

UNIVERSIDADE DO ESTADO DO AMAZONAS  
ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA

CAIO CÉSAR CHAGAS FREDERICO

ESTUDO DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIA PARA USINA FOTOVOLTAICA DE 2,5 MW  
LOCALIZADA NO ESTADO DO AMAZONAS

MANAUS  
2024

CAIO CÉSAR CHAGAS FREDERICO

ESTUDO DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIA PARA USINA FOTOVOLTAICA DE 2,5MW  
LOCALIZADA NO ESTADO DO AMAZONAS

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 bacharel em engenharia elétrica.

Orientação: Prof. Dr. Cláudio Gonçalves de Azevedo

MANAUS – AM  
2024

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

Reitor:

**André Luiz Nunes Zogahib**

Vice-Reitor:

**Kátia do Nascimento Couceiro**

Diretor da Escola Superior de Tecnologia:

**Jucimar Maia Da Silva Júnior**

Coordenador do Curso de Engenharia elétrica:

**Jozias Parente de Oliveira**

Banca Avaliadora composta por:

*Data da defesa: 08/02/2024.*

**Prof. Cláudio Gonçalves de Azevedo, Dr. (Orientador)**

**Prof. Weverson dos Santos Cirino, Me**

**Prof. Pierre Macedo, Me.**

## **CIP – Catalogação na Publicação**

Chagas Frederico, Caio César

Estudo de proteção secundária para usina fotovoltaica de 2,5MW localizada no estado do Amazonas / Caio César Chagas Frederico; [orientado por] Cláudio Gonçalves de Azevedo. – Manaus: 2024  
48 f. p.: il.

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

1. Proteção. 2. Parametrização. 3. Relé.  
I. Gonçalves de Azevedo, Cláudio.

CAIO CÉSAR CHAGAS FREDERICO

ESTUDO DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIA PARA USINA FOTOVOLTAICA DE 2,5MVA  
LOCALIZADA NO ESTADO DO AMAZONAS

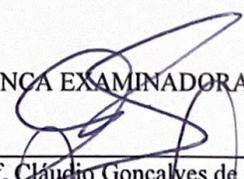
Pesquisa desenvolvida durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentada à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para a obtenção do título de bacharel em engenharia elétrica.

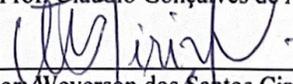
Nota obtida: 8,9 (Oito, nove)

Aprovada em 08/07/2024

Área de concentração: Sistemas de potência

BANCA EXAMINADORA

  
Orientador: Prof. Cláudio Gonçalves de Azevedo, Dr.

  
Avaliador: Weverson dos Santos Cirino, Me.

  
Avaliador: Pierre Macedo, Me.

Manaus  
2024

## RESUMO

O presente trabalho apresenta um estudo de proteção elétrica secundária para uma subestação fotovoltaica de 2,5 MW de potência instalada, localizada no estado do Amazonas. O estudo atende as resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica que regulam o tema, quanto a norma técnica da concessionária local, Amazonas Energia (AmE). Foram calculados parâmetros elétricos e elaborado o coordenograma de proteção elétrica secundária para evidenciar a efetividade do estudo realizado, considerando-se as funções de proteção: 25, 27, 46, 47, 50/51, 50N/51N, 59, 67, 78, 81U/O, o esquema de conexões realizadas no relé de proteção, equipamentos e especificações necessárias para a implementação do projeto e ordem de ajustes na parametrização do relé.

**Palavras-chaves:** Estudo de proteção, coordenograma, parametrização de relé, funções ANSI.

## ABSTRACT

This work presents a study of secondary electrical protection for a 2.5 MW photovoltaic substation, located in the state of Amazonas. The study complies with the resolutions of the National Electric Energy Agency that regulate the topic, as well as the technical standard of the local utility, Amazonas Energia (AmE). Electrical parameters calculations were performed, and the secondary electrical protection coordination diagram was elaborated to demonstrate the effectiveness of the study, considering the protection functions: 25, 27, 46, 47, 50/51, 50N/51N, 59, 67, 78, 81U/O, the connection scheme performed in the protection relay, equipment and specifications necessary for the implementation of the project and order of adjustments in the relay parameterization.

**Keywords:** Protection study, coordination diagram, relay parameterization, ANSI functions

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fasores de corrente e tensão durante o curto-circuito.....	11
Figura 2 - Componentes simétricas. ....	12
Figura 3 - Transformador de corrente em Epóxi, relação 100:5 A.....	13
Figura 4 – Esquema de ligação TCs – estrela.....	14
Figura 5 - Transformador de potencial indutivo de epóxi 100VA. ....	15
Figura 6 – Esquemático de conexão dos transformadores de potencial. ....	16
Figura 7 - Esquema básico de funcionamento de um transformador trifásico. ....	17
Figura 8 - Modelo construtivo de um transformador trifásico à óleo.....	18
Figura 9 - Disjuntor à Vácuo. ....	19
Figura 10 – Disjuntor à óleo. ....	20
Figura 11 - Disjuntor à gás SF6 de alta tensão. ....	20
Figura 12 - Relação entre número de ciclos e intensidade de corrente interrompida em disjuntor à vácuo.....	21
Figura 13 - Relé eletroeletrônico de proteção, modelo SIEMENS 7SR51. ....	21
Figura 14 - Relé eletroeletrônico de proteção, modelo SIEMENS 7SR51. ....	24
Figura 15 - Coordenograma de proteção .....	27
Figura 16 - Faixas de frequências e tempo de atuação da proteção .....	39
Figura 17 – Esquema de ligação das saídas do relé.....	43
Figura 18 – Coordenograma de proteção. ....	44
Figura 19 – Esquema unifilar da usina concebida.....	45

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Frequência percentual de cada tipo de curto-circuito.....	11
Tabela 2 - Dados bases para a instalação idealizada .....	30
Tabela 3 - Dados bases para cálculo das impedâncias associadas ao TC.....	31
Tabela 4 - Especificação dos TPs dimensionados .....	32
Tabela 5 - Ajustes no relé PEXTRON URP6000.....	41
Tabela 6 – Continuação dos ajustes no relé PEXTRON URP6000. ....	42
Tabela 7 - Especificação das saídas do Relé de Proteção.....	42

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

AmE - Amazonas Energia

AMT – Ângulo de Máximo Torque

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANSI - *American National Standards Institute*

ESG - *Environmental, social and Governance*

NBR – Norma Brasileira Regulamentadora

ONS – Operador Nacional do Sistema elétrico

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RTC – Relação de Transformação de Corrente

SF6 – Hexafluoreto de enxofre

TC – Transformador de corrente

TP – Transformador de potencial

UFV – Usina Fotovoltaica

## Sumário

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>10</b>
<b>1. REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>11</b>
<b>1.1 Curto-Circuito .....</b>	<b>11</b>
<b>1.2 Sobrecarga .....</b>	<b>12</b>
<b>1.3 Componentes simétricas .....</b>	<b>12</b>
<b>1.4 Transformador de corrente .....</b>	<b>13</b>
<b>1.5 Transformador de potencial .....</b>	<b>14</b>
<b>1.6 Transformador de potência .....</b>	<b>16</b>
<b>1.7 Disjuntor de média tensão .....</b>	<b>18</b>
<b>1.8 Relé de proteção .....</b>	<b>21</b>
<b>1.9 Funções de proteção .....</b>	<b>22</b>
1.9.1 Função 25 .....	22
1.9.2 Funções 27 e 59 .....	22
1.9.3 Funções 46 e 47 .....	22
1.9.4 Funções 50/51 e 50N/51N .....	23
1.9.5 Função 67 .....	24
1.9.6 Função 78 .....	25
1.9.7 Função 81 U/O .....	25
<b>1.10 Coordenograma .....</b>	<b>26</b>
<b>2. METODOLOGIA UTILIZADA .....</b>	<b>28</b>
<b>3. IMPLEMENTAÇÃO .....</b>	<b>29</b>
<b>3.1 Composição da Subestação Fotovoltaica .....</b>	<b>29</b>
<b>3.2 Dimensionamento de TCs .....</b>	<b>30</b>
<b>3.3 Dimensionamento de TPs .....</b>	<b>32</b>
<b>3.4 Função 25 .....</b>	<b>32</b>
<b>3.5 Função 27 .....</b>	<b>32</b>
<b>3.6 Função 59 .....</b>	<b>33</b>
<b>3.7 Função 46 .....</b>	<b>33</b>
<b>3.8 Função 47 .....</b>	<b>33</b>
<b>3.9 Funções 50/51 - Fase e Neutro .....</b>	<b>34</b>
<b>3.10 Função 67 .....</b>	<b>37</b>
<b>3.11 Função 78 .....</b>	<b>38</b>
<b>3.12 Função 81U/O .....</b>	<b>38</b>
<b>3.13 Função 98 .....</b>	<b>40</b>
<b>3.14 Consolidação de dados .....</b>	<b>40</b>
<b>4. RESULTADOS .....</b>	<b>46</b>
<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>47</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>48</b>

## INTRODUÇÃO

A proposta deste trabalho é a realização de um estudo de proteção em média tensão para uma usina solar fotovoltaica com potência instalada de geração de 2,5 MW. O problema a ser abordado neste trabalho é a construção de um estudo que seja coordenado com a concessionária, possibilitando que o sistema de distribuição continue operando em regime normal e em momentos de falha a proteção da usina atue para evitar danos tanto a si, quanto ao sistema da concessionária.

A hipótese para a superação das dificuldades é a utilização de uma extensa bagagem teórica e atendimento às normas vigentes que permita a elaboração de um estudo cuidadoso. Portanto, este presente trabalho objetiva realizar um estudo de proteção metódico que atenda todas as exigências das autoridades responsáveis, através do coordenograma de proteção será possível visualizar a efetividade do trabalho realizado.

A partir do emprego de todo o conhecimento obtido durante o curso de engenharia elétrica e a conciliação de diversas cadeiras da faculdade culminam na realização deste trabalho de extrema complexidade.

Nos últimos anos foi observada uma forte tendência à implementação de fontes renováveis, sendo a energia solar a líder deste processo, devido sua evolução técnica notável em capacidade de geração, facilidade de instalação, operação e escalabilidade. A expansão do mercado livre de energia tem se mostrado um grande motor para esta mudança, empresas conectadas em média tensão com um consumo de energia elétrica elevado são habilitadas a realizar contratos diretamente com as usinas geradoras escolhidas, com a elevada tendência da política de conduta interna de empresas baseada na tríade: *Environmental, Social and Governance* (ESG) as empresas estão cada vez mais preocupadas em demonstrar atitudes de responsabilidade ambiental, logo utilizam da liberdade de escolha propiciada pelo mercado livre de energia para que seu consumo de energia elétrica venha unicamente de fontes renováveis.

Atualmente as Usinas fotovoltaicas (UFVs) já se tornaram a quarta maior fonte de geração centralizada do país, ultrapassando as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), acumulando uma produção de 5,615GW, o que resulta em mais de 3% da matriz energética brasileira. (ANEEL, 2022).

O trabalho será constituído de três principais seções. A primeira seção será de referencial teórico, onde serão abordados a fundamentação teórica do estudo de proteção, conceitos de curto-circuito e tipos de faltas, a explicação de cada função de proteção, os equipamentos a serem instalados fisicamente, os tipos de relés e quais podem ser empregados e a interpretação de um coordenograma.

Na segunda seção constará o desenvolvimento de todos os cálculos das funções de proteção, a definição dos equipamentos a serem instalados, o método de conexão entre os equipamentos de forma a garantir o seu funcionamento adequado.

Na terceira parte, será discutido os resultados obtidos dos cálculos de proteção, será apresentado o coordenograma de proteção e realizada uma análise metódica que comprove a efetividade do estudo desenvolvido.

## 1. REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção será feita uma revisão teórica de todos os elementos e conceitos importantes para a realização deste estudo.

### 1.1 Curto-Circuito

O Curto-circuito é o fenômeno de dois pontos com potenciais distintos que não deveriam estar conectados, devido à incidentes ou falhas operacionais, estes pontos são conectados e gera-se uma redução a níveis muito baixos a impedância do circuito, portanto a corrente é elevadíssima, geralmente causando danos para os sistemas elétricos caso não seja interrompida rapidamente.

Existem três diferentes tipos de curtos, fase-fase, caracterizado pelo contato indevido entre dois condutores alimentados por fases distintas, podendo ser bifásico ou mesmo trifásico, o curto fase-terra é característico da conexão de uma fase de alimentação à terra, ou seja, algum ponto de potencial elétrico nulo, o curto fase-fase-terra é o mais grave de todos, pois um curto para a terra será alimentado por duas fases, o que ocasiona uma corrente de curto altíssima.

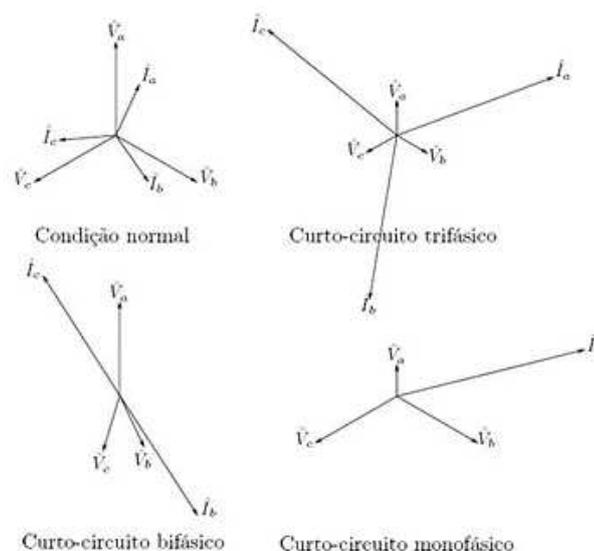
A frequência de cada tipo de curto varia bastante, a Tabela 1 demonstra a participação percentual de cada tipo e figura 1 demonstra como os fasores se comportam nestes casos.

Tabela 1 - Frequência percentual de cada tipo de curto-circuito

Curto-circuito	Frequência (%)
Trifásico	5
Bifásico	15
Bifásico-Terra	10
Fase-Terra	70

Fonte: F. SATO, 2015

Figura 1 - Fasores de corrente e tensão durante o curto-circuito



Fonte: F. SATO, 2015

São estas características de intensidade de corrente que o estudo de proteção tira proveito para diferenciar um curto-circuito de uma condição de operação normal.

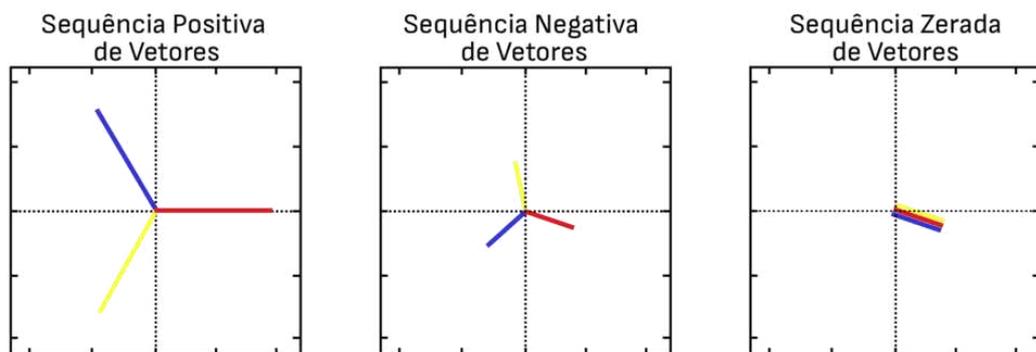
## 1.2 Sobrecarga

A sobrecarga é caracterizada pelo aumento da demanda de consumo de energia elétrica além do limite permitido pelas instalações, cabos, transformadores e conexões que podem sofrer danos, causar incêndios e até mesmo mortes caso não sejam interrompidos. Para evitar este tipo de problema basta que o estudo de proteção possua a informação de demanda máxima para qual a instalação como um todo está projetada.

