



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Estudo de proteção e seletividade aplicado à conexão de um sistema geração distribuída em uma subestação de média tensão

Matheus Vieira de Souza

Campo Grande - MS
dezembro de 2025

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Estudo de proteção e seletividade aplicado à conexão de um sistema geração distribuída em uma subestação de média tensão

Matheus Vieira de Souza

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como exigência para
obtenção do grau de Bacharelado em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS.

Orientador: Prof. Dr. Flavio Guilherme Melo de Lima

Campo Grande - MS
dezembro de 2025

Estudo de proteção e seletividade aplicado à conexão de um sistema geração distribuída em uma subestação de média tensão

Monografia apresentada à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, para obtenção da Graduação em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Flavio Guilherme Melo de Lima
Orientador

Prof. Dr. Ruben Barros Godoy

Prof. Dr. Frederico Silva Moreira

Campo Grande - MS
dezembro de 2025

AGRADECIMENTOS

A Deus, por sua graça, direção e cuidado em todos os momentos da minha vida, sem sua presença, força e sabedoria, nada disso seria possível.

A minha família, meu irmão Eduardo, meus pais, Gilmar e Suzana que sempre estiveram ao meu lado desde o início da minha trajetória acadêmica, agradeço o amor, incentivo constante e por todo apoio que me permitiu chegar até aqui. Especialmente aos meus pais, saibam que este trabalho é também fruto do esforço e dedicação e suor que sobre muito sol, me fizeram chegar até aqui, na sombra.

A minha amada esposa Joyce, minha companheira fiel, que me apoiou desde o início de nosso relacionamento, e ainda mais neste ano, quando nos casamos. Obrigado por sua paciência, compreensão, palavras de ânimo e por acreditar em mim quando o cansaço e as dificuldades pareciam maiores. Saiba que seu apoio foi essencial para que eu conseguisse concluir esta etapa.

Aos amigos que fiz ao longo dessa jornada, Bryan, Roberta, Amanda e Ariane, obrigado por tornar essa trajetória um pouco mais fácil. E a todos que me ajudaram de alguma forma, e contribuíram para realização deste trabalho, deixo aqui o meu mais sincero obrigado!

Por fim, deixo um agradecimento ao meu orientador, Prof. Dr. Flavio Guilherme Melo de Lima, pela orientação e disponibilidade ao longo de todo o desenvolvimento deste trabalho. Sua expertise e observações precisas foram fundamentais em cada etapa desta pesquisa. Meu mais sincero obrigado por todo aprendizado e pela confiança depositada em mim.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de proteção e seletividade aplicado à conexão de uma usina fotovoltaica de aproximadamente 1,4 MWp a uma subestação de média tensão. O objetivo foi avaliar e validar a coordenação entre a proteção da unidade consumidora e a proteção da concessionária, conforme os critérios estabelecidos pelas normas NDU-002 e NDU-015 da Energisa-MS. A metodologia baseou-se em um estudo de caso, envolvendo o levantamento de dados do sistema, modelagem elétrica em sistema por unidade, cálculo das correntes de curto-circuito simétricas e assimétricas, determinação dos pontos ANSI e NANSI dos transformadores e definição dos ajustes das funções de sobrecorrente de fase e neutro. Os resultados obtidos, apresentados por meio de coordenogramas, demonstram que os ajustes adotados garantem a seletividade da proteção, respeitando os limites térmicos dos equipamentos e assegurando a confiabilidade e a segurança da operação da subestação. Conclui-se que a metodologia aplicada atende às exigências normativas e pode ser utilizada como referência para estudos semelhantes em sistemas de geração distribuída em média tensão.

Palavras-Chave: Proteção elétrica. Seletividade. Curto-circuito. Relés de proteção. Subestação. NDU-002. NDU-015. Geração Distribuída.

ABSTRACT

This work presents a protection and selectivity study applied to the connection of a photovoltaic power plant of approximately 1.4 MWp to a medium-voltage substation. The objective was to evaluate and validate the coordination between the consumer unit protection and the utility protection, in accordance with the criteria established by Energisa-MS standards NDU-002 and NDU-015. The methodology was based on a case study, including system data collection, per-unit electrical modeling, calculation of symmetrical and asymmetrical short-circuit currents, determination of ANSI and NANSI points of the transformers, and definition of the settings for phase and neutral overcurrent protection functions. The results, presented through coordination curves, demonstrate that the adopted settings ensure protection selectivity, respect the thermal limits of the equipment, and guarantee the reliability and safety of substation operation. It is concluded that the applied methodology meets the regulatory requirements and can be used as a reference for similar studies in medium-voltage distributed generation systems.

Keywords: Electrical Protection. Selectivity. Short-Circuit. Protection Relays. Substation. NDU-002. NDU-015. Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

1 - Fasores do sistema trifásico.	18
2 - Diagrama unifilar residencial.	23
3 - Zonas primarias de proteção.	24
4 - Categorias dos Relés	25
5 - Modelo de ligação TP capacitivo	27
6 - TC tipo pedestal	28
7 - TC tipo janela	28
8 - TC tipo bucha	29
9 - TC tipo barra	29
10 - Chave fusível	30
11 - Religador	31
12 - Sequência de operações do religador	32
13 - Religador com controle hidráulico	33
14 - Religador com controle microprocessado instalado em poste	33
15 - Diagrama trifilar do sistema fotovoltaico	39
16 - Arranjo fotovoltaico	39
17 - Diagrama de medição, proteção e transformação	42
18 - Vista lateral do sistema de medição e proteção	42
19 - Vista frontal da medição	43
20 - Diagrama do religador	45
21 - Dados do ponto de conexão	46
22 - Diagramas de sequência positiva, negativa e zero	49
23 - Ajuste de frequência função 81	53
24 - Ajuste de tensão das funções 27 e 59	53
25 - Coordenograma de fase	55
26 - Coordenograma de neutro	56
27 - Coordenograma do transformador	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificações do inversor	37
Tabela 2 - Arranjo do sistema fotovoltaico	37
Tabela 3 - Especificações do religador OSM15-12-630-310	42
Tabela 4 – Ajustes de fase	54
Tabela 5 – Ajustes de neutro	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANSI – American National Standards Institute

DSV – Dispositivo de seccionamento visível

NDU – Norma de Distribuição Unificada

PU – Sistema por unidade

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SF6 – Hexafluoreto de enxofre

TC – Transformador de corrente

TP – Transformador de potencial

Sumário

1. Introdução.....	11
1.1. Apresentação do tema e sua relevância.....	11
1.2. Objetivos do trabalho	12
1.3. Organização do Trabalho.....	12
2. Fundamentos.....	15
2.1. Fundamentos de proteção elétrica.....	15
2.2. Cálculo das correntes de curto-circuito	16
2.3. Normas técnicas aplicáveis	20
2.4. Conceitos de seletividade e coordenação da proteção	22
2.5. Tipos de equipamentos de proteção.....	25
2.4.1 Relés de Proteção	25
2.4.2 Transformador de potencial e transformador de corrente.	26
2.4.3 Chave fusível	29
2.4.4 Religador.....	30
3. Metodologia do estudo de proteção.....	35
3.1 Levantamento e validação dos dados do sistema.....	35
3.2 Modelagem elétrica e uso do sistema por unidade (PU).....	35
3.3 Cálculo das correntes de curto-circuito.	36
3.4 Determinação dos limites térmicos dos equipamentos.	36
3.5 Seleção e parametrização dos dispositivos de proteção.....	36
3.6 Elaboração dos coordenogramas.	37
4. Estudo de caso.....	38
4.1 Dados do sistema fotovoltaico.....	38
4.2 Dados da entrada de energia em média tensão.....	41
4.4 Escolha dos dispositivos de proteção.....	44
5. Análise e resultados	46
5.1 Levantamento dos dados do sistema	46
5.2 Cálculos para elaboração do estudo de proteção e seletividade.....	47
5.2.1 - Transformador.....	47
5.2.2 - Cálculo das impedâncias.	48
5.2.3 - Cálculo do curto-circuito.....	50

5.3 Ajustes e parametrização do sistema	52
5.3.1 - Ajuste de fase temporizado e instantâneo (50/51)	53
5.3.2 - Ajuste de neutro temporizado e instantâneo (50/51)	54
5.4 Elaboração dos coordenogramas e análise.	54
6. Conclusão.....	58
7.Trabalhos Futuros	60
7.Referências	61

1. Introdução

1.1. Apresentação do tema e sua relevância

A energia elétrica tornou-se um componente indispensável para a sociedade moderna, sendo um fator essencial, tanto para atividades rotineiras, quanto para os processos industriais mais complexos que sustentam a economia global. A crescente demanda por energia, em conjunto com a integração de novas fontes geradoras, principalmente renováveis, como solar e eólica, coloca à prova o Sistema Elétrico de Potência (SEP). Neste contexto, um desafio de engenharia de máxima importância é garantir, não só o funcionamento do sistema, mas também a sua operação de forma segura, contínua e eficiente.

Sabe-se que o SEP está sujeito a falhas que podem ser causadas por diversos fatores, como: atmosféricos e ambientais, falha de equipamentos devido a degradação e fim da vida útil, erros humanos, entre outros. Dentre as falhas que podem ocorrer pode-se considerar mais comum, e por consequência, a mais danosa ao sistema, o curto-circuito, que da origem a correntes elevadas que circulam por todos os elementos energizados, causando severos distúrbios e danos que podem ser irreparáveis ao longo das linhas de distribuição e transmissão.

O presente trabalho aborda um ponto crucial para mitigar falhas e garantir o funcionamento contínuo e seguro do SEP, que é o estudo de proteção e seletividade em subestações de média tensão. Este estudo consiste na análise e no dimensionamento criterioso dos dispositivos de proteção, como relés, disjuntores e fusíveis (que serão abordados de forma detalhada no decorrer do trabalho), para que atuem de forma inteligente e coordenada diante de possíveis falhas. Segmentando a menor parte do sistema de maneira rápida e precisa, evitando a propagação do defeito e a interrupção desnecessária do fornecimento de energia para outras áreas.

Para realizar o estudo, será utilizada como norma a NDU 002 da Energisa-MS, que estabelece no capítulo 23 “Critérios mínimos para elaboração de estudos de proteção de sobrecorrentes para entradas de serviço com utilização de disjuntor de média tensão ou religador automático” A concessionária exige que para instalações com demanda contratada acima de 300 kVA seja apresentado tal estudo, garantindo que a planta do cliente atue em harmonia com a proteção da concessionária. Desta forma, o uso da NDU 002 assegura não apenas a conformidade regulatória do projeto,

mas também que o estudo cumpra seu objetivo primordial, que é proteger tanto os ativos da usina quanto a integridade e a estabilidade da rede elétrica a qual ela se conecta.

1.2. Objetivos do trabalho

O objetivo geral do trabalho é desenvolver um estudo de proteção e seletividade de uma entrada de energia em média tensão, contendo 4 transformadores de 300kVA destinados a atender uma usina fotovoltaica de 1,4 MWp. Para desenvolvimento do trabalho, serão tomados como base os critérios técnicos da NDU-002 além dos ajustes sugeridos na NDU-015. A fim de garantir a operação segura, confiável e em conformidade com as normas vigentes.

Os objetivos específicos, serão descritos abaixo:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre os fundamentos de proteção e seletividade abordados ao decorrer do estudo, como: conceitos de curto-circuito, seletividade, dispositivos de proteção utilizados e as normas técnicas vigentes.
- Caracterizar a subestação de média tensão e a usina fotovoltaica conectada à mesma, especificando: transformadores, disjuntores, chaves fusíveis, inversores fotovoltaicos, painéis e demais componentes.
- Realizar o cálculo de curto-circuito na entrada da subestação, que servirá para a base dos ajustes da proteção e seletividade.
- Definir os ajustes dos relés de proteção de acordo com as funções exigidas na NDU -002 e NDU-015.
- Elaborar e analisar os coordenogramas e a seletividade entre os dispositivos de proteção da subestação e a proteção da concessionária.

1.3. Organização do Trabalho

O presente trabalho será dividido em seis capítulos, este tópico se destina a explicar de maneira clara e sucinta o conteúdo de cada um deles.

Capítulo 1 - Introdução. Neste capítulo foi realizada uma introdução geral sobre o tema, justificando sua importância em um contexto mais abrangente, que é o SEP.

Aqui, abordou-se a importância de um estudo de proteção e seletividade para evitar falhas no sistema como um todo, isolando possíveis defeitos de forma rápida e eficiente, reduzindo o prejuízo que pode ser causado por uma falta de energia em larga escala.

Será tratado neste capítulo a importância do dimensionamento correto de cada equipamento presente em uma subestação, levando em consideração as normas técnicas vigentes, a filosofia de proteção da concessionária e os requisitos mínimos para elaboração de um estudo, de maneira a estar sempre alinhado com a proteção a montante da concessionária.

Capítulo 2 - Fundamentos. Neste capítulo serão introduzidos os principais conceitos teóricos sobre o tema abordado. Aqui, serão introduzidas todas as bases de cálculo utilizadas nos capítulos posteriores, tal como: cálculo de curto-circuito em um sistema trifásico, Corrente de *inrush*, ponto ANSI e NANSI, etc. Aqui também, serão descritos os equipamentos utilizados e suas funcionalidades para garantir o perfeito funcionamento do sistema de proteção.

Serão descritos em detalhes quais as normativas serão utilizadas e quais os requisitos mínimos exigidos pelas mesmas para aprovação do estudo de proteção e seletividade. Além da metodologia utilizada para realizar o estudo e como serão plotados todos os coordenogramas necessários para a apresentação à concessionária.

Capítulo 3 – Metodologia do estudo de proteção. Neste capítulo será apresentada a metodologia empregada no desenvolvimento do estudo de proteção e seletividade, Serão descritas as etapas necessárias para a elaboração do estudo, iniciando pelo levantamento dos dados fornecidos pela concessionária, passando pela modelagem do sistema, cálculo das correntes de curto-circuito e determinação dos limites térmicos dos equipamentos. Por fim, serão detalhados os critérios utilizados na parametrização dos dispositivos de proteção, bem como a elaboração dos coordenogramas, a fim de consolidar graficamente os resultados obtidos.

Capítulo 4 - Estudo de Caso. A fim de elucidar todo o sistema em questão, será abordado neste capítulo as características de cada projeto, tanto a usina fotovoltaica como a subestação que irá atendê-la. Para isso, serão inseridos os respectivos diagramas, tal como a descrição dos equipamentos escolhidos, como: painéis, inversores e transformadores. Tal como cada equipamento irá operar.

