidora, e nela deve ser incluída uma tomada de três pinos destinada ao uso da Amazonas Energia.

1.7.2.9. Aterramento para Subestações

Cabe à distribuidora verificar, durante a inspeção para a aceitação da subestação ou durante o progresso da obra, o valor da resistência de aterramento apresentado pela malha de terra, que não deve exceder 10 ohms (medido em qualquer época do ano). Nesse sentido, se a medição realizada pela distribuidora indicar um valor superior ao mencionado, o interessado deve implementar medidas técnicas definitivas para reduzir a resistência a um valor igual ou inferior;

A malha de aterramento da subestação deve ser estabelecida pelo consumidor de acordo com os seguintes critérios:

- I. Para capacidade de transformação da subestação igual ou inferior a 150 kVA, devem ser utilizados 4 eletrodos (hastes de aterramento).
- II. Para capacidade de transformação da subestação acima de 150 kVA, devem ser utilizados 8 eletrodos.

A distância entre os eletrodos deve ser igual ou superior ao comprimento de cada eletrodo. Os eletrodos devem ser conectados através de condutores de cobre nu ou aço cobreado 40% (cooperweld), com a conexão realizada por meio de solda exotérmica. Além disso, em caso de caixa de inspeção, é permitido o uso de conectores apropriados. O condutor de interligação deve ter seção mínima de:

- I. 25 mm² para cobre nu ou 2 AWG para aço cobreado 40% em subestações com capacidade de transformação até 300 kVA;
- II. 50 mm² para cobre nu ou 1/0 AWG para aço cobreado 40% em subestações com capacidade de transformação acima de 300 kVA.

As partes metálicas da subestação, incluindo carcaças de transformadores, para-raios, equipamentos, portas, janelas, painel de tela zincado e suportes metálicos, devem ser conectadas diretamente à malha de aterramento por meio de condutores de cobre nu rígido, com bitola mínima de 25 mm². Então, os eletrodos de aterramento devem ser instalados no solo de forma que a extremidade superior, incluindo a conexão, seja acessível para inspeção pela Amazonas Energia. Além disso, cada haste deve estar posicionada abaixo da linha de acabamento do piso, dentro de uma cava revestida por argamassa ou tubo de PVC, e protegida por uma tampa de concreto ou ferro fundido alinhada com o nível do acabamento do piso

Além dos pontos de acesso onde os eletrodos estão instalados, é necessário prever "rabichos" de 500 mm em diversos locais para garantir o aterramento de carcaças de equipamentos, ferragens, telas e servir como reserva para possíveis necessidades de novos pontos de aterramento. Assim como, aterrar todas as partes metálicas, é preciso conectar à malha de aterramento o condutor neutro da rede da Amazonas Energia, o neutro do(s) transformador(es) e o condutor neutro que será direcionado para a instalação consumidora. No entanto, caso não seja possível interligar o neutro da Amazonas Energia com a malha de aterramento, a resistência máxima de 10 ohms, conforme a norma NBR 14039, deve ser garantida. Por fim, a ferragem da parte civil da subestação também deve ser interligada à malha de aterramento.

Vale destacar que para subestações com capacidade de transformação acima de 300 kVA, o responsável pelo projeto deve dimensionar o sistema de aterramento, especificando o número de hastes, condutor de aterramento e configuração da malha de aterramento.

1.7.2.10. Barramentos de MT

Nas subestações que empregam barramentos, é necessário utilizar barramentos de cobre nu, com seção transversal de qualquer formato, desde que atenda à seção mínima condutora estabelecida na tabela 13. Os afastamentos mínimo e recomendado para os barramentos de média tensão estão apresentados na tabela 14. Para as emendas e derivações dos barramentos, é obrigatório usar conectores apropriados ou realizar soldas do tipo exotérmica, sendo proibido o uso de outros tipos de solda. Além disso, os barramentos em média tensão devem ser pintados nas cores específicas:

- I. FASE A: Vermelha
- II. FASE B: Branca
- III. FASE C: Marrom
- IV. NEUTRO: Azul

Tabela 13 – Dimensionamento do Barramento de MT

CORRENTE I (A)	SEÇÃO MÍNIMA - COBRE NU S (mm ²)
ATÉ 21	20
DE 21 A 100	50
ACIMA DE 100	S (NOTA 1)

Fonte: NDEE 01, tabela 04

Tabela 14 – Afastamento dos Barramentos de MT

TENSÃO NOMINAL (kV)	ÁREA							
	ABRIGADA				AO TEMPO			
	FASE – FASE (mm)		FASE – NEUTRO (mm)		FASE – FASE (mm)		FASE – NEUTRO (mm)	
	MÍNIMO	RECOMEN- DADO	MÍNIMO	RECOMEN- DADO	MÍNIMO	RECOMEN- DADO	MÍNIMO	RECOMEN- DADO
13,8	150	200	115	150	170	300	130	200
34,5	390	500	265	350	590	700	390	500

Fonte: NDEE 01, tabela 03

1.7.2.11. Tipos de Subestação

Segundo a NDEE 01, existem basicamente cinco tipos de subestação, que são as:

- I. Subestação do Tipo aérea, com trafo instalado em poste de seção circular ou DT: para fornecimento através de um único transformador com capacidade de até 300 kVA e cuja tensão secundária seja de 220/127V; Neste tipo de subestação, a medição de três elementos será realizada na baixa tensão, e a proteção, que é exclusiva para a baixa tensão, será implementada por meio de um disjuntor em caixa moldada. O dimensionamento deste disjuntor deve seguir os critérios estabelecidos na tabela 1 da NDEE 01. Como opção alternativa, é permitido o uso de um disjuntor ajustável.
- II. Cabine de Medição e Proteção Primária com ou sem transformação: construção em alvenaria para fornecimento de demanda de qualquer magnitude, apresentando proteção e medição em três elementos na média tensão, seja com ou sem a presença de um transformador instalado na subestação.
- III. Subestação Blindada: Subestação de construção metálica, compartimentada e equipada com dispositivos de alívio de pressão, bem como sistema de ventilação natural ou forçada, destinada à instalação abrigada ou ao tempo. Essa subestação inclui proteção e medição em três elementos na média tensão. Além disso, o compartimento designado para abrigar a medição (TC, TP, Medidores, Chaves de Aferição), assim como os espaços contendo cabos, equipamentos ou barramentos com energia não medida, e o compartimento destinado à instalação do disjuntor e dos TC e TP de proteção, deverão possuir dispositivos apropriados para a aplicação de lacres da Amazonas Energia. Portanto, qualquer acesso a esses compartimentos deve ser realizado sob a supervisão de um funcionário da Amazonas Energia.
- IV. Subestação com Medição, Proteção e Transformação: A estrutura edificada é destinada ao fornecimento por meio de um transformador, cuja capacidade varia de

um mínimo de 75kVA a um máximo de 300kVA. Dessa forma, a proteção desse sistema é assegurada por meio de uma chave fusível, enquanto a medição de três elementos é realizada na média tensão. Além disso, é implantada uma proteção abrangente na BT, viabilizada por um disjuntor. Dessa forma, essa configuração inclui a instalação do transformador na subestação.

- V. Subestação Móvel: Uma subestação blindada é projetada com o(s) transformador(es) integrado(s) no(s) compartimento(s) do cubículo, de forma adequada para atender demandas de até 500 kVA. No entanto, sua utilização deve ocorrer em conformidade com um contrato específico estabelecido entre o consumidor e a Amazonas Energia. Em relação ao local onde a unidade de fornecimento de energia estiver estacionada, é obrigatório desenvolver um sistema de aterramento apropriado. Adicionalmente, quando essa subestação for empregada para conexões temporárias, é necessário instalar a caixa de medição.