## 1.3 Componentes simétricas

Sistemas trifásicos reais normalmente não possuem seus sinais de tensão e corrente perfeitamente alinhados como em sistemas ideais, portanto foi idealizado um método de decomposição em três diferentes componentes simétricas, positiva, chamada devida a sequência de fases abc, negativa, assim designada pela sequência de fases invertida, acb e seus defasamentos exatos de 120 graus, já a sequência zero, onde todos os fasores tem defasamento de zero graus.

Figura 2 - Componentes simétricas.



Fonte: - Adaptado de Mesh Engenharia (2021).

As componentes de sequência zero só ocorrem em sistemas aterrados, isto ocorre, pois, a corrente de neutro retorna via terra para a fonte de corrente, de maneira que todos os fasores estão alinhados, sistemas delta-delta não possuem este tipo de interferência.

Para calcular cada uma das componentes simétricas foi desenvolvido o teorema de Fortescue, este teorema preconiza um vetor de tensões de fase expressor por:

$$V_{abc} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad \text{eq. 1}$$

É um vetor com as cada componentes, sendo zero o prefixo para sequência zero, um o prefixo para sequência positiva e dois para sequências negativas.

$$V_{012} = \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad \text{eq. 2}$$

É constituído uma matriz A que será utilizada para relacionar as duas matrizes descritas e assim obter os valores de cada componente, na seguinte forma:

$$V_{abc} = A \cdot V_{012}$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad \text{eq. 3}$$

O operador  $\alpha$  é um elemento de defasamento, expresso na forma complexa polar como  $1/120^\circ$ .

#### 1.4 Transformador de corrente

Os transformadores de corrente, assim como os de potencial são utilizados para medição, proteção e monitoramento do sistema elétrico. A sua função é enviar um sinal de corrente de magnitude consideravelmente menor para o tratamento dessa informação por um relé de proteção, ou então para um medidor de consumo de energia.

Os transformadores de corrente, ou TCs como são rotineiramente chamados, são basicamente constituídos de um núcleo de material ferromagnético, em formato de anel ou toroidal, com um enrolamento primário e outro secundário. A relação de transformação deles, assim como nos TPs, é descrita pelo fabricante como “X:1” ou “X:5”, ou seja, no caso de um TC com relação 100:5, indica que cada 100 A no primário, será obtido 5 A no secundário deste transformador, portanto seu objetivo é reproduzir a corrente no primário de forma mais fidedigna possível.

Figura 3 - Transformador de corrente em Epóxi, relação 100:5 A.



**Fonte:** - Adaptado de Eletrotrafo (2018).

Esta exatidão de transformação tem diferentes aplicações, por exemplo no caso de um TC de medição é necessária uma exatidão mais elevada para que seja medido o consumo de energia elétrica correto, já os TCs de proteção não necessitam de uma exatidão elevadíssima, mas a taxa de erro também não pode ser alta, ficando em torno de 5%, suficiente para que o relé seja sensibilizado e atue em caso de alguma falta.

Uma das características mais importantes no dimensionamento do TC é sua capacidade de potência, ele deve ser capaz de suportar a maior corrente de curto-circuito com uma margem de segurança, a fim de ser capaz de transmitir a informação para o relé de proteção e para que este possa computar e enviar o comando de seccionamento do circuito.

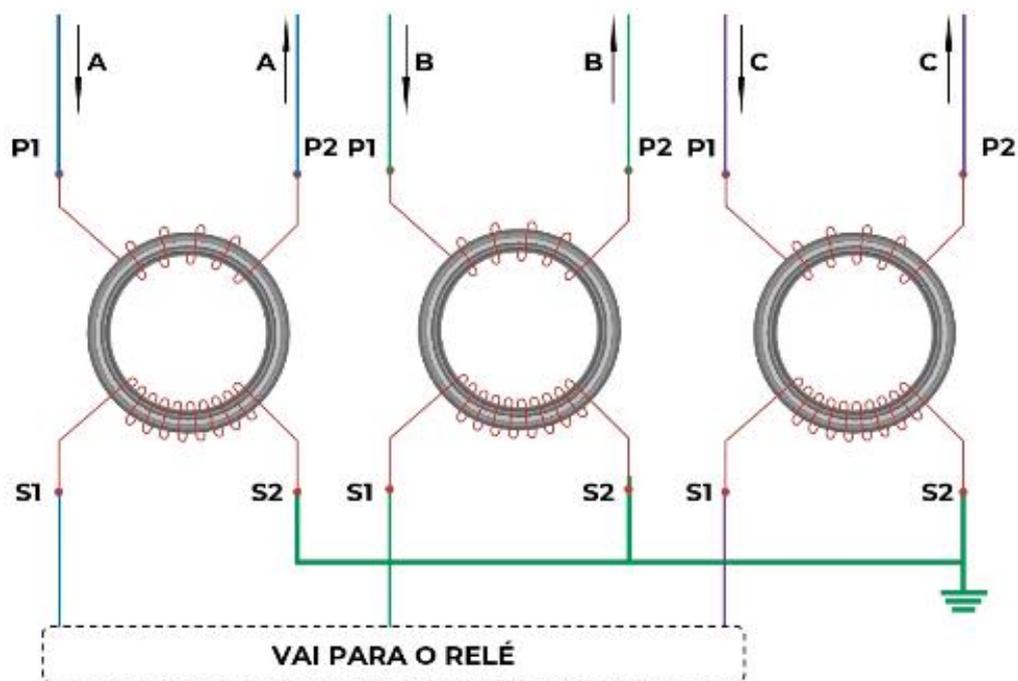
O conceito de *burden* do TC é definido pela impedância máxima que o equipamento aceita em seu secundário, sem que a sua precisão na relação de transformação deste. Esta situação costumava ser um problema para relés eletromecânicos que funcionavam com

bobinas em série nas suas saídas, o que gerava impedâncias extras, no entanto com o advento dos relés eletroeletrônicos isto deixou de ser um problema pois não são mais necessários a instalação de bobinas nas saídas do relé, atualmente a preocupação mais relevante neste sentido são as distâncias entre os sensores e os relés, em caso de grandes distâncias é provável que as resistividades dos cabos somadas contribuam para a ultrapassagem dos limites definidos.

A nomenclatura destes TCs é definida pela norma ABNT que aborda a nomenclatura de um transformador de corrente é a NBR 6546 de 1991 - Transformadores para Instrumentos – Terminologia, neste documento a nomenclatura para TCs é definida por “XXYZZZ”, no qual X representa a taxa de erro deste equipamento, Y representa a classe deste, normalmente a mais utilizada em sistemas de proteção é a classe B, que designa uma baixa reatância interna e Z que representa a tensão de saturação do equipamento.

O esquema de ligação dos TCs adotado será estrela, conforme a figura 4 demonstra:

Figura 4 – Esquema de ligação TCs – estrela.



Fonte - Adaptado de Mesh Engenharia (2023).

## 1.5 Transformador de potencial

O transformador de potencial, corriqueiramente chamado de “TP”, é um transformador de tensão utilizado para medir, proteger e monitorar sistemas elétricos, a sua função é rebaixar tensões elevadas para sinais de tensão mais baixa que podem ser utilizados pelo relé de proteção.

Existem basicamente dois tipos de TPs, estes são capacitivos ou indutivos. Os TPs capacitivos são formados por diversos capacitores em série, conectados à uma linha de tensão elevada, a quantidade de capacitores determina a relação de transformação dele, este é mais utilizado em subestações de tensões muito mais elevadas (138kV e acima), uma vez que o TP de indução já se tornaria muito básico para a aplicação. Já o segundo, o TP indutivo é bastante semelhante à um transformador de potência comum, por meio de um

núcleo ferromagnético e dois enrolamentos é possível rebaixar a alta tensão para uma tensão que será utilizada para medir consumo, proteger ou monitorar o sistema.

Figura 5 - Transformador de potencial indutivo de epóxi 100VA.



Fonte - Adaptado de Eletrotrafo (2018).

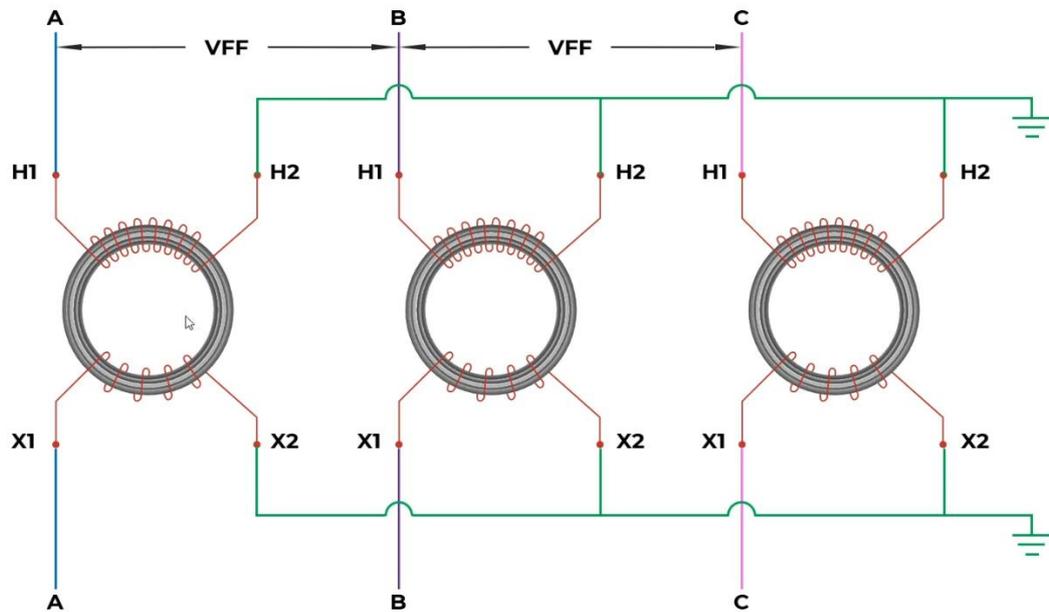
A relação de transformação é sempre indicada do tipo “X:1”, o valor de “X” indica a proporção de transformação, podendo ser de 100, 1000 ou diferentes valores, portanto a tensão de entrada “X” vezes maior que a de saída, a tensão de saída para fins de proteção é padronizada em 115V.

Importante ainda destacar outra função muito importante deste equipamento, a alimentação dos serviços auxiliares. Normalmente são implementados TPs exclusivamente responsáveis por fornecer potência para equipamento auxiliares da subestação, como iluminação, relé eletroeletrônico, disjuntor, ponto de tomada entre outros. A depender do tamanho da subestação são instalados transformadores de potência para realizar essa função.

A nomenclatura destes equipamentos de forma similar aos TCs, é definida por “XPZ”, no qual X representa um valor decimal que indica sua classe de exatidão, ou seja, quão fidedigna é a reprodução da tensão do primário ao secundário, P é a letra que indica que os números seguintes, no caso o valor de Z, as cargas nominais que o TP suporta.

Além destes pontos, existem diferentes grupos de TP, grupo 1 para ligação entre fases, grupo 2 para ligação entre fase e terra em sistemas com aterramento eficaz e grupo 3 para ligação fase-terra em sistemas nos quais a eficácia do aterramento não é garantida. Logicamente a tensão de saída destes equipamentos irá variar de acordo com o grupo escolhido, no caso de equipamentos do grupo 2, utilizados normalmente para proteção, a tensão de saída será de  $115V/\sqrt{3}$ , os 115V são utilizados devido uma padronização internacional para sinais de tensão de proteção, já a divisão ocorre devido à ligação fase-terra, assim como sua tensão primária que será de  $13800V/\sqrt{3}$ . Já o grupo 1 terá sua ligação ocorrendo entre fases, então sua tensão primária será simplesmente 13800V e a sua tensão secundária de 220-127. O esquema de ligação adotado para este equipamento será a conexão estrela, conforme a figura 6 demonstra.

Figura 6 – Esquemático de conexão dos transformadores de potencial.



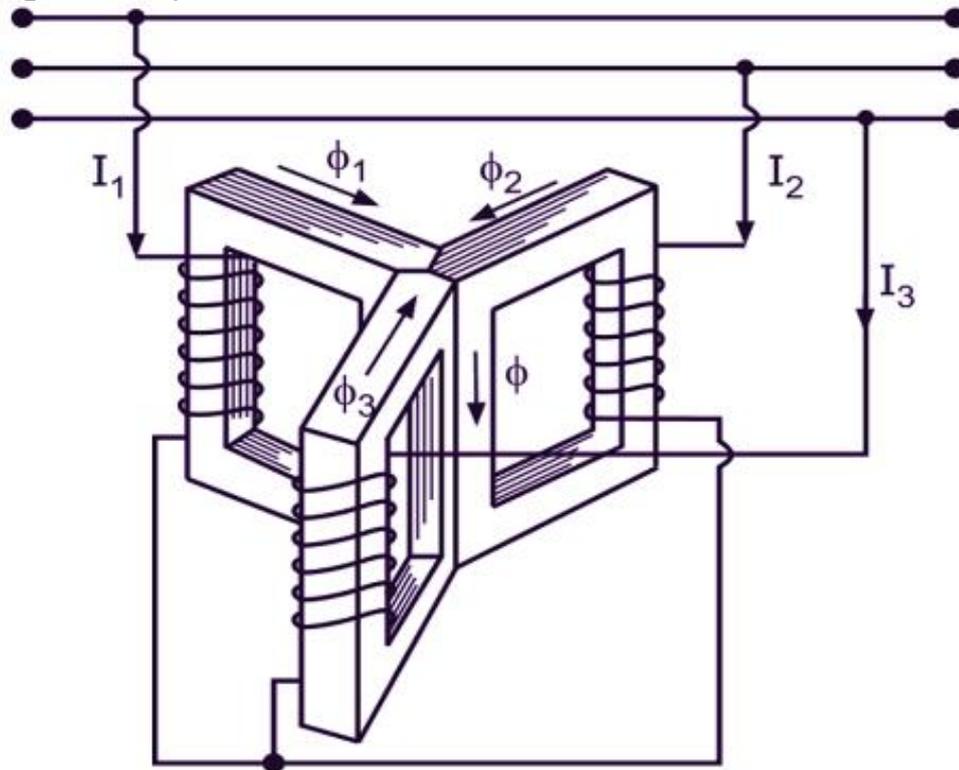
Fonte - Adaptado de Mesh Engenharia (2023).

## 1.6 Transformador de potência

Os transformadores são feitos de bobinas em torno de um núcleo ferromagnético, as bobinas podem ser conectadas de diferentes formas, de acordo com as necessidades da instalação. Existem bobinas separadas eletricamente entre o primário e o secundário, o fluxo eletromagnético através do núcleo excita uma tensão no lado oposto, a diferença na quantidade de espiras altera a taxa de variação do fluxo magnético segundo a Lei de Faraday, de forma que a tensão no terminal oposto pode ser escolhida. Conforme a figura 7, o princípio de funcionamento de um transformador trifásico é o mesmo de um monofásico, a diferença consiste em que aquele tem suas bobinas conectadas de diferentes formas, a depender da aplicação necessária. Os métodos mais comuns de ligação entre as bobinas é através das conexões Triângulo (ou delta) na qual não existe um ponto em comum entre todas as bobinas e as tensões de fase (de uma bobina) são iguais às tensões de linha (na conexão de duas bobinas), já na ligação Estrela (ou ípsilon), existe um ponto em comum entre todas as bobinas, chamado de neutro, em que a tensão entre a outra extremidade da bobina e este ponto será chamada de tensão de fase, medindo uma bobina somente, no caso de medição de tensão entre dois pontos externos das bobinas, a tensão será  $\sqrt{3}$  maior que a tensão de fase, sendo chamada de tensão de linha.