Capítulo 5 - Análise e resultados. Serão realizados todos os cálculos de curto-circuito e coordenação da proteção. Neste capítulo serão mostrados todos os coordenogramas de fase e neutro, garantindo que os cálculos foram de fato condizentes com a filosofia de proteção adotada pela concessionária.

Capítulo 6 - Conclusão. Após todos os cálculos e coordenogramas, por fim, será realizada a análise do estudo e sua eficácia no que tange à operação de forma segura contínua e eficiente do sistema como um todo.

2. Fundamentos

2.1. Fundamentos de proteção elétrica

Como descrito por Mamede Filho e Mamede (2011), um sistema de proteção pode ser descrito como um conjunto de dispositivos que monitoram o sistema elétrico, comparam suas condições de operação com parâmetros pré-estabelecidos, e ao detectar anormalidades, deve atuar automaticamente de modo a eliminar o trecho defeituoso e preservar a integridade e o funcionamento do restante do sistema.

Para o correto funcionamento do sistema, deve-se atentar a algumas propriedades fundamentais, seletividade, zonas de atuação, velocidade, sensibilidade, confiabilidade e automação.

A seletividade é essencial no estudo de proteção e coordenação, pois é o que garante que apenas o elemento de proteção mais próximo ao defeito irá desconectar a parte defeituosa do sistema elétrico, para que este conceito seja aplicado na prática, é de suma importância que todas as proteções, como fusíveis e disjuntores estejam dimensionadas de maneira correta.

O segundo ponto se trata das zonas de atuação. Seu principal objetivo é garantir a cobertura total do sistema, assim como, limitar a área desligada em caso de falta. O sistema elétrico é dividido em diversas zonas de proteção, assim ao ocorrer um defeito é possível que apenas uma parte do sistema seja desligado, possibilitando que o restante que não está sendo afetado pelo defeito continue em funcionamento.

Em estudos de proteção e seletividade, a velocidade com que os equipamentos de proteção irão atuar é essencial para a coordenação do sistema.

Desde que seja definido um tempo mínimo de operação para um elemento de proteção, a velocidade de atuação deve ser de menor valor possível, a fim de propiciar as seguintes condições favoráveis: reduzir ou mesmo eliminar as avarias no sistema protegido; reduzir o tempo de afundamento da tensão durante as ocorrências nos sistemas de potência; permitir a ressincronização de motores.”
(MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011, p.22).

Outro ponto relevante é a sensibilidade, que é a capacidade com que o elemento de proteção poderá ler os valores fornecidos pela rede elétrica e os demais equipamentos e identificar com precisão se eles estão, ou não, dentro da faixa pré-determinada para a operação. Segundo Mamede Filho e Mamede (2011) para que um

equipamento possa ter um bom nível de sensibilidade, deve-se obter valores $1,5 > N_s < 2$.

De acordo com Mamede Filho (2011), o nível de sensibilidade N_s pode ser calculado pela relação:

$$N_s = \frac{I_{ccmi}}{I_{ac}} \quad (\text{Eq. 1})$$

Onde:

I_{ccmi} representa a corrente de curto-circuito mínima;

I_{ac} a corrente de atuação do relé.

Os demais pontos importantes para a proteção de um sistema elétrico são a confiabilidade dos elementos de proteção, que é a capacidade de determinado elemento de cumprir determinada função e por último a automação, para a correta operação e segurança do sistema elétrico como um todo. É essencial que cada equipamento possa atuar automaticamente ao detectar uma falha, de modo a mitigar com eficiência e velocidade, qualquer defeito que possa ser prejudicial à rede.

2.2. Cálculo das correntes de curto-circuito

A base para todo estudo de proteção e seletividade é o cálculo das correntes de curto-circuito, realizados a partir dos valores de impedância da rede, fornecidos pela concessionária.

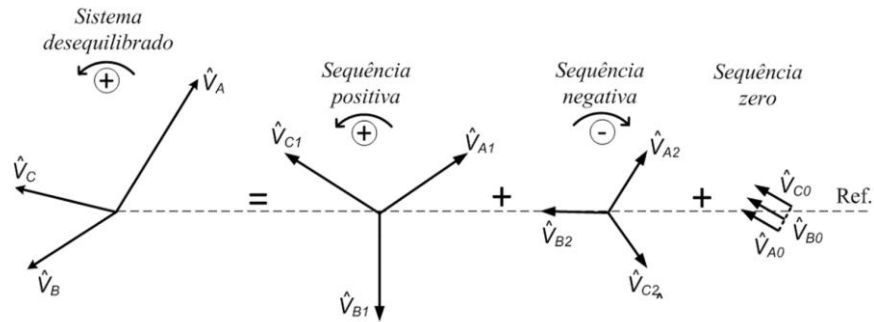
De acordo com FRAZÃO (2019), o curto-circuito pode ser definido como uma conexão de baixa ou nula impedância entre dois pontos, o que pode causar graves prejuízos à rede elétrica, caso a proteção não atue corretamente. Ainda segundo o autor, podem ser encontrados cinco tipos de curto-circuito no SEP. Os mesmos podem ser descritos como: curto-circuito trifásico, quando o curto ocorre entre as três fases, curto-circuito fase-fase, ocorre quando dois condutores fase estão conectados entre si, curto-circuito fase-fase-terra, quando dois conectores fase se conectam eletricamente ao condutor de aterramento, fase-terra, quando uma única fase entra em contato com o aterramento, e por último, pode haver curto-circuito ocasionados por descargas atmosféricas.

Os curtos-circuitos, podem ser divididos em faltas simétricas e assimétricas. Faltas simétricas ocorrem quando todas as fases apresentam grandezas idênticas em amplitude, defasadas em 120° , enquanto uma falta assimétrica ocorre quando ao menos uma das fases apresenta diferença em amplitude ou defasagem em relação às demais. Sendo assim, pode-se considerar que o curto-circuito entre as três fases é simétrico, enquanto os demais são assimétricos. Frazão (2019).

Ainda segundo Frazão (2019) para realizar o cálculo das correntes de curto-circuito, necessário para o estudo de proteção e seletividade, é de suma importância entender dois tópicos essenciais que são o método das componentes simétricas e o teorema de Thévenin.

Em 1918, uma das mais poderosas ferramentas para lidar com circuitos polifásicos desequilibrados foi proposta pelo Dr. C. L. Fortescue, em uma reunião do *American Institute of Electrical Engineers*, na qual ele apresentou o trabalho intitulado Método de componentes simétricas aplicado à solução de circuitos polifásicos (FRAZÃO, 2019 *apud* FORTESCUE, 1918).

Em suma, o trabalho apresentado por Fortescue demonstra através do teorema que todo sistema desequilibrado que possui n fasores, pode ser decomposto em n sistemas de fasores equilibrados. Esse sistema é denominado de componentes simétricas dos fasores originais. Essas componentes, são denominadas de sequência positiva, negativa e zero. Para um conjunto de fasores trifásicos desequilibrados surgem três componentes, chamadas de componente de sequência positiva, negativa e nula. As componentes de sequência positiva e negativa constituem cada uma em três fasores iguais em módulo, defasados em 120° entre si. Porém, ao se tratar das componentes de sequência positiva, os fasores têm a mesma sequência, sentido de rotação, dos fasores originais desequilibrados, as componentes de sequência negativa, os fasores tem sentido de rotação opostos em relação aos originais, e nos componentes de sequência zero, tem-se três fasores iguais em módulo e com defasagem zero entre si. Sendo assim, o conjunto de fasores, pode ser representado graficamente pela Figura 1 (Frazão 2019)

Figura 1: Fasores do sistema trifásico.**Fonte: Frazão (2019)**

Os fasores, podem ser representados matematicamente através da equação 2, sendo o operador $a = 1\angle 120^\circ$ e $a^2 = 1\angle 240^\circ$. De maneira análoga, pode-se representar as correntes, apenas substituindo as tensões, conforme a equação 3.

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix} \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde:

V_a tensão de linha a;

V_b tensão de linha b;

V_c tensão de linha c;

V_{a0} tensão de linha a de sequência zero;

V_{a1} tensão de linha a de sequência positiva;

V_{a2} tensão de linha a de sequência negativa.

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{pmatrix} \quad (\text{Eq. 3})$$

Onde:

I_a corrente de linha a;

I_b corrente de linha b;

I_c corrente de linha c;

I_{a0} corrente de linha a de sequência zero;

I_{a1} corrente de linha a de sequência positiva;

I_{a2} corrente de linha a de sequência negativa.

Por fim, segundo Frazão (2019), aplica-se o teorema de thévenin para o cálculo da corrente de curto-circuito, utilizando a equação 4.

$$I_{cc} = \frac{V_{th}(V)}{\sqrt{3} \cdot Z_{th}(\Omega)} \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde:

I_{cc} Corrente de curto-circuito;

V_{th} Tensão de Thévenin;

Z_{th} Impedância de Thévenin.

Ao calcular a corrente de curto-circuito através do método proposto neste capítulo, irá se obter o valor para a corrente de curto-circuito simétrica, porém, de acordo com Mardegan (2025), o fator de assimetria é essencial para o cálculo preciso das correntes de curto-circuito, pois leva em consideração as componentes alternada e contínua da corrente de falta, influenciando diretamente o dimensionamento das proteções elétricas. O cálculo do fator de assimetria (FA), é dado através da equação 5.

$$FA = \sqrt{1 + 2e^{\frac{-2\pi}{\frac{X}{R}}}} \quad (\text{Eq. 5})$$

Onde:

FA Fator de assimetria a ser aplicado na corrente de curto-circuito simétrica;

$\frac{X}{R}$ O valor de X/R visto do ponto de falta.

Vale ressaltar que para todos os cálculos de proteção utiliza-se o sistema PU (por unidade). Este sistema, consiste em utilizar valores base para as principais grandezas elétricas, como: tensão, corrente, potência e resistência. Ao passar as grandezas base para PU, se utilizam duas grandezas como referência a partir das quais pode-se encontrar os demais valores das grandezas a serem utilizadas.

Uma grande vantagem da utilização do PU é que a impedância de transformadores quando expressa em PU independe do lado tomado como referência, seja na alta ou baixa tensão, além de não se alterar conforme o tipo de ligação do transformador. (Bergen; Vittal, 2000)

Para a transformação de cada grandeza real em PU tem-se as seguintes expressões (Equações 6 a 9).

$$V = \frac{V}{V_{base}} \quad (\text{Eq. 6})$$

$$S = \frac{S}{S_{base}} \quad (\text{Eq. 7})$$

$$Z = \frac{V^2_{base}}{S_{base}} \quad (\text{Eq. 8})$$

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * V_{base}} \quad (\text{Eq. 9})$$

É comum em estudos de proteção e seletividade, que a concessionária forneça os valores de tensão e potência base, a partir dos quais, pode-se calcular as demais grandezas.

2.3. Normas técnicas aplicáveis

Para a elaboração deste trabalho, a principal norma a ser utilizada será a NDU - 002 (GRUPO ENERGISA, 2019), que trata do fornecimento de energia elétrica em tensão primária. Esta norma é válida para diversas regiões do país que são atendidas pela Energisa, Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste.

A NDU - 002 define em seu anexo II, quais são os critérios mínimos para elaboração de estudos de proteção de sobrecorrentes para entradas de serviço com utilização de disjuntor de média tensão ou religador automático. Abaixo seguem descritos na íntegra, os critérios adotados para apresentação do estudo.

1. Deverá ser apresentado um estudo de proteção mostrando, analiticamente e graficamente, a seletividade entre o relé de proteção do alimentador da Energisa e o relé de proteção da entrada de serviço do cliente;
2. No memorial descritivo deve também vir especificada a marca e modelo dos seguintes equipamentos que serão utilizados para a proteção de sobrecorrentes do cliente:
 - Disjuntor/Religador;

- Relé de controle;
 - Transformadores de Correntes de proteção.
3. Devem ser apresentados Coordenogramas (em diagrama bi-logarítmico) evidenciando, de forma clara, a seletividade entre a proteção da Energisa e a do cliente. Esses coordenogramas devem ser separados para a proteção de fase e para a proteção residual. Devem conter as indicações das correntes de inrush de fase e inrush residual bem como o ponto ANSI/NANSI do(s) transformador(es), e todas as curvas devem ser distinguidas e identificadas para uma fácil visualização. As curvas dos elos fusíveis envolvidos no sistema de proteção também deverão ser ilustradas nos coordenogramas;
4. A corrente de partida da unidade temporizada de fase, do relé do cliente, deve ser calculada com base em 125% da **demanda máxima contratada** e $FP=0,92$. Para a unidade temporizada residual adotar, no máximo, 20% da corrente de partida de fase;
5. As correntes de partida das unidades instantâneas de fase e residual devem ser, preferencialmente, 10% superiores às correntes de inrush de fase e residual do(s) transformador(es), respectivamente. Caso o projetista necessite utilizar um valor maior que estes 10%, o mesmo deverá fazer uma justificativa no memorial de proteção;
6. Para determinação da corrente de inrush parcial de fase adotar o seguinte critério: 10 vezes a corrente nominal do maior transformador mais a soma das correntes nominais dos demais transformadores. Para a corrente de inrush parcial
7. A corrente de inrush não pode ser maior que a corrente de curto-circuito no ponto de conexão com a rede de distribuição, haja vista que a fonte (concessionária) irá limitar a corrente. Quando isso ocorrer, a corrente de inrush a ser considerada nos cálculos para proteção, deverá ser a corrente de inrush real, ou seja, a corrente de inrush do(s) transformador(es), obtida de acordo com o critério acima
- (6), atenuada pela impedância da fonte, no ponto de instalação da unidade consumidora;
8. Apresentar o cálculo do Ponto ANSI dos transformadores: o ponto ANSI é o máximo

valor de corrente que um transformador pode suportar durante um período definido de tempo sem se danificar. (NDU-002, Grupo Energisa, 2019)

A NDU cita em seu texto os principais pontos de atenção na apresentação do estudo de proteção, os quais incluem a demonstração da seletividade entre a proteção da Energisa e do cliente em questão, por meio da análise das curvas e dos coordenogramas, devem ser indicados os equipamentos utilizados na subestação, tais como, disjuntor, religador, relé e Transformadores de corrente (TC). Além disso, é essencial a apresentação dos ajustes das funções 50/51, onde nos coordenogramas apresentados o projetista deve incluir as curvas de fase e residual, *inrush*, ponto ANSI e eventual elo fusível. Para o cálculo das correntes de partida, deve-se seguir os critérios da norma, com base na demanda contratada e *inrush*.