2. METODOLOGIA

A metodologia adotada é a de revisão de literatura, conforme pode ser visto ao longo deste trabalho, uma revisão profunda dos conceitos mais básicos relacionados a engenharia elétrica, em particular circuitos elétricos trifásicos, até um dos assuntos mais avançados dentro da engenharia que é a subestação de energia. Então, por meio do levantamento das normas vigentes relacionadas a projetos elétricos, foi possível fornecer embasamento suficientemente necessário para que pudesse ser feito o estudo de causa, do estudo de proteção secundária de um condomínio residencial horizontal. Dessa forma, a segunda metade deste trabalho seguirá um passo a passo, lógico e técnico de elaboração de projeto, iniciando-se com o levantamento de cargas para o projeto elétrico residencial coletivo, após isso será feito a elaboração do projeto de distribuição de energia, e subestação, assim como o levantamento da iluminação dos postes. Então, será feito o estudo de proteção secundária e a seleção dos dispositivos de proteção. Por fim, serão apresentados os resultados do estudo e algumas conclusões sobre.

Figura 15 - Metodologia de pesquisa do trabalho



Fonte: Própria, 2023

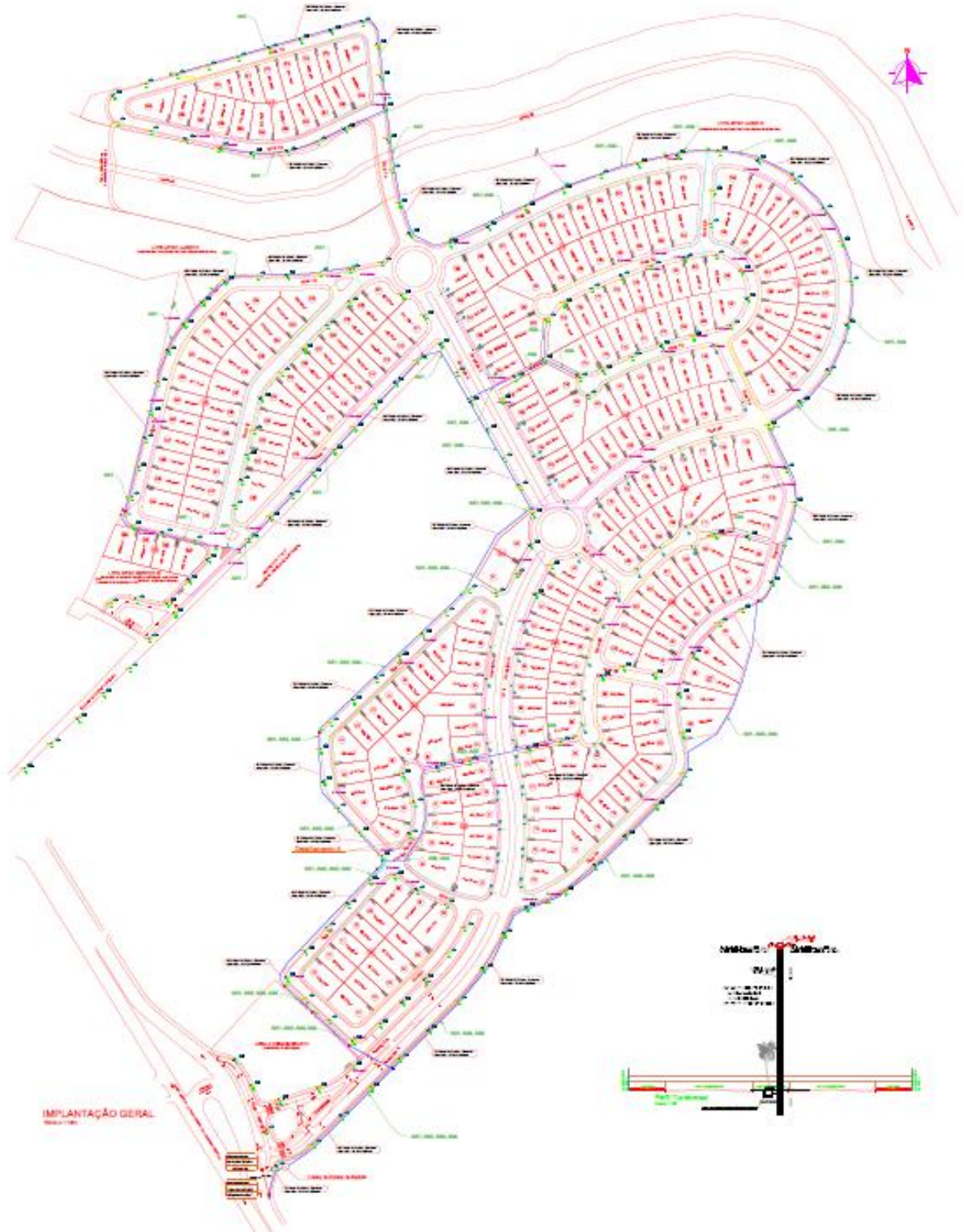
3. CÁLCULO DE POTÊNCIA DEMANDADA

Levantar a potência demandada de um sistema é essencial por vários motivos. Primeiramente, permite o dimensionamento adequado dos equipamentos, como geradores e transformadores, evitando sobrecargas e falhas. Além disso, possibilita o planejamento de capacidade, identificando áreas que podem precisar de atualizações para atender às demandas futuras. Donde, conhecer a potência demandada também contribui para a eficiência energética, permitindo estratégias de operação mais econômicas e o uso de equipamentos eficientes. Além disso, a compreensão da potência demandada é essencial para a segurança do sistema, prevenindo sobrecargas e garantindo a estabilidade operacional, reduzindo oscilações no sistema por falha no dimensionamento.

Levantar a potência demandada é vital para a operação eficiente, confiável e segura do sistema elétrico, e em tratando de projetos eletricos coletivos, é importante ter as informações de potência para iniciar o projeto. Dessa forma, é necessário identificar a necessidade do cliente, em particular no projeto exposto neste trabalho tem-se as seguintes especificações e condições: condominio residencial horizontal, infraestrutura subterrânea, planta arquitetônica contendo informações da área e quantidade de terrenos. Donde, na figura 16 consta a planta arquitetônica do condominio residencial horizontal, dessa forma para resumir as informações em relação aos terrenos

$$D = FA \times FQ \times 1,4 \quad (1.54)$$

Figura 16 - Planta Arquitetônica do Condomínio Residencial Horizontal



Fonte: Própria, 2023

Dessa forma, de posse das informações sobre a propriedade, por meio das tabelas 12 e 13, da NDEE 03, foi realizado o cálculo utilizando o fator de multiplicação por lote, para determinar a

demanda dos apartamentos residenciais. Sendo assim, foi possível calcular a demanda de potência por lote, conforme a fórmula 6.51, os resultados estão expostos na tabela 16. No entanto, o resultado da demanda por lote não corresponde aos transformadores comerciais, então foi necessário levantar o transformador comercial necessário para suprir cada lote, dessa forma o resultado também foi calculado na tabela 16. Portanto, tem-se as condições para se iniciar o projeto elétrico, a potência demandada para 276 terrenos residenciais é de 4,125 MVA.

Tabela 16 – Demanda de Potência por lote

LOTE	QUANTIDADE	MEDIA (m ²)	FA	FQ	SEGURANÇA	DEMANDA LOTE (kVA)	DEMANDA RESIDENCIAL (kVA)	TRAFO COMERCIAL (kVA)
1	13	574	10,71	11,98	1,4	180	14	225
2	11	542	9,91	10,42	1,4	145	13	225
3	22	577	10,71	18,65	1,4	280	13	300
4 e 5	19	496	9,10	16,66	1,4	212	11	225
6	20	588	10,71	17,44	1,4	261	13	300
7 e 8	20	563	10,71	17,44	1,4	261	13	300
9	18	580	10,71	15,88	1,4	238	13	300
10	22	567	10,71	18,65	1,4	280	13	300
11	21	543	9,91	18,04	1,4	250	12	300
12	17	549	9,91	15,1	1,4	209	12	225
13	27	568	10,71	21,67	1,4	325	12	2X225
14	21	538	9,91	18,04	1,4	250	12	300
15 e 16	27	556	10,71	21,67	1,4	325	12	2X225
17	18	522	9,91	15,88	1,4	220	12	225

Fonte: própria, 2023

4. PROJETO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

A distribuição adequada de transformadores em um condomínio é essencial. Pois, primeiramente, ela equilibra as cargas elétricas de forma eficiente, evitando sobrecargas em áreas específicas, ou em transformadores, e garantindo uma distribuição equilibrada de energia para todos os consumidores.