Os transformadores utilizam tipos diferentes ou iguais de ligação em seus terminais primários e secundários, a depender da aplicação desejada, como exemplo linhas de transmissão são conectadas em delta, para economia de material, enquanto no secundário é necessária a conexão estrela, onde será necessária a referência do neutro para alimentação de determinados componentes.

Figura 7 - Esquema básico de funcionamento de um transformador trifásico.



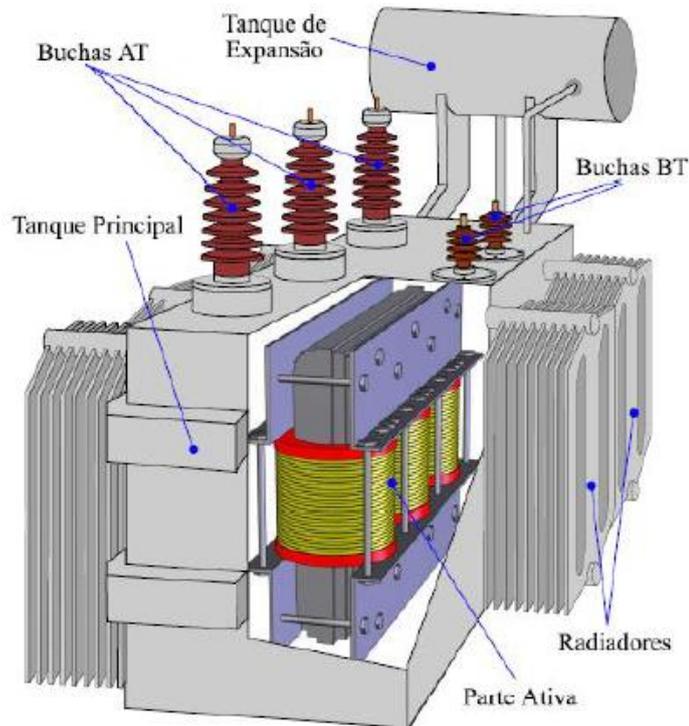
Fonte: NIAMichigan (2023).

Os transformadores necessitam de um isolamento elétrico entre as bobinas, para isso existem diversos métodos, alguns utilizam óleo (transformadores à óleo) ou o ar ambiente (transformadores à seco).

Os transformadores são equipamentos de alta eficiência, em torno de 95%, as suas principais perdas ocorrem no núcleo ou nos enrolamentos. Primeiramente as perdas no núcleo, que ocorrem devido os efeitos eletromagnéticos, as chamadas correntes parasitas e histerese, a histerese ocorre devido a necessidade de alinhamento dos domínios do material, este alinhamento leva um determinado tempo proporcional à intensidade do campo magnético aplicado, esta energia então é dissipada na forma de calor. As correntes parasitas, também conhecidas como correntes de Foucault, são resultadas da variação do fluxo magnético que induz correntes dentro do núcleo do transformador, gerando perdas de energia pois não será transferida para o outro terminal, aquecem o núcleo devido ao efeito Joule, expandindo e contraindo os materiais do transformador, além de causar vibrações e ruídos audíveis. Segundamente as perdas nas bobinas do transformador, estas são causadas simplesmente devido à resistividade inerente de todos os materiais, mesmo que com os condutores mais eficazes, gerando também o aquecimento destes enrolamentos.

Para diminuir os efeitos destas perdas diversas medidas podem ser adotadas. Uso de materiais laminados no núcleo reduzem a circulação de correntes parasitas, além de formatos geométricos específicos que ajudam a encaminhar as correntes parasitas para que reduzam seus efeitos contrários, podem ainda ser revestido com uma camada isolante para reduzir estas. A escolha de materiais específicos para o núcleo e seu revestimento ajudam a reduzir significativamente as perdas por histerese. Quanto às perdas devido ao efeito Joule nos enrolamentos, deve-se escolher materiais de alta condutividade e secções transversais adequadas para reduzir a resistência elétrica dos enrolamentos.

Figura 8 - Modelo construtivo de um transformador trifásico à óleo.



**Fonte:** Adaptado de Ensinando Elétrica (2019).

A corrente de magnetização, ou corrente de *Inrush*, é um fenômeno transitório que surge quando ocorre a energização de um transformador devido à magnetização e saturação do seu núcleo, é uma corrente elétrica que circula no enrolamento primário de um transformador, mantendo o fluxo magnético necessário para o funcionamento desta máquina elétrica.

No transformador, a ligação magnética entre os enrolamentos é feita por um fluxo magnético comum, variável no tempo, que percorre um núcleo de material ferromagnético. Este fluxo é criado pela passagem de uma corrente elétrica num dos enrolamentos que envolve o núcleo. Esta corrente no momento da energização adquire valores altos quando comparado à corrente nominal do Trafo, no entanto ela é mantida durante poucos instantes de tempo.

Importante destacar que os transformadores escolhidos terão isolamento galvânica, isto é, não existem partes metálicas que se toquem entre o primário e o secundário deste equipamento, isso garante uma proteção contra a injeção de corrente contínua no sistema da concessionária que poderia causar grandes prejuízos.

### 1.7 Disjuntor de média tensão

Os disjuntores de média tensão são fundamentais para a segurança das instalações como um todo, são projetados para interromper curtos-circuitos de correntes elevadíssimas, na ordem de quilo-Ampères, protegem também contra sobrecargas que podem danificar os equipamentos conectados, além de poderem ser usados para isolar equipamentos em falha ou para realizar manutenções preventivas ou corretivas nos equipamentos seccionados.

Diferentemente dos disjuntores de baixa tensão, os disjuntores de média tensão não possuem a capacidade de detectar as situações anormais e então atuar, eles são responsáveis

somente pelo seccionamento efetivo do circuito, para realizar a detecção de falhas veremos mais adiantes outros componentes que enviaram o sinal para o disjuntor atuar.

Quando o disjuntor é comandado a abrir o circuito, a corrente que está fluindo não será cessada de imediato, sendo mais grave ainda no caso de média tensão em que serão necessários aparatos especiais para extinguir a corrente completamente. Esta corrente que persiste em fluir entre os polos do disjuntor após abertura é chamada de arco elétrico, isto é, a corrente rompe a dielétrica do ar e começa a conduzir através dele, no entanto a sua existência é extremamente perigosa, pois uma vez que utiliza o ar como meio de circulação (devido os altíssimos diferenciais de potenciais), equipamentos, pessoas e outros objetos próximos podem sofrer danos.

Existem diversos métodos para extinção de arcos elétricos, os três principais são: Vácuo, óleo e gás SF<sub>6</sub>.

A extinção por meio do vácuo consiste em um invólucro sem qualquer partícula de ar dentro, como não há meio material pelo qual os elétrons possam circular, o arco é extinto rapidamente. Este é um dos métodos mais confiáveis, com baixa manutenção e eficaz.

Figura 9 - Disjuntor à Vácuo.



Fonte: Adaptado de Siemens (2020)

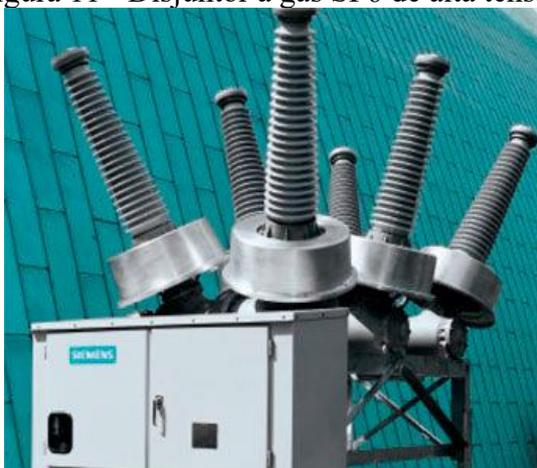
Os disjuntores à óleo são um dos primeiros modelos idealizados, assim como em transformadores, o óleo mineral é utilizado como meio isolante entre os polos do disjuntor, este método implica em uma necessidade de manutenção mais elevada, é necessário tomar medidas construtivas para prever vazamentos de óleo, além necessitar que seja verificado semestralmente ou mensalmente o nível de óleo, a depender das condições de fornecimento da rede de distribuição local.

Figura 10 – Disjuntor à óleo.



**Fonte:** Adaptado de kVLUX (2017).

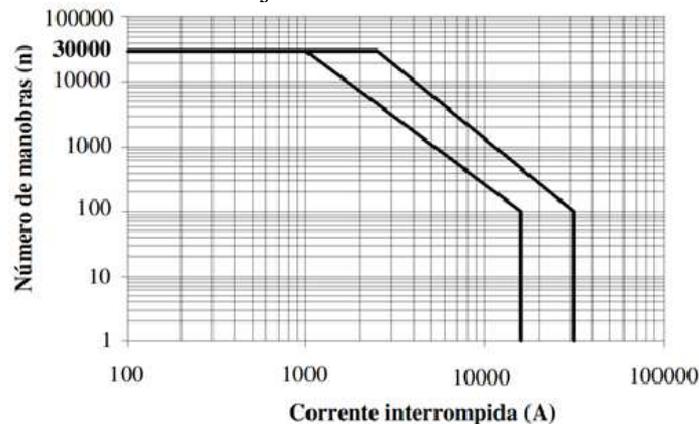
O último meio de extinção de arcos elétricos é o gás SF<sub>6</sub>, chamado hexafluoreto de enxofre, este tipo costuma ser compacto e ideal para subestações do tipo blindadas e compactas. Quando o arco elétrico percorre o meio, o gás é ionizado e então se torna altamente resistivo. Disjuntores deste tipo exigem menos manutenções que disjuntores à óleo, mas ainda assim é necessário atenção para a reposição do gás depois de uma determinada quantidade de ciclos de operação. Este gás, no entanto, também traz preocupações sobre o efeito deste gás na atmosfera, como um potencial catalisador do efeito estufa, por isso os disjuntores à vácuo se tornaram a opção mais atrativa para o futuro.

Figura 11 - Disjuntor à gás SF<sub>6</sub> de alta tensão.

**Fonte:** Adaptado de Siemens Energy (2014).

Importante ressaltar que a vida útil destes disjuntores está diretamente ligada com a quantidade de ciclos de operações, isto é a quantidade de vezes que o disjuntor abriu o circuito, e a quantidade de corrente que estava sendo interrompida, de forma que quanto maior a corrente interrompida, maior será a redução na vida útil do equipamento. Os fabricantes produzem curvas para a compreensão destas relações entre quantidade de ciclos de operação e corrente interrompida, a figura 12 demonstra esta curva.

Figura 12 - Relação entre número de ciclos e intensidade de corrente interrompida em disjuntor à vácuo.



Fonte: José Carvalho (2019).

## 1.8 Relé de proteção

Um relé eletroeletrônico é um dispositivo crucial em subestações elétricas, responsável por monitorar e proteger o sistema contra falhas, curtos-circuitos e outras condições anormais. Ele age como um "sensor inteligente" que interpreta anomalias no sistema elétrico e envia comandos para atuar em equipamentos de proteção, como disjuntores, com o objetivo de isolar rapidamente a parte defeituosa do sistema, minimizando os danos e garantindo a segurança da subestação.

Figura 13 - Relé eletroeletrônico de proteção, modelo SIEMENS 7SR51.



Fonte: Adaptado de Sielectric (2017).

O relé recebe sinais dos TPs e TCs instalados e realiza a transformação do sinal analógico em amostras digitais. O relé então monitora os valores de tensão e corrente do sistema, compara com seus parâmetros e atua na proteção, enviando um sinal para que, por exemplo, um disjuntor secciona o circuito.

Relés de proteção mais modernos possuem inclusive porta de comunicação para realizar a parametrização de forma mais fácil através de um computador portátil externo, além de um registro de eventos, importantíssimo para garantir que as falhas ocorridas sejam devidamente investigadas e sanadas, esta última característica é obrigatória para relés em usinas geradoras, conhecido como oscilografia, com código ANSI n°98.

## 1.9 Funções de proteção

As funções de proteção são parâmetros observados para garantir o bom funcionamento do sistema, cada função tem um código designado pelo *American National Standards Institute* (ANSI), os denominados códigos ANSI.

Serão descritas todas as funções de proteção necessárias para o projeto, o entendimento teórico de cada uma e seu método de cálculo segundo a preconização da concessionária, neste caso a Amazonas Energia, a recomendação de ajustes segue o documento MPN-DC-01/N-006, designada pelo título: “Conexão de acessantes à rede de distribuição – minigeradores” e seguindo o módulo 8 do PRODIST, no qual são definidos parâmetros máximos e mínimos das funções de proteção.

### 1.9.1 Função 25

O código 25 representa a função de sincronismo. O sincronismo é um dos princípios básicos para a operação de fontes de corrente alternada em paralelo, é essencial que ambas as fontes tenham características iguais a fim de se evitar problemas no sistema elétrico. As características necessárias são: frequência, amplitude, ângulo de fase e sequência de fase.

Esta função monitora as senoides da concessionária e as da usina, para que o disjuntor possa ser fechado e assim colocar a usina fotovoltaica como uma geração em paralelo com a geração da concessionária, observando as grandezas mencionadas, em caso de perda de sincronismo o relé irá atuar e enviará um comando ao disjuntor de média tensão para que seccione o circuito.

Normalmente são utilizados três transformadores de potencial no lado da concessionária e somente um TP no lado da usina para realizar este monitoramento de sincronismo.

A AmE, em sua norma técnica supracitada, exige que os parâmetros mínimos sejam de uma diferença de defasamento angular de até 10 graus, diferença de amplitude de tensão de até 10% da tensão na barra da concessionária e uma diferença de frequência de no máximo 0,3Hz.

### 1.9.2 Funções 27 e 59

As funções 27 e 59 representam as proteções contra subtensão e sobretensão, respectivamente. É de extrema importância que o sistema da concessionária e a própria central geradora estejam com seus níveis de tensão adequados para a operação, no caso de um subtensão equipamentos podem ser desligados ou danificados em caso de uma súbita sobretensão, para garantir que as tensões aceitáveis, serão empregados três TPs para monitorar esta grandeza.

A AmE, em sua norma técnica N-006, descreve a subtensão máxima como 80% da tensão nominal da conexão da usina e a sobretensão máxima como 110% da tensão nominal. Uma vez que usinas solares são caracterizadas pela utilização de inversores para a transformação da corrente contínua para corrente alternada, a concessionária delimita um tempo limite para seccionar o circuito de 0,4 e 0,2 segundos, respectivamente.

### 1.9.3 Funções 46 e 47

A função 46 configura o desbalanço de correntes, isto é, o relé compara os sinais de corrente de cada fase, obtém uma média dos valores e a partir desta média é determinado um erro limite percentual da média, uma vez constatado essa discrepância o relé irá enviar

o comando de abertura do circuito ao disjuntor, sendo necessário então o sinal de um TC para cada fase do sistema.

De forma análoga, a função 47 é a proteção contra o desbalanço de tensões, o relé compara as tensões de cada fase, obtém a média destes valores, após uma variação percentual calculada pelo projetista e configurada no relé, este irá enviar o sinal de abertura ao disjuntor, a fim de retirar a falta do sistema, tornando também necessário o sinal de um TP para cada fase.