A norma também traz em seu texto algumas fórmulas para o cálculo do ponto ANSI, Equação 10, (Máximo valor de corrente que um transformador pode suportar) e NANSI, Equação 11, (Corrente máxima de curto-circuito no neutro do transformador).

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} * I_n \quad (\text{Eq. 10})$$

$$I_{NANSI} = 0,58 * \frac{100}{Z\%} * I_n \quad (\text{Eq. 11})$$

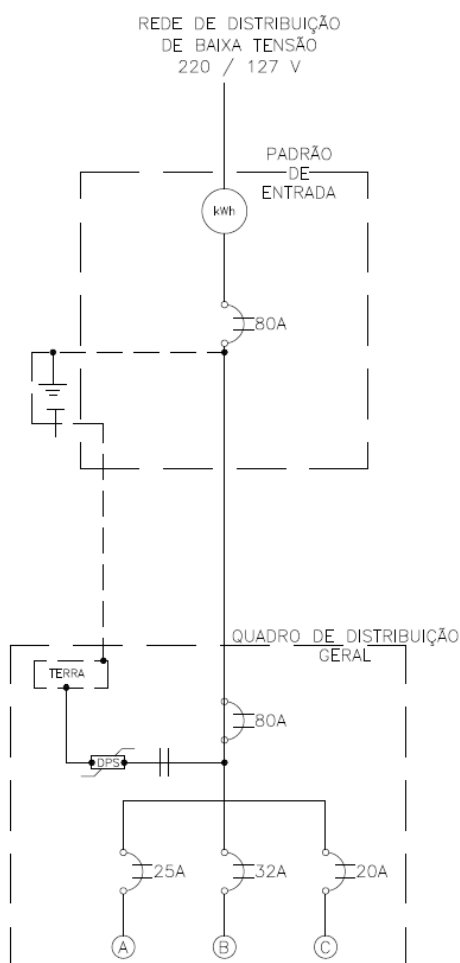
2.4. Conceitos de seletividade e coordenação da proteção

A seletividade é um conceito fundamental ao se tratar da proteção de sistemas elétricos, este conceito pode ser aplicado desde uma simples instalação residencial até um sistema elétrico mais robusto, como é o caso da subestação a ser estudada neste trabalho. Segundo o guia básico de seletividade EATON (2024) o conceito de pode ser descrito da seguinte maneira.

A premissa básica de seletividade é simples: sempre que ocorre uma falha numa instalação elétrica, esta deve ser eliminada pelo dispositivo de proteção mais próximo a montante (um fusível ou um disjuntor) para evitar disparos indesejados e preservar a disponibilidade do sistema. (EATON, 2024).

Ademais, um termo amplamente utilizado ao se tratar deste tema é conceito de montante e jusante. Tratando-se de sistemas elétricos, a jusante é considerada como a proteção mais próxima da carga, a qual deve atuar primeiro em caso de falhas, e a montante, por sua vez, é a proteção mais próxima da fonte de energia. A partir disso, para entender melhor o conceito acima, pode-se observar a figura 2, que mostra o diagrama unifilar de uma residência. Tomando como base a ocorrência de uma falha no ponto A, o disjuntor de 25 A está a jusante, ou seja, mais próximo da carga, enquanto o disjuntor geral está mais próximo da fonte (montante). Deste modo, para garantir a seletividade é necessário o correto dimensionamento do sistema. Caso o disjuntor que está a jusante possuísse uma corrente nominal maior que o disjuntor geral representado na figura, um defeito poderia desenergizar todos os circuitos.

Figura 2: Diagrama unifilar residencial.



Fonte: Autor.

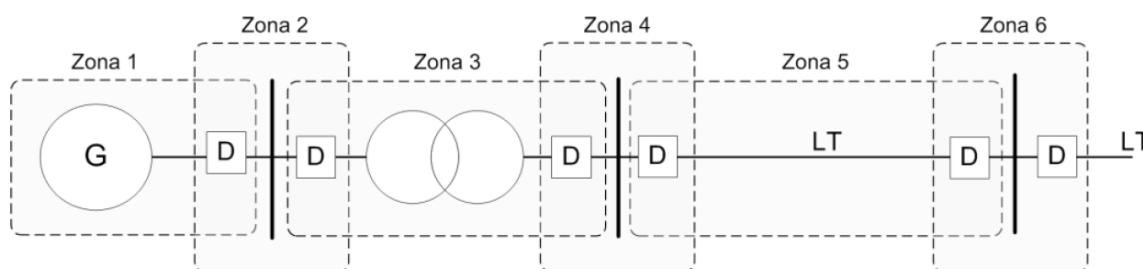
Outro conceito importante é a coordenação do sistema, que é abordado por Frazão (2019).

O efeito de coordenar a proteção define a capacidade de dispor, arranjar, organizar seus dispositivos para alcançarem um determinado objetivo. Sabe-se que a proteção sem a devida coordenação, em vez de mitigar o curto-circuito, contribui para o aumento da severidade da falta, podendo acarretar desligamentos desnecessários de equipamentos e/ou partes do sistema. (Frazão, 2019).

Em suma, não basta apenas dimensionar os dispositivos de proteção de maneira isolada, uma vez que o sistema elétrico deve atuar em harmonia, de modo que as proteções possam atuar e isolar a menor parte possível do sistema, sendo possível evitar que áreas maiores sejam afetadas. Ainda segundo o autor, torna-se indispensável para a coordenação do sistema, o conceito de zonas de primárias de proteção, como pode ser observado na figura 3, que divide o sistema transmissão em 6 zonas, onde cada zona de proteção é responsável por proteger uma parte específica da linha de transmissão.

Partindo da zona 1, que é responsável pela proteção do gerador, a zona 2 refere-se à proteção do barramento que conecta o gerador ao primário do transformador, a zona 3 protege o transformador, a zona 4 o barramento que conecta o secundário do transformador a linha de transmissão. Já as zonas 5 e 6 protegem a linha de transmissão e o barramento que conecta as linhas respectivamente. É através das zonas de proteção que se pode isolar determinada parte do sistema, para que um defeito não cause danos mais severos.

Figura 3: Zonas primárias de proteção.



Fonte: Frazão (2019).

2.5. Tipos de equipamentos de proteção

2.4.1 Relés de Proteção

Segundo Duarte (2018) o relé de proteção é um dos principais elementos quando se trata da operação do sistema elétrico, pois é o instrumento responsável por detectar falhas ou condições anormais de funcionamento do sistema. Ao detectar quaisquer falhas, como curtos-circuitos, ou quando o sistema opera em condições que diferem dos parâmetros normais, o relé deve remover de forma apropriada, os elementos causadores da falha.

Ainda segundo Duarte (2018) os relés podem ser divididos em diferentes categorias, conforme a Figura 4, que especifica as diferenças entre cada uma.

Figura 4: Categorias dos relés.

Categoria	Descrição
Relés de Proteção	Relés responsáveis pela detecção de defeitos nos equipamentos ou condições indesejáveis ou intoleráveis de operação. Esses relés podem iniciar ou permitir o chaveamento ou prover um simples alarme.
Relés de Supervisão	Relés responsáveis pela verificação de condições no sistema potência. Esses relés incluem detectores de falta, unidades de alarme, supervisão de canal de comunicação, verificação de sincronismo. As condições do sistema que não necessitam de abertura de Disjuntores durante faltas podem ser monitoradas por esses relés.
Relés de Programação	Relés que estabelecem ou detectam sequências elétricas. Uma das principais aplicações é no esquema de religamento automático.
Relés de Regulação	São ativados quando ocorre um desvio de um parâmetro de operação do limite pré-estabelecido. Como exemplo, podemos citar o relé de controle do Comutador Automático de Tapes dos Transformadores de Força.
Relés Auxiliares	Esses relés são conectados aos circuitos secundários de corrente, tensão e alimentação auxiliar de corrente contínua. Suas principais funções estão relacionadas aos circuitos de controle das subestações (intertravamento, abertura e fechamento de Disjuntores e chaves seccionadoras, sincronização, transferências de fontes de alimentação etc).

Fonte: Duarte (2018)

Além das classificações citadas na Figura 4, que dividem os relés entre, proteção, supervisão, programação, regulação e relés auxiliares, existem dois tipos

de classificação para os relés no que tange a conexão do mesmo ao sistema elétrico. Pode-se ter relés primários ou secundários. O primeiro refere-se a relés que atuam diretamente com as grandezas elétricas primárias, ou seja, não há necessidade da utilização de TC's (Transformador de corrente) e TP's (Transformador de potencial) para redução das mesmas, enquanto os relés secundários são conectados através de transformadores de corrente e de potencial. Em subestações, utiliza-se sempre os relés do tipo secundário DUARTE (2018).

De modo geral, Duarte (2018) define a filosofia geral da aplicação dos relés da seguinte forma.

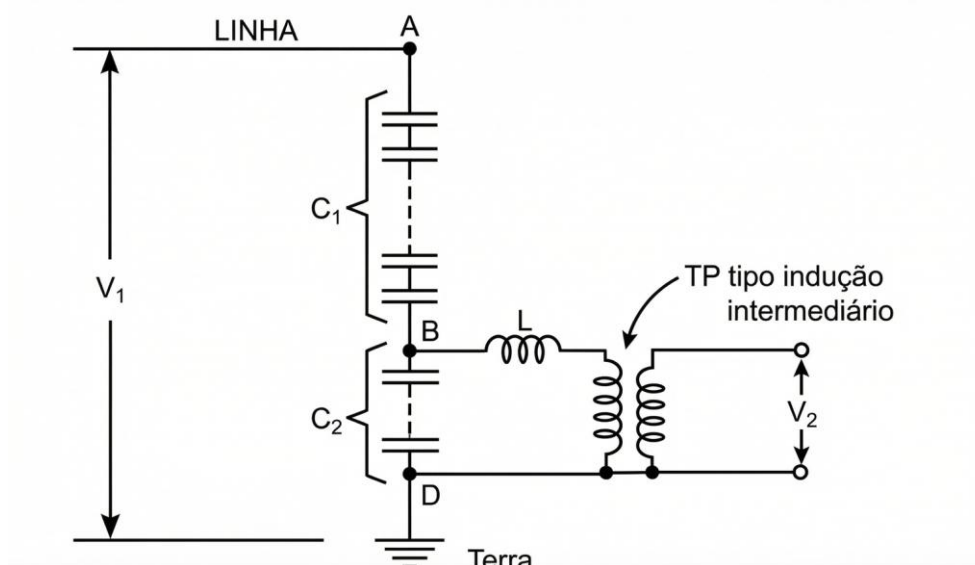
A filosofia geral da aplicação de relés de proteção consiste em dividir o sistema em zonas de proteção que possam ser protegidas adequadamente com o mínimo de equipamentos do sistema a ser desconectado em caso de defeitos. O sistema elétrico é dividido em zonas de proteção por: geradores, transformadores, barramentos, linhas de transmissão, motores, bancos de capacitores shunt, compensadores síncronos [...]. (Duarte, 2018)

2.4.2 Transformador de potencial e transformador de corrente.

Segundo Fergutz (2021), os transformadores de potencial são equipamentos responsáveis por adequar o nível de tensão, de modo a permitir que os equipamentos de medição, como os relés citados no tópico anterior, possam realizar a leitura desses valores.

Ainda segundo Fergutz (2021), ao se tratar do modelo construtivo dos TP's pode haver dois padrões diferentes, sendo indutivo e capacitivo. O TP indutivo, pode ser descrito em sua forma mais simples como possuindo um enrolamento primário e um secundário, de tal modo que a sua relação de transformação possibilita obter um valor padrão de tensão de 115V ou $115/\sqrt{3}$. Já o modelo capacitivo, que é utilizado para alta tensão, é constituído por dois conjuntos de capacitores, de modo que o segundo conjunto possa apresentar tensões entre 5 e 15 KV, o TP capacitivo é usado em conjunto com o TP indutivo, que é ligado no segundo conjunto de capacitores, de modo a reduzir novamente a tensão para 115V.

Na Figura 5 pode-se observar o modelo de ligação de um TP capacitivo em conjunto com um indutivo. Este modelo é utilizado para alta tensão, geralmente acima de 230 kV, busca reduzir o custo, pois utiliza um menor número de enrolamentos o que também torna o equipamento mais compacto.

Figura 5: Modelo de ligação TP capacitivo.

Fonte: Adaptado de FERGÜTZ (2021).

Com relação aos transformadores de corrente (TC), ainda segundo FERGÜTZ (2021), assim como os TP's são equipamentos monofásicos que contém dois enrolamentos, sendo um primário e outro secundário. O TC é utilizado para reduzir a corrente de modo que os equipamentos conectados ao terminal secundário possam realizar a leitura das grandezas elétricas, normalmente os valores são reduzidos para a faixa de 5 a 1A.

Quanto aos enrolamentos do TC, o mesmo possui em seu primário, poucas espiras, e fiação de maior bitola, enquanto no secundário, podem ser encontradas mais espiras e fiação de menor bitola, visto que a corrente que circula por este terminal é bem menor em relação ao primário.

O TC possui diversos modelos construtivos, que podem atender diferentes necessidades, ao tratar de instalações de média ou alta tensão, utiliza-se mais comumente os modelos do tipo pedestal ou bucha, sendo o segundo caracterizado por um núcleo de seção reta maior, garantindo a precisão em correntes elevadas, utilizado em instalações de alta tensão. enquanto o tipo bucha torna-se mais apropriado para o uso em equipamentos como geradores e transformadores. Em contrapartida para instalações de baixa tensão, ou cubículos blindados de média tensão, costuma-se utilizar transformadores do tipo barra ou janela DUARTE (2018).

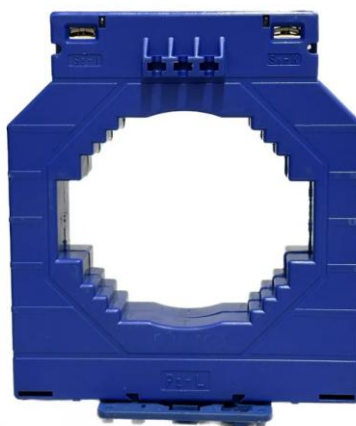
As figuras 6 a 9 mostram os diferentes tipos de TC citados no texto.

Figura 6: TC tipo pedestal.