Além disso, uma distribuição bem planejada reduz as perdas de energia ao longo do sistema elétrico, minimizando a resistência nos cabos e condutores. Onde, isso contribui para a estabilização da tensão elétrica e melhora a qualidade da energia fornecida aos moradores.

Outro benefício é a facilidade de manutenção. Pois, com transformadores estrategicamente posicionados, é mais fácil realizar inspeções regulares, reparos e substituições quando necessário, o que reduz o tempo de inatividade e os custos associados. Logo, uma distribuição adequada promove a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico do condomínio, reduzindo os riscos de falhas elétricas e curtos-circuitos que possam comprometer a segurança dos moradores e dos equipamentos.

Partindo-se das premissas definidas nos requisitos do projeto, foram escolhidos os transformadores de pedestal anel e radial, da Romagnole para distribuição de energia, com infraestrutura subterrânea.

Os lotes de apoio terão transformadores dedicados, para poder atender a demanda de todo o condomínio. Dessa forma, cada lote de apoio terá uma subestação de 75kVA pedestal radial. Sendo assim, foi feito o detalhamento em software de desenho 2D, colocando as subestações de distribuição em pontos estratégicos. Além disso, foi definido 4 alimentadores em razão do melhor balanceamento e custo-benefício de material. Dessa forma, a tabela 17 mostra o resumo do detalhamento feito em software de desenho.

Tabela 17 – Distribuição de transformadores para os terrenos

ALIMENTADOR	Lote	POTENCIA DO TRAFÓ (kVA)	TRAFÓ	ALIMENTA O TERRENO
2	1	75	T1	01, 02, 03, 04, 05
2	1	45	T2	12, 13
2	1	300	T3	06, 07, 08
2	1			09, 10, 11
2	2			14 e 24
2	2			20, 21, 22, 23, 23
2	3	300	T4	25, 26, 27, 28, 29
2	3			30, 31
2	2			15, 16, 17, 18, 19
2	3			32, 33, 34, 35, 36
3	6	225	T5	70, 71
3	5			54, 55, 56, 57
3	5, 8			58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 104
3	6, 8			66, 67, 68, 69, 105
3	6	225	T6	77, 78, 79, 80
3	6			72, 73, 74, 75, 76
3	6			81, 82
3	6			83, 84, 85
3	7	112,5	T7	86, 87, 88
3	7			89, 90
3	8			91, 92, 93, 94, 95, 96, 97
3,4	8,9			98, 112, 113
3,4	5,9	225	T9	65, 106, 107, 108, 109, 110, 111
3	8			99, 100, 101, 102, 103
2	3			39, 40, 41, 42, 43
2	3			44, 45, 46
2	3	75	T10	38
2,3	3,5			37, 53
2	3			47, 48
3	5			49, 50, 51, 52
4	9	225	T12	123
4	9			120, 121, 122
4	10			129, 130, 131
4	10			132, 133, 134, 135, 136, 137
4	9	225	T13	114
4	9			115, 116, 117, 118, 119
4	10			124, 125, 126, 127, 128
4	10			145, 146, 166
4	12	225	T14	167
4	11			161, 162, 163, 164, 165
4	11			147, 148, 149
4	11			150, 151, 152, 153, 154
4	11	112,5	T15	155, 156
4	11			157, 158
4	11			159, 160, 161
4	12			181, 182, 183
1	13	112,5	T17	184, 185
1	13			205, 206, 207, 208, 209, 210
1	13			112,5
1	13			199, 200, 201, 202, 203, 204
4	13	300	T20	194, 195, 196, 197, 198
4	12			186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193
4	10			175, 176, 177, 178, 179, 180
4	12			138, 139, 140, 141, 142, 143, 144
1	14	112,5	T21	168, 169, 170, 171, 172, 173, 174
1	14			211, 212, 213, 214, 215, 216
1	14			217, 218, 219
1	14			220, 221, 222, 223, 224, 225
1	15	112,5	T25	235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243
1	16			255, 256, 257, 258
1	15			244, 245, 246, 247, 248
1	15			249, 250, 251, 252, 253, 254
1	14	112,5	T28	226, 227, 228, 229, 230, 231
1	15			232, 233, 234
1	17			275, 276
1	17			259, 260, 261
1	17	75	T30	262, 263, 264, 265, 266
1	17			267, 268, 269
1	17			270, 271, 272, 273, 274
1	17			270, 271, 272, 273, 274
1	LOTE APOIO LAZER 02	75	T33	LOTE APOIO LAZER 02
1	LOTE APOIO SERVIÇO 03	75	T34	LOTE APOIO SERVIÇO 03
1	LOTE APOIO LAZER 01	75	T35	LOTE APOIO LAZER 01
1	LOTE DE COMERCIO E SERVIÇOS	75	T36	LOTE DE COMERCIO E SERVIÇOS

Fonte: Própria, 2023

Os terrenos terão unidades consumidoras trifásicas, então conforme a NBR 5410, a queda de

tensão no trecho para um circuito trifásico é de 5%, logo as ramificações em baixa tensão devem ter a queda de tensão inferior ao limite permitido. Sendo assim, a tabela 18 demonstra como ficaram as ramificações em baixa tensão. Em particular, foi considerado como comprimento do cabo a maior distância entre transformador e terreno, afinal caso a queda de tensão esteja viável para a maior distância, as outras também serão viáveis. Em consequência disso, foram acrescentados alguns transformadores para suprir a queda de tensão entre os trechos de MT, aumentando em 495 kVA a potência total em transformador.

Tabela 18 – Queda de tensão por trecho

TRAI -	M. CABOS l -	TENSÃO BT (l -	CORRENTE BT (l -	SEÇÃO DO CABO BT MN -	QUEDA DE TENSÃO BT (% -
T1	100	380,6	80	25	4,33%
T2	46	380,6	80	25	1,99%
T3	90	380,6	80	25	3,90%
	70	380,6	80	25	3,03%
	90	380,6	80	25	3,90%
	83	380,6	80	25	3,59%
T4	100	380,6	80	25	4,33%
T5	54	380,6	80	25	2,34%
	100	380,6	80	25	4,33%
	93	380,6	80	25	4,03%
	70	380,6	80	25	3,03%
T6	110	380,6	80	25	4,76%
	110	380,6	80	25	4,76%
	116	380,6	80	35	3,59%
T7	105	380,6	80	25	4,54%
	96	380,6	80	25	4,16%
T8	35	380,6	80	25	1,51%
	82	380,6	80	25	3,55%
	88	380,6	80	25	3,81%
T9	70	380,6	80	25	3,03%
	90	380,6	80	25	3,90%
	97	380,6	80	25	4,20%
T10	110	380,6	80	25	4,76%
	97	380,6	80	25	4,20%
	92	380,6	80	25	3,98%
T11	56	380,6	80	25	2,42%
	61	380,6	80	25	2,64%
	81	380,6	80	25	3,51%
T12	70	380,6	80	25	3,03%
	110	380,6	80	25	4,76%
	90	380,6	80	25	3,90%
	93	380,6	80	25	4,03%
	94	380,6	80	25	4,07%
T13	105	380,6	80	25	4,54%
	42	380,6	80	25	1,82%
	105	380,6	80	25	4,54%
	110	380,6	80	25	4,76%
	110	380,6	80	25	4,76%
T14	92	380,6	80	25	3,98%
	153	380,6	80	35	4,73%
	60	380,6	80	25	2,60%
T15	100	380,6	80	25	4,33%
	44	380,6	80	25	1,90%
	44	380,6	80	25	1,90%
T16	110	380,6	80	25	4,76%
	110	380,6	80	25	4,76%
	112	380,6	80	25	4,85%
T17	100	380,6	80	25	4,33%
T18	100	380,6	80	25	4,33%
T19	106	380,6	80	25	4,59%
T20	111	380,6	80	25	4,80%
	106	380,6	80	25	4,59%
T21	100	380,6	80	25	4,33%
	104	380,6	80	25	4,50%
T22	93	380,6	80	25	4,03%
T23	50	380,6	80	25	2,16%
T24	146	380,6	80	35	4,51%
T25	152	380,6	80	35	4,70%
	70	380,6	80	25	3,03%
T26	80	380,6	80	25	3,46%
T27	111	380,6	80	25	4,80%
T28	101	380,6	80	25	4,37%
	100	380,6	80	25	4,33%
T29	100	380,6	80	25	4,33%
	50	380,6	80	25	2,16%
	90	380,6	80	25	3,90%
T30	60	380,6	80	25	2,60%
	110	380,6	80	25	4,76%
T31	17	380,6	80	25	0,74%
T32	64	380,6	80	25	2,77%
T33	40	380,6	80	25	1,73%
T34	70	380,6	80	25	3,03%