A proteção contra o desbalanço de corrente é essencial para garantir um bom funcionamento do sistema, uma vez que podem causar elevadas perdas elétricas, aquecimentos de cabos, proteção contra componentes de sequência negativa especialmente perigosos para motores, devido às interações no entreferro destes equipamentos.

A função 47 é de extrema importância para garantir o devido balanceamento de tensão nas fases, o que também contribui na detecção de curtos na rede, mas também garante a sequência de fases correta no sistema, impossibilitando a energização em caso de inversão de fases.

A parametrização da função 46 é realizada através de uma curva de tempo definido em dois estágios, uma configurada com um a três segundos de tempo de atuação e um segundo estágio em tempo instantâneo. O primeiro estágio pode ser configurado baseado na corrente máxima de sequência negativa permitida ou então pelo desbalanço máximo permitido, normalmente 15% da corrente nominal, o segundo estágio como 25% da corrente nominal do sistema, situação a qual já indicaria uma perda de fase, estes ajustes variam conforme exigências da companhia de distribuição elétrica local.

Já na função de desbalanço de tensão, normalmente é ajustado através de uma curva de tempo definido instantâneo, com uma variação máxima permitida de 10% da tensão nominal.

#### 1.9.4 Funções 50/51 e 50N/51N

Este conjunto de proteção é único universalmente exigido pelas concessionárias para qualquer acessante, seja este uma central geradora ou um consumidor comum ou mesmo ambos combinados.

Essas funções são caracterizadas pela sobrecorrente, a 51 e 51N representam as curvas temporizadas de fase e neutro, respectivamente, enquanto as funções 50 e 50N representam as componentes instantâneas de sobrecorrente para fase e neutro, respectivamente.

A importância dessas curvas combinadas é a restrição de sobrecargas que podem danificar os sistemas, mas ainda assim permitindo o pico de corrente que ocorre durante a inicialização do sistema, isto é, a chamada corrente de magnetização dos Trafos, estas características são de responsabilidade da curva 51, enquanto a curva 50 será responsável pelo seccionamento do circuito em caso de curtos-circuitos.

A partir destas ideias podemos então parametrizar as curvas temporizadas, a concessionária AmE preconiza na sua norma para sistemas de proteção com relés 50/51(N), que a função 51 deve ter sua corrente de partida como 110% do valor máximo da demanda contratada, de modo a impedir que o consumidor exceda o consumo contratado evitando distúrbios inesperados no sistema elétrico. Como visto anteriormente sistemas muito desbalanceados podem causar danos elétricos nos equipamentos conectados, portanto a 51N tem o objetivo de proteger contra desbalanços através da limitação da corrente de neutro, sendo ajustada segunda a norma da concessionária como 120% da corrente de desbalanço, esta corrente é simplesmente 20% da corrente demanda nominal.

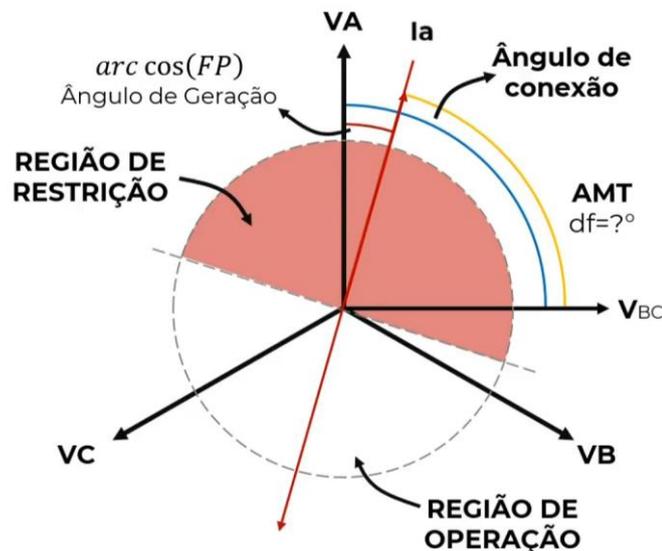
As curvas instantâneas são parametrizadas baseadas em situações de faltas. A máxima corrente a qual o disjuntor estará sujeito é a corrente de magnetização de todos os

transformadores, então aplica-se 10% de tolerância sobre esta corrente, obtém-se o ajuste para a função 50, este valor deve ser o suficiente para proteção de curtos bifásicos e trifásicos. Falta monofásica geram um alto desbalanço de corrente, que por consequência aumenta a corrente de neutro, portanto para proteção contra faltas monofásicas é ajustada a função 50N, bastando-se utilizar o mesmo valor de curto para faltas monofásicas fornecidas pela concessionária.

### 1.9.5 Função 67

A proteção 67, conhecida como função de proteção direcional de corrente. Este tipo de proteção é de extrema importância afim de extinguir um curto que ocorre em algum ponto antes do transformador, de forma que tanto a concessionária quanto a usina acessante contribuirão para o curto.

Figura 14 – Ângulos de conexão e torque máximo.



Fonte: Adaptado de Mesh Engenharia (2023).

O ângulo de conexão é determinado pelo próprio relé de proteção, este será a base para a parametrização dos outros fatores, geralmente o seu valor padrão nos relés disponíveis no mercado é de 90 graus. O Ângulo Máximo de Torque, AMT, determina a região máxima em que o relé irá ser sensibilizado. O ângulo de geração é simplesmente o ângulo da corrente de saída da usina. A região marcada no desenho em vermelho indica a região de restrição, região em que para esta configuração o relé não irá atuar, esta região está englobando as correntes no sentido concessionária para o acessante, o interesse da função 67 é o oposto, do acessante para a concessionária, de forma que a corrente elétrica de interesse se encontra na região de operação.

Para ajuste desta função, a concessionária exige que seja realizado em duas etapas, uma temporizada e outra instantânea, o tipo de curva depende da escolha do projetista, podendo ser de tempo definido ou logarítmica. A corrente de ajuste deve ser maior que a corrente de 5% acima da saída da usina, importante que este ajuste seja menor que o nível de curto-circuito trifásico da usina (Amazonas Energia, 2022).

Além disto, a Amazonas Energia determina também na mesma norma técnica, que a função direcional para neutro, a 67N, deve ser desabilitada, uma vez que o transformador a ser adotado tem seu primário com fechamento em delta.

#### 1.9.6 Função 78

A função ANSI 78, também conhecida como função de anti-ilhamento, é uma medida de proteção crucial em sistemas de energia elétrica, especialmente em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

O ilhamento ocorre quando uma parte de uma rede que contém carga e geração fica isolada do resto do sistema, que continua operando. Isso pode acontecer quando há uma interrupção de energia, seja por falha ou por desligamento da rede elétrica. A parte da rede que contém os painéis fotovoltaicos interligados ficaria isolada da alimentação principal, formando "ilhas" que ficariam energizadas. Isso pode trazer riscos materiais e riscos de vida. A importância desta função reside em diversos motivos:

Primeiramente, a segurança, sem a função anti-ilhamento, o sistema fotovoltaico permaneceria energizado após a interrupção da energia elétrica, formando uma espécie de ilha, ameaçando a segurança dos operadores. Segundamente, a qualidade de energia, em uma carga na ilha, não se tem controle nas grandezas de tensão e frequência, o que pode gerar danos aos equipamentos elétricos/eletrônicos presentes nessa ilha. Além disto a confiabilidade do sistema, o religamento da energia elétrica que fosse causada por um fechamento fora da fase poderia causar diversos danos aos equipamentos elétricos/eletrônicos.

Esta função detecta alterações de frequência, mudança de fase ou queda de tensão. Essas alterações são o gatilho para acionar o mecanismo de anti-ilhamento. Detectar tal queda de tensão, mudança de frequência ou mudança de fase pode ser bastante desafiador para um inversor e ainda é uma questão de pesquisa.

Existem basicamente dois métodos para detectar essas alterações - métodos ativos e métodos passivos, nos ativos todos os sistemas fotovoltaicos conectados à rede injetam pequenos sinais na linha e tentam detectar falhas na rede, já os métodos passivos baseiam-se na observação do estado da rede elétrica, verificando se o sistema está ilhado com base na medição da tensão e da frequência da rede.

A Amazonas energia, no documento N-006, exige a desconexão da usina em até dois segundos após a detecção da perda da rede de distribuição, para a reconexão é exigido de 20 a 300 segundos.

#### 1.9.7 Função 81 U/O

A função ANSI 81 é uma norma de proteção contra sub e sobrefrequência em sistemas elétricos de potência. Ela é essencial para proteger o gerador contra danos mecânicos que podem ser causados por variações de frequência.

Com os dados de tensão, o relé calcula a frequência elétrica do sinal de tensão da barra à qual o está conectado. Se a frequência violar os ajustes de sub ou sobrefrequência, então o relé atua enviando um sinal para abrir o disjuntor e desligar o circuito.

Os limites de frequência são definidos pelos Procedimentos de Rede do ONS para unidades geradoras hidroelétricas. termoeletricas. Por exemplo, entre 57 e 63 Hz, não há atuação instantânea. Abaixo de 57,5 Hz e acima de 61,5 Hz, a atuação é temporizada em 10 segundos (PRODIST, módulo 8).

Essa função é crucial para manter a estabilidade e a segurança dos sistemas elétricos de potência, prevenindo danos aos equipamentos e interrupções no fornecimento de energia.

A Amazonas Energia recomenda que os ajustes para usinas com potências acima de 276 kW e menor ou igual a 5000 kW e geração baseada no uso de inversores sejam de 57,5 Hz na subfrequência e 62 Hz para sobrefrequência, sendo o mesmo tempo de atuação de 0,2 s, de forma que a curva utilizada nesta proteção é a de tempo definido (Amazonas Energia, 2022).

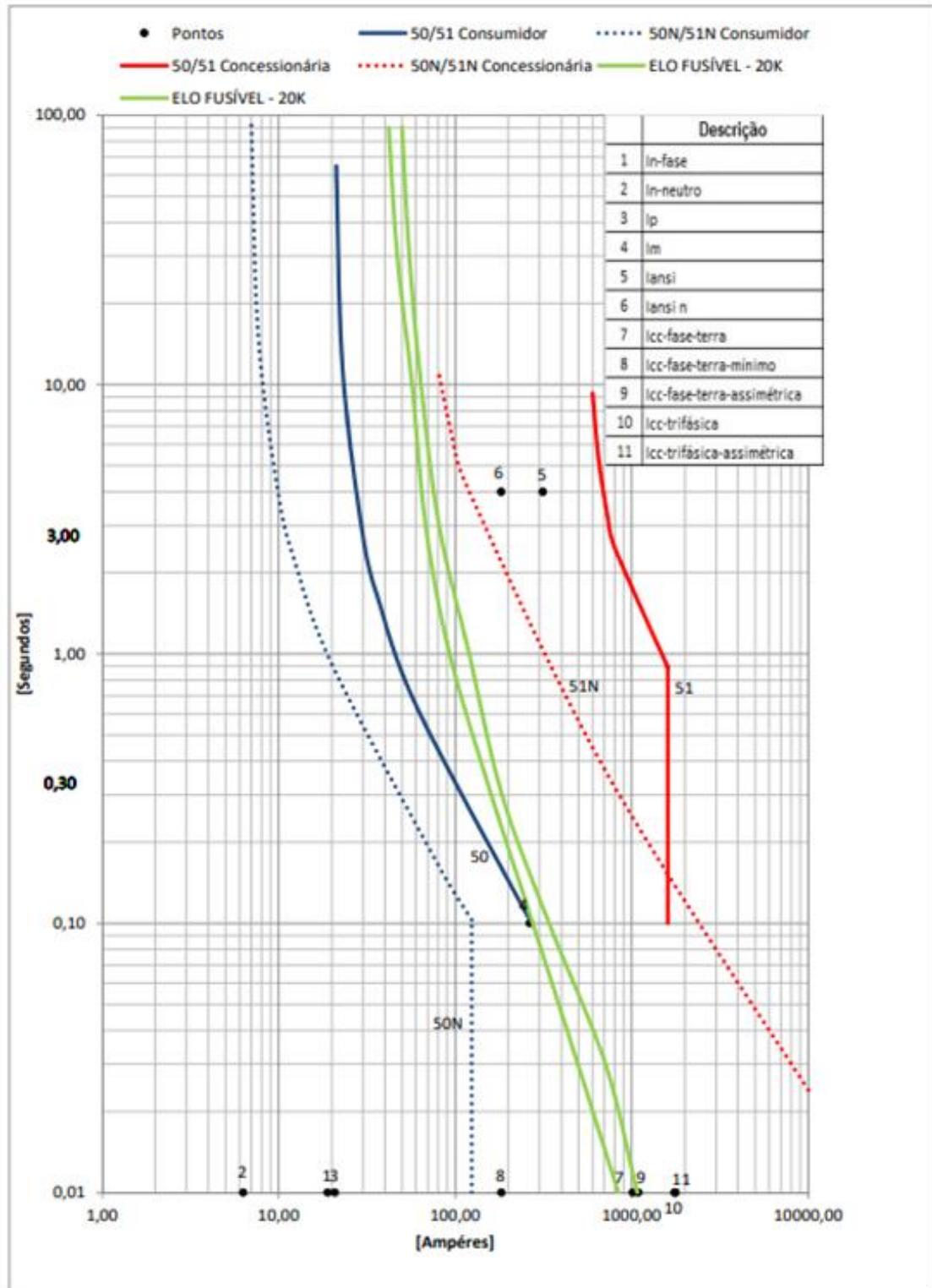
### **1.10 Coordenograma**

Para a efetiva proteção do sistema, é necessário a realização de um estudo de proteção adequado que inclua os dados da instalação, nível de curto-circuito, a parametrização do relé da concessionária e proteção do acessante. Consolidando todos estes dados é construindo um coordenograma de proteção, que representa visualmente a coordenação dos dispositivos de proteção em um sistema elétrico. Ele pode mostrar as configurações de ajuste de cada dispositivo, as regiões de atuação, os tempos de resposta e como eles se coordenam para garantir que, em caso de falha, o dispositivo correto seja acionado para isolar a parte defeituosa sem comprometer o funcionamento do restante do sistema.

No eixo das abscissas são apresentadas as correntes elétricas, no eixo das ordenas o tempo de atuação, de forma que as curvas demonstram o valor da corrente em que a função irá operar e o tempo que o relé irá computar até que seja enviado o comando de abertura ao disjuntor de média tensão.

Este tipo de esquema gráfico utiliza de um artifício matemático muito importante para demonstrar diversas grandezas com ordens de magnitudes muito diferentes, a escala logarítmica, de forma que é possível apresentar tanto a corrente de partida de uma função de sobrecorrente de neutro, na ordem de dezenas de ampères, quanto uma corrente de curto-circuito trifásico, que está na faixa de milhares de ampères.

Figura 15 - Coordenograma de proteção



Fonte: Adaptado de INRUSH eng. (2022).

## 2. METODOLOGIA UTILIZADA

O trabalho será uma pesquisa aplicada, com objetivo de realizar uma pesquisa exploratória para compilar o material bibliográfico consultado. Os procedimentos aplicados serão do tipo pesquisa bibliográfica, em que serão consultadas informações sobre os diferentes pontos técnicos em diversas fontes.

A abordagem será do tipo hipotético-dedutivo, ou seja, a partir das informações bibliográficas serão produzidas informações a fim de se produzir uma pesquisa que testa fenômenos que são abrangidos pelas hipóteses iniciais. O método de procedimento será consequentemente o método monográfico, em que será investigado será analisado um tema específico, combinando diferentes visões e aspectos para assunto único.