Fonte: BRALUX - TC - TRANSFORMADOR DE CORRENTE

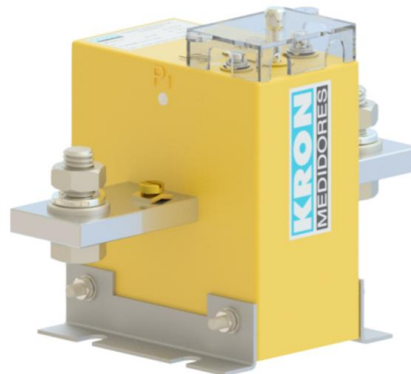
Figura 7: TC tipo janela.



Fonte: JBV - Transformador de corrente tipo janela JNG MES-100.

Figura 8: TC tipo bucha

Fonte: Grupo ENC Ltda- Transformador de corrente tipo bucha.

Figura 9: TC tipo barra.

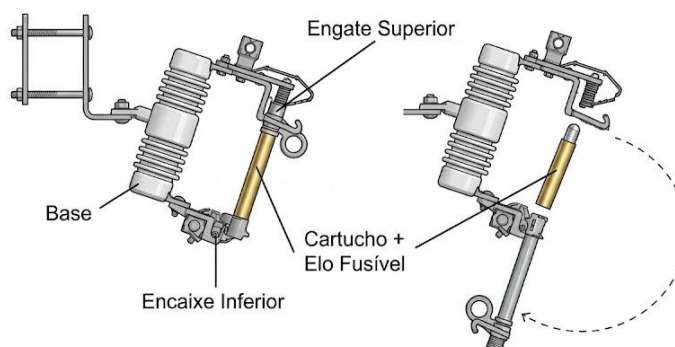
Fonte: Kron Instrumentos Elétricos Ltda - KR 111 - BARRA.

2.4.3 Chave fusível

Segundo Ferreira (2009) a chave fusível é um dispositivo eletromecânico responsável pela proteção de uma fase do circuito, sendo necessária a utilização de uma chave fusível para cada fase. A chave fusível é composta basicamente por três partes, conforme a Figura 10, base, cartucho ou porta fusível e elo fusível. Este dispositivo irá atuar caso haja passagem de uma corrente acima da capacidade máxima tolerada por ele. Essa corrente elevada, causará a fusão do elemento fusível pelo efeito joule, elemento esse que se encontra dentro do elo fusível, este elemento geralmente é composto por uma liga de estanho, prata ou níquel-cromo, que ao

aquecer, a fusão do elemento fusível causa a abertura do engate superior, sendo necessário a substituição do cartucho para a continuidade operacional do sistema.

Figura 10 - Chave fusível.



Fonte: Adaptado de FERREIRA (2009).

Ainda segundo Ferreira (2009) os elos fusíveis podem ser classificados em três tipos no que tange às suas características de atuação, podendo ser dos tipos H, K e T. Dos três modelos citados, o elo tipo H se caracteriza por ter a operação mais lenta, possuindo uma relação de rapidez entre 11,4 e 36,4, sendo comumente empregados na proteção de transformadores de baixa potência.

Já os elos do tipo K e T possuem uma relação de de rapidez entre 6 e 8,1, elo do tipo K e relação entre 10 e 13 para o elo tipo T. Ambos os tipos são empregados na proteção de ramais de proteção, a escolha irá depender da na velocidade de atuação desejada, sendo o tipo K mais rápido e tipo T mais lento.

Resalta-se que a relação de rapidez de cada elo fusível pode ser calculada através da equação 12.

$$SR = \frac{I_{0,1s}}{I_{300s}} \quad (\text{Eq. 12})$$

Onde:

$I_{0,1s}$ Corrente mínima de fusão em 0,1 segundo (falta grave/rápida).

I_{300s} Corrente mínima de fusão em 300 segundos (sobrecarga duradoura).

2.4.4 Religador

O religador, que pode ser observado na figura 11, e pode ser definido como um interruptor elétrico que atua de forma automática nas redes de distribuição de até 38 KV, o mesmo pode ser comparado a um disjuntor doméstico, que desliga a energia

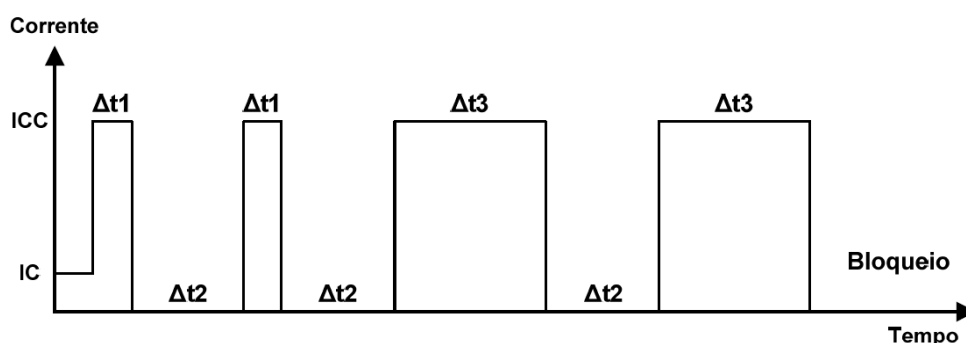
elétrica ao detectar uma sobrecorrente ou curto-circuito. Uma das principais diferenças entre os dois equipamentos, além dos aspectos construtivos, tipos de aplicações, e a sofisticação do religador em relação ao disjuntor, é que o religador possui a capacidade de religamento automático, enquanto o disjuntor permanece desligado até que seja acionado manualmente pelo operador. (EATON, s.d.)

Figura 11 - Religador.



Fonte: NOJA Power.

Segundo Ferreira (2009) ao detectar uma condição anormal de funcionamento, como um curto-circuito, o religador possui a capacidade de realizar um número pré determinado interrupções e regulamentos, que pode chegar a até 4 operações, e esta manobra de desligar e ligar o sistema de maneira consecutiva, tem como objetivo, evitar que o desligamento permanente do sistema seja causado por uma falta temporária, assim, caso o religador realize 2 ou 3 operações de religamento, e após isso seja determinado através das leituras que a falta não permaneceu, o sistema volta a operar normalmente sem a necessidade de intervenção, porém caso a falta persista, o religador irá interromper o fornecimento de energia para determinada área até que o problema seja solucionado. Essa sequência de operações pode ser observada na Figura 12. Ressalta-se que para alguns estudos de proteção e seletividade, a concessionária pode solicitar que a função de religamento automático seja bloqueada.

Figura 12 - Sequência de operações do religador.

Fonte: FERREIRA (2009).

Com relação aos tipos de religadores, tem-se algumas opções disponíveis no mercado. Estes modelos podem variar de acordo com o número de fases, opções de controle do equipamento e pode haver em relação à isolação utilizada nos mesmos. No que tange ao número de fases, pode-se ter religadores monofásicos, mais comuns na proteção de linhas monofásicas, ao ocorrer uma falha fase-terra este equipamento irá interromper apenas a fase a qual está ligada, este tipo de religador também pode ser encontrado em derivações de um alimentador trifásico. Os religadores trifásicos, podem se dividir em dois modelos, religadores trifásicos comuns, ou religadores triplos, o que difere entre os dois modelos são basicamente os modos de operação, enquanto um religador trifásico comum irá interromper as três fases simultaneamente, independente da natureza da falta, em um religador triplo há a possibilidade de um desarme monofásico, ou seja, a desenergização é independente para cada fase (EATON, s.d.).

No que tange ao tipo de controle do religador, tem-se a opção de um controle hidráulico, eletrônico e ou microprocessado. O controle hidráulico é uma tecnologia mais antiga e já não é tão utilizada quanto o eletrônico, pois acaba por limitar os ajustes de proteção e seletividade. Nesse tipo de controle, ao ocorrer uma falha, uma sobrecorrente irá fluir através de uma bobina, um êmbolo será empurrado para dentro da bobina abrindo os contatos do religador. Já os controles baseados em microprocessador ficam alojados em um painel separado do religador, que é alimentado através de cabo de controle. Este tipo de controle permite uma ampla gama de configurações, sendo uma opção mais flexível, podendo ser monitorada

através de softwares, sendo possível realizar ajustes nas configurações de controle e monitoramento remoto do sistema. (EATON, s.d.).

A Figura 13 mostra o controle hidráulico de um religador, enquanto a Figura 14 mostra um controle microprocessado.

Figura 13 - Religador com controle hidráulico.



Fonte: EATON.

Figura 14: Religador com controle microprocessado instalado em poste.



Fonte: NOJA Power.

Por fim, segundo Ferreira (2009) os religadores diferem com relação ao tipo de interrupção utilizada. Podendo ser a óleo, mais comum em religadores hidráulicos, gás SF₆ (hexafluoreto de enxofre) ou a vácuo, sendo o último mais utilizado

atualmente devido a sua eficiência, além não ter efeitos prejudiciais ao meio ambiente como o SF₆.

3. Metodologia do estudo de proteção.

A metodologia adotada para o estudo de proteção e seletividade, seguirá os critérios mínimos estabelecidos pela NDU-002 da Energisa - MS, assim como os fundamentos apresentados nos tópicos anteriores deste capítulo. O principal objetivo é assegurar que os dispositivos de proteção atuem de forma seletiva e coordenada com a proteção da concessionária, de modo a evitar desligamentos indevidos.

O estudo foi estruturado em etapas sequenciais, que iniciam com o levantamento de dados do sistema e culminando na definição final dos ajustes dos equipamentos de proteção e a construção dos coordenogramas. A seguir, serão descritas todas as etapas da metodologia.

3.1 Levantamento e validação dos dados do sistema.

Esta primeira etapa consiste na coleta das informações enviadas pela concessionária, necessárias para caracterizar o ponto de conexão entre a nova subestação e a rede da concessionária. Nesta etapa serão utilizados dados reais da rede, para a maior fidelidade do estudo. Vale ressaltar, que para manter a proteção dos dados do cliente, serão ocultados dados que possam levar a identificação da unidade consumidora, bem como a localização da instalação.

Dentre os dados obtidos, destacam-se: níveis de tensão e potência base fornecidos pela concessionária, impedância equivalente do sistema no ponto de entrega, níveis de curto-circuito trifásico e ajustes do relé de proteção da concessionária. Através destes dados pode-se garantir que todos os cálculos representem de forma fiel as condições do sistema.

3.2 Modelagem elétrica e uso do sistema por unidade (PU).

Com base nos valores fornecidos pela concessionária, potência e tensão base, serão obtidos os demais valores em PU, utilizando as equações apresentados no item 2.2 deste texto. Como apresentado neste trabalho, a conversão das grandezas para o sistema PU é importante para padronizar as grandezas elétricas independentemente do lado dos transformadores, e facilitar os cálculos das impedâncias equivalentes, reduzindo assim possíveis erros de arredondamento e simplificando a análise entre equipamentos de diferentes tensões.

A modelagem do sistema, considerará todos os elementos da subestação, tais como transformadores, cabos e demais itens, pois, deste assim será possível obter uma representação precisa do comportamento do sistema durante sua operação.

3.3 Cálculo das correntes de curto-circuito.

Sendo uma parte fundamental do trabalho, o cálculo das correntes de falta será realizado através do método das componentes simétricas, proposto por Fortescue (1918), conforme abordado no capítulo anterior. Deste modo, serão calculados o curto-circuito trifásico, curto-circuito fase-terra e curto-circuito trifásico-terra.

Após a obtenção dos valores de curto-circuito simétricos, aplica-se o fator de assimetria (FA), conforme MARDEGAN (2025) para o cálculo da corrente de curto-circuito assimétrica, que será essencial para os ajustes de sobrecorrente.

3.4 Determinação dos limites térmicos dos equipamentos.

A NDU-002 exige que seja realizada a análise dos parâmetros que garantem que os transformadores não sejam submetidos a esforços térmicos superiores ao permitido, para isso serão calculados os pontos ANSI E NANSI, como descrito no capítulo 2. Sendo o ponto ANSI a corrente máxima suportada pelo transformador, e o ponto NANSI a máxima corrente suportada pelo neutro do transformador.

As proteções não devem ultrapassar em hipótese alguma esses limites operacionais de corrente definidos, e eles devem aparecer nos coordenogramas apresentados.

3.5 Seleção e parametrização dos dispositivos de proteção

Após a realização dos cálculos necessários e da definição dos limites, iniciam-se os ajustes dos dispositivos de proteção da subestação. Nesse ponto serão feitos os ajustes das funções 50/51 e 50N/51N, que de acordo com a tabela ANSI, representam os ajustes de sobrecorrente de fase instantânea (50) e temporizada (51), o mesmo vale para as funções 50N/51N que representam os ajustes para o neutro.

Além desses ajustes, serão realizadas as escolhas da relação de transformação dos TCs, a escolha das curvas de atuação, com relação às curvas, serão utilizadas as mesmas curvas apresentadas no coordenograma da concessionária, e por fim os ajustes dos tempos de atuação dos dispositivos.

Para essa etapa, é de suma importância atentar-se à filosofia de proteção da concessionária, para que a coordenação seja realizada de maneira correta.

3.6 Elaboração dos coordenogramas.

Parte fundamental do estudo, onde junta-se todas as informações e cálculos realizados em uma análise gráfica. Segundo a NDU-002 todas as curvas devem constar nos gráficos, curva 50/51 para fase e neutro, ponto ANSI e NANSI, curvas do religador, elo fusível e quaisquer outros ajustes realizados.

A análise do coordenograma assegura que a proteção do cliente irá atuar antes da proteção da concessionária, que os equipamentos operarão dentro dos limites térmicos, e principalmente, que a filosofia de proteção e seletividade da concessionária é atendida em qualquer possível cenário de falta.

Através do coordenograma, torna-se possível a validação de todo o estudo, nesse ponto, pode-se verificar visualmente se as exigências foram normativas foram atendidas, se há coerência entre os cálculos, se os tempos de atuação garantem a seletividade adequada, e se não existe qualquer sobreposição indevida entre as curvas dos equipamentos. Após a verificação destes pontos, é possível a apresentação do estudo à concessionária para análise e aprovação.

4. Estudo de caso

Neste capítulo, serão levantados os dados referentes às instalações internas da subestação, a qual representa uma usina fotovoltaica de 1.355,2 MWp, e os dados fornecidos pela concessionária referentes ao ponto de entrega. E esses dados serão utilizados nos cálculos de curto-circuito.