Fonte: própria, 2023

Portanto considerando a demanda das residências, a demanda dos lotes de apoio e a potência

dos trafos de distribuição, tem-se uma potência total em transformador de 4,92 MVA. Sendo respectivamente, 1725 kVA para o alimentador 1, 1095 kVA para o alimentador 2, 900 kVA para o alimentador 3, e 1200 kVA para o alimentador 4.

Para esse projeto, foi considerado como premissa que o cliente se compromete a não ter futuros aumentos de carga, dispensando a necessidade de um cubículo reserva conforme solicitado pelo item 7.4.2 da norma da concessionária MPN-DC-01/NDEE-01.

Os cabos de Média Tensão estão fixados em suporte em Cantoneira Galvanizada, e interligados através de vergalhão de cobre de Ø5/8” após o cone de alívio da terminação enfiada, através de conectores mecânicos. Além disso, todas as partes metálicas da subestação, não energizadas das estruturas deverão ser ligadas ao sistema de aterramento da Subestação.

A ventilação da Subestação será feita de forma natural, através de janelas de ventilação com telas de arame de ferro galvanizado 12 BWG, com tela de malha de 13mm x 13mm no máximo.

A proteção contra guarda corpos do Cubículo de Medição será feita por Armação de Cantoneira 1½” x 1½” x 3/16” com Painel de Tela Galvanizada Nº 12 BWG c/ Malha 13mm x 13mm.

A proteção contra guarda corpos da proteção geral e transformação será feita por grades de telas de arame galvanizado 12 BWG, com malha no máximo 3cm x 3cm, serão fixadas placa de advertência com os dizeres: " PERIGO - ALTA TENSÃO - MANTENHA-SE AFASTADO NÃO TOQUE NOS CABOS". Junto ao punho de acionamento das chaves seccionadoras de alta tensão deverá ser fixada uma placa com os dizeres: “NÃO OPERAR ESTA CHAVE SOBRE CARGA”.

Junto à parede deverá ser fixado o diagrama unifilar com legenda da subestação. Por fim, a subestação estará dotada de proteção e combate a incêndio através de um extintor do tipo CO2 com carga de 6 kg, localizado na entrada da subestação.

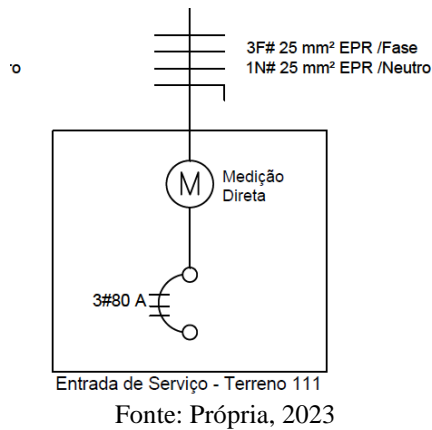
4.1. Especificação do Padrão de Entrada dos terrenos

Tendo em vista, que para fazer o levantamento de potência demandada por cada terreno exigiria um trabalho específico, com foco nas tabelas da NDEE 02 e NDEE 03. Logo, o presente trabalho não fará o detalhamento de como foi encontrado o resultado, e as cargas consideradas. Portanto, a potência demandada considerada por terreno foi de 30kW, já considerando a potência reserva.

Dessa forma, para cada terreno tem-se que a configuração do padrão de entrada é: disjuntor de proteção trifásico de 80 A, e cabeamento de 3#25(25)mm² EPR e PE16mm² EPR, conforme mostrado na figura 17. Além disso, foi assumido que a temperatura limite de sobrecarga dos

condutores não será mantida por um tempo superior a 100 horas durante 12 meses consecutivos, ou por 500 horas ao longo da vida útil do condutor.

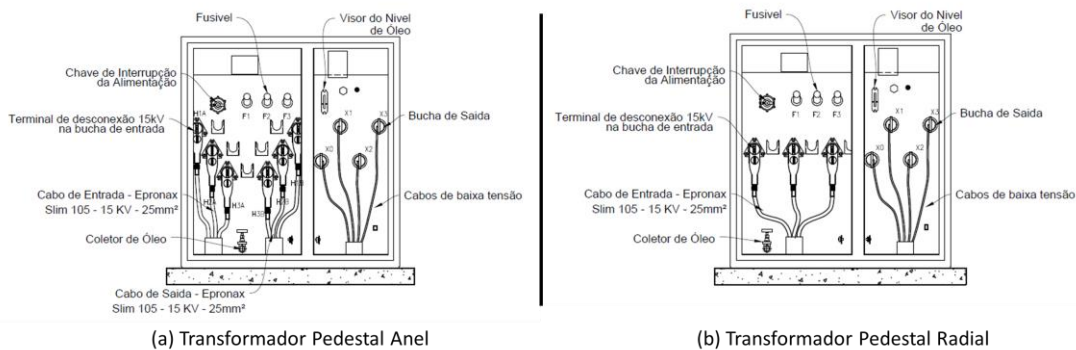
Figura 17 - Detalhamento Padrão de Entrada Terrenos



4.2. Especificação dos Transformadores

Tendo em vista, que se trata de um SPA Resort, a infraestrutura deve ser subterrânea para que afete de forma mínima a arquitetura projetada para o local, logo foram escolhidos os transformadores de pedestal da Romagnole, em particular o radial e anel. Onde, a subestação pedestal em anel os cabos de MT entram na subestação, alimentam ela, e então pelos terminais de saída de MT, os cabos saem e continuam para a próxima subestação, além disso existe a saída em BT, conforme a figura 17(a). Enquanto, a subestação pedestal radial se configura como uma subestação “fim de rede”, pois a mesma tem somente a entrada em MT nos seus terminais, a parte de baixa tensão é igual ao transformador em anel, conforme pode ser vista na figura 17(b). Por fim, o modelo de transformador utilizado se encontra na figura 18.

Figura 18 - Detalhamento Interno das Subestações da Rede de Distribuição



Fonte: Própria, 2023

Então, foi feita a distribuição dos transformadores no terreno, respeitando: a queda de tensão

e pontos estratégicos. Dessa forma, totalizando em 35 transformadores. Donde, a distribuição dos transformadores na planta, para cada lote, está especificado na tabela 17.