A coleta de dados será realizada através de documentação indireta, ou seja, será realizada a identificação de material completo necessário para realizar a abordagem do tema, então a compilação de dados para obtenção do material que tange especificamente o assunto abordado neste trabalho e posteriormente o fichamento de todas estas fontes consultadas, para uma posterior consulta e análise. A análise dos dados obtidos será feita de forma qualitativa.

A primeira etapa do estudo de proteção consiste na obtenção de dados base para implementação, como visto anteriormente, diversos parâmetros de proteção nos sistemas elétricos são atrelados ao nível de curto-circuito na instalação analisada, esta informação é normalmente fornecida da concessionária que possui as informas de suas centrais geradoras e as impedâncias de sua rede.

Na segunda etapa serão calculados os parâmetros do sistema e postos no coordenograma, através deste é realizada a análise de coordenação das funções implementadas, a fim de garantir que cada uma atue da forma proposta.

Então será realizada uma análise através do coordenograma para garantir a coordenação entre as funções de proteção, nesta etapa podem ser realizados ajustes nos parâmetros calculados a fim de que se garanta a seletividade amperimétrica das funções calculadas.

### 3. IMPLEMENTAÇÃO

Nesta etapa serão calculados todos os parâmetros do estudo de proteção a serem configurados no relé de proteção. Para que este objetivo seja atingido são necessários dados bases para a instalação, são eles: valor em amperes do curto-circuito trifásico, bifásico, fase-terra, fase-terra ( $40 \Omega$ ) e fase-terra ( $100 \Omega$ ), os parâmetros de configuração do relé da própria concessionária que protege o alimentador da usina, dados dos transformadores instalados, suas respectivas potências e impedâncias percentuais. No primeiro item desta seção serão apresentadas as características de uma subestação construída, o objetivo deste trabalho será então de criar um sistema de proteção elétrica secundário para esta instalação.

#### 3.1 Composição da Subestação Fotovoltaica

Os dados da subestação foram obtidos em uma inspeção para instalação e de um pedido de Viabilidade Técnica de fornecimento de energia elétrica, documento em que a concessionária fornece as informações relevantes para projeto e avaliação se o local escolhido está apto a receber a usina ou unidade consumidora projetada.

Assim, este estudo foi realizado com valores reais fornecidos pela concessionária local (Amazonas Energia) dentro da cidade de Manaus. A subestação é composta por três transformadores de 1.250 kVA cada um, totalizando uma potência instalada de 3.750 kVA. Deve-se observar que a preferência pela utilização de três transformadores, ao invés de apenas um de potência total da geração ofertada, deriva da preocupação com a prevenção de problemas no funcionamento destes componentes, de forma que se um transformador apresenta defeito, a usina irá parar completamente, enquanto com os três transformadores, conforme projetado, a usina pode operar parcialmente e ser executada a manutenção. Outra observação importante é que os transformadores não operem em 100% de sua capacidade, uma vez que isto poderia diminuir significativamente sua vida útil, sendo adequado um valor próximo de 75%. (MAMEDE, 2023)

A subestação será do tipo abrigada, com um cubículo de medição da concessionária e um cubículo de proteção, neste estarão todos os equipamentos como TC e TP, além do disjuntor que irá receber os comandos do relé para operação. Esse disjuntor é à vácuo, fabricação SIEMENS, com uma capacidade de interrupção de até 350MVA em situações de curto-circuito, projetado para uma operação contínua com correntes de até 630 A e tensão de isolamento de 15 kV. Outros três cubículos foram destinados aos transformadores, dispostos um ao lado do outro.

Também dentro da subestação, em parede oposta ao cubículo de proteção, como preconiza a NBR 14039 de 2021, será instalada uma caixa de proteção, na qual será instalado o relé de proteção tendo alimentação de emergência via No-Break e equipamento de trip capacitivo. Essa caixa é selada pela concessionária para impedir mudanças nas configurações do relé que possam causar problemas no sistema elétrico.

Todos os dados a serem utilizados como base estarão dispostos na tabela 2.

Tabela 2 - Dados bases para a instalação idealizada

DADOS BASE PARA A INSTALAÇÃO	
Icc trifásico	4903A
Icc bifásico	4246A
Icc fase-terra	2369A
Icc fase-terra (40 Ω)	193A
Icc fase-terra (100 Ω)	79A
Unidade temporizada de fase concessionária	0,5
Curva temporizada de fase concessionária	0,5 Muito Inversa
Relação de Transformação de Corrente (RTC) - Fase	800/1
Unidade instantânea de sobrecorrente de fase concessionária	4
Unidade temporizada de neutro concessionária	0,12
Curva temporizada de neutro concessionária	0,5 Muito Inversa
Relação de Transformação de Corrente (RTC) - Neutro	800/1
Unidade instantânea de sobrecorrente de neutro concessionária	0,8
Impedância % Trafo 01 (1250 kVA)	4,98%
Impedância % Trafo 02 (1250 kVA)	4,98%
Impedância % Trafo 03 (1250 kVA)	5,72%

**Fonte:** Próprio Autor.

Grande parte das funções de proteção estarão a cargo dos inversores, conforme determina a concessionária Amazonas Energia na sua norma de conexão e pelo diagrama unifilar no item 1.7 no anexo III: Padrões Orientativos – Diagramas Unifilares – Minigeradores da norma supracitada, as funções configuradas no relé serão: 50/51, 50N/51N e 67.

Inicialmente devem ser projetados os TCs e TPs a serem instalados, estes serão os equipamentos capazes de fornecer sinais de corrente e tensão, respectivamente, para a programação do relé.

### 3.2 Dimensionamento de TCs

A especificação dos transformadores de corrente a serem utilizados na proteção deste sistema devem ser capazes de traduzir as correntes de curto-circuito sem sofrerem danos para que o sistema microprocessado do relé possa interpretar os dados e enviar o comando ao disjuntor de média tensão, para isso a corrente nominal do TC deve ser no mínimo:

$$I_{nominal\ TC} = \frac{I_{CC\ 3\phi}}{20} = \frac{4903}{20} = 245,15\ A \quad \text{eq. 4}$$

$$I_{nominal\ TC} = 250\ A$$

O TC escolhido então terá uma relação de transformação 250:5 A, de forma que a relação de transformação é de 50 vezes. Faz-se necessário o cálculo da impedância do TC até o relé para definir a tensão no secundário deste no momento de curto-circuito, esta tensão é de importância fundamental para dimensionar as especificações de tensões suportadas pelo TC e para garantir que o relé não será danificado em caso de uma falta na rede. Os dados necessários para calcular as impedâncias envolvidas nesta tensão estão dispostos na Tabela 3.

Tabela 3 - Dados bases para cálculo das impedâncias associadas ao TC  
 ESPECIFICAÇÕES DA INSTALAÇÃO DO TC

Distância entre TC e Relé	15 m
Resistência unitária do cabo	4,7 $\Omega$ /km
Consumo do relé	0,2 VA
Corrente nominal do TC	5 A
Z burden do TC	1 $\Omega$

**Fonte:** Próprio Autor.

O caso de cálculo de impedâncias entre o TC e o relé devem ser analisados a fim de garantir que o equipamento não tenha problemas em passar a informação de corrente de forma precisa, as impedâncias e tensão secundárias do TC são calculadas da seguinte maneira:

$$Z_{total} = Z_{TC} + 2 \cdot Z_{cabo} + Z_{relé} \quad \text{eq. 5}$$

Isto é, a impedância total associada na saída do TC é a própria impedância deste equipamento somada com duas vezes a impedância do cabo, uma vez que o circuito deve ser fechado então deverão ser usado trecho de cabos para conectar as duas saídas do secundário do TC ao relé, somada ainda com a impedância do próprio relé. Realizando os cálculos obteremos:

$$\begin{aligned} Z_{TC} &= 0,2 \cdot Z_{burden} \\ Z_{TC} &= 0,2 \cdot 1 = 0,2\Omega \end{aligned} \quad \text{eq. 6}$$

$$\begin{aligned} Z_{cabo} &= R_{cabo} \cdot \text{Distância} \\ Z_{cabo} &= 4,7 \left( \frac{\Omega}{km} \right) \cdot 15(m) = 0,0705\Omega \end{aligned} \quad \text{eq. 7}$$

$$Z_{relé} = \frac{\text{Consumo do relé}}{\text{Corrente nominal do TC}^2} \quad \text{eq. 8}$$

$$\begin{aligned} Z_{relé} &= \frac{0,2}{5^2} = 0,008\Omega \\ Z_{total} &= 0,2 + 2 \cdot 0,0705 + 0,008 = 0,349\Omega \end{aligned}$$

A tensão secundária no TC será então:

$$V_{sTC} = \frac{I_{CC} 3\phi}{RTC} \cdot Z_{total} \quad \text{eq.9}$$

$$V_{sTC} = \frac{4903}{50} \cdot 0,349 = 34,22V$$

Com base nestes cálculos podemos dimensionar um TC que não irá saturar para a pior condição de corrente de falta no sistema, sendo, portanto, o TC utilizado (250:5 – 10B100). São implementados 3 Transformadores de corrente no projeto, importante destacar que estes equipamentos devem estar posicionados antes do disjuntor (sentido concessionária-acessante).

### 3.3 Dimensionamento de TPs

Para o presente estudo, foram utilizados transformadores de potencial dedicados exclusivamente para o sistema de proteção de cada acessante, não sendo aplicados para alimentação de qualquer outra carga ou envio de sinal para outros sistemas que não seja o relé de proteção Pextron URP 6000.

Será previsto para o acessante um transformador de potencial para alimentação de nobreak, relé, comando e motorização de disjuntores, especificado na Tabela 4 pelo TAG TP-4. Além disso, foi previsto um TP auxiliar instalado no cubículo de proteção responsável pela alimentação do circuito de iluminação interna, sistema de iluminação de emergência e tomadas auxiliares da subestação, especificado na Tabela 4 pelo TAG TP-5.

Tabela 4 - Especificação dos TPs dimensionados

TAG	Potência Térmica (VA)	Tensão Primária (V)	Tensão Secundária (V)	Grupo	Exatidão	Finalidade
TP-1	1000	$13.800/\sqrt{3}$	$115/\sqrt{3}$	2	0,3P75	Proteção
TP-2	1000	$13.800/\sqrt{3}$	$115/\sqrt{3}$	2	0,3P75	Proteção
TP-3	1000	$13.800/\sqrt{3}$	$115/\sqrt{3}$	2	0,3P75	Proteção
TP-4	1000	13.800	220-127	1	0,3P75	Alimentação Comando
TP-5	1000	13.800	220-127	1	0,3P75	Alimentação Auxiliar

Fonte: Próprio Autor.

### 3.4 Função 25

A fim de conectar as centrais geradoras à rede da concessionária observando-se todos os critérios de sincronismo para que os dois sistemas possam entrar em paralelo de forma segura, será utilizada a função sincronismo.

O sincronismo será realizado pelos inversores instalados nas centrais geradoras visto que os equipamentos precisam de referência de tensão da rede da concessionária para que possam conectar a geração à concessionária. Dessa forma, fica a cargo do inversor a conexão com a rede da concessionária, respeitadas as condições de sincronismo exigidas pela Amazonas Energia.

Os inversores, portanto, serão parametrizados para que seja garantido no máximo uma diferença de tensão da geração para a rede da concessionária de 10%, uma diferença de frequência de 0,3Hz e um defasamento angular de no máximo 10°.

### 3.5 Função 27

A proteção contra subtensão é baseada nas tensões fase-terra, uma vez que são estas as configurações utilizadas pelos relés de proteção. A Amazonas Energia preconiza uma tensão não abaixo de 0,8p.u. com um tempo de atuação de 0,4 segundos para uma geração com inversores, uma vez que a tensão fase-neutro nominal é de aproximadamente 7.967V, a tensão de detecção será:

$$Vp_{27-1} = 80\% \times V_{n_{FT}} \quad \text{eq. 10}$$

$$Vp_{27-1} = 80\% \times 7967,67V$$

$$Vp_{27-1} = 6374,136 V$$

$$TD_{27-1} = 0,4 \text{ segundos}$$

Como exposto anteriormente, a curva utilizada será de tempo definido com um único estágio.

### 3.6 Função 59

Com o intuito de desconectar o barramento do cliente da rede da concessionária diante de alterações anormais provenientes de aumento da tensão eficaz de fornecimento, será programada a função de sobretensão com curvas de tempo definido, novamente com um único estágio. A concessionária preconiza uma tensão máxima de 1,1p.u. com tempo de atuação de 0,2 segundos. As tensões utilizadas para dimensionamento da proteção serão de fase-neutro, assim como para a função de subtensão.

$$Vp_{59-1} = 110\% \times V_{n_{FT}} \quad \text{eq. 11}$$

$$Vp_{59-1} = 110\% \times 7967,67V$$

$$Vp_{59-1} = 8764,437 V$$

$$TD_{59-1} = 0,2 \text{ segundos}$$

### 3.7 Função 46

A filosofia empregada para o ajuste desta função é a de assegurar a coordenação entre as proteções do gerador, de tal modo que a sensibilidade do relé de interconexão, em ocasiões de desequilíbrio das correntes de fase, seja maior que a sensibilidade de proteção da máquina.

A Amazonas Energia não define nenhum cálculo específico para esta proteção, seguindo a filosofia desta proteção, será ajustada uma corrente de sequência negativa de 15% da corrente nominal do sistema com uma curva de tempo definido com um tempo ajustado de 1,0 segundo.

$$I_{46} = 15\% \times I_n \quad \text{eq. 12}$$

$$I_{46} = 15\% \times 36,82 A$$

$$I_{46} = 5,52 A$$

$$TD_{46} = 1,0 \text{ segundos}$$

### 3.8 Função 47

Na detecção de sequência errada de tensão o relé aciona a saída configurada na matriz. A unidade tem retardo fixo de aproximadamente 0,2s retirando o diretamente o inversor de operação.

Novamente a Amazonas Energia não define nenhum parâmetro específico para esta proteção, a lógica adotada da curva de tempo definido com 0,2 segundos após a perda de sequência é baseada no perigo que representa este fenômeno, podendo danificar severamente tanto a rede da concessionária quanto os próprios inversores. Dessa forma, deverá ser habilitada

essa função no relé de proteção empregado e deverá ser configurada a saída lógica para envio de comando de abertura para o disjuntor.