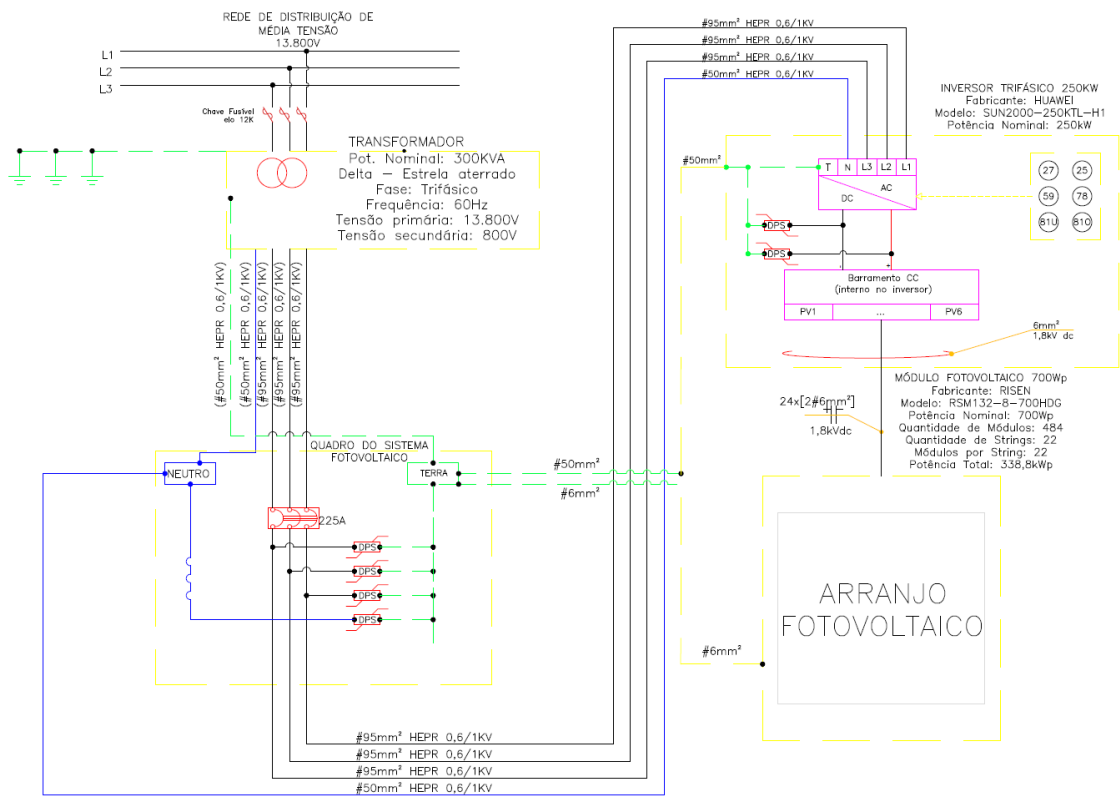
4.1 Dados do sistema fotovoltaico.

O sistema fotovoltaico possui ao total 1936 painéis da marca risen, modelo RSM 132-8-700-BHDG, com potência declarada de 700 Wp, que estão conectados a um inversor fotovoltaico fabricado pela HUAWEI, modelo SUN 2000-250 KTL-H1, com potência declarada de 250 kW. As especificações técnicas dos inversores e dos painéis fotovoltaicos constam nas tabelas 1 e 2 respectivamente.

A Figura 15 mostra o diagrama trifilar do sistema fotovoltaico. A imagem representa o diagrama de um sistema fotovoltaico individualizado, os demais sistemas são exatamente iguais a este diagrama, foram utilizados os mesmos equipamentos, compondo 4 sistemas fotovoltaicos idênticos, com potência de 338,8 kWp, totalizando 1.355,2 MWp de potência.

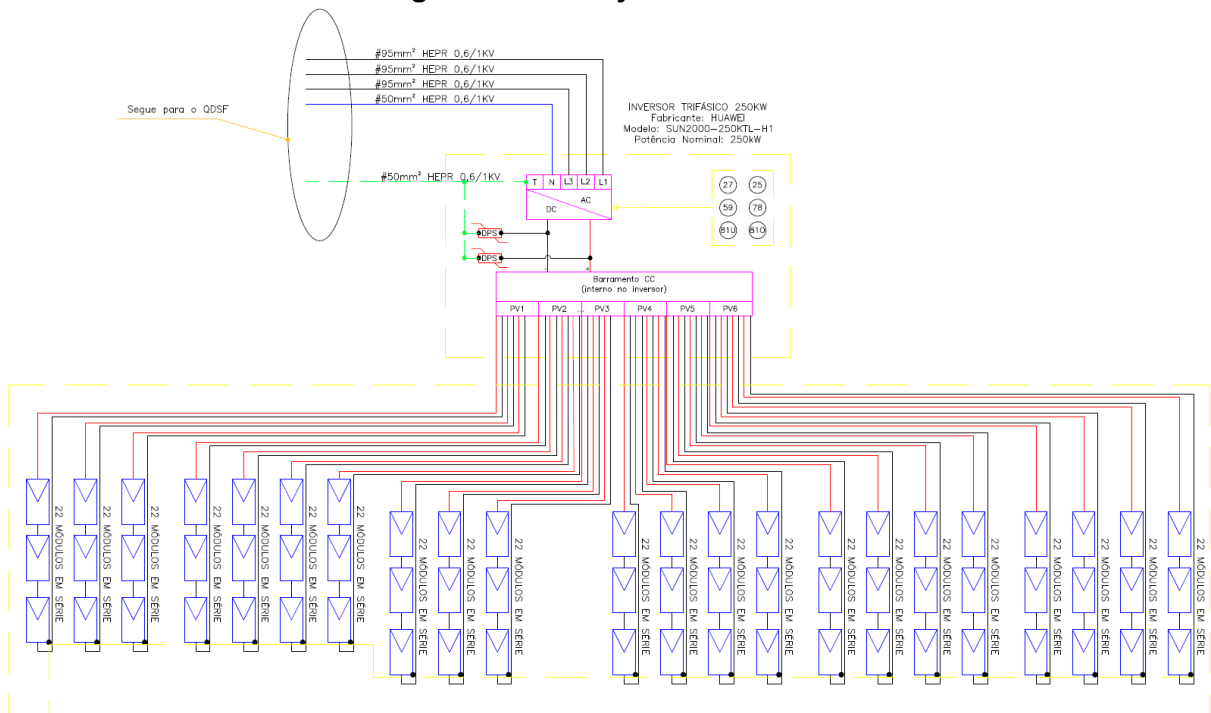
Para facilitar a leitura, o diagrama trifilar do sistema fotovoltaico foi dividido em duas partes, assim a Figura 15 representa o diagrama até o inversor fotovoltaico, enquanto o bloco Arranjo fotovoltaico é mostrado em detalhes na Figura 16.

Figura 15 - Diagrama trifilar do sistema fotovoltaico



Fonte: Autor.

Figura 16 - Arranjo fotovoltaico.



Fonte: Autor.

Tabela 1 - Especificações do inversor.

Especificações técnicas do inversor	
Potência de saída AC	250 kW
Tensão nominal AC	800 V
Corrente de saída AC	198.5 A
Frequência de operação	60 Hz
Range de frequência	55-65 Hz
Máxima tensão DC	1500 V
Range de operação DC	500-1500 V
Máxima corrente DC	65 A
Fator de potência	-0,8 - +0,8
Range de temperatura	-30°C a 60°C

Fonte: Autor.**Tabela 2 - Arranjo do sistema fotovoltaico.**

DADOS DO ARRANJO FOTOVOLTAICO (STC)	
Número de módulos	484
Número de séries fotovoltaicas	22
Número de módulos por série	22
Tecnologia do módulo	Monocristalino
Tensão de circuito aberto	49,83 V
Tensão de potência máxima	41,78 V
Tensão de circuito aberto por série	1096,26 V
Tensão de potência máxima por série	912,56 V
Corrente de curto-circuito por série	13,98 A
Corrente de potência máxima por série	16,77 A
Potência do módulo	700 Wp
Potência da série	(15,4) kWp
Potência total	338,8 KWp

Fonte: Autor.

4.2 Dados da entrada de energia em média tensão.

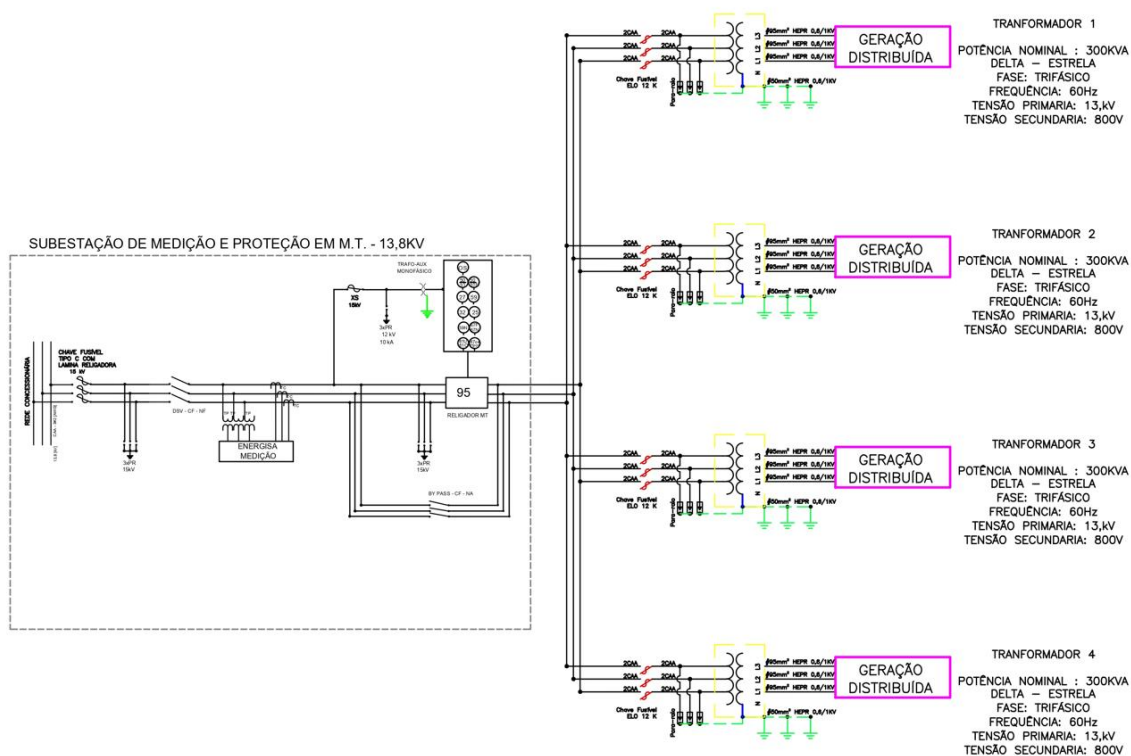
Neste tópico, serão apresentados os dados referentes a entrada de energia em média tensão. Para este projeto, optou-se por uma subestação ao tempo de medição, e proteção com religador automático. No diagrama representado pela Figura 17, tem-se do lado esquerdo a medição e proteção da subestação. O conjunto de medição é composto pelos TC's e TP's que estão localizados entre um dispositivo de seccionamento visível (DSV), deste modo, tanto a medição quanto o religador podem ser isolados do circuito.

A proteção principal de todo o sistema é realizada pelo religador de média tensão, que de acordo com o que foi discutido no capítulo 2, irá garantir a proteção no caso de faltas, e a seletividade com a proteção da concessionária, que pode ser garantida através dos ajustes do religador.

Após essa etapa, a rede segue para os transformadores, onde será realizado o rebaixamento da tensão para os níveis de operação dos inversores fotovoltaicos (de 13,8 kV para 800V). Para garantir a proteção individual de cada transformador, foram utilizadas chaves fusíveis, que atuarão como proteção primária de cada posto de transformação.

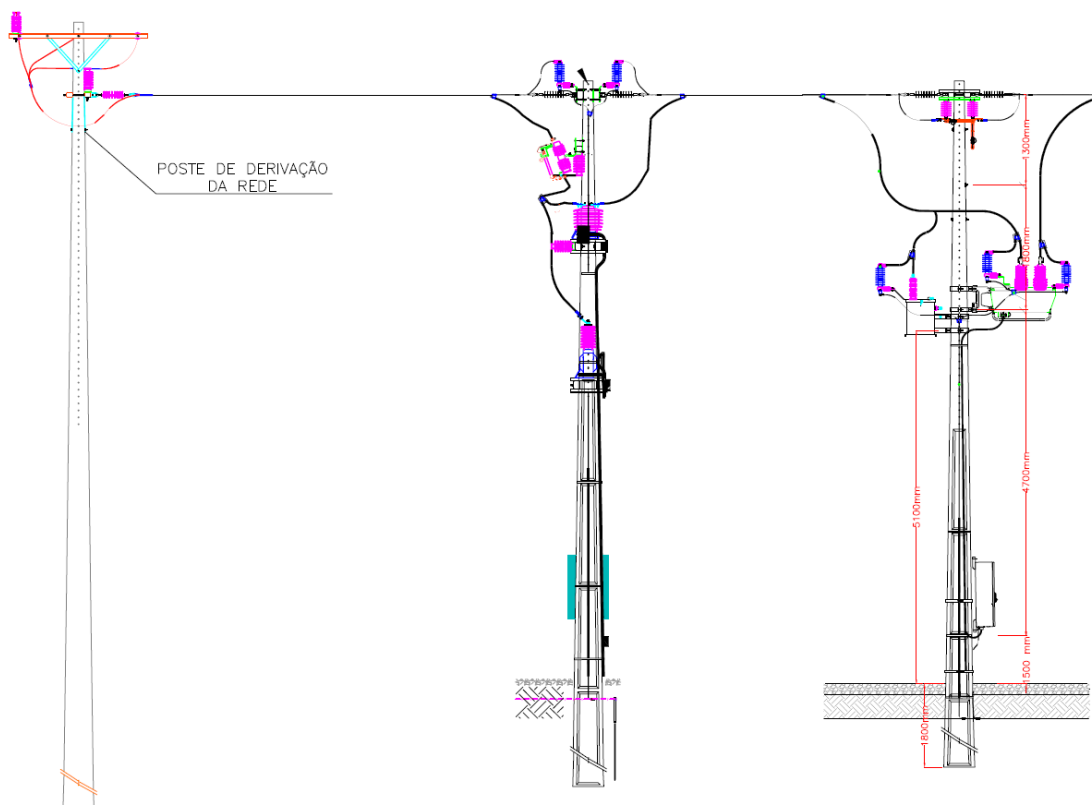
As Figuras 18 e 19 mostram de maneira mais detalhada, como é realizada a instalação de uma subestação desse porte, onde, na primeira imagem, tem-se uma vista lateral da subestação, evidenciando desde o ponto de derivação da concessionária, até a proteção realizada pelo religador, já na figura 19, pode-se observar a vista frontal do sistema de medição da concessionária, evidenciando os posicionamentos dos TC's e TP's.