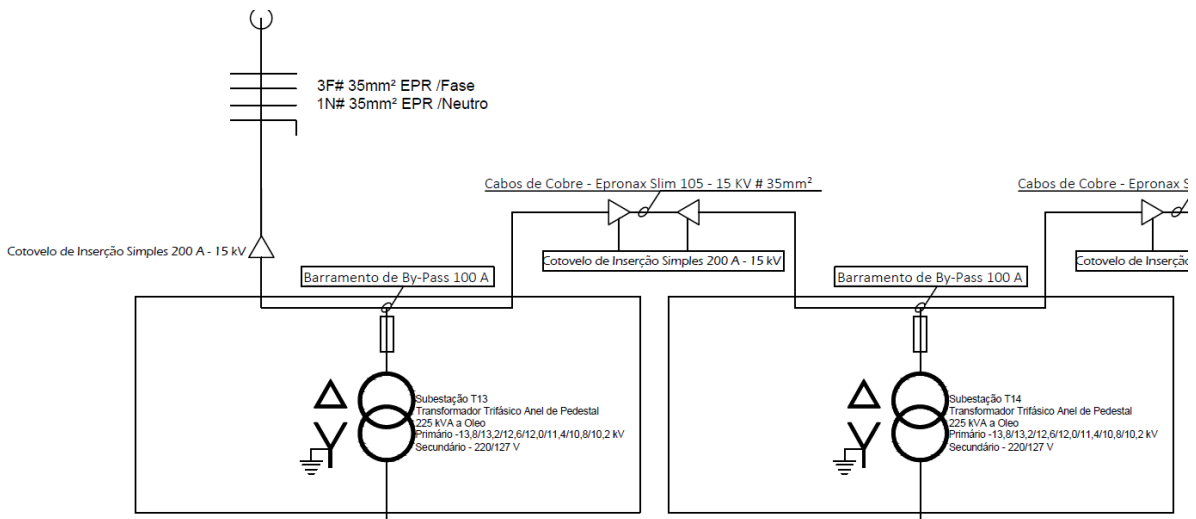
Figura 19 – Modelo de Transformador de Pedestal



Fonte: Manual do Fabricante, Romagnole, 2022

Além disso, vale destacar que foi utilizado barramento de by-pass 100 A para fazer a condução de corrente entre os trafos de distribuição, assim como foram utilizados cotovelos de inserção simples 200 A – 15kV para fazer o engate com o transformador, conforme mostrado na figura 19.

Figura 20 - Detalhamento da distribuição em MT



Fonte: Própria, 2023

4.2.1. Proteção Secundária dos Transformadores

- Proteção Secundária dos Transformadores de 45 kVA

A proteção será um Disjuntor tripolar de 125A. Alimentadores: Os cabos alimentadores no secundário do transformador Serão 3# 50mm² EPR para as fases e 1# 50mm² EPR para o Neutro, conectados a um barramento de cobre de 3/8" x 1/4".

- Proteção Secundária dos Transformadores de 75 kVA

A proteção será um Disjuntor tripolar de 200A. Alimentadores: Os cabos alimentadores no secundário do transformador Serão 3# 95mm² EPR para as fases e 1# 95mm² EPR para o Neutro, conectados a um barramento de cobre de 3/4" x 1/4".

- Proteção Secundária dos Transformadores de 112,5 kVA

A proteção será um Disjuntor tripolar de 300A. Alimentadores: Os cabos alimentadores no secundário do transformador Serão 3# 2x70mm² EPR para as fases e 1# 2x70mm² EPR para o Neutro, conectados a um barramento de cobre de 3/4" x 5/16".

- Proteção Secundária dos Transformadores de 225 kVA

A proteção será um Disjuntor tripolar de 600A. Alimentadores: Os cabos alimentadores no secundário do transformador Serão 3# 2x185mm² EPR para as fases e 1# 2x185mm² EPR para o Neutro, conectados a um barramento de cobre de 1" x 1/2".

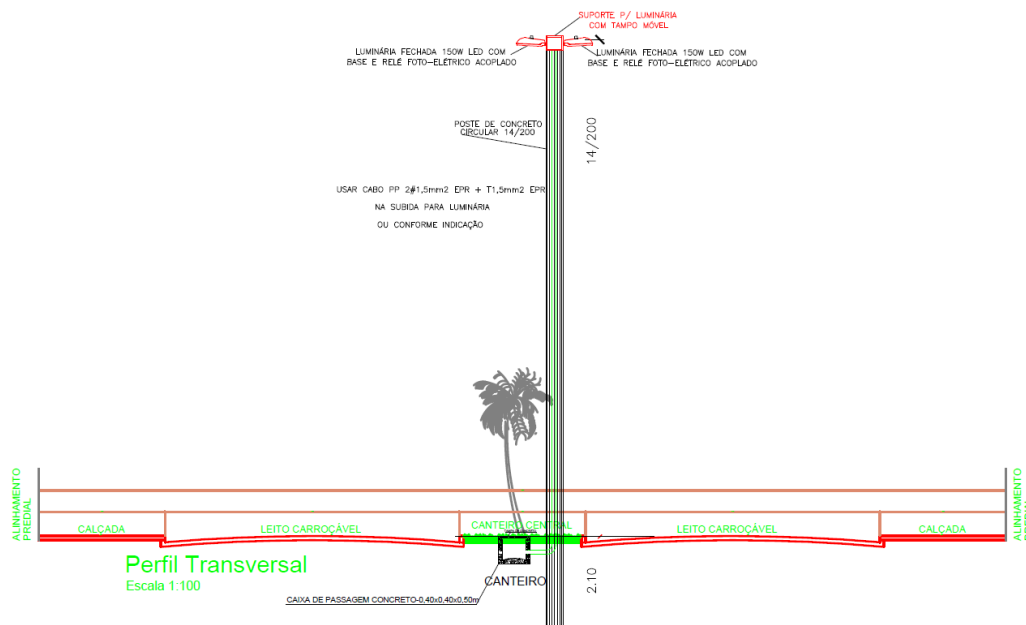
- Proteção Secundária dos Transformadores de 300 kVA

A proteção será um Disjuntor tripolar de 800A. Alimentadores: Os cabos alimentadores no secundário do transformador Serão 3# 3x150mm² EPR para as fases e 1# 3x150mm² EPR para o Neutro, conectados a um barramento de cobre de 2" x 3/8".

4.3. Especificação da iluminação de postes

Para o projeto de iluminação dos postes foram distribuídos os postes de iluminação considerando um vão médio de 30 metros, reduzindo nas áreas que contenham pergolados públicos. Sendo assim, a proteção será um disjuntor tripolar de 32 A, donde os alimentadores no secundário do transformador serão 3#6mm² EPR para as fases e 1# 6mm² EPR para o Neutro, tal proteção será feita para 28 circuitos de iluminação. Enquanto, para 3 circuitos de iluminação a proteção será feita por um disjuntor tripolar de 25A, sendo os cabos dos alimentadores no secundário do transformador serão 3#4mm² EPR para as fases, e 1#4mm² EPR para o neutro, sendo o cabeamento que sobe ao poste será de 2#1,5mm² EPR para as fases e T1,5mm² EPR para o neutro. A figura a seguir mostra o detalhamento do poste utilizado para elaboração do projeto.

Figura 21 - Detalhamento do Poste de Iluminação



condomínio contém 242 postes de iluminação de 300 W, totalizando 72,60 kW de potência demandada


Fonte: própria, 2023

5. ESTUDO DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIA

Para realizar o estudo de proteção foi necessário organizar as informações, tanto da concessionária quanto do cliente, para tal foi feito o preenchimento de uma planilha com os parâmetros de cálculo, com os dados necessários presentes, utilizando como base o modelo proposto pelo Caio Lima, 2020. Donde, a planilha servirá para realizar um estudo prévio sobre a curva de proteção, comparando valores para ser realizado o estudo.

Além disso, será elaborado um memorial de cálculos, que deve ser apresentado juntamente com a planilha nos projetos de proteção. Donde, o objetivo é demonstrar o desenvolvimento do estudo, com a equação utilizada e os gráficos de coordenograma de fase e neutro. Sendo assim, a figura 22 mostra os parâmetros da concessionária, donde a mesma, envia em sua carta de viabilidade de subestação.