### 3.9 Funções 50/51 - Fase e Neutro

As funções de sobrecorrente instantâneas e temporizadas dispõem de uma norma técnica específica desenvolvida pela Amazonas Energia de título: “Sistema De Proteção com Relé Microprocessado com Função 50/51 para Fase e Neutro”, com sua devida metodologia de cálculos. A sobrecorrente está muito relacionada com os dados da instalação de curto-circuito, corrente de magnetização e corrente nominal. Todos os cálculos seguintes serão desenvolvidos baseados nos dados da instalação expostos na Tabela 2 e na norma da concessionária

A impedância equivalente do sistema da concessionária é:

$$Z_{cc} = \frac{\text{Tensão de Fornecimento}}{\sqrt{3} \cdot I_{cc3\phi}} \quad \text{eq. 13}$$

$$Z_{cc} = \frac{13.800}{\sqrt{3} \cdot 4903} = 1,625\Omega$$

As impedâncias dos transformadores da usina serão:

$$Z_{trafo\ 1} = V_f^2 \cdot \frac{Z\%_{trafo\ 1}}{S_{trafo\ 1}} = \frac{[(13.800)^2 \cdot 0,0498]}{1250kVA} = 7,587\ \Omega \quad \text{eq. 14}$$

$$Z_{trafo\ 2} = V_f^2 \cdot \frac{Z\%_{trafo\ 2}}{S_{trafo\ 2}} = \frac{[(13.800)^2 \cdot 0,0498]}{1250kVA} = 7,587\ \Omega \quad \text{eq. 15}$$

$$Z_{trafo\ 3} = V_f^2 \cdot \frac{Z\%_{trafo\ 3}}{S_{trafo\ 3}} = \frac{[(13.800)^2 \cdot 0,0572]}{1250kVA} = 8,715\ \Omega \quad \text{eq. 16}$$

As correntes de curto-circuito nos secundários dos transformadores levando em consideração suas próprias impedâncias são:

$$I_{CC\ Trafo\ 1} = \frac{V_f}{[\sqrt{3} \cdot (Z_{CC} + Z_{trafo\ 1})]} = \frac{13,8k}{[\sqrt{3} \cdot (1,625 + 7,587)]} = 864,88\ A \quad \text{eq. 17}$$

$$I_{CC\ Trafo\ 2} = \frac{V_f}{[\sqrt{3} \cdot (Z_{CC} + Z_{trafo\ 2})]} = \frac{13,8k}{[\sqrt{3} \cdot (1,625 + 7,587)]} = 864,88\ A \quad \text{eq. 18}$$

$$I_{CC\ Trafo\ 3} = \frac{V_f}{[\sqrt{3} \cdot (Z_{CC} + Z_{trafo\ 3})]} = \frac{13,8k}{[\sqrt{3} \cdot (1,625 + 8,715)]} = 770,58\ A \quad \text{eq. 19}$$

A corrente nominal máxima da instalação é a soma das correntes de todos os transformadores, podendo ser calculada da seguinte maneira:

$$I_{nominal\ máx} = \frac{\sum \text{Potência dos transformadores}}{\sqrt{3} \cdot \text{Tensão de fornecimento}} = \frac{3,75\ MVA}{\sqrt{3} \cdot 13,8\ kV} = 156,888\ A \quad \text{eq. (20)}$$

A corrente demandada é baseada no contrato de geração, onde é estabelecida a potência a ser fornecida pela usina, uma vez que esta potência é de 2.500 kW a corrente de demanda é:

$$I_{demandada} = \frac{\text{Demanda prevista}}{\sqrt{3} \cdot \text{Tensão de fornecimento} \cdot FP} = \frac{2,5 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ kV} \cdot 0,92} = 113,687 \text{ A} \quad \text{eq. (21)}$$

A corrente de desbalanço é uma corrente que surge do desbalanceamento de cargas em cada fase, neste caso geradores, por mais que os painéis solares sejam perfeitamente distribuídos sempre haverá diferenças na geração de cada equipamento, estas variações geram uma corrente de neutro que pode ser utilizada para limitar o desbalanceamento de corrente entre as fases, seu limite é calculado na seguinte maneira:

$$I_{desbalanço} = 0,2 \cdot I_{demandada} = 22,74 \text{ A} \quad \text{eq. (22)}$$

A corrente de magnetização é calculada conforme a seguinte metodologia:

$$I_{mag} = \frac{1}{\frac{1}{I_{CC} 3\phi} + \frac{1,732 \cdot V}{10 \cdot S}} = \frac{1}{\frac{1}{4903} + \frac{1,732 \cdot 13800}{10 \cdot 3750k}} = 1188,56 \text{ A} \quad \text{eq. (23)}$$

No contexto dos transformadores de corrente, a corrente ANSI é o valor de crista da corrente primária que um transformador de corrente é capaz de suportar, durante o primeiro meio ciclo, com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem se danificar mecanicamente, devido às forças eletromagnéticas resultantes. O ponto ANSI de cada Trafo são:

$$I_{ANSI 1} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{Z1} \%\right) \cdot I_{n1250kVA} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{4,98}\right) \cdot 52,3 = 609,07 \text{ A} \quad \text{eq. (24)}$$

$$I_{ANSI 2} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{Z2} \%\right) \cdot I_{n1250kVA} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{4,98}\right) \cdot 52,3 = 609,07 \text{ A} \quad \text{eq. (25)}$$

$$I_{ANSI 3} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{Z3} \%\right) \cdot I_{n1250kVA} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{5,72}\right) \cdot 52,3 = 530,28 \text{ A} \quad \text{eq. (26)}$$

O relé a ser utilizado neste trabalho é o PEXTRON URP6000, um relé eletroeletrônico de grande popularidade no mercado, combinando um custo mais baixo com uma grande quantidade de funções disponíveis. Os ajustes deste equipamento são baseados nos sinais de corrente e tensão no secundário dos respectivos transformadores exclusivos, isto é, se é desejado que um ajuste de corrente seja definido em 500 A e o TC possui uma relação de transformação de 500:5, a corrente no secundário será de 5 A, portanto o ajuste nas configurações do relé deverá ser de 5 A, a seguir serão definidos os parâmetros das funções de sobrecorrente baseando-se neste entendimento.

Diferentemente de grande maioria das concessionárias do Brasil, a Amazonas Energia pede que a corrente de partida para a função de sobrecorrente temporizada de fase (51) seja calculada pela demanda contratada com a concessionária, esta decisão vem da filosofia da empresa de melhor limitar o consumo (neste caso, produção) de energia elétrica para que não afete o sistema como um todo. Outras concessionárias do país trabalham com o cálculo da função baseados na corrente nominal da instalação, de forma que fica a cargo do próprio consumidor limitar seu consumo a fim de não ultrapassar a demanda contratada. A metodologia de cálculo da concessionária local é:

$$\begin{aligned} I_{p51} &= 1,20 \times I_{demanda} \\ I_{p51} &= 1,20 \times 113,69 \\ I_{p51} &= 136,42 \text{ A} \end{aligned} \quad \text{eq. (27)}$$

Esta corrente para ajuste no relé será de:

$$I_{p_{51}} = \frac{136,42 \text{ A}}{RTC} = \frac{136,42 \text{ A}}{50} = 2,73 \text{ A} \quad \text{eq. (28)}$$

É necessário também calcular o dial de tempo, isto é, a elevação da curva temporizada, quanto mais alto for este valor, maiores serão os tempos de atuação para uma mesma corrente elétrica. Esse valor é obtido a partir de dados da instalação, corrente de magnetização e partida da função 51, valores arbitrários, um atraso intencional e por meio da escolha da curva inversa.

Os relés Pextron são configurados a partir de curvas definidas na norma IEC 60255, onde são definidos diversos tipos de curva de tempo inverso, nestas quanto maior a magnitude no eixo das abscissas menor o valor no eixo das ordenadas, estas curvas são: Normal Inversa (NI), Muito Inversa (MI), Extremamente Inversa (EI), Inversa de Tempo Longo (LTI), Inversa de Tempo Curto (STI), as curvas mais utilizadas são as três primeiras, para cada tipo variam os valores das constante  $k$  e  $\alpha$ . Para este trabalho foi escolhida a curva do tipo Extremamente Inversa, a fim de garantir maior compatibilidade entre as funções calculadas.

$$Dial_{51} = \left( \frac{\left( \frac{I_{mag}}{I_{p_{51}}} \right)^\alpha - 1}{k} \right) \times t(I) \quad \text{eq. (29)}$$

$$t(I) = 0,1s + \text{Atraso Intencional}$$

$$\text{Atraso Intencional} = 0,05s$$

$$Dial_{51} = \left( \frac{\left( \frac{1188,56}{136,42} \right)^2 - 1}{80} \right) \times 0,15$$

$$Dial_{51} = 0,14$$

Já o ajuste da sobrecorrente instantânea de fase (50) segue a filosofia de proteger a instalação contra curto-circuito, mas ainda permitindo durante um curto período as altíssimas correntes de magnetização. A concessionária preconiza um ajuste ao menos 10% superior à corrente de magnetização da instalação.

$$I_{50} = 1,1 \times I_{mag} \quad \text{eq. (30)}$$

$$I_{50} = 1,1 \times 1188,56 \text{ A}$$

$$I_{50} = 1307,42 \text{ A}$$

Novamente, a grandeza de ajuste no equipamento será:

$$I_{50} = \frac{1307,42 \text{ A}}{RTC} = \frac{1307,42 \text{ A}}{50} = 26,15 \text{ A} \quad \text{eq. (31)}$$

Já os ajustes de sobrecorrente temporizada de neutro (51N), será definido como uma tolerância acima da corrente de desbalanço calculada anteriormente, a AmE determina que essa tolerância é de 20%, de forma que:

$$I_{p_{51N}} = 1,2 \times I_{desbalanço} \quad \text{eq. (32)}$$

$$I_{p_{51N}} = 1,2 \times 22,74$$

$$I_{p_{51N}} = 27,29 \text{ A}$$

O valor de ajuste no relé será de:

$$I_{p_{51N}} = \frac{27,29 A}{RTC} = \frac{27,29 A}{50} = 0,548 A \quad \text{eq. (33)}$$

O dial de tempo para esta função será de simplesmente 0,1, uma vez que facilmente esta função é coordenada com outras.

A sobrecorrente instantânea de neutro deve proteger contra curtos-circuitos monofásicos, para isto é escolhido deve ser simplesmente menor do que o valor do curto-circuito fase-terra ( $100\Omega$ ) para ajustar a proteção:

$$\begin{aligned} I_{50N} &< I_{CC FT(100\Omega)} \\ I_{50N} &< 79 A \\ I_{50N} &= 70 A \end{aligned} \quad \text{eq. (34)}$$

Para ajuste no relé:

$$I_{50N} = \frac{70 A}{RTC} = \frac{70 A}{50} = 1,4 A \quad \text{eq. (35)}$$

### 3.10 Função 67

Para determinação dos parâmetros desse conjunto de ajustes deve ser considerado que o acessante terá uma demanda contratada de 2500 kW, que corresponde a potência nominal de geração. Além disso, os inversores serão ajustados com um Fator de Potência de 0,92 atrasado. Dessa forma, pode-se determinar a corrente nominal do sistema no sentido da concessionária da seguinte maneira:

$$I_{n usina} = \frac{\text{Demanda de geração}}{\text{Fator de potência} \times \sqrt{3} \times \text{Tensão de fornecimento}} \quad \text{eq. (36)}$$

$$\begin{aligned} I_{n usina} &= \frac{2500 kW}{0,92 \times \sqrt{3} \times 13,8 kV} \\ I_{n usina} &= 113,69 A \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{p_{67}} &= 1,05 \times I_{n usina} \\ I_{p_{67}} &= 1,05 \times 113,69 = 119,37 A \end{aligned}$$

O ajuste para a função instantânea da função 67 é determinado pela concessionária para que esteja entre o valor da corrente nominal da usina e o valor do somatório das correntes de curto-circuito de todos os inversores conectados ( $I_{CC>>>}$ ), a corrente de falta destes equipamentos varia de 1,5 a 2 vezes a corrente nominal de operação (TRUJILLO, 2017), considerando então uma potência instalada de inversores de 2.500 kW, teremos uma contribuição de:

$$1,5 \cdot I_{n usina} \leq I_{CC>>>} \leq 2 \cdot I_{n usina} \quad \text{eq. (37)}$$

O ajuste para a função instantânea da 67 então será:

$$I_{67-INST} = 1,5 \times I_{n usina} = 170,53 A \quad \text{eq. (38)}$$

Para esta função serão utilizadas curvas de tempo definido, estas diferentemente das de tempo inverso, independentemente do valor da corrente, o tempo de atuação será o mesmo. Para o intervalo entre a corrente de partida e a corrente instantânea, o tempo de atuação será definido em 2 segundos, já para correntes iguais ou acima à corrente  $I_{67-INST}$  calculada, o tempo de atuação será 0 segundos.

Considerando-se que o fator de potência da geração é de 0,92, conclui-se que o ângulo de geração é de 0,00°:

$$\begin{aligned} Ang_{geração} &= \arccos(0,92) \\ Ang_{geração} &= 23,07^\circ \end{aligned} \quad \text{eq. (39)}$$

Além disso, o ângulo de conexão do relé Pextron URP 6000 é de 90°. Dessa forma, para se determinar o ângulo de torque máximo a ser ajustado no relé de proteção basta subtrair o ângulo de geração do ângulo de conexão:

$$\begin{aligned} Ang_{\tau \text{ máximo}} &= Ang_{conexão} - Ang_{geração} \\ Ang_{\tau \text{ máximo}} &= 90^\circ - 23,07^\circ \\ Ang_{\tau \text{ máximo}} &= 66,93^\circ \end{aligned} \quad \text{eq. (40)}$$

Importante ressaltar que conforme a norma da concessionária, uma vez que o primário do transformador tem o fechamento em delta, a função 67N deve ser desabilitada no relé de proteção.

### 3.11 Função 78

Com o intuito de desconectar o cliente diante de uma possível perda de sincronismo entre a central geradora dos acessantes e a rede da concessionária será ativada a função 78 do relé de proteção.

Para tanto, será ajustada um ângulo de partida de salto angular de 10° e uma tensão máxima de bloqueio de 7170 V de forma que qualquer falha de sincronismo com ângulo superior a 10° na proteção leve à desconexão da central geradora.

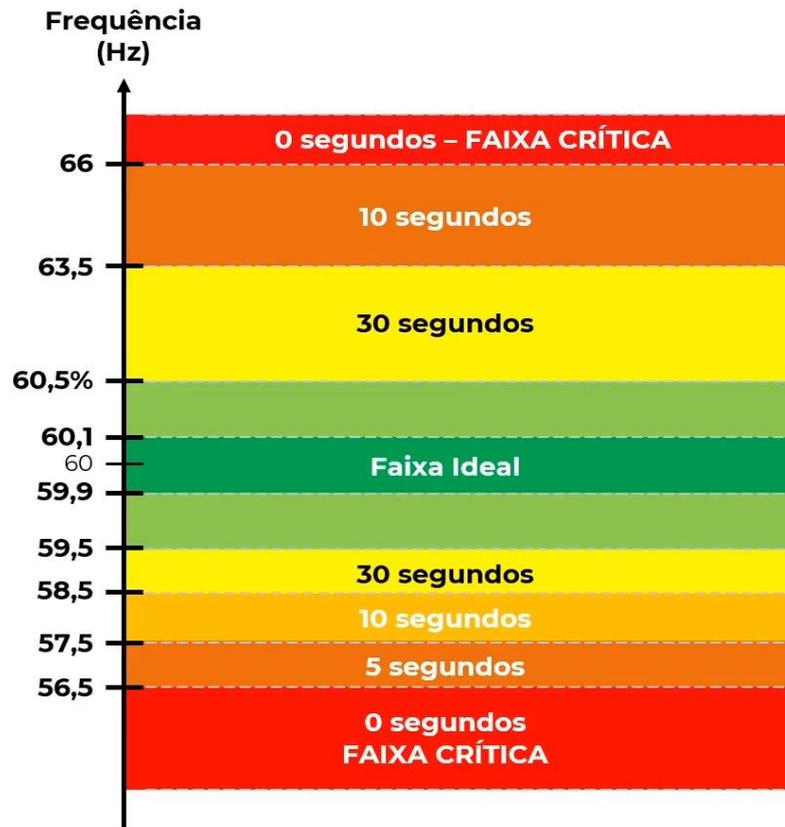
O tempo para esta operação será de 2 segundos, tempo máximo preconizado pela AmE, valor escolhido para evitar desligamentos intempestivos da usina por oscilações rápidas na rede.