Figura 17 - Diagrama de medição, proteção e transformação.



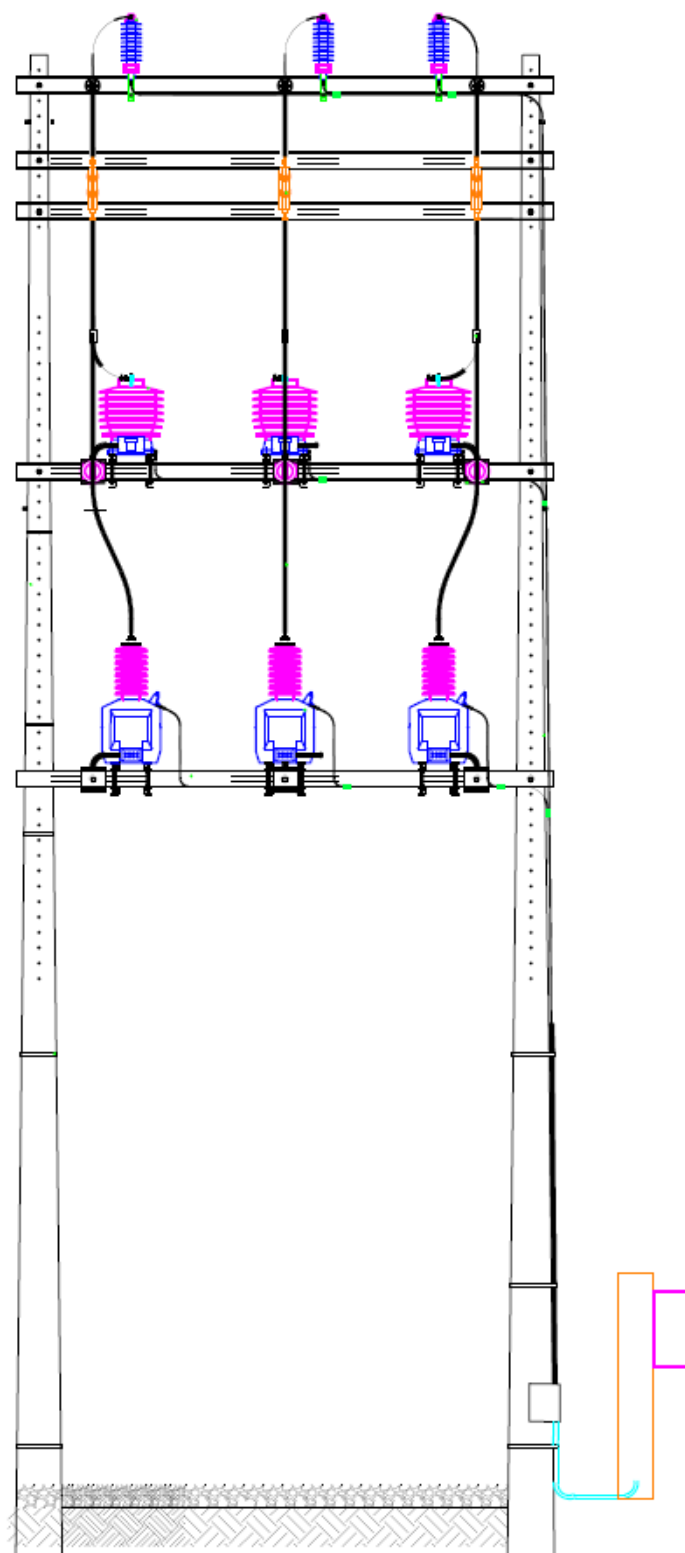
Fonte: Autor.

Figura 18 - Vista lateral sistema de medição e proteção.



Fonte: Adaptado da NDU-002

Figura 19 - Vista Frontal da medição.



Fonte: NDU - 002.

4.4 Escolha dos dispositivos de proteção.

Para protocolar o estudo de proteção e seletividade, segundo a NDU-002 é necessário informar a marca e modelo específicos do religador utilizado. Para atender o projeto torna-se necessária a utilização de um religador trifásico, o qual possui diversas opções disponíveis no mercado, representados por marcas como: Eaton, Schneider, ABB e Noja Power, dentre as quais escolheu-se a última opção. As principais características do religador escolhido, podem ser encontradas na tabela 3.

Tabela 3 - Especificações do religador OSM15-12-630-310.

Características	Especificação
Fabricante	Noja Power
Modelo	OSM15-12-630-310
Classe de tensão	15 kV
Corrente nominal	630 A
Capacidade de interrupção simétrica	12 kA
Tipo de interrupção	Vácuo
Número de fases	Trifásico
Transformadores de corrente (TCs)	Internos ao religador
Tipo de controle	Microprocessado (painel RC10)
Comunicação e supervisão	Software PQS – Noja Power
Aplicação típica	Redes de distribuição até 38 kV

Fonte: Noja Power.

O equipamento escolhido, possui alguns pontos de destaque, como TC's internos, o que facilita a instalação e reduz o número de componentes no poste, facilitando a instalação e possíveis manutenções futuras, além disso, o religador integra-se ao software PQS, do próprio fabricante, permitindo não só a visualização, dos dados, mas também a configuração de forma remota.

Para alimentação do painel de comando do religador é necessário um transformador auxiliar, para isso foi escolhido um transformador com as seguintes especificações:

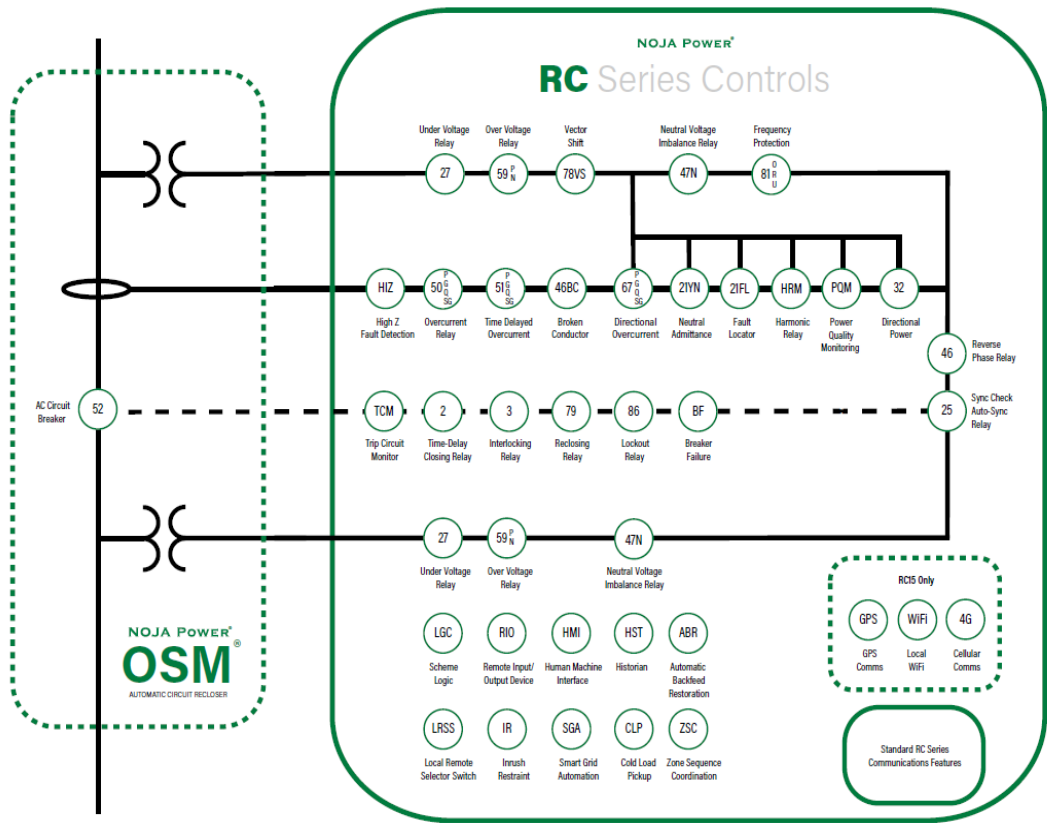
Potência: 3 kVA

Tensão primária: 13,8 kV

Tensão secundária: 230 V

Junto as especificações do religador, será enviado a concessionária o diagrama do religador e do painel, como consta na figura 20.

Figura 20: Diagrama do religador



Fonte: Noja Power.

5.Análise e resultados

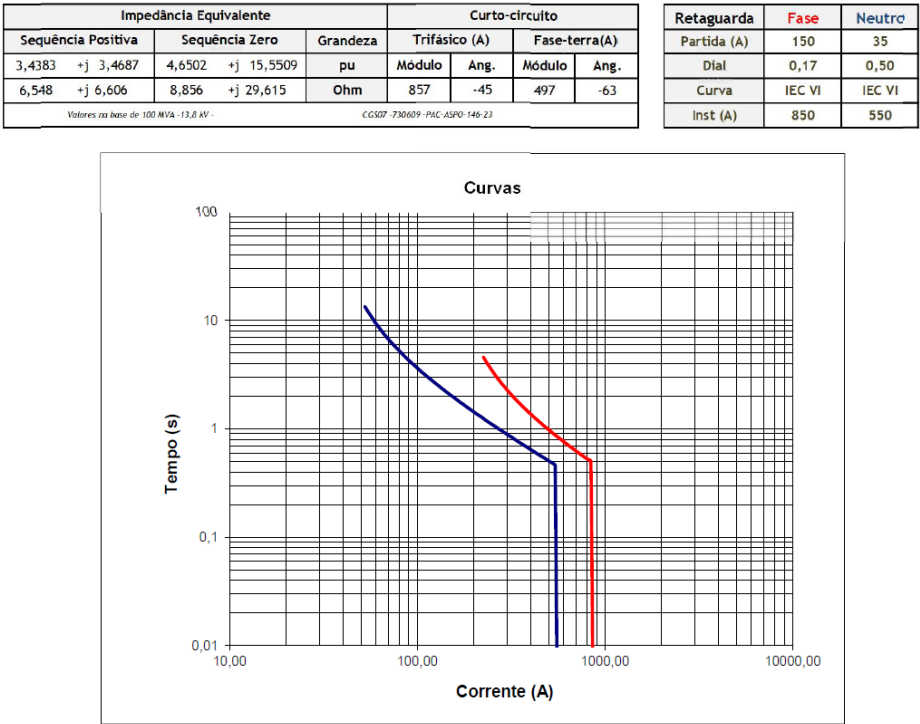
Neste capítulo, serão realizados todos os ajustes e dimensionamentos referentes ao estudo de proteção e seletividade. Iniciando pelo levantamento de dados do sistema, onde serão coletados os valores referentes aos níveis de curto-circuito e impedância da rede no ponto de conexão.

5.1 Levantamento dos dados do sistema

A figura 20 mostra os dados fornecidos pela concessionária, Energisa-MS, vale ressaltar que a solicitação desses dados, ponto inicial para os estudos de proteção e seletividade, é realizada através do portal de grandes clientes, site da concessionária destinado a atender clientes do grupo A.

Neste documento, é fornecida a impedância da rede da concessionária de sequência positiva e zero em pu, já nas bases da concessionária que são: potência base de 100 MVA e tensão base de 13,8 kV. Também são fornecidos os valores de curto-circuito trifásico e fase terra, além dos ajustes do religador a retaguarda do ponto de conexão e as respectivas curvas.

Figura 21: Dados do ponto de conexão.



Fonte: Energisa - MS.

5.2 Cálculos para elaboração do estudo de proteção e seletividade.

5.2.1 - Transformador.

Primeiramente, serão realizados os cálculos referentes ao transformador, será calculada a corrente nominal de transformação para 1 transformador e considerando os 4 transformadores, após obter os valores de corrente nominal de transformação serão calculados os valores dos pontos ANSI e NANSI do transformador. O cálculo da corrente nominal é dado pela equação 13.

$$In = \frac{S}{\sqrt{3} * 13,8kV} \quad (\text{Eq. 13})$$

Considerando apenas um transformador tem-se:

$$In = \frac{300kVA}{\sqrt{3} * 13,8kV} = 12,55A$$

Considerando os quatro transformadores tem-se:

$$In = \frac{12000kVA}{\sqrt{3} * 13,8kV} = 50,02A$$

A norma estipula em seu texto que seja calculada a corrente de inrush parcial de fase para os transformadores, o valor dessa corrente é de 10 vezes a corrente nominal. Segundo Mardegan 2010 essa é uma corrente transitória que ocorre na energização do transformador, também conhecida como corrente de magnetização.

Sendo assim, o valor da corrente de inrush é dado por:

$$Inrush = 502 A$$

Após obter os valores de corrente nominal do transformador, pode-se obter os pontos ANSI e NANSI utilizando as equações 10 e 11 mostradas no capítulo dois deste trabalho. Para realização dos cálculos é necessária a impedância do transformador, dado que pode ser obtido na placa do equipamento, porém nos

cálculos foram utilizados os valores fornecidos na NDU-002 no item 8 do anexo 23. Sendo assim, a impedância considerada é de 5% conforme a norma.

Sendo assim, o ponto ANSI é dado por;

$$I_{ANSI} = \frac{100}{5\%} * 50,02$$
$$I_{ANSI} = 1004$$

Ponto NANSI;

$$I_{NANSI} = 0,58 * I_{ANSI}$$
$$I_{NANSI} = 582 A$$

5.2.2 - Cálculo das impedâncias.

Baseado nos valores fornecidos pela concessionária na figura 20, pode-se calcular os valores de corrente base e impedância base para os cálculos do sistema. Para isso, utiliza-se as equações de 8 e 9 apresentadas no capítulo 2 deste trabalho.

Logo, tem-se:

Potência base: 100 MVA

Tensão base: 13,8 kv

Corrente base: 4183,7 A

Impedância base: 1,9044 ohms.

Além da impedância base da concessionária, será necessário considerar a impedância dos cabos, do ponto de entrega até a medição, essa distância será considerada de 40 metros, valor informado pela concessionária. Considerando a impedância do cabo de derivação de $0,4229 + j0,0880$ pu/km. Logo para 40 metros de cabo tem-se, $0,00169 + j0,00352$ pu.

Para obter o cálculo da impedância equivalente de thévenin, torna-se necessário o diagrama das impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero, que pode ser observado na Figura 22.

Figura 22: Diagramas de sequência positiva, negativa e zero.

Diagrama de sequência positiva

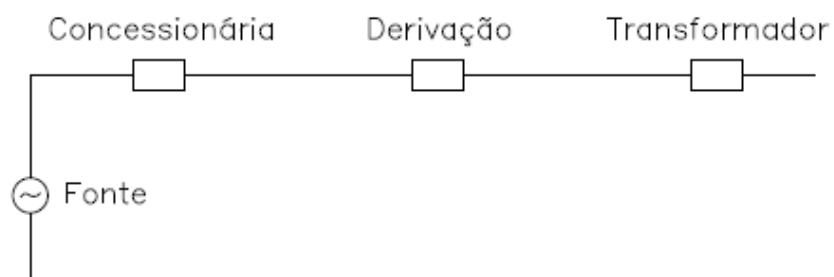


Diagrama de sequência negativa

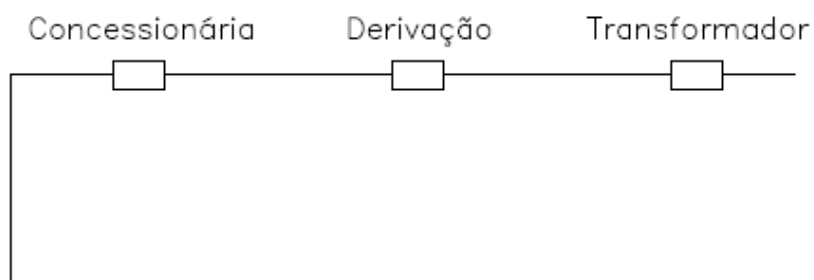
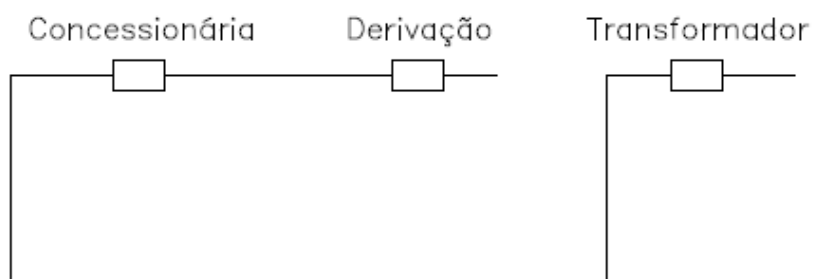


Diagrama de sequência zero

**Fonte: Autor.**

Considerando as impedâncias fornecidas pela concessionária, de sequência positiva e zero, a sequência negativa será igual a sequência positiva quando não fornecida pela concessionária, pode-se definir as impedâncias a serem utilizadas para o cálculo de curto-circuito.

A somatória das impedâncias, considera a impedância até a medição, ou seja, a impedância da concessionária somada à impedância dos cabos de derivação.

Sendo assim, tem-se;

$$Z1 = Z2 = 3,440 + j3,47 \text{ pu}$$

$$Z0 = 4,65 + j15,55 \text{ pu}$$

Também se torna necessário o cálculo da impedância do transformador na base da concessionária, para isso, é utilizada a equação 14.

$$Z_{putrafo} = j0,05 * \left(\frac{13,8kv}{13,8kv}\right)^2 * \frac{100MVA^2}{1,2MVA}$$

$$Z_{putrafo} = j4,17 \text{ pu}$$

5.2.3 - Cálculo do curto-circuito.

Após calcular todas as impedâncias relacionadas ao diagrama apresentado na figura 21. Pode-se iniciar o cálculo de curto-circuito. Para a elaboração do estudo, serão realizados os seguintes cálculos: Curto-circuito trifásico, simétrico, curto-circuito fase-fase, fase-terra.

O curto-circuito trifásico terá apenas a sequência positiva, já o curto bifásico considerará a sequência positiva e negativa em paralelo, enquanto no curto-circuito fase-terra os diagramas de sequência positiva negativa e zero serão ligados em série.

Iniciando os cálculos pelo curto-circuito trifásico, tem-se o diagrama de sequência positiva demonstrado na figura 21, considerando o ponto A entre a impedância de derivação, que representa a impedância dos cabos do ponto de entrega até a medição, e a impedância do transformador, aplicando a equação 4 apresentada no capítulo 2 tem-se:

$$I_{cctrifásico} = \frac{1}{3,44 + j3,47 + 0,00169 + j0,00352}$$

$$I_{cctrifásico} = 0,2045\angle -45,26 \text{ pu}$$

Para obter o valor da corrente, deve-se multiplicar o resultado encontrado pela corrente base da concessionária, que é de 4183,7 A.

$$I_{cctrifásico} = 855,59\angle -45,26^\circ \text{ A}$$

Para obter as correntes de linha a, b e c, deve utilizar o teorema de Fortescue apresentado no capítulo 2, na equação 3. Como tem-se apenas os valores para sequência positiva, o obtido para o curto trifásico será inserido na equação no lugar de I_1 , e após a multiplicação da matriz, serão obtidos os seguintes valores para as correntes de linha:

$$I_a = 855,59\angle -45,26^\circ \text{ A}$$

$$I_b = 855,59\angle -165,26^\circ \text{ A}$$

$$I_c = 855,59\angle 74,74^\circ \text{ A}$$

Para obter o valor da corrente assimétrica, deve-se multiplicar a corrente simétrica pelo valor do fator de assimetria, como demonstrado no capítulo 2 deste trabalho, o fator de assimetria é determinado pela equação 5. O fator de assimetria para o sistema será de 1,004, logo, a corrente assimétrica é de 858,99 A.

Para o cálculo do curto-circuito bifásico segundo Medeiros (2016), pode-se utilizar a seguinte equação de maneira simplificada.

$$I_{ccbifásico} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{cctrifásico} \quad (\text{Eq. 14})$$

$$I_{ccbifásico} = 740,96 \text{ A}$$

Para o curto fase-terra tem-se as impedâncias de sequência positiva negativa e zero serão ligadas em série, sendo assim, o curto pode ser calculado pela expressão abaixo;

$$I_{1 \text{ Fase/terra}} = \frac{1}{2 * (Z_1 \text{ Concessionária} + Z_1 \text{ Derivação}) + Z_0 \text{ Concessionária} + Z_0 \text{ Derivação}}$$

$$I_{1 \text{ Fase/terra}} = \frac{1}{2 * (3,44 + j3,47 + 0,00169 + j0,00352) + 4,65 + j15,55 + 0,00169 + j0,00352}$$

$$I_{1 \text{ Fase/terra}} = 165,46\angle -62,86^\circ \text{ A}$$

Aplicando novamente o teorema de Fortescue, pode-se obter a corrente de curto-circuito fase-terra.

$$I_{cc \text{ Fase/terra}} = 496,38 \angle -62,86^\circ \text{ A}$$

Por fim, tem-se o curto-circuito fase terra mínimo, que terá sua base de cálculo praticamente idêntica à fase e terra já calculado anteriormente, com a diferença da soma de uma resistência de falta, comumente utilizada $3R_F = 40 \text{ ohms}$.

$$I_{1 \text{ Fase/terramin}} = \frac{1}{2 * (3,44 + j3,47 + 0,00169 + j0,00352) + 4,65 + j15,55 + 0,00169 + j0,00352 + 21}$$

$$I_{1 \text{ Fase/terramin}} = 0,025 \angle -34,66 \text{ pu}$$

Multiplicado pela corrente base e aplicando o teorema de fortescue tem-se:

$$I_{1 \text{ Fase/terramin}} = 317,29 \angle -34,66 \text{ A}$$

5.3 Ajustes e parametrização do sistema

Após definir todos os cálculos de curto-circuito necessários ao estudo, pode-se dar início aos ajustes do religador.

Os ajustes dos relés 27(Subtensão), 59(Sobretensão) e 81(Subfrequência e sobrefrequência) são definidos pela NDU-015 da Energisa, que trata dos critérios para conexão em média tensão de Acessantes de Geração distribuída ao sistema de distribuição. Em sua seção 8.8 a norma da concessionária define os ajustes de tensão e frequência, conforme as figuras 21 e 22 que representam respectivamente as tabelas 3 e 4 da norma.

Figura 23: Ajuste de frequência função 81

Frequência [Hz]	Tempo Máximo de Atuação
$f \leq 57,0$	0,2 s
$57 < f \leq 57,5$	5 s
$57,5 < f \leq 58,5$	20 s
$62,5 < f \leq 63,0$	10 s
$f > 63,0$	0,2 s

Fonte: NDU-015 Tabela 3.

Figura 24: Ajuste de tensão das funções 27 e 59.

Tensão [p.u]	Tempo Máximo de Atuação
$V \leq 0,20$	0,2 s
$0,2 < V \leq 0,5$	0,5 s
$0,5 < V \leq 0,8$	2,5 s
$1,10 < V \leq 1,18$	1 s
$V > 1,18$	0,2 s

Fonte: NDU-015 Tabela 4.

5.3.1 - Ajuste de fase temporizado e instantâneo (50/51)

Para o ajuste temporizado de fase (51) a norma fornece a equação abaixo, aqui denominada equação 15. Para o projeto em específico, a demanda contratada a ser considerada é de 1 MVA.

$$I_{pickup} = 1,25 * \frac{\text{Demanda máxima contratada}}{\sqrt{3} * V_{nominal}} \quad (\text{Eq. 15})$$

Logo, a corrente de *pickup* calculada é:

$$I_{pickup} = 1,25 * \frac{1000 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 13,8 \text{ kV}}$$

$$I_{pickup} = 48,11 \text{ A}$$

Para o ajuste de fase instantâneo, a NDU-002 especifica em seu item 5 do anexo 2 que o mesmo deve ser preferencialmente 10% acima do valor da corrente de inrush dos transformadores, a regra vale para corrente de fase e neutro. Como a

corrente de inrush calculada é de 502 A, será adotado para ajuste instantâneo o valor de 552 A.

Após obter todos esses valores, foi possível elaborar a tabela 4 com os ajustes de fase do religador. A utilização da curva muito inversa IEC VI foi a recomendação da concessionária.

Tabela 4 - Ajustes de Fase

Ajustes de fase	
Pickup(51F)	48 A
Curva	IEC VI
Dial de tempo	0,15
50F(A)	552 A
Ponto ANSI	1004 A

Fonte: Autor.

5.3.2 - Ajuste de neutro temporizado e instantâneo (50/51)

Para os ajustes do neutro, a concessionária recomenda em seu item 6 do anexo II que seja adotado aproximadamente 20% do valor dos ajustes de fase, tendo essas informações, foi possível elaborar a tabela 5.

Tabela 4 - Ajustes de Fase

Ajustes de neutro	
Pickup(51N)	10 A
Curva	IEC VI
Dial de tempo	0,3
50N(A)	110 A
Imagnetização residual	289 A
Ponto NANSI	582 A

Fonte: Autor.

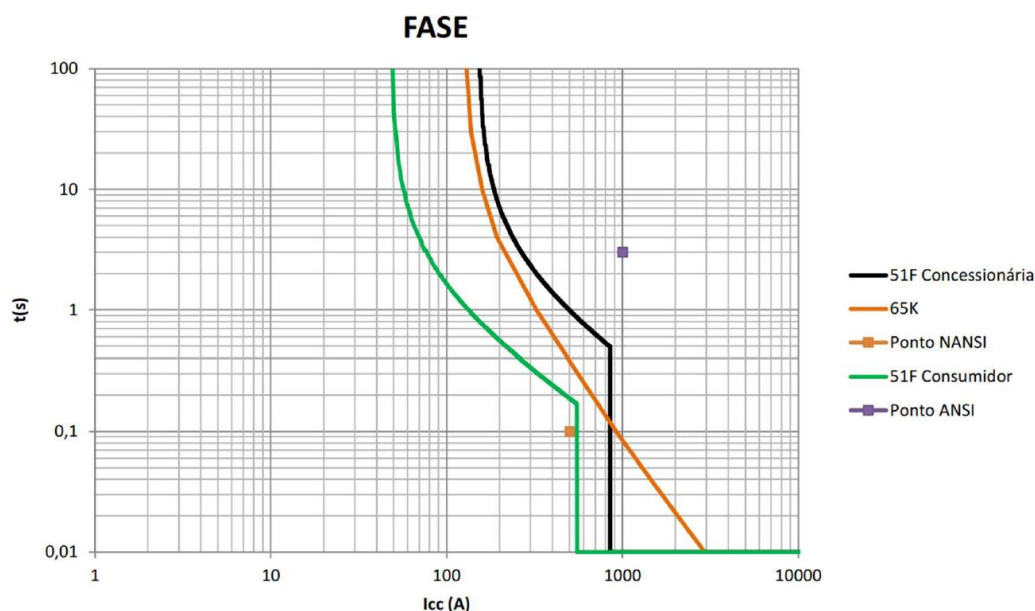
5.4 Elaboração dos coordenogramas e análise.

Após todos os cálculos e ajustes, foi possível elaborar os coordenogramas de fase e neutro, e do transformador individual.

A Figura 25 apresenta o coordenograma de fase, reunindo as curvas de atuação das proteções 50F (instantânea) e 51F (temporizada) do religador, bem como os limites térmicos representados pelo Ponto ANSI e pelas curvas da proteção de retaguarda da concessionária. A curva 51F, configurada com a característica IEC VI (Muito Inversa), demonstra que a atuação temporizada reduz significativamente o tempo de disparo conforme o aumento da corrente de falta, assegurando seletividade em níveis moderados de sobrecorrente. Já a curva 50F, posicionada acima da

corrente de inrush, apresenta atuação instantânea e é responsável por isolar faltas severas sem retardo temporal. Observa-se que ambas as curvas do religador permanecem à esquerda das curvas térmicas do transformador, garantindo que o equipamento não seja submetido a níveis de corrente além dos limites suportados. Além disso, as curvas da concessionária, plotadas na retaguarda, encontram-se deslocadas para a direita e acima das curvas do cliente, validando a seletividade entre as proteções e confirmando que a atuação ocorrerá localmente antes da intervenção da proteção a montante.

Figura 25 - Coordenograma de Fase

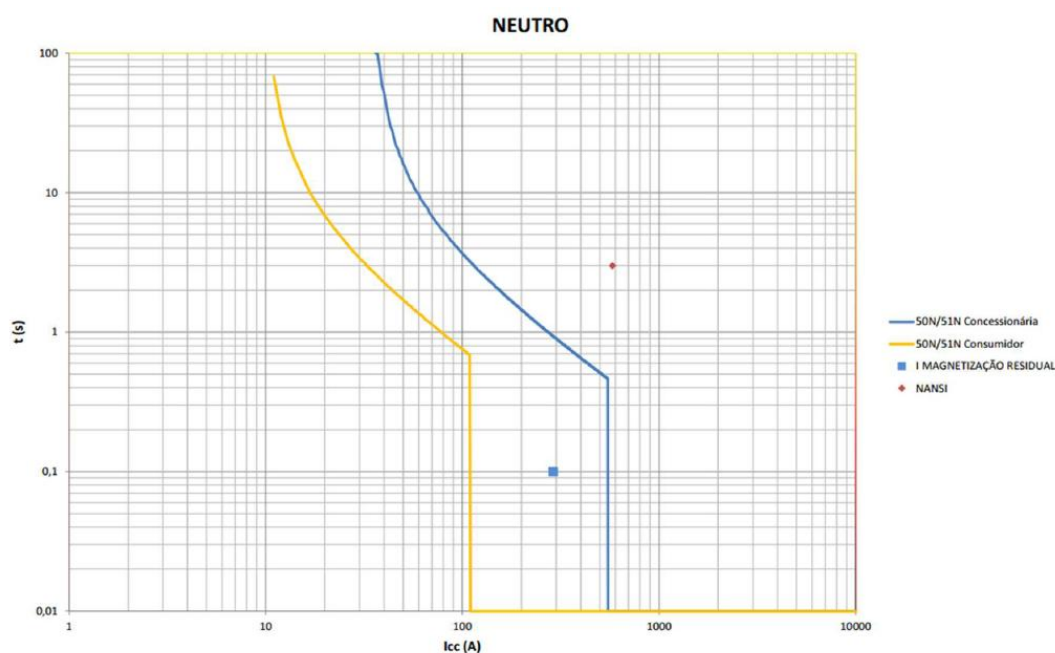


Fonte: Autor.

A Figura 26 apresenta o coordenograma de neutro, construído a partir dos ajustes das funções 50N (instantânea de neutro) e 51N (temporizada de neutro). A curva 51N, também utilizando a característica IEC VI, apresenta inclinação acentuada, indicando maior tempo de atuação para correntes residuais de menor magnitude, o que é desejável para evitar desligamentos indevidos em situações transitórias. A curva 50N, ajustada proporcionalmente ao valor recomendado pela concessionária (aprox. 20% dos ajustes de fase), garante a atuação imediata em faltas envolvendo o retorno pelo neutro, permitindo a eliminação rápida de defeitos monofásicos de maior intensidade. O gráfico também apresenta o Ponto NANSI, que representa o limite térmico máximo do neutro do transformador. Observa-se que tanto a curva

temporizada quanto a instantânea do religador permanecem sempre abaixo desse limite, de modo que, mesmo em faltas franco-terra, a proteção do cliente atuará antes que qualquer componente seja submetido a esforços superiores aos permitidos. As curvas da proteção da concessionária ficam deslocadas para tempos maiores, comprovando a seletividade entre as proteções residuais.

Figura 26 - Coordenograma de neutro

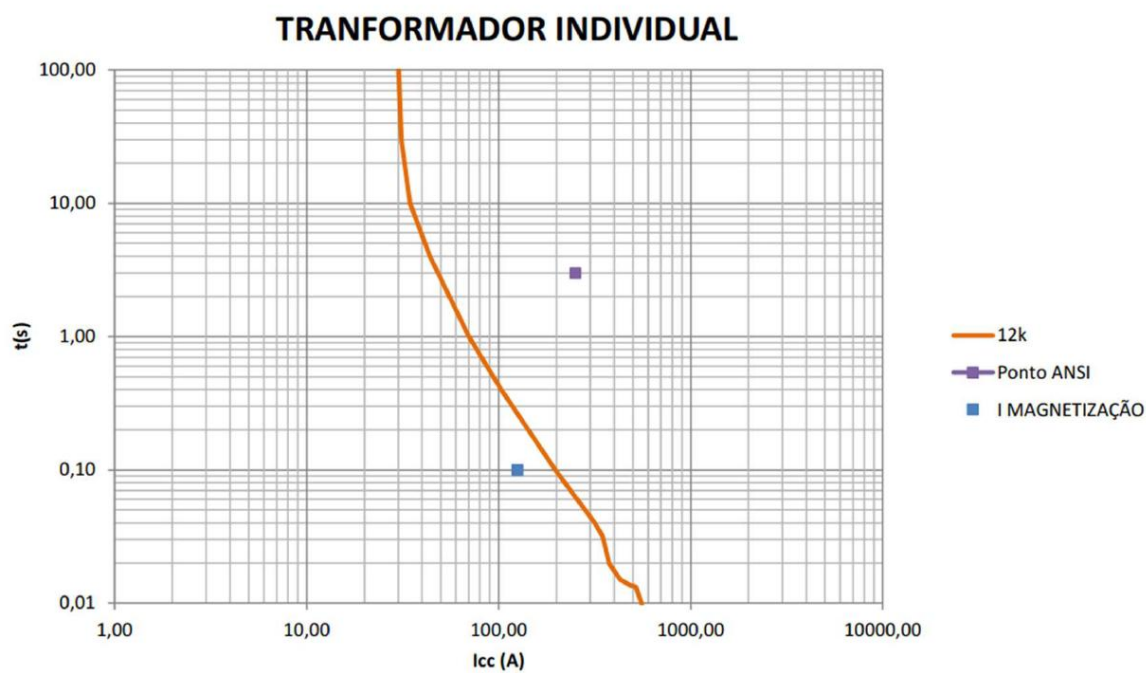


Fonte: Autor.

A Figura 27 apresenta o coordenograma específico do transformador, destacando as curvas térmicas referentes aos limites ANSI e NANSI, utilizadas para avaliar a capacidade do equipamento frente a diferentes níveis de curto-circuito. A curva ANSI, correspondente ao limite térmico da corrente de fase, delimita a máxima corrente admissível antes que o transformador entre em sobreaquecimento severo. A curva NANSI representa o limite térmico do neutro, considerando condições de falta monofásica ou assimétrica. Em conjunto, ambas as curvas estabelecem a zona segura de operação do transformador. Ao comparar essas curvas com os ajustes definidos para o religador, nota-se que as curvas 50/51F e 50/51N interceptam a região gráfica antes dos limites estabelecidos pelos pontos ANSI e NANSI, evitando a exposição do transformador a tensões térmicas excessivas. A presença destas curvas no coordenograma permite verificar visualmente que o transformador está devidamente protegido contra falhas de curta duração, faltas severas ou correntes

assimétricas, atendendo às recomendações da NDU-002. Dessa forma, o coordenograma confirma que os ajustes definidos para a proteção garantem a integridade térmica do equipamento e sua operação dentro dos limites normativos.

Figura 27 - Coordenograma do transformador.



Fonte: Autor.

6. Conclusão.

O presente trabalho teve o objetivo de desenvolver um estudo de proteção e seletividade para uma subestação responsável por alimentar uma usina fotovoltaica de aproximadamente 1,4 MWP, visando atender os critérios estabelecidos pela NDU-002 e a NDU-015 do grupo Energisa. Com base nos fundamentos teóricos apresentados, dos cálculos do curto-circuito e das análises de coordenação entre dispositivos de proteção, foi possível verificar que a filosofia de proteção adotada é capaz de garantir a operação segura, contínua e eficiente do sistema elétrico.

No decorrer do estudo, constatou-se que a correta caracterização das grandezas elétricas, a modelagem da rede em sistema por unidade tal como a determinação das impedâncias equivalentes são etapas fundamentais para que os resultados possam refletir de maneira fiel o comportamento da instalação. Os cálculos das correntes de curto-circuito, simétricas e assimétricas, permitiram estabelecer as bases necessárias para os ajustes do religador, dos transformadores e dos demais dispositivos, assegurando que nenhum equipamento fosse submetido a esforços superiores aos seus limites térmicos definidos pelos pontos ANSI e NANSI.

A seleção dos dispositivos de proteção, especialmente o religador trifásico NOJA Power OSM15-12-630-310, mostrou-se adequada às necessidades operacionais da instalação. Seus recursos de supervisão, isolamento, flexibilidade de ajustes e integração ao software PQS permitem não apenas a proteção eficaz, mas também o monitoramento contínuo da instalação. Os ajustes calculados para as funções 50/51 e 50N/51N foram baseados nos parâmetros normativos, nas características dos transformadores e nos níveis de curto-circuito fornecidos pela concessionária, garantindo seletividade e coordenação em todos os cenários analisados.

A elaboração dos coordenogramas consolidou graficamente toda a filosofia de proteção adotada. A análise das curvas demonstrou que a proteção do cliente atua de forma seletiva, preservando a integridade da rede da concessionária e evitando desligamentos indevidos. Além disso, observou-se que os tempos de atuação mantêm margens adequadas em relação ao religador da Energisa, atendendo plenamente aos requisitos exigidos para a aprovação do estudo.

Por fim, conclui-se que o projeto proposto apresenta uma solução tecnicamente consistente e alinhada às normas vigentes. A aplicação dos critérios da NDU-002 e

NDU-015 assegura que a subestação opere de forma coordenada com o sistema elétrico da concessionária, proporcionando maior confiabilidade, segurança operacional e continuidade no fornecimento de energia à usina fotovoltaica. Dessa forma, os resultados obtidos confirmam que a metodologia aplicada é eficaz e que os ajustes definidos atendem integralmente às exigências para conexão em média tensão, garantindo o desempenho adequado do sistema tanto em regime permanente quanto em condições de falta.

7.Trabalhos Futuros

Embora o presente trabalho tenha atingido plenamente seus objetivos propostos, podendo ser seguido na elaboração de estudos semelhantes, validando a coordenação e a seletividade das proteções aplicadas a conexão da usina fotovoltaica a subestações de média tensão alguns temas relevantes podem ser abordados em estudos futuros. Nesse contexto pode-se considerar a ampliação da análise por meio da inclusão da função de sobrecorrente direcional (ANSI 67), especialmente importante em sistemas de geração distribuída, nos quais o fluxo de potência pode ocorrer em múltiplas direções. A adoção dessa função permitiria uma avaliação mais precisa da atuação das proteções diante de diferentes cenários de falta.

Adicionalmente, sugere-se o desenvolvimento de um estudo específico para o cálculo do dial de tempo das proteções, considerando de forma detalhada as curvas normalizadas, as margens de coordenação e as variações operativas do sistema. Esse aprofundamento possibilitaria ajustes mais refinados e tecnicamente mais robustos, contribuindo para o aumento da confiabilidade do sistema de proteção.

Outro tema que pode ser abordado é a parametrização e a utilização de *softwares* como o próprio PQS, utilizado pela fabricante Noja Power. Assim como os sistemas de comunicação utilizados pelos religadores.

7.Referências

BERGEN, Arthur R.; VITTAL, Vijay. *Power systems analysis*. 2. ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2000.

BRALUX TRANSFORMADORES. *TC – Transformador de Corrente*. Disponível em: <https://www.braluxtransformadores.com/produto/tc-transformador-de-corrente/>. Acesso em: 21 nov. 2025.

DUARTE, Antônio Carlos da Rocha. *Equipamentos de geração e transmissão: conceitos e critérios*. 1. ed. São Paulo: Artiliber Editora, 2018.

EATON. *Guia básico de seletividade*. Morges: Eaton, 2024. Publicação n.º BR012020PT.

EATON. Reclosers – Fundamentals of Reclosers. Eaton. Disponível em: <https://www.eaton.com/br/pt-br/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/reclosers/reclosers--fundamentals-of-reclosers.html>. Acesso em: 23 nov. 2025.

ENERGISA. *NDU 015 – Critérios para a Conexão em Média Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição*. Versão 7.0. João Pessoa, PB: Grupo Energisa, 2024.

FERGÜTZ, Marcos. *Transformadores para instrumentação: transformador de potencial (TP) – NBR 6855/2015; transformador de corrente (TC) – NBR 6856/2015*. Julho, 2021. Apostila.

FERREIRA, Gustavo Dorneles. Otimização da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica: uma abordagem considerando a seleção e alocação de dispositivos de proteção e manobras. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2009. Orientador: Ghendy Cardoso Junior.

FRAZÃO, Rodrigo José Albuquerque. *Proteção do sistema elétrico de potência*. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019.

GLOVER, J. Duncan; OVERBYE, Thomas J.; SARMA, Mulukutla S. *Power System Analysis & Design*. 6th edition. Boston: Cengage Learning, 2017.

GRUPO ENERGISA. *NDU-002 – Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária*. Revisão 5.2. Cataguases–MG: Gerência Técnica de Distribuição (GTD), 2019.

Grupo ENC Ltda. Transformador de corrente tipo bucha. Disponível em: <https://www.tj-generaltrade.com/pt/product/bushing-type-current-transformer/>. Acesso em: 21 nov. 2025.

JBV. Transformador de corrente tipo janela JNG MES-100. Disponível em: <https://www.controleeautomacao.net/transformador-de-corrente-tipo-janela-jng-mes-100/prod-3214412/>. Acesso em: 21 nov. 2025.

KRON.KR-111 Barra. Disponível em: <https://kron.com.br/produto/kr-111-barra/#product-gallery-6920548ee0f66-1>. Acesso em: 21 nov. 2025.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MARDEGAN, C. Proteção dos transformadores – Parte I. O Setor Elétrico, São Paulo, n. 58, p. 26–39, set. 2010

MARDEGAN, Cláudio Sérgio. Capítulo X: Principais fenômenos, natureza e simetria da corrente de curto-circuito. In: Curto-circuito para a seletividade. Fascículo de apoio – O Setor Elétrico. Disponível em: <https://ppl-ai-file-upload.s3.amazonaws.com/web/direct-files/attachments/144895817/1fafdb7a-dd2c-4a16-b317-313f06cf1405/fator-de-assimetria.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2025.

MATOS, Manuel António. *Sistema por unidade (Sistema p.u.)*. 1992, 2003. Apostila técnica. [s.l.]: [s.n.].

MEDEIROS, C. Capítulo 6 – Análise de Sistemas Desequilibrados – Falhas Assimétricas. PUC-Goiás, Eng. Elétrica, 2011 (rev. 2016).

NOJA POWER. Recloser – Produto. NOJA Power. Disponível em: <https://www.nojapower.com.br/product/recloser>. Acesso em: 23 nov. 2025.