Figura 22 - Dados Da concessionaria

1.0 DADOS DA CONCESSIONÁRIA 		PARÂMETROS DA SUBESTAÇÃO	
1.1. Dados do Ponto de Interligação		1.2. Dados do Relé da Concessionária	
lcc Trifásico (lcc3f)	3394 A	Fabricante	SIEMENS
lcc Bifásico (lcc2f)	2949 A	Tipo	7SJ6321
lcc fase e terra (lcc1f)	2532,5 A	RTC	800/1
lcc fase e terra 40 Ohms (lcc1F40)	176 A	Unidade Temp. de Fase	0,6 A
lcc fase e terra 100 ohms (lcc1F100)	76 A	Dial de Fase	0,3
R1 (Resistência reduzida da seq(+))	3,2132 Ohms	Curva de fase	VI
X1 (Reatância Reduzida da seq(+))	5,0139 !Ohms	Unidade inst. De fase	7 A
R0 (Resistência reduzida de seq(+))	5,876 Ohms	Unidade Temp. Neutro	0,15 A
X0 (Reatância Reduzida de seq(+))	21,1012 !Ohms	Dial de Neutro	0,9
Tensão de Fornecimento (Vforn)	13,8 kV	Curva de neutro	VI
Potência Base da Geração	40 MVA	Unidade Inst. Neutro	3,05 A

Fonte: Própria, 2024

Sendo assim, logo após a inserção dos dados da concessionária, foram feitos os cálculos de demanda, levando em consideração as informações dos transformadores da subestação, conforme a figura 23. Haja vista que, trata-se da elaboração do projeto e análise de proteção, não tem-se o valor exato da impedância percentuais exatas do trafo, portanto foi utilizado estimativas de acordo com a potência e modelo do transformador, fornecido pelo fabricante. Portanto, a potência total em transformadores é de 4,92 MVA, no entanto a potência demandada é de 4,5 MVA. Conforme já explicado na seção 9.

Figura 23 - Dados do Transformador do Cliente

2.0 DADOS DO TRANSFORMADOR DO CLIENTE				
2.1. Dados de Demanda				
	Potência	Quantidade	Z% Estimado	Vsaída
Trafo 1	45 kVA	1	3,5	220 V
Trafo 2	75 kVA	8	3,5	220 V
Trafo 3	112,5 kVA	16	3,5	220 V
Trafo 4	225 kVA	7	4	220 V
Trafo 5	300 kVA	3	4,5	220 V
Potência Total	4920 kVA			
3.0 DADOS DA OBRA OU SERVIÇO				
Dados de Demanda	Potência			
Potência Demandada	4500 kW		Fator de Pot (FP)	0,92

Fonte: Própria, 2024

De posse das informações de potência, tensão e impedância, tanto da concessionária quanto dos transformadores do cliente. Então, foi possível realizar o cálculo das impedâncias equivalentes na concessionária, e em cada transformador. Conforme, pode ser visto pela figura 24.

Figura 24 - Impedâncias do Sistema

4.0 IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA	
4.1. Impedância Equivalente da Concessionária	4.2. Impedância Equivalente dos Transformadores
$Z_{cc} = (V_{linha}) / (1,73 * I_{cc3f})$	$Z_{trafo1} = (V_{linha}^2) * (Z\%trafo2) / Strafo$
2,35 Ohms	148,12 Ohms
	$Z_{trafo2} = (V_{linha}^2) * (Z\%trafo2) / Strafo$
	88,872 Ohms
	$Z_{trafo3} = (V_{linha}^2) * (Z\%trafo3) / Strafo$
	59,248 Ohms
	$Z_{trafo4} = (V_{linha}^2) * (Z\%trafo4) / Strafo$
	33,856 Ohms
	$Z_{trafo5} = (V_{linha}^2) * (Z\%trafo5) / Strafo$
	28,566 Ohms

Fonte: Própria, 2024

É importante identificar as correntes do sistema elétrico, pois por meio do conhecimento da corrente nominal dos transformadores é possível realizar o dimensionamento de cabos, e proteções elétricas, além de servir como base para simulações. Sendo assim, foram calculados as correntes do sistema, em particular é necessário levantar a corrente nominal na média tensão, a corrente de desbalanceamento admissível, a corrente demandada de tensão, e a corrente nominal dos transformadores. Onde, a figura a seguir mostra o resultado de tais cálculos.

Figura 25 - Determinação das Correntes do Sistema

5.0 DETERMINAÇÃO DAS CORRENTES DO SISTEMA	
5.1. Corrente Nominal na Média Tensão	5.2. Corrente máx demandada média tensão
$I_{nmax} = (P_{total}) / (1,73 * V_{linha})$	$I_{dem} = (P_{dem}) / (1,73 * V_{linha} * FP)$
206,08 A	204,88 A
5.3. Corrente de Desbalanceamento Admissível	5.4. Corrente Nominal dos transformadores
$I_{desb} = (0,2 * I_{dem})$	$I_{n\ Trafo\ 1} = Strafo1 / (1,73 * V_{linha})$
40,98 A	1,88 A
	$I_{n\ Trafo\ 2} = Strafo2 / (1,73 * V_{linha})$
	3,14 A
	$I_{n\ Trafo\ 3} = Strafo3 / (1,73 * V_{linha})$
	4,71 A
	$I_{n\ Trafo\ 4} = Strafo4 / (1,73 * V_{linha})$
	9,42 A
	$I_{n\ Trafo\ 5} = Strafo5 / (1,73 * V_{linha})$
	12,57 A

Fonte: Própria, 2024

Correntes de curto-circuito representam situações de falha no sistema elétrico, onde uma corrente muito alta pode fluir rapidamente. Sendo assim, identificar essas correntes é crucial para dimensionar adequadamente os dispositivos de proteção, tal como os relés de proteção, garantindo que eles possam interromper o circuito de forma rápida e segura para evitar danos aos equipamentos e riscos para a segurança das pessoas. Logo, foi necessário calcular as correntes de magnetização, ANSI e de curto-circuito. Para que dessa forma, seja feito o levantamento do coordenograma de proteção. A figura a seguir resume os cálculos.

Figura 26 - Níveis IMAG, IANSI e de curto circuito vistos pela rede

6. IMAG, IANSI e NÍVEIS DE DE CURTO CIRCUITO VISTOS PELA REDE		
6.1. Icc3f no ponto de fornecimento		
Icc Trifásico (Icc3f)	3394	A
6.2. Icc3f no Sec. Dos trafos refletido no Prim		
$Icc3f\ trafo1 = (V_{linha}) / (1,73 * (Z_{cc} + Z_{trafo1}))$	90,68	A
$Icc3f\ trafo2 = (V_{linha}) / (1,73 * (Z_{cc} + Z_{trafo2}))$	148,49	A
$Icc3f\ trafo3 = (V_{linha}) / (1,73 * (Z_{cc} + Z_{trafo3}))$	217,96	A
$Icc3f\ trafo4 = (V_{linha}) / (1,73 * (Z_{cc} + Z_{trafo4}))$	363,90	A
$Icc3f\ trafo5 = (V_{linha}) / (1,73 * (Z_{cc} + Z_{trafo5}))$	422,90	A
6.3. Corrente de Magnetização (Imag)		
$Imag = 1 / (1 / Icc3f + (1,73 * V_{linha}) / (10 * P_{total}))$	1282,25	A
6.4. Ponto ANSI		
$IANSI T1 = (58 * In\ Trafo\ 1) / (Z\%trafo1)$	31,24	A
$IANSI T2 = (58 * In\ Trafo\ 2) / (Z\%trafo2)$	52,06	A
$IANSI T3 = (58 * In\ Trafo\ 3) / (Z\%trafo3)$	78,09	A
$IANSI T4 = (58 * In\ Trafo\ 4) / (Z\%trafo4)$	136,65	A
$IANSI T5 = (58 * In\ Trafo\ 5) / (Z\%trafo5)$	161,96	A

Fonte: Própria, 2024

Os transformadores de corrente são usados para medir correntes de alta magnitude de forma segura e conveniente, donde eles reduzem a corrente do circuito principal para valores adequados para instrumentos de medição, proteção e controle (EMBRASUL, 2023). Sendo assim, foi realizado o cálculo para dimensionamento dos transformadores de corrente do sistema.

Figura 27 - Dimensionamento dos TCs

7. DIMENSIONAMENTO DOS TCs		
7.1. Relação de Transformação do TC		
$I_{pm\acute{x}} = Icc3f / 20$	169,7	A
RTC Ajustado	350	
RTC	70	
7.2. Impedância do cabo de ligação		
Comp do Condutor TC (DC) - Ida e Volta	10	m
Bitola do Cabo (Scabo)	2,5	mm ²
$Imp\ do\ Cabo\ (Z_{cabo} = 0,017241 * Lc / As)$	0,07	Ohms
7.3. Impedância do Relé		
Carga do Relé (Sr)	0,2	VA
Corrente de Entrada do Relé (Ic)	5	A
$Imp\ Relé\ (Zr = Sc / (Ic^2))$	8	Ohm
7.4. Impedância estimada do TC		
$Ztc = 0,0023 * RTC + 0,0262$	0,19	Ohms
$Imp\ total\ (Ztotal = Zcabo + Zrelé + ZTC)$	0,26	Ohms
7.5. Cargas totais no TC		
$Vtc = (20 * Ic * Ztotal)$	26,4164	V
Vsec TC	100	V
Classe de Isolação	15	kV
7.6. Descrição do TC média Tensão		
Descrição TC AB	15KV	10B 100

Fonte: Própria, 2024

Ajustar os parâmetros de cálculo do relé é fundamental nos sistemas elétricos de potência por várias razões. Pois, os relés de proteção têm a responsabilidade de detectar e isolar falhas elétricas, como curtos-circuitos e sobrecargas, garantindo a segurança tanto dos equipamentos quanto das pessoas que operam o sistema. Então, foi necessário realizar a definição dos parâmetros do relé de fase e neutro, conforme a figura a seguir

Figura 28 - Parâmetros do Relé de Proteção

8. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DO RELÉ DE FASE	
8.1. Ajuste de Pick up de fase temporizado	
Pick up temp primário TC: $(I >) = 1,2 * I_{dem}$	245,86 A
Pick up temp secundário TC: $(I >)/RTC$	3,51 A
8.2. Curva e Dial	
Tipo de Curva	MI
Dial de Tempo	0,2
8.3. Ajuste de sensor de fase instantâneo	
Pick up Inst primário TC: $(I >) = 1,1 * I_{mag}$	1410,47 A
Pick up inst secundário TC: $(I >)/RTC$	20,15 A
9. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DO RELÉ DE NEUTRO	
8.1. Ajuste de Pick up de fase temporizado	
Pick up temp primário TC: $(I_n >) = 1,2 * I_{desb}$	49,17 A
Pick up temp secundário TC: $(I_n >)/RTC$	0,70 A
8.2. Curva e Dial	
Tipo de Curva	MI
Dial de Tempo	0,3
8.3. Ajuste de sensor de fase instantâneo	
Pick up Inst primário TC: $(I_n >>) = 0,9 * I_{cc1F100}$	68,4 A
Pick up inst secundário TC: $(I_n >>)/RTC$	0,98 A

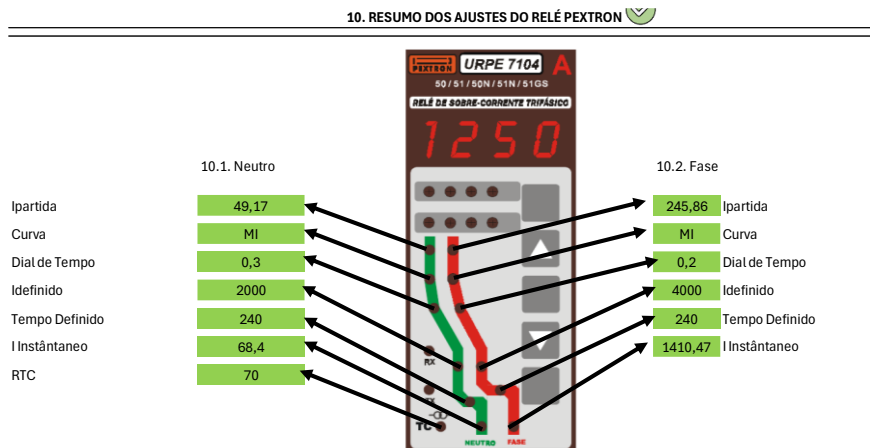
Fonte: Própria, 2024

Ao configurar adequadamente os parâmetros do relé, é possível ajustar sua sensibilidade para detectar falhas com precisão, além de assegurar que ele opere de maneira seletiva, isolando somente as partes afetadas pela falha e minimizando interrupções desnecessárias em outras áreas do sistema (M. P. Souza, 2010).

Os parâmetros do relé também determinam o tempo de resposta após a detecção de uma falha, o que é crucial para limitar os danos causados por essa falha. Além disso, os ajustes levam em consideração as condições específicas do sistema elétrico, como a impedância das linhas e a presença de geradores e transformadores, garantindo a proteção adequada em diferentes cenários operacionais.

Por fim, a configuração dos parâmetros do relé fornecem informações valiosas para diagnóstico e manutenção do sistema elétrico. Onde, monitorar o comportamento do relé e analisar suas respostas em situações reais permite identificar problemas potenciais no sistema e aplicar medidas corretivas antes que ocorram falhas graves. Sendo assim, a figura a seguir mostra o resumo dos ajustes feitos no relé.

Figura 29 - Resumo dos parâmetros do relé pextron



Fonte: Própria, 2024

Por fim, foi possível emitir o coordenograma de proteção de fase, conforme a figura 30(a) e coordenograma de neutro figura 30(b). Donde, é possível mostrar que a configuração do relé protege o sistema contra o curto circuito do sistema residencial e a rede da concessionária.

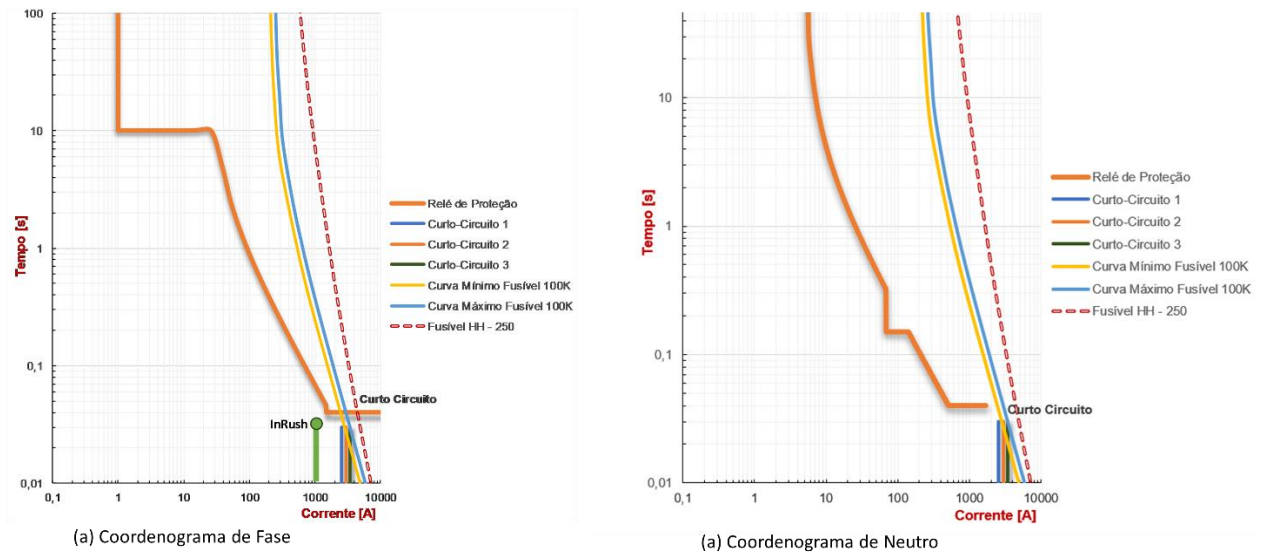
Tendo em vista que o ponto ANSI dos transformadores encontra-se antes da curva de proteção do relé. Faz-se necessário a proteção individual por fusível nos transformadores, donde o local de instalação do fusível dos transformadores encontra-se na figura 18. Logo, serão utilizados fusíveis de expulsão baioneta para realizar tal proteção aos trafos, sendo assim a tabela 19 faz um resumo dos fusíveis a serem utilizados

Tabela 19 – Fusível de Proteção dos Transformadores

Transformador Pedestal		Fusíveis de Expulsão		
Tensão Nominal (kV)	Potência Nominal (kVA)	Corrente Nominal (A)	Código do Fabricante	
			Cooper	Código
13,8	45	8	C05	40-000-015-184
13,8	75	8	C05	40-000-015-184
13,8	112,5	15	C08	40-000-015-185
13,8	225	25	C10	40-000-015-186
13,8	300	25	C10	40-000-015-186

Fonte: própria, 2024

Figura 30 - Coordenograma de fase e neutro



Fonte: Própria, 2024

Portanto, levando-se em consideração todo o exposto nesse capítulo foi possível encontrar de forma bem definida as correntes de pick up do relé, a corrente de curto circuito do sistema, a curva IEC, o dial de tempo e a corrente inrush (magnetização) para a parametrização do sistema elétrico residencial horizontal.

6. CONCLUSÃO

A avaliação dos resultados através de gráficos, diagramas e tabelas é uma prática crucial para avaliar a eficácia dos dispositivos de proteção elétrica e detectar áreas de aprimoramento. Assim, a interpretação visual desses dados simplifica a tomada de decisões, sendo embasadas visando otimizar o sistema elétrico e assegurar seu desempenho mais próximo do ideal. Logo, por meio das tabelas 17 e 18, foi possível fazer o levantamento de demanda de potência e a de transformadores necessárias para a elaboração do projeto, foi percebido que tal etapa é de suma importância, pois a mesma é fornecida à concessionária para que ela possa informar por meio da carta de viabilidade, se ela pode atender à demanda solicitada. Além disso, tal levantamento ajudou na parametrização do sistema, pois após o fornecimento dos dados de proteção e curto circuito da concessionária, foi possível realizar todos os cálculos necessários para que fosse realizado a análise e simulação do comportamento do SEP.

Dessa forma, por meio do gráfico de coordenograma apresentado na figura 30, pode se concluir que o sistema está protegido tanto por conta do curto circuito da rede consumidora, quanto está sendo efetivo na proteção para a concessionária. Pois, a curva do relé de proteção consegue abranger toda a proteção do sistema da concessionária de energia, logo protegendo inclusive de surtos ocorridos pela rede.

Melhorar a metodologia de elaboração de projetos elétricos para condomínios é fundamental para aprimorar a eficiência e a segurança das instalações. Onde, isso envolve considerar as últimas tecnologias, normas e práticas recomendadas, bem como a personalização de projetos para atender às necessidades específicas de cada condomínio, tendo em vista que trata-se de um projeto residencial horizontal coletivo com infraestrutura subterrânea.

Além disso, contribuir com o estado da arte no estudo de proteção secundária e na elaboração de projetos elétricos residenciais horizontais, tendo em vista que é um passo importante para impulsionar a qualidade e a inovação nesse campo. Onde, o compartilhamento de conhecimentos e experiências aprimora as práticas da indústria, beneficiando projetistas, engenheiros e, por fim, os moradores que desfrutam de sistemas elétricos mais confiáveis e seguros.

Por fim, vale destacar que foi percebida certa dificuldade em encontrar softwares para realizar as simulações, dessa forma foi notado que como um trabalho futuro poderia ser desenvolvido um sistema open source para realizar todos os cálculos e simulações desejadas a fim de distribuir melhor o conhecimento, e diminuir a barreira de entrada para tais projetos, que muitas vezes ficam restritos a profissionais e empresas do sul e suldeste.

REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO

- [1] Charles K. Alexander; Matthew N. O. Sadiku; Fundamentos de Circuitos Elétricos – 5º edição – 2018, editora Bookman
- [2] ANEEL, Módulo 8, Prodist – Qualidade de Energia Elétrica - 2017
- [3] Gomes, Flávio Vanderson; Deotti, Lucas Meirelles Pires. Sistemas elétricos de potência / Flávio Vanderson Gomes; Lucas Meirelles Pires Deotti – 1. ed. – Brasília: NT Editora, 2018.
- [4] R. C. Dugan, Mark F. McGranaghan, S. Santoso e H. W. Beaty "Electrical Power Systems Quality", McGraw-Hill, Segunda edição.
- [5] PROCOBE, Instituto Brasileiro do Cobre. Harmônicas nas instalações Elétricas– São Paulo, Novembro de 2011.
- [7] COTRIM, Ademaro A. M. B. Instalações Elétricas. 5. ed. São Paulo: Pearson, 2008.
- [8] NBR 7288. Cabos de potência com isolamento solida extrudada de cloreto de polivinila (PVC) ou polietileno (PE) para tensões 1kV a 6Kv – requisitos de desempenho 2022.
- [9] NBR 7286. Cabos de potência com extrudada de borracha etilonopropileno (EPR, HEPR ou EPR 105) para tensões 1kV a 35kV – requisitos de desempenho, 2022.
- [10] NBR 7287. Cabos de potência com extrudada polietileno reticulado(XLPE) para tensões 1kV a 35kV – requisitos de desempenho, 2022.
- [11] NBR 5410. Instalações Elétricas de Baixa Tensão, 2018.
- [12] CREDER, Hélio. Instalações Elétricas. 15. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007.
- [13] MONTEIRO, Paulo Roberto Duailibe. Eficiência dos sistemas elétricos industriais com aplicação de capacitores. [S. l.], 2009. Disponível em:

https://www.researchgate.net/publication/308689791_EFICIENCIA_DOS_SISTEMASELETRICOS_INDUSTRIAIS_COM_APLICACAO_DE_CAPACITORES. Acesso em: 4 jul. 2019.

[14] MAMEDE, João Mamede Filho. Instalações Elétricas Industriais. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2002.

[15] WEG AUTOMAÇÃO S.A. Capacitores em corrente alternada: manual de segurança e aplicação. Jaraguá do Sul: Weg Automação S.A., 2017a.

[16] NDEE 01. Norma Técnica de Fornecimento de Energia em Média Tensão, Amazonas Energia S. A., 2022.

[17] NDEE 02. Norma Técnica de Fornecimento de Energia em Baixa Tensão (Edificações Individuais) da Amazonas Energia S.A., 2022

[18] NDEE 03. Norma Técnica de Fornecimento de Energia em Baixa Tensão (Edificações Coletivas) da Amazonas Energia S.A., 2022

[19] Traylor, Roger L. (2008). Calculating Power Dissipation. Lecture Notes – ECE 112 : Circuit Theory. Dept. of Elect. and Computer Eng., Oregon State University.

[20] EMBRASUL. Transformador de Corrente: o que é e qual escolher. 2023, Disponível em: <https://embrasul.com.br/transformador-de-corrente-o-que-e-e-qual-escolher/> . Acesso em: 26 jan. 2024.

[21] M. P. Souza. Coordenação da proteção de um sistema elétrico de potência interligado utilizando relés de sobrecorrente e de distância, 2010.