### 3.12 Função 81U/O

No módulo 8 do PRODIST, é definido que em condições de operações normais e regime permanente a usina deve operar em uma variação de frequência de 59,9 e 60,1 Hz. Em caso de distúrbios na rede nos quais a frequência pode variar entre 59,5 e 60,5 Hz e a programação do relé deve tolerar este intervalo durante no máximo 30 segundos para que seja possível aguardar a normalização do equilíbrio geração-carga.

Em condições extremas o sistema não pode de forma alguma tolerar frequência acima de 66Hz ou inferiores a 56,5 Hz. Acima de 62 Hz é tolerável no máximo 30 segundos, acima de 63,5Hz por no máximo 10 segundos, enquanto para frequências abaixo de 58,5 Hz é aceitável no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5Hz no máximo 5 segundos. A figura 16 compila estes valores de forma a esclarecer o entendimento destes parâmetros. (PRODIST, Módulo 8)

Figura 16 - Faixas de frequências e tempo de atuação da proteção



Fonte: Adaptado de Mesh Engenharia (2023).

O módulo 8 do PRODIST serve como referência aos projetistas e concessionárias do país com parâmetros mínimos, cada concessionária vai definir intervalos que no entendimento próprio sejam parâmetros de atuação mais seguros às suas respectivas redes de distribuição. No caso da Amazonas Energia, sua norma de acessantes minigeradores define que quaisquer valores de frequência na rede abaixo de 57,5 Hz ou acima de 62 Hz e considerando uma usina baseada em inversores como são as usinas solares, o tempo de atuação é definido em 0,2 segundos tanto para o limite inferior quanto superior.

Devido as definições da concessionária, o tipo de curva a ser adotado novamente será do tipo de tempo definido de único estágio, as funções de sobre e subfrequência são programadas separadamente.

A Amazonas Energia pede também que a Usina realize ajustes na potência ativa injetada em momentos em que a frequência da rede for acima de 60,5Hz e abaixo de 62Hz. A intenção deste ajuste é para que a usina não contribua para uma variação de frequência ainda maior, uma vez que a elevação de frequência na rede elétrica se deve a uma potência de geração maior do que a potência de consumo, para tentar mitigar esse efeito de forma local a concessionária pede que seja feito a parametrização do sistema para reduzir a potência ativa injetada e aguardar a normalização do sistema, de forma que a variação da potência injetada deve seguir a seguinte fórmula disposta na norma da concessionária:

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)] \cdot R \quad \text{eq. (41)}$$

O valor  $\Delta P$  indica a variação de potência ativa a ser injetada em relação a magnitude da potência injetada quando a rede ultrapassou os 60,5 Hz, esta grandeza é expressa em %. A  $f_{rede}$  é a frequência da rede naquele instante, a  $f_{nominal}$  é a frequência da rede em regime de operação

normal (60 Hz) e o valor de R é a taxa de redução de potência ativada desejada, expressa então em (%/Hz), segundo a AmE, este parâmetro deve estar ajustado para 40%/Hz. A potência ativa então poderá ser retomada quando a frequência da rede atingir novamente os 60 Hz durante pelo menos 300 segundos com um gradiente de elevação de potência ativa de no máximo 20%/minuto da potência ativa injetada quando a frequência atingiu 60,5 Hz

### **3.13 Função 98**

Com o intuito de registrar as grandezas elétricas perante uma falta será necessário habilitar a oscilografia do relé de proteção para eventos de acionamento de todas as funções de proteção presentes nesse estudo.

Dessa forma o parâmetro “Hab Osc” do relé de proteção Pextron URP 6000 deve estar parametrizado na condição “On” permitindo que o relé oscilografe as grandezas durante a ocorrência dos eventos para posterior diagnóstico.

### **3.14 Consolidação de dados**

As tabelas 5 e 6 irão consolidar todos os ajustes aqui calculados que deverão ser parametrizados no relé PEXTRON URP6000 para garantir a eficácia do sistema de proteção. Já a tabela 7 apresenta as saídas lógicas do relé utilizadas para o envio do sinal de abertura ao disjuntor. A Figura 17 representa o esquema elétrico de ligação do relé e a Figura 18 representa o coordenograma construído, este será analisado na seção seguinte. A Figura 19 demonstra o esquema unifilar da instalação que apresenta de forma simplificada o esquemático da usina e características importantes dos equipamentos utilizados.

Tabela 5 - Ajustes no relé PEXTRON URP6000.

Geral						
Transf. Medição	RTCFN	50 (1-1250)	RTCD	50 (1-1250)	RTP	120 (1-1250)
Defasar/Ajustar V	DefasVF	+30	AjustVF	1,732		
Origem de Neutro	IN N/D	1				
Direcional de Sobrecorrente		Range	ANSI 67	ANSI 67N		
1ª Unidade	Corrente de partida	0,04-6,5 (xRTC FN) A	I>F1 Ip	119,5	I>N1 Ip	325
	Curva	NI-MI-EI-IT- I2T-FLAT	I>F1 curv	FLAT	I>N1 curv	FLAT
	Dial de Tempo	0,01-15,0	I>F1 dt	2	I>N1 dt	15
	Corrente definida / Instantânea	0,1-100 (xRTC FN) A	I>> F1 Ip	170,5	I>> N1 Ip	5000
	Tempo definido	0,00-240 s	I>> F1 t	0,00	I>> N1 t	0,00
	Direção	*	dF1 inv	OFF	dN1 inv	OFF
Comum	Ângulo de Máximo Torque	0,00-90,0°	AMTdF	66,97°	AMTdN	110
	Tipo de Memória Direcional	0/1	MEMdF	0,00	**	0,00
	Tipo de aterramento	0/1/2	**	**	Tipo N	0,00
Sobrecorrente Instantânea		Range	51			
	Corrente de partida	0,04-6,5 (xRTC FN)	I>F ip			136,5
	Tipo de Curva de Atuação	NI-MI-EI-IT- I2T-FLAT	I>F curva			EI
	Dial de Tempo dt	0,02-3,0	I>F dt			0,14
Sobrecorrente Instantânea		Range	50			
	Corrente Instantânea de Fase	0,1-100 (xRTC FN) A	I>>>F Ip			1307,5
	Tempo	0,00-240 s	I>>>F t			0
Sobrecorrente Temporizada Neutro		Range	51N			
	Corrente de partida	0,012-1,625 (xRTCFN)	I>N ip			27,4
	Tipo de Curva de Atuação	NI-MI-EI-IT- I2T-FLAT	I>N curva			EI
	Dial de Tempo dt	0,02-3,0	I>N dt			0,1
Sobrecorrente Instantânea		Range	50N			
	Corrente Instantânea de Neutro	0,012-25 (xRTCFN)	I>>>N Ip			70
	Tempo	0,00-1,00 s	I>>>N t			0
Sobrecor. com Restrição de Tensão		Range	51V			
	Tensão	2-400 (xRTP) V	I>F1 VR			20000
Direcional de Potência		Range	32P			
	Potência de Partida	1-6000 (xRTCFN xRTP) W	P1>>>F Pp			36000000
	Tempo Definido	0,1-240 s	P1>>>F t			240
	Direção	ON/OFF	dP1 inv			OFF

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 6 – Continuação dos ajustes no relé PEXTRON URP6000.

<b>Subtensão</b>	<b>Range</b>	<b>27 (1ª Unidade)</b>	<b>27 (2ª Unidade)</b>
Tensão de Partida	10-400 (xRTP) V	V<<<F Vp	6374,4 V<<<F Vp
Tempo Definido	0,10-240s	V<<<F t	0,4 V<<<F t
<b>Sobretensão</b>	<b>Range</b>	<b>59 (1ª Unidade)</b>	<b>59 (2ª Unidade)</b>
Tensão de Partida	10,0-400 (xRTP) V	V>>>F Vp	8763,6 V>>>F Vp
Tempo Definido	0,10-240 s	V>>>F t	0,2 V>>>F t
<b>SubFrequência</b>	<b>Range</b>	<b>81U (1ª Unidade)</b>	<b>81U (2ª Unidade)</b>
Frequência de Partida	41,0-69,0 Hz	F<<<1 fp	57,5 F<<<2 fp
Tempo Definido	0,1-60 s	F<<<1 t	0,2 F<<<2 t
<b>Sobrefrequência</b>	<b>Range</b>	<b>81O (1ª Unidade)</b>	<b>81O (2ª Unidade)</b>
Frequência de Partida	41,0-69,0 Hz	F>>>1 fp	62 F>>>2 fp
Tempo Definido	0,1-60 s	F>>>1 t	0,2 F>>>2 t
<b>Sobretensão de Neutro</b>	<b>Range</b>	<b>59N</b>	
Tensão de Partida de Neutro	10,0-400 (xRTP) V	V>>>N Vp	48000
Tempo Definido de Sobretensão	0,10-240 s	V>>>N t	240
<b>Salto Vetorial</b>	<b>Range</b>	<b>78</b>	
Ângulo de Partida	2-31°	VST78	10
Máxima Tensão de Bloqueio	10,0-400RTP	BLV78	7200
<b>Desbalanço de Corrente</b>	<b>Range</b>	<b>46</b>	
Corrente de Partida	0,10-100 (xRTCFN)	I>>>Q ip	5,5
Tempo	0,02-1,0s	I>>>Q t	1

**Fonte:** Próprio Autor.

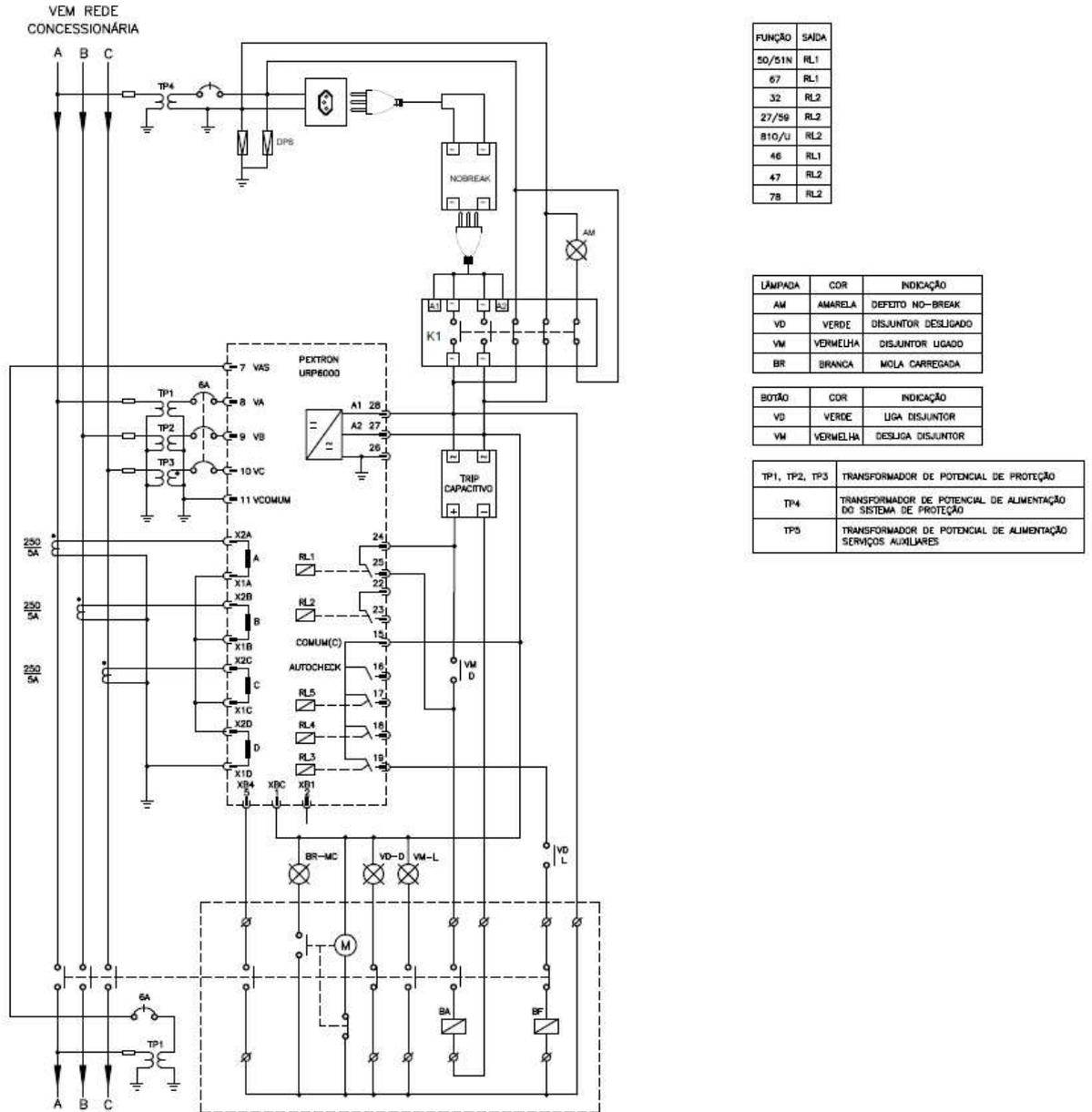
As funções não calculadas e apresentadas nas tabelas 5 e 6 tiveram de ser configuradas para os valores máximos permitidos de forma que estas não interfiram na operação das outras funções, esta decisão foi tomada uma vez que a concessionária Amazonas Energia não exige as funções excluídas deste estudo de proteção.

Tabela 7 - Especificação das saídas do Relé de Proteção

<b>Dado</b>	<b>Saída Acionada</b>
67	RL1
50/51	RL1
50N/51N	RL1
27/59	RL2
81O/U	RL2
46	RL1
47	RL2
32	RL2
78	RL2

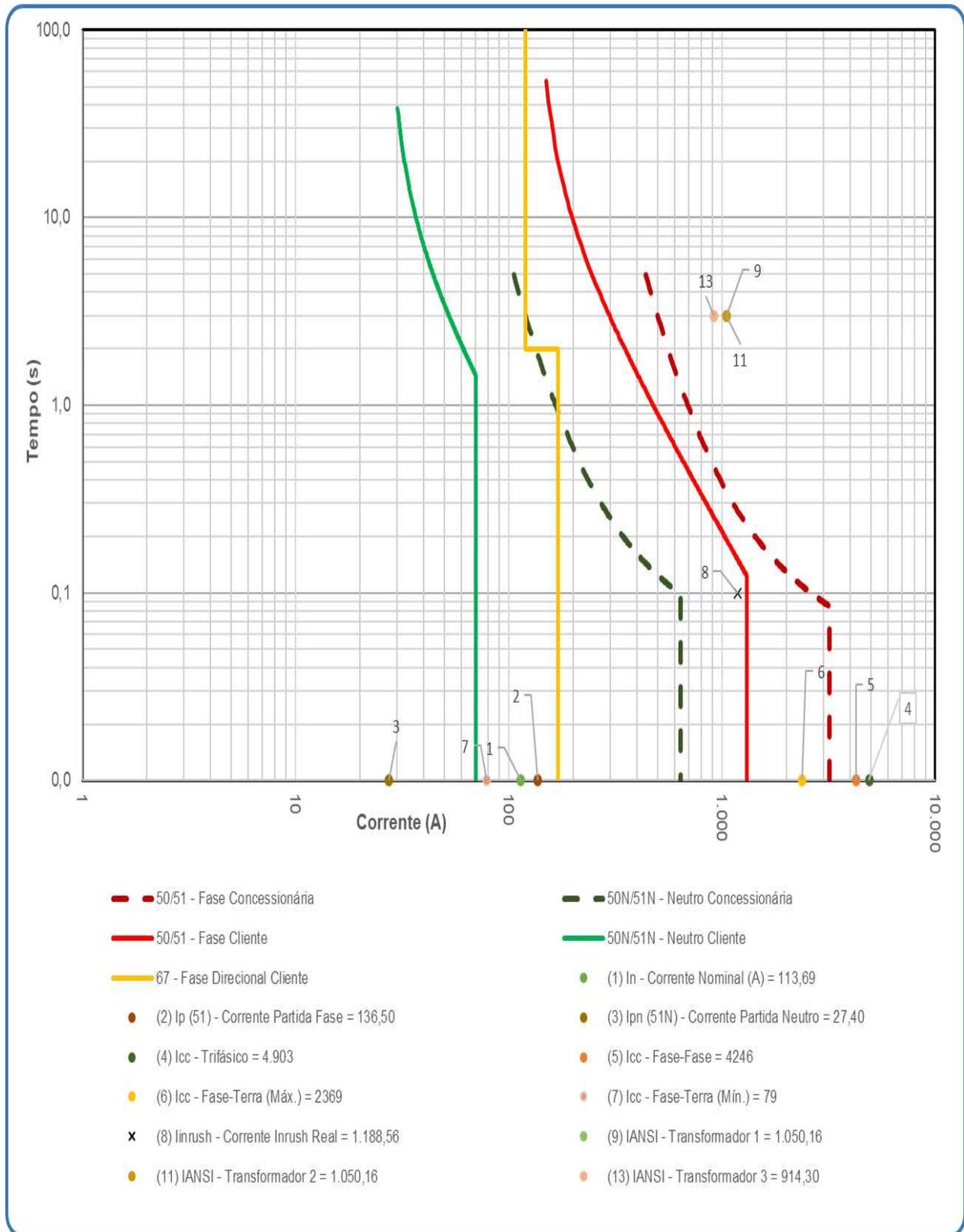
**Fonte:** Próprio Autor.

Figura 17 – Esquema de ligação das saídas do relé  
URP6000



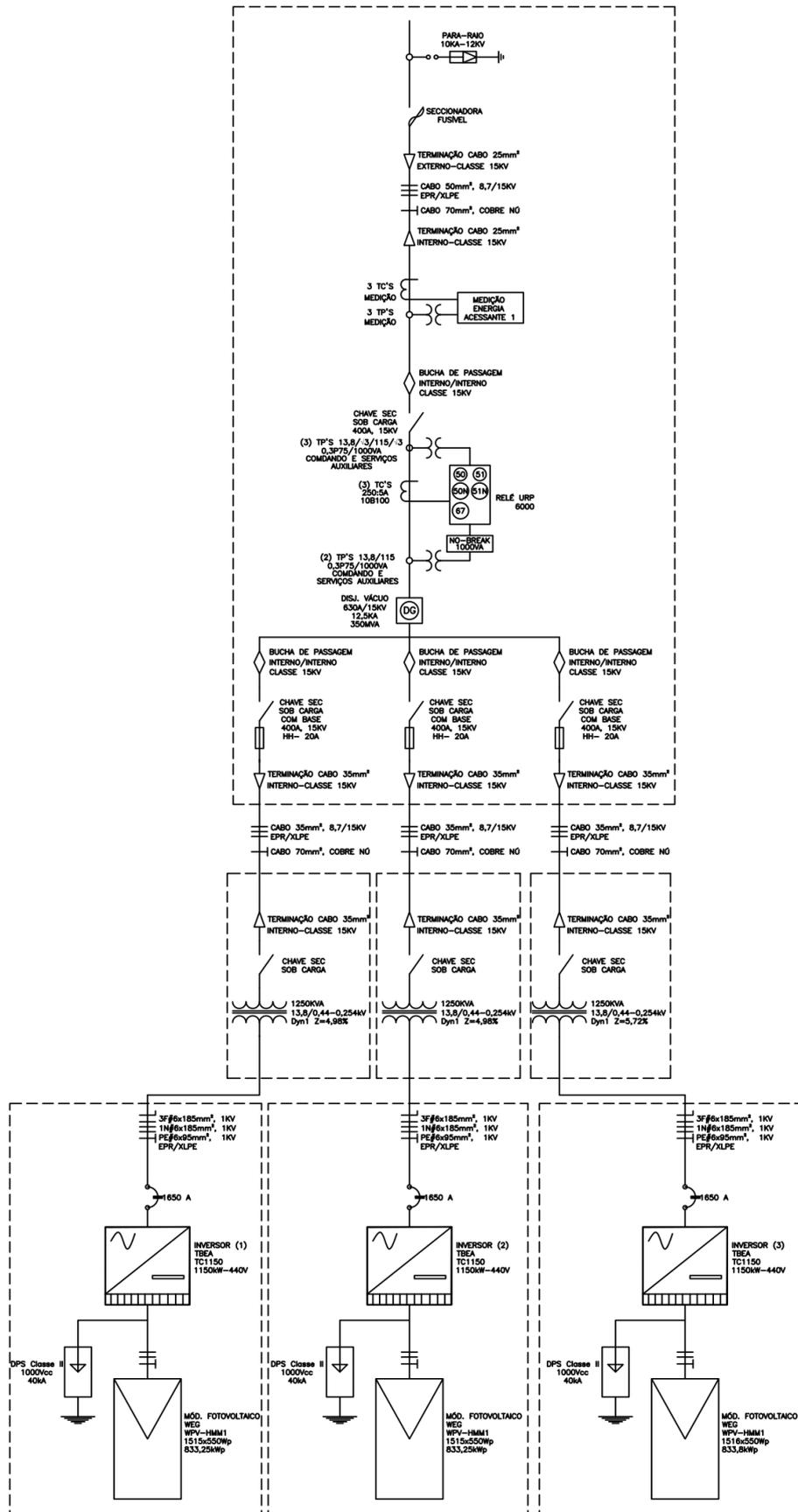
Fonte: Próprio Autor.

Figura 18 – Coordenograma de proteção.



**Fonte:** Próprio Autor.

Figura 19 – Esquema unifilar da usina concebida



Fonte: Próprio Autor.

#### 4. RESULTADOS

Nesta seção será analisado o funcionamento e eficácia do coordenograma desenvolvido. A análise crítica deste elemento é de extrema importância para verificar a coordenação entre as funções de proteção calculadas.

A escala logarítmica do gráfico permite uma visualização facilitada de todos os níveis de corrente necessários e seus devidos tempos de atuação, um gráfico como este em escala tradicional se tornaria demasiadamente grande e dificultaria a visualização da efetividade do sistema de proteção uma vez que os ajustes e dados do sistema podem variar das ordens de 10 a 5000A.

O coordenograma desenvolvido (Figura 18) apresenta os dados da instalação, a corrente nominal da usina (ponto 1) as correntes ANSI dos transformadores (pontos 9, 11 e 13), a corrente de magnetização do sistema completo (ponto 8) e os dados de curto-circuito, curto trifásico (ponto 4), curto bifásico (5), curto fase-terra máximo (ponto 6), curto fase-terra mínimo (ponto 7).

A curva de Fase da proteção contra sobrecorrente da concessionária representada pela linha vermelha tracejada demonstra o comportamento da proteção da concessionária devidamente dimensionado para remover os curtos mais severos, trifásico e bifásico. A curva vermelha contínua representa a configuração da usina. Analisando os pontos de curtos-circuitos podemos avaliar que a função 50 está devidamente dimensionada, de forma que retira a usina de operação em quaisquer tipos de curtos na rede (à exceção do curto fase-terra mínimo, cuja responsabilidade de atuação é da curva de neutro).

Pode ser observado também que a função 50 está ligeiramente acima da corrente de magnetização do sistema, mas abaixo da curva temporizada 51 que irá limitar o tempo máximo para esta corrente, esta característica é importante para garantir que o sistema é capaz de energização, mas que também esteja protegido caso esta corrente dure mais tempo do que o esperado para a magnetização dos núcleos dos transformadores. A Amazonas Energia também preconiza em sua norma que o ponto ANSI dos transformadores deve estar localizado acima da curva de fase da instalação, de forma que esteja garantido que a corrente máxima que o transformador pode suportar durante 2 segundos, definição de corrente ANSI, é interrompida antes mesmo de atingir os 2 segundos, neste caso removidos em aproximadamente 0,3 e 0,2 segundos.

É importante também a distância de tempo de atuação entre a curva de fase da usina e a curva de fase da concessionária, esta distância no eixo das ordenadas garante a coordenação, em caso de sobrecarga o relé da usina atuará antes, em caso de curto-circuito o relé da usina também atua antes.

A curva de neutro, 50N/51N também opera corretamente, garantindo a proteção contra o desbalanceamento de fases, curva 51N, como também removendo o curto fase-terra de menor intensidade. Estas funções da usina quando comparadas à da concessionária não possuem intersecção, a proteção da usina está corretamente antes da proteção do alimentador da concessionária.

Já sobre a função 67, ela está devidamente coordenada com a função 51, de forma que aquela entra em operação antes desta com seu devido tempo definido de 2 segundos.

Estas funções que foram detalhadas serão as implementadas no relé de proteção, vide Figura 19, as demais funções são parametrizadas através do inversor de frequência seguindo todos os parâmetros exigidos tanto no módulo 8 do PRODIST quanto na norma da concessionária.

## CONCLUSÃO

O presente trabalho tem por objetivo a construção de um estudo de proteção para uma usina fotovoltaica de 2.500 kW de geração, neste intuito inicialmente se destaca a importância deste tipo de trabalho no cenário crescente de fontes renováveis centralizadas, servindo inclusive de base para a elaboração de novos estudos dentro do Estado do Amazonas. Foi então apresentado o embasamento teórico necessário para a elaboração de um estudo de proteção secundária, em um terceiro momento foi desenvolvido os cálculos para todas os requerimentos da concessionária e seguindo as normas vigentes, estas sendo tanto da concessionária, quanto nacionais quanto internacionais, além da elaboração do esquema unifilar da usina e a elaboração do Coordenograma. Finalmente na terceira etapa foi analisado o coordenograma desenvolvido e como todas as funções se coordenam entre si, atestando a efetividade do estudo desenvolvido.

Na primeira etapa foi demonstrado como as usinas solares de minigeração possuem o potencial para se tornarem a principal fonte de energia para um futuro de predominância de fontes renováveis devido suas características de escalabilidade e eficiência operacional. A ampliação de cliente habilitados ao mercado livre de energia impulsiona ainda mais este processo, incentivando consumidor cativos a escolherem seus produtores de energia elétrica em busca de descontos em seus gastos com energia elétrica.

Durante o referencial teórico foram expostos todos os conceitos necessários para o desenvolvimento do estudo de proteção: O que são curtos-circuitos, sobrecargas, componentes simétricas, o que são e como funcionam os transformadores de corrente, transformadores de potencial, disjuntores de média tensão, os relés de proteção, as funções de proteção que são exigidas pela concessionária (25, 27, 46, 47, 50, 50N, 51, 51N, 59, 67, 78, 81U/O) e a teoria por trás do coordenograma de proteção.

Na seção de implementação o estudo foi efetivamente construído, com o desenvolvimento de cálculos que seguem preconizações da concessionária e determinações da ANEEL, foi construído o esquema unifilar para este estudo, que consolida as informações mais importantes sobre a instalação em um esquema simplificado, além da elaboração do coordenograma de proteção que compila os ajustes das funções calculadas e facilita a visualização da coordenação entre as funções calculadas.

E então na quarta etapa do trabalho, a Análise e Interpretação dos Resultados Obtidos, ficou evidente a efetividade do estudo desenvolvido, uma vez que todos os pontos importantes sobre a proteção secundária da usina estão evidenciados neste gráfico, de forma que foi analisado função por função e observado a coordenação entre seus elementos, inclusive com a própria concessionária, garantindo que não haveriam problemas na coordenação entre as duas componentes, garantindo portanto que a proteção da usina entraria em operação antes da proteção da rede da concessionária.

Como expansão para o estudo aqui desenvolvido, pode-se expandir a análise para todas as funções exigidas por concessionárias de todo o Brasil, uma vez que cada uma possui suas próprias normas e proteções exigidas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, 2004. NBR 5410 – Instalações elétricas em baixa tensão. Rio de Janeiro: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS.

ABNT, 2005. NBR 14039 - Instalações elétricas em média tensão. Rio de Janeiro: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS.

AMAZONAS ENERGIA, 2022. Norma Técnica Para Conexão De Acessantes À Rede De Distribuição - Minigeradores Da Amazonas Energia S.A.

ANEEL, 2021. PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.

ANEEL, 2021. REN 1000 - Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.

ANEEL, 2021. REN 956 – Regras e Procedimentos de Distribuição. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.

CEPEL, ELETROBRAS - CEPEL. Bloco CURVA Subtipo IEC, 2023. Disponível em: <https://see.cepel.br/manual/anatem/controladores/cdu/blocos/curva/iec.html#:~:text=O%20subtipo%20IEC%20do%20bloco%20CURVA%20%C3%A9%20utilizado,entrada%20com%20um%20valor%20de%20refer%C3%Aancia%20fixo%20%28P1%29>. Acesso em: 15 jan. 2024.

CORDEIRO, Murilo. Impacto de geradores conectados via inversores na coordenação da proteção em redes de distribuição de energia elétrica. 2017. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Campus Universitário do Guamá, Universidade Federal do Pará.

DE CARVALHO, José Miguel Lima Paixão Martins. ESTUDO DO CICLO DE VIDA DE UM DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO EM DIFERENTES REALIDADES CULTURAIS. Porto: ISEP, 2019.

Eletrotrafo. Disponível em: <<https://www.eletrotrafo.com.br/>> Acesso em: 2023.

Ensinando Elétrica. Disponível em: <<https://ensinandoeletrica.blogspot.com/>> Acesso em: 2023.

F. Sato, W. Freitas Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica. – 1. ed. – Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

FILHO, João Mamede. Instalações elétricas industriais. 9. ed. Fortaleza: LTC, 2017.

GOV.COM.BR, Agência Nacional De Energia Elétrica. Energia solar centralizada ultrapassa PCHs na matriz energética brasileira: Geração fotovoltaica torna-se a 4ª maior fonte de geração centralizada do país. ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/energia-solar-centralizada-ultrapassa-pchs-na-matriz-energetica-brasileira>. Acesso em: 29 jun. 2023.

INRUSH eng. Disponível em: <<https://inrush.eng.br/service-estudo-de-protecao>> Acesso em: 2024.

kVLUX. Disponível em: <<https://www.kvlux.com.br/>> Acesso em: 2023.

MAMEDE, JOÃO. Instalações Elétricas Industriais. Curto-Circuito nas instalações elétricas. 10ª Edição

MARDEGAN, Cláudio. Proteção e seletividade: em sistemas elétricos industriais. 2. ed. Barueri: Siemens, 2022.

MESHENGENHARIA.COM, Mesh Engenharia. Função 46 – Desbalanço de corrente, 2022. Disponível em: <https://meshengenharia.com/2023/03/10/funcao-46-desbalanco-de-corrente/>. Acesso em: 23 dez. 2023.

NIAMichigan. Disponível em: <<https://niamichigan.com/#>> Acesso em: 2024.

PETEAN, Daniel. Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia. 2015. Tese (Doutorado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

Sielectric. Disponível em: <<https://www.sielectric.com.br/>> Acesso em: 2023.

Siemens energy. Disponível em: <<https://www.siemens-energy.com/br/portugues.html>> Acesso em: 2023.

Siemens. Disponível em: <<https://www.siemens.com/br/pt.html>> Acesso em: 2023.

TRUJILLO, Kelyn. Modelos simplificados de geradores distribuídos para estudos de cálculo de curto-circuito. 2017. Tese (Pós-graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas.