



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM SISTEMAS DE ENERGIA



**Método para elaboração de estudos de proteção elétrica em
unidades consumidoras com geração distribuída**

Caique de Souza Batelo

Campo Grande - MS
15 de setembro de 2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM SISTEMAS DE ENERGIA



Método para elaboração de estudos de proteção elétrica em unidades consumidoras com geração distribuída

Caique de Souza Batelo

Dissertação de mestrado apresentada
como exigência para obtenção do título de
Mestrado em Engenharia Elétrica na área
de Sistemas de Energia da Universidade
Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS.

Orientador: Prof. Dr. Ruben Barros Godoy

Campo Grande - MS
15 de setembro de 2025

Método para elaboração de estudos de proteção elétrica em unidades consumidoras com geração distribuída

Dissertação de mestrado apresentada como exigência para obtenção do título de Mestrado em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Ruben Barros Godoy

Prof. Dr. Edson Antonio Batista

Prof. Dr. Tiago Henrique de Abreu Mateus

Campo Grande - MS
15 de setembro de 2025

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus pela saúde e pelos dons a mim concedidos. À Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), manifesto minha gratidão pela oportunidade de ingresso no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Agradeço à CAPES pelo apoio concedido por meio da bolsa de estudos, que possibilitou minha dedicação integral à pesquisa. Expresso também meu reconhecimento aos docentes das disciplinas cursadas, pelas valiosas contribuições à minha formação acadêmica.

Em especial, agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Ruben Barros Godoy, cuja orientação foi essencial não apenas para o desenvolvimento técnico-científico desta pesquisa, mas também como fonte constante de motivação ao longo da jornada. Por fim, estendo meus agradecimentos aos meus pais e ao meu irmão, que foram pilares de apoio e incentivo durante todo o processo deste mestrado.

RESUMO

Redes de média tensão com inserção de geração distribuída fotovoltaica (GD-FV) apresentam desafios adicionais à coordenação e seletividade da proteção, em função da variabilidade operacional e das características de contribuição dos inversores às correntes de falta. Este trabalho propõe um método sistemático, apoiado por uma ferramenta computacional, para a realização de estudos de proteção elétrica em unidades consumidoras com presença de GD-FV. A metodologia é aplicada em estudo de caso na subestação Setor 01 da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), em Campo Grande-MS, contemplando oito cenários distintos de operação: cargas pesada e leve, sem GD e com GD operando em capacidade máxima, média e mínima. As simulações foram realizadas no ambiente Simulink®, permitindo avaliar o comportamento da proteção sob diferentes condições de carga e geração. Os resultados indicam que a corrente de curto-circuito detectada pelo relé da subestação mantém-se essencialmente constante entre os cenários, demonstrando a robustez do método e confirmando sua aplicabilidade para verificação de seletividade e definição de ajustes de proteção em ambientes com geração fotovoltaica distribuída. Além disso, a abordagem fornece um procedimento reproduzível, contribuindo para a prática de engenharia e para a documentação técnica de estudos de proteção em unidades consumidoras.

Palavras-Chave: Proteção; Coordenação; Seletividade; Geração Distribuída; Energia Fotovoltaica.

ABSTRACT

Medium-voltage grids with distributed photovoltaic generation (DG-PV) present additional challenges to protection coordination and selectivity due to operational variability and the characteristics of inverter contributions to fault currents. This work proposes a systematic method, supported by a computational tool, for conducting electrical protection studies in consumer units with DG-PV. The methodology is applied in a case study at the Sector 01 substation of the Federal University of Mato Grosso do Sul (UFMS) in Campo Grande, MS, encompassing eight distinct operating scenarios: heavy and light loads, without DG, and with DG operating at maximum, medium, and minimum capacity. Simulations were performed in the Simulink® environment, allowing evaluation of protection behavior under different load and generation conditions. The results indicate that the short-circuit current detected by the substation relay remains essentially constant across scenarios, demonstrating the robustness of the method and confirming its applicability for verifying selectivity and defining protection settings in environments with distributed photovoltaic generation. Furthermore, the approach provides a reproducible procedure, contributing to engineering practice and technical documentation of protection studies in consumer units.

Keywords: Protection; Coordination; Selectivity; Distributed Generation; Photovoltaic Energy.

LISTA DE FIGURAS

<i>Número</i>	<i>Página</i>
Figura 1 – Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN)	15
Figura 2 – Representação monofásica no curto-circuito trifásico	20
Figura 3 – Componentes de sequência positiva, sequência negativa e sequência zero	20
Figura 4 – Componentes de curto-circuito	22
Figura 5 – Períodos de curto-circuito	23
Figura 6 – Curto-circuito trifásico.....	24
Figura 7 – Diagrama de sequência positiva no curto-circuito trifásico.....	24
Figura 8 – Curto-circuito bifásico	25
Figura 9 – Impedâncias de sequências no curto-circuito bifásico	26
Figura 10 – Impedâncias de sequências no curto-circuito monofásico máximo	28
Figura 11 – Impedâncias de sequências no curto-circuito monofásico mínimo	29
Figura 12 – Disjuntor de média tensão lateral.....	34
Figura 13 – Diagrama de comando de proteção.....	35
Figura 14 – Relé de proteção secundário.....	36
Figura 15 – Curvas de tempo muito inverso	39
Figura 16 – Diagrama fasorial	42
Figura 17 – Direcionalidade de atuação do relé direcional	44

Figura 18 – Visual da Ferramenta computacional.....	50
Figura 19 – Diagrama de Blocos da Ferramenta computacional.....	58
Figura 20 – Diagrama unifilar da linha do setor I da UFMS.....	59
Figura 21 – Coordenograma de proteção do setor I da UFMS.....	63
Figura 22 – Níveis de tensões em dias úteis	73
Figura 23 – Níveis de tensões em feriados e finais de semana.....	73

LISTA DE TABELAS

<i>Número</i>	<i>Página</i>
Tabela 1 – Características do TP	31
Tabela 2 – Fator de sobretensão nominal do TP	32
Tabela 3 – Características do TC	33
Tabela 4 – Equações de curvas de proteção	40
Tabela 5 – Impedâncias de entrada. Valores na base de 100 MVA.....	60
Tabela 6 – Cargas pesadas sem GD	66
Tabela 7 – Cargas pesadas com GD Máxima	68
Tabela 8 – Cargas pesadas com GD Média	67
Tabela 9 – Cargas pesadas com GD Mínima.....	68
Tabela 10 – Cargas leves sem GD	68
Tabela 11 – Cargas leves com GD Máxima	69
Tabela 12 – Cargas leves com GD Média	70
Tabela 13 – Cargas leves com GD Mínima.....	70
Tabela 14 – Níveis de curto-circuito parte 1.....	71
Tabela 15 – Níveis de curto-circuito parte 2.....	72
Tabela 16 – Níveis de tensão em dias úteis	73
Tabela 17 – Níveis de tensão em dia de finais de semana e feriados.....	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
GD	Geração Distribuída
GD-FV	Geração Distribuída Fotovoltaica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TE	Tarifa de Energia
TP	Transformador de Potencial
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UFMS	Universidade Federal do Mato Grosso do Sul

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1. Contextualização, Justificativa (motivação) para o desenvolvimento do trabalho.....	18
1.2. Objetivos.....	18
1.2.1. Objetivo Geral	18
1.2.2. Objetivos Específicos	18
2. Fundamentação Teórica de Estudos de Proteção e Seletividade.....	19
2.1. Coordenação e Seletividade	19
2.2. Curto-circuito	19
2.2.1. Curto-circuito Equilibrado.....	20
2.2.2. Curto-circuito Desequilibrado	21
2.2.3. Teorema de Fortescue	21
2.2.4. Correntes de Curto-circuito.....	23
2.3. Transformador de Potencial	30
2.4. Transformador de Corrente	32
2.5. Disjuntor de Média Tensão.....	33
2.6. Relé de Proteção	36
2.7. Método para elaboração do coordenograma de proteção.....	41
2.7.1. Corrente de Magnetização.....	41
2.7.2. Sobrecorrentes Instantâneas.....	42
2.7.3. Sobrecorrentes Temporizadas.....	42
2.7.4. Pontos ANSI e NANSI dos Transformadores de Potência	42
2.7.5. Sobrecorrente Direcional	43
2.7.6. Potência Direcional.....	47
2.7.7. Sobretensão	48
2.7.8. Subtensão	48
2.7.9. Proteção de Frequência	48
2.7.10. Sobrecorrente com Restrição de Tensão.....	49
3. Ferramenta Computacional gerador de coordenograma de proteção.....	50
3.1. Estrutura Geral da Ferramenta	50
3.2. Interface Gráfica com o Usuário (GUI).....	51

3.3.	Cálculo das Correntes de Curto-Circuito	52
3.4.	Cálculos para os pontos ANSI e NANSI do trafo de menor potência	53
3.5.	Cálculo das Curvas de Proteção	55
3.6.	Geração e Plotagem do Coordenograma.....	56
3.7.	Plotagem da Curva do Elo Fusível	57
3.8.	Exportação dos Resultados.....	57
4.	Estudo de Caso	60
4.1.	Linha de Distribuição do setor I da UFMS	60
4.2.	Análise teórica da linha do setor 1 da UFMS.....	61
4.2.1.	Cálculo de Curto-circuito.....	61
4.2.2.	Sobrecorrente Instantânea de Fase e Neutro	62
4.2.3.	Sobrecorrente Temporizada de Fase e Neutro	62
4.2.4.	Sobrecorrente Direcional de Fase e Neutro.....	63
4.3.	Coordenograma de Proteção.....	64
5.	Análise Técnica da Linha	65
5.1.	Fluxo de Potência	65
5.2.	Curto-circuito	71
5.3.	Tensões.....	72
6.	Discussões dos Resultados	75
7.	Trabalhos Futuros	76
8.	Conclusões	77
9.	Referências	78
10.	Anexo 01 – Datasheet do Módulo Fotovoltaico	81
11.	Anexo 02 – Datasheet do Inversor.....	82
12.	Anexo 03 – Capítulo 10, Pág. 3, do Manual do Relé Pextron URP 6100	83

1. INTRODUÇÃO

O Brasil, historicamente, é reconhecido como um dos países com menor intensidade de emissão de poluentes no setor de geração de energia elétrica, devido ao seu vasto potencial hidrelétrico. Esse potencial levou à construção de um número significativo de usinas hidrelétricas, que representam a maior parte da capacidade de geração do país. Contudo, embora a energia gerada no Brasil seja, em termos globais, menos poluente do que a de muitos outros países, o potencial hidrelétrico vem se tornando mais limitado ao longo do tempo, em função da crescente demanda e da redução das disponibilidades hídricas, especialmente em períodos de seca prolongada. Isso tem exigido uma revisão estratégica na matriz energética nacional, buscando soluções que garantam a segurança do suprimento e minimizem impactos ambientais [1].

A crescente escassez de recursos hídricos e o aumento da demanda por eletricidade colocam desafios adicionais para o setor elétrico brasileiro. O Brasil tem recorrido cada vez mais às usinas termelétricas, especialmente durante os períodos de menor vazão nos reservatórios hidrelétricos. Esse aumento na dependência de termelétricas, embora garanta a estabilidade do fornecimento de energia, traz desafios econômicos e ambientais. A queima de combustíveis fósseis não apenas aumenta as emissões de gases de efeito estufa, mas também gera custos elevados para os consumidores finais, uma vez que os combustíveis utilizados nessas usinas são frequentemente importados ou possuem preços voláteis no mercado internacional. Além disso, a dependência de termelétricas compromete os compromissos do Brasil com a descarbonização do setor elétrico [2].

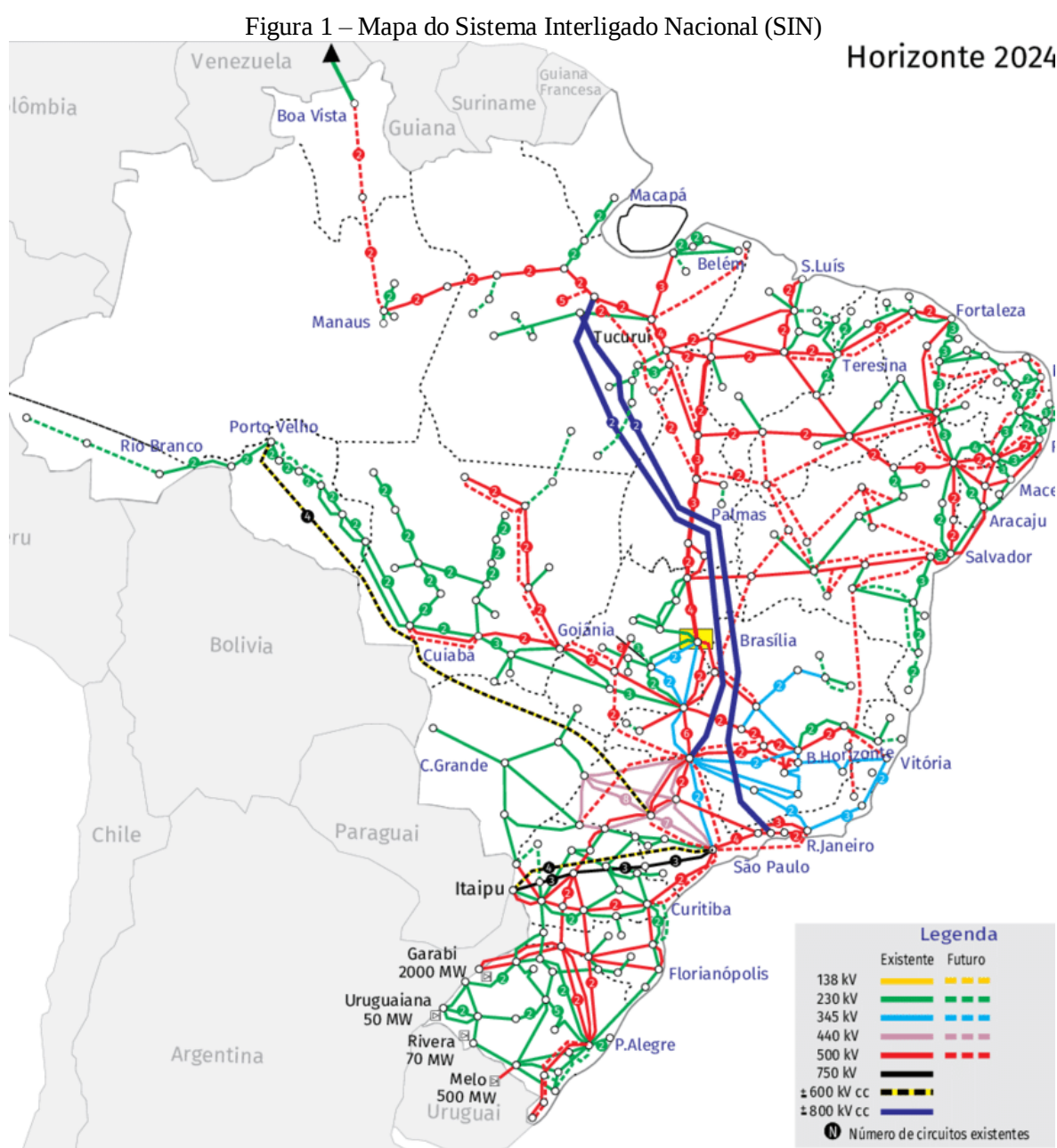
Diante desse cenário, políticas voltadas à diversificação da matriz energética brasileira têm ganhado destaque, incentivando o uso de fontes mais limpas e sustentáveis. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), lançado nos anos 2000, desempenhou um papel crucial na consolidação da geração eólica no país. Ao longo dos anos, a regulamentação avançou, culminando na Resolução Normativa n.º 482 (REN 482) da ANEEL, que criou um marco regulatório para a geração distribuída. Esse conjunto de medidas impulsionou significativamente a adoção de sistemas fotovoltaicos conectados à

rede elétrica, promovendo uma maior descentralização da produção energética. Como resultado, em 2022, as fontes eólicas e solar representavam conjuntamente mais de 15% da eletricidade gerada no Brasil, evidenciando o impacto positivo dessas iniciativas no crescimento das energias renováveis [3 - 5].

Nos últimos cinco anos, a geração de energia solar no Brasil experimentou um crescimento exponencial, tornando-se a segunda principal fonte de eletricidade do país em termos de potência instalada. Esse avanço tem sido impulsionado por investimentos no setor, pela redução dos custos de painéis solares e pela crescente conscientização sobre a necessidade de transição para fontes renováveis. Dados da ANEEL indicam que o Brasil possui atualmente 21.224 usinas fotovoltaicas em operação, além de 2.641.323 unidades de geração distribuída, resultando em uma capacidade total de 43,6 GW, o que corresponde a aproximadamente 18,7% da potência instalada no país [6 - 7].

Esse crescimento está alinhado às diretrizes da transição energética, um processo global que busca reduzir a dependência de combustíveis fósseis e ampliar a participação de fontes renováveis. No Brasil, essa transição ocorre em um contexto particular, onde a exploração e produção de petróleo e gás natural continuam crescendo devido à recuperação dos preços do petróleo e aos leilões de blocos exploratórios. No entanto, a expansão de fontes como solar fotovoltaica, eólica e biomassa evidencia uma tendência irreversível de eletrificação limpa e sustentável, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa e garantindo maior segurança energética para o país [8 - 9].

Paralelamente, a modernização do Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem permitido maior integração entre diferentes fontes de energia. O Brasil, que historicamente dependia de um modelo centralizado de geração e transmissão, consolidou um sistema interligado nacional (SIN), vide Figura 1, permitindo o intercâmbio de energia entre regiões e melhorando a segurança operacional [10]. Essa interconexão, embora beneficie a confiabilidade do suprimento elétrico, também aumenta a complexidade da gestão e do planejamento energético, tornando essencial a adoção de estratégias mais eficientes de proteção e controle do sistema. Além disso, a diversificação das fontes de geração impõe novos desafios operacionais e de proteção elétrica, que devem ser cuidadosamente analisados para evitar impactos negativos no desempenho do sistema [11].



Fonte: ONS, 2024

O mercado livre de energia desempenha um papel fundamental no contexto energético brasileiro, promovendo maior competitividade entre os geradores e incentivando o desenvolvimento de tecnologias para tornar a geração mais eficiente e economicamente viável. O avanço desse mercado tem permitido que consumidores adquiram energia diretamente de geradores, comercializadores ou até mesmo de outros consumidores, conferindo maior flexibilidade na escolha do fornecedor. Entretanto, a migração para o mercado livre implica desafios relacionados à regulação, ao planejamento energético e à necessidade de equilíbrio entre oferta e demanda [12]. No mercado livre, o consumidor final tem a possibilidade de adquirir energia diretamente de geradores, comercializadores ou até

mesmo de outros consumidores, conferindo maior flexibilidade na escolha do fornecedor. No entanto, ele permanece dependente dos serviços da concessionária de distribuição de energia elétrica local. Isso ocorre porque, no mercado livre, a mudança se dá exclusivamente no âmbito contratual, enquanto a infraestrutura física de fornecimento de energia continua sob responsabilidade da distribuidora. Como resultado, o consumidor deve remunerar a concessionária pelo uso da rede elétrica por meio do pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), incluída nas faturas de distribuição [13]. Dessa forma, ao ingressar no mercado livre, o consumidor deixa de pagar a Tarifa de Energia (TE) para a concessionária local e passa a efetuar pagamentos mensais diretamente ao seu fornecedor de energia [14–15].

Entretanto, a crescente inserção de novas fontes geradoras, especialmente a solar fotovoltaica, além de alterar a dinâmica contratual e regulatória, introduz desafios tecnológicos e operacionais significativos. Entre eles destacam-se a variabilidade da geração, a limitação na contribuição de corrente de falta dos inversores e a maior complexidade na coordenação entre os dispositivos de proteção. Estudos apontam que uma parcela expressiva dos projetos com geração distribuída enfrenta dificuldades na correta definição de ajustes e na manutenção da seletividade, comprometendo a confiabilidade do sistema elétrico.

Nesse contexto, este estudo busca contribuir para o avanço das pesquisas relacionadas à proteção de sistemas elétricos interligados com presença de geração distribuída. A integração dessas novas fontes impõe desafios à segurança e confiabilidade da rede, exigindo um planejamento adequado e a implementação de mecanismos eficientes de proteção. A proteção do sistema elétrico deve considerar a seletividade, a coordenação entre os dispositivos de proteção e a rápida identificação de falhas, garantindo a segurança do suprimento e minimizando riscos operacionais. Dessa forma, a pesquisa visa oferecer uma abordagem sistemática para o estudo de proteção em redes elétricas que contemplem tanto a infraestrutura convencional quanto as novas configurações decorrentes da expansão da geração distribuída, alinhando-se às tendências globais de transição energética e modernização dos sistemas elétricos.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO, JUSTIFICATIVA (MOTIVAÇÃO) PARA O DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Atualmente, observa-se uma escassez de ferramentas computacionais dedicadas ao suporte na elaboração de estudos de proteção e seletividade aplicados a subestações de unidades consumidoras com geração distribuída. Diante dessa lacuna, identificou-se a necessidade do desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de auxiliar na análise e, adicionalmente, oferecer um meio complementar de validação dos estudos de proteção realizados.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. *Objetivo Geral*

Desenvolver um estudo detalhado de proteção elétrica para unidades consumidoras que operam com duas fontes distintas de energia: a fornecida pela concessionária e a proveniente da geração distribuída fotovoltaica. O estudo incluirá a análise do fluxo de potência sob condições unidirecionais e bidirecionais, considerando suas respectivas tensões, perdas e impactos sobre a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico.

1.2.2. *Objetivos Específicos*

- I. Desenvolver uma metodologia para estudos de proteção elétrica em unidades consumidoras que operam com geração distribuída fotovoltaica, considerando os desafios técnicos e operacionais associados à integração dessa fonte ao sistema elétrico
- II. Analisar o desempenho elétrico de uma unidade consumidora alimentada em média tensão, avaliando o fluxo de potência, os níveis de tensão e as perdas, tanto na presença quanto na ausência da geração distribuída fotovoltaica. O estudo será aplicado ao setor 1 da UFMS, permitindo uma abordagem prática e contextualizada.
- III. Desenvolver e disponibilizar livremente códigos em Matlab® para a plotagem do coordenograma de proteção, abrangendo as funções de proteção 50/51F, 50/51N, 67F temporizado, 67F instantâneo, 67N temporizado e 67N instantâneo. Além disso, os códigos incluirão pontos ANSI e NANSI do transformador de menor potência e curvas do elo fusível, proporcionando uma ferramenta acessível e útil para análises de proteção elétrica.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DE ESTUDOS DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE

2.1. COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

A coordenação tem como objetivo promover a integração entre as diversas partes do sistema e a sequência das funções. Quando aplicada aos sistemas de proteção, ela envolve o ajuste dos parâmetros dos dispositivos de forma a garantir que, diante de uma falha em determinado ponto da rede elétrica, os relés mais próximos à falha sejam acionados de maneira priorizada, isolando e corrigindo o problema de forma eficiente.

A seletividade, por sua vez, caracteriza-se pela capacidade do sistema de proteção em identificar e isolar de forma precisa apenas a parte do sistema de potência afetada pela falha. Para alcançar uma seletividade ideal, é necessário comparar as características operacionais dos dispositivos e ajustar seus parâmetros de proteção, de modo que, para qualquer corrente de falha, o tempo de atuação do dispositivo mais próximo ao ponto de defeito seja inferior ao tempo de atuação da fonte, limitando, assim, a área afetada e promovendo um isolamento mínimo do sistema elétrico.

O projeto de proteção deve assegurar uma seletividade eficiente entre os dispositivos, de forma que os equipamentos possuam as qualidades de precisão, segurança e sensibilidade necessárias para garantir uma atuação rápida e eficaz.

2.2. CURTO-CIRCUITO

O curto-circuito ocorre quando há um contato entre condutores com potenciais distintos, o que pode ocorrer de forma direta, franca ou por meio de uma impedância, ou ainda de maneira indireta, através de um arco voltaico.

No contexto do sistema elétrico, as principais causas de curto-circuito incluem: quedas de árvores sobre as linhas aéreas, ação de animais sobre as linhas, inundações, desmoronamentos, queimadas, descargas atmosféricas, falhas na isolação dos equipamentos elétricos, manobras incorretas, entre outras.

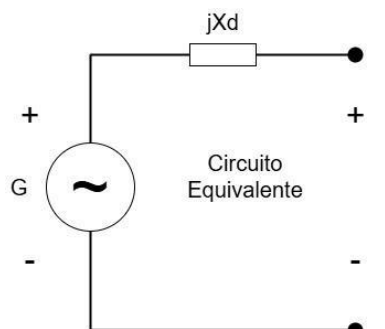
As correntes de curto-circuito apresentam valores de alta magnitude, mas com duração geralmente curta, frequentemente limitando-se a frações de segundo. Os danos causados na instalação elétrica estão diretamente relacionados à adequada atuação dos dispositivos de proteção e à seletividade do sistema. Os valores de pico dessas correntes variam tipicamente de 10 a 100 vezes a corrente nominal no ponto de defeito da instalação, sendo que esses valores dependem da localização da falha. As magnitudes dessas correntes são determinadas com base no conhecimento das impedâncias entre o ponto de falha e a fonte geradora [16].

Considera-se como fonte de corrente de curto-circuito qualquer dispositivo elétrico conectado ao sistema que contribua para a magnitude da corrente de falha, como geradores, condensadores síncronos e motores de indução. No entanto, é incorreto atribuir ao transformador a característica de fonte de corrente de curto-circuito, uma vez que o transformador é, na realidade, um equipamento de alta impedância conectado ao sistema elétrico [14].

2.2.1. Curto-circuito Equilibrado

O curto-circuito é classificado como equilibrado quando há uma simetria total entre as fases, tanto antes quanto após a ocorrência do defeito. Neste tipo de curto-circuito, as impedâncias, os módulos das tensões e as correntes de curto-circuito são idênticos para todas as três fases, o que permite a representação do sistema de forma monofásica, conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Representação monofásica no curto-circuito trifásico



Fonte: Criado pelo autor

Entre os tipos de curto-circuito, o trifásico é o único considerado equilibrado, uma vez que apresenta exclusivamente componentes de sequência positiva.

2.2.2. Curto-circuito Desequilibrado

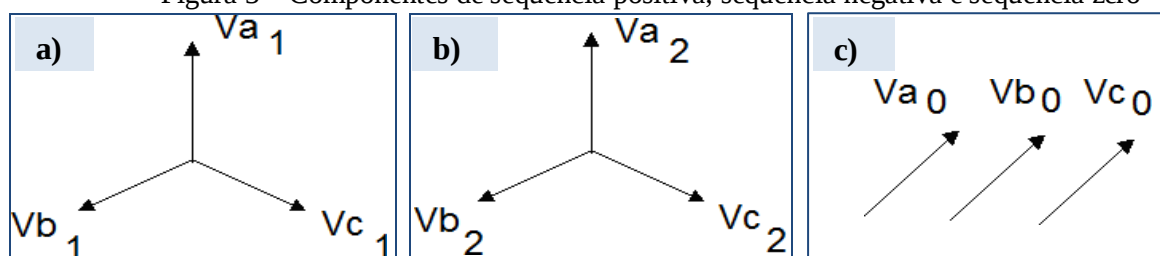
O curto-circuito é considerado desequilibrado quando ocorre um desequilíbrio nas cargas do sistema elétrico, resultando em impedâncias, tensões e correntes de curto-circuito desiguais para as três fases. Neste contexto, não é viável realizar a representação monofásica do sistema elétrico.

Uma abordagem para o cálculo das correntes de curto-circuito desequilibrados é a aplicação do Teorema de Fortescue, o qual será abordado com mais detalhes a seguir [16].

2.2.3. Teorema de Fortescue

Este teorema divide um sistema trifásico desequilibrado em três sistemas trifásicos compostos por fasores balanceados, chamados de componentes simétricos de sequência positiva, sequência negativa e de sequência zero, conforme a Figura 3.

Figura 3 – Componentes de sequência positiva, sequência negativa e sequência zero



Fonte: Criado pelo autor

O sistema de sequência positiva, ilustrado na Figura 3, é composto por três fasores (V_{a1} , V_{b1} , V_{c1}) balanceados, com uma defasagem de 120° entre si e de igual módulo. Este

conjunto de fasores mantém a mesma sequência de fases do sistema original (sequência ABC), ou seja, possui o mesmo sentido de rotação, sendo, por essa razão, também denominado sequência direta.

O sistema de sequência negativa, conforme ilustrado na Figura 3, é composto por três fasores balanceados (V_{a2} , V_{b2} e V_{c2}), com defasagens de 120° entre si e de igual módulo. No entanto, o sentido de rotação é oposto ao do sistema original (sequência ACB), sendo, portanto, também conhecido como sequência inversa.

O sistema de sequência zero é composto pelos três fasores (V_{a0} , V_{b0} e V_{c0}), que possuem o mesmo módulo, mas estão em fase, e, assim, mantêm a mesma sequência de fase do sistema original.

Esses fasores podem ser representados de maneira matricial.

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_{a0} \\ v_{a1} \\ v_{a2} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Para calcular as componentes das sequências V_{a0} , V_{a1} e V_{a2} .

$$\begin{bmatrix} v_{a0} \\ v_{a1} \\ v_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

As equações matriciais também são empregadas no cálculo das correntes de curto-circuito.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (3)$$

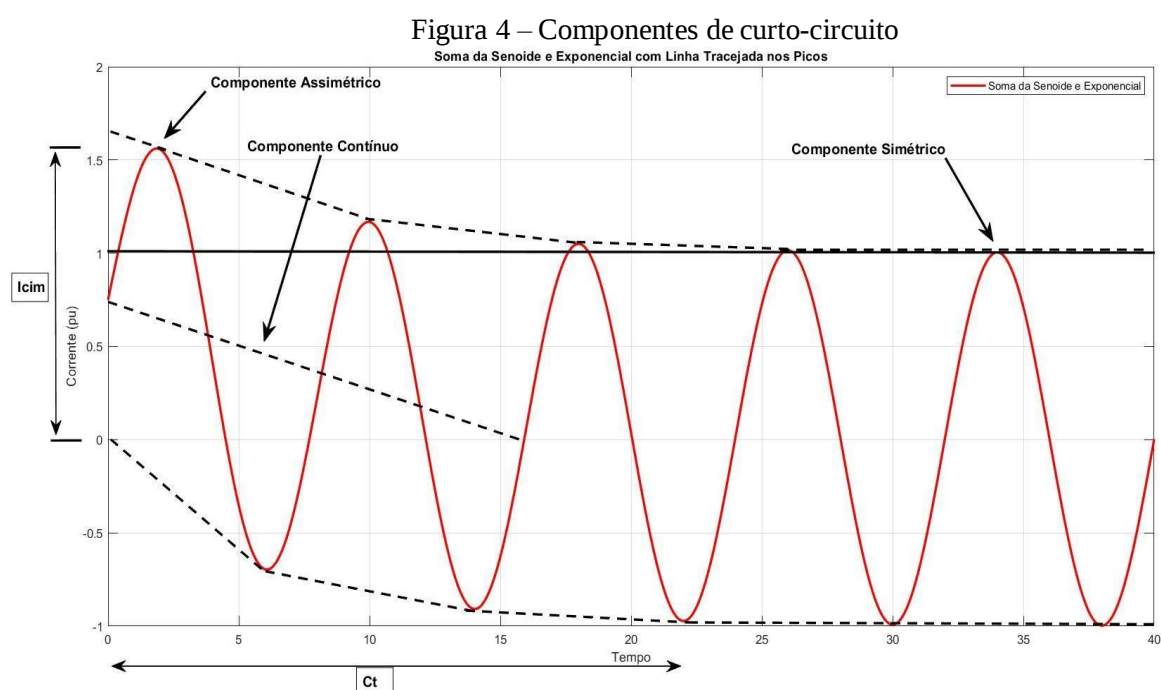
A matriz inversa é utilizada quando o objetivo é calcular as correntes das sequências.

$$\begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4)$$

2.2.4. Correntes de Curto-circuito

A corrente alternada assimétrica é composta por uma componente alternada simétrica e uma componente contínua, conforme indicado pela equação (5) e ilustrado na Figura 4.

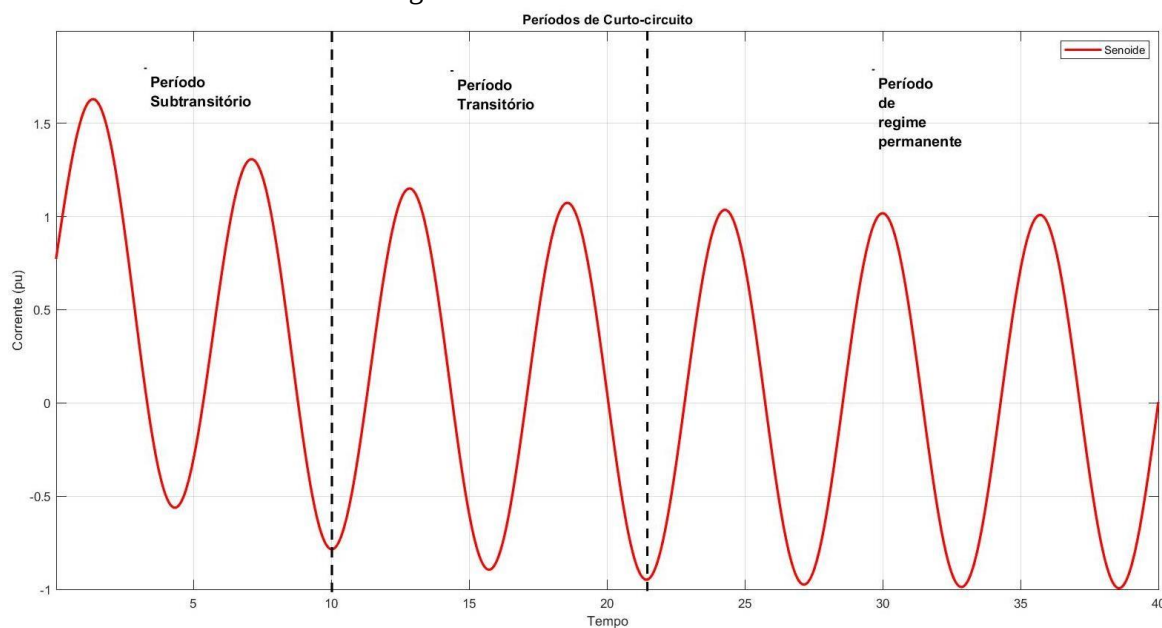
$$i(t) \text{ assimétrica} = i(t) \text{ simétrica} + i(t) \text{ contínua} \quad (5)$$



Fonte: Criado pelo autor

A corrente de curto-circuito, no domínio do tempo, pode ser dividida em três fases: o período subtransitório, o período transitório e o período de regime permanente (vide Figura 5).

Figura 5 – Períodos de curto-circuito



Fonte: Criado pelo autor

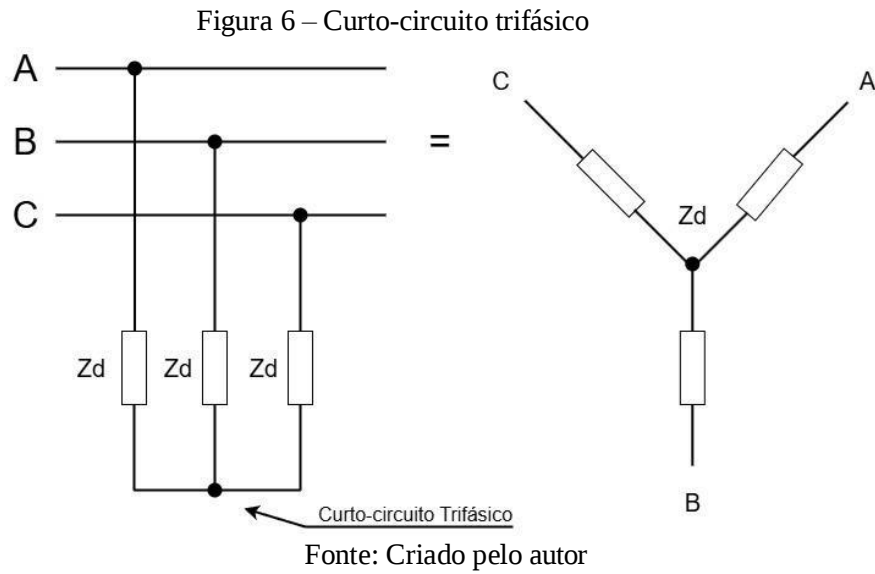
Nos períodos subtransitório e transitório, a corrente de curto-circuito é assimétrica, tendendo a se tornar simétrica à medida que o tempo avança. Após esses períodos, a corrente se torna simétrica, entrando em regime permanente [17].

A magnitude máxima da componente assimétrica é, na prática, obtida ao multiplicar o valor eficaz da componente simétrica pelo fator de assimetria $f(a)$, que é determinado com base na relação X/R , estimada no ponto de falha. A equação para calcular a corrente de curto-circuito assimétrica é a seguinte:

A magnitude máxima da componente assimétrica é, na prática, obtida ao multiplicar o valor eficaz da componente simétrica pelo fator de assimetria f_a .

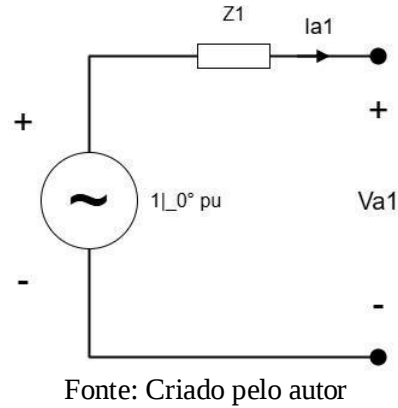
$$I(t) \text{ assimétrica} = f_a \times I(t) \text{ simétrica} \quad (6)$$

No curto-circuito trifásico, a impedância Z_d , ocorre entre os condutores das três fases. O circuito elétrico forma uma conexão em Y, conforme representado na Figura 6.



Como as correntes de curto-circuito estão balanceadas, não há a presença de componentes de sequência negativa nem de sequência zero. Dessa forma, a análise pode ser conduzida exclusivamente no domínio da sequência positiva, onde a impedância Z_d é inserida no circuito equivalente de Thévenin correspondente, conforme ilustrado na Figura 7.

Figura 7 – Diagrama de sequência positiva no curto-circuito trifásico



Z_d (Z_1) é a impedância de sequência positiva acumulada desde o gerador até o ponto de defeito em questão, ou seja, representa a impedância de Thévenin de sequência positiva observada a partir do ponto de defeito [16].

$$I_{a1} = \frac{1}{Z_1} (pu) \quad (7)$$

Onde a tensão nominal, em por unidade (pu), é igual a 1.

Com todas as informações previamente mencionadas sobre o curto-circuito trifásico, podemos aplicar a equação (3).

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \times [I_{a1}] \quad (8)$$

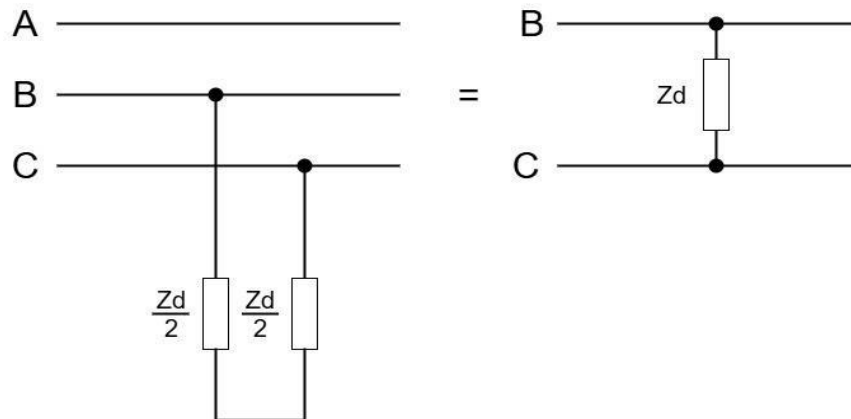
$$I_a = I_{a1}; I_b = I_{a1}; I_c = I_{a1} \quad (9)$$

Assim, a corrente elétrica em módulo em qualquer fase é:

$$I_{cc3\Phi} = \frac{1}{|Z_1|} (pu) \quad (10)$$

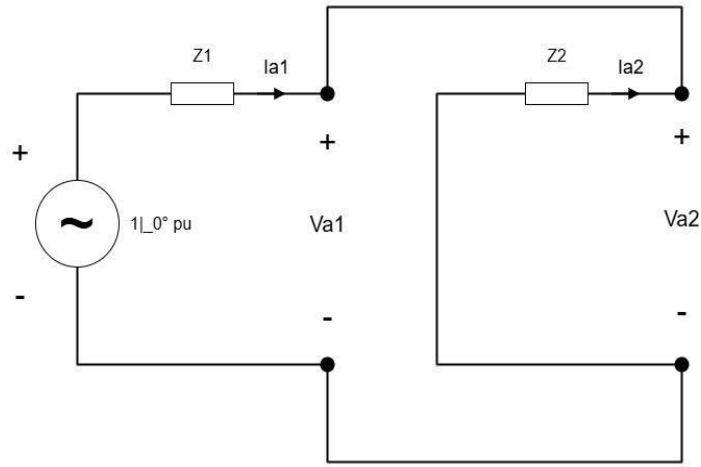
Supondo um curto-circuito entre as fases B e C, no curto-circuito bifásico, a impedância Z_d está conectada entre as duas fases em curto-circuito, conforme ilustrado na Figura 07. A impedância $Z_d/2$ é atribuída ao modelo de sequência positiva e também ao modelo de sequência negativa. Neste tipo de curto-circuito, esses dois modelos são conectados em paralelo, conforme mostrado na Figura 8.

Figura 8 – Curto-circuito bifásico



Fonte: Criado pelo autor

Figura 9 – Impedâncias de sequências no curto-circuito bifásico



Fonte: Criado pelo autor

Temos:

$$Z1 = Z2 \quad (11)$$

$$Ia = 0 \quad (12)$$

$$Ia1 = \frac{1}{(Z1+Z2)} = \frac{1}{(Z1+Z1)} = \frac{1}{2 \times (Z1)} \quad (13)$$

$$Ia2 = -Ia1 \quad (14)$$

$$(a^2 - a) = \sqrt{3} \angle -90^\circ \quad (15)$$

$$(a - a^2) = \sqrt{3} \angle 90^\circ \quad (16)$$

Ao utilizar a equação (3) para a análise das correntes e considerando as informações previamente mencionadas, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} Ia1 \\ Ia1 \\ -Ia1 \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$Ia = (Ia1 - Ia1) = 0 \quad (18)$$

$$Ib = (a^2 \times Ia1 - a \times Ia1) \quad (19)$$

$$Ib = Ia1 \times (a^2 - a) \quad (20)$$

Tendo:

$$I_{a1} = \frac{1}{2 \times Z_1} \quad (21)$$

$$(a^2 - 2) = \sqrt{3} \angle -90^\circ \quad (22)$$

Temos:

$$I_b = \frac{1}{2 \times Z_1} \times \sqrt{3} \quad (23)$$

$$I_b = \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{1}{|Z_1|} \quad (24)$$

$$\frac{1}{|Z_1|} = I_{cc3\Phi} \quad (25)$$

$$I_b = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc3\Phi} \quad (26)$$

Analisando a corrente I_c :

$$I_c = (a \times I_{a1} - a^2 \times I_{a1}) \quad (27)$$

$$I_c = I_{a1} \times (a - a^2) \quad (28)$$

Tendo:

$$I_{a1} = \frac{1}{2 \times Z_1} \quad (29)$$

$$(a^2 - 2) = \sqrt{3} \angle 90^\circ \quad (30)$$

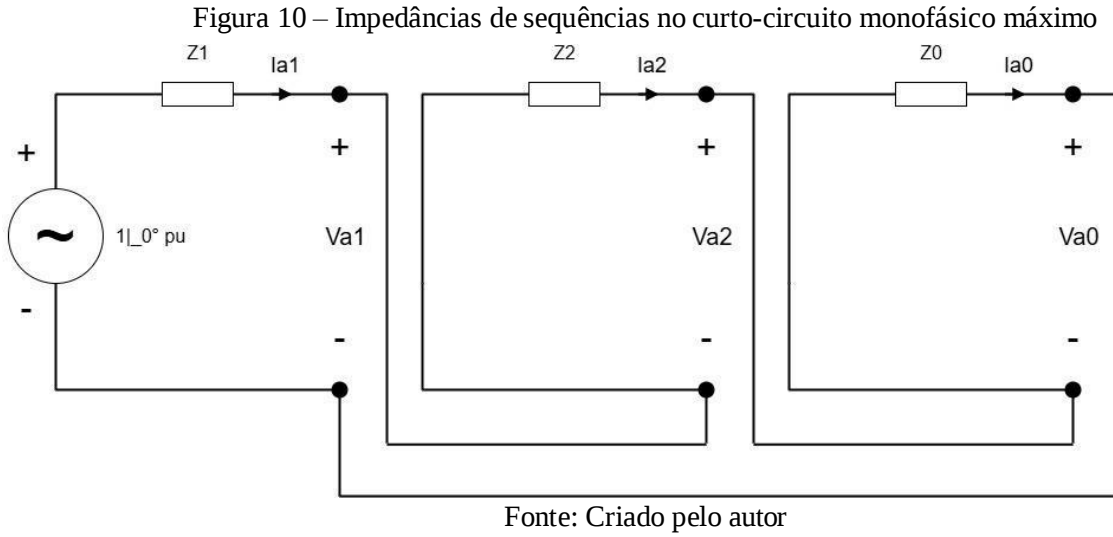
Temos:

$$I_c = \frac{1}{2Z_1} \times \sqrt{3} \quad (31)$$

$$I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc3\Phi} \quad (32)$$

$$I_{cc2\Phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc3\Phi} \quad (33)$$

No curto-circuito monofásico máximo, as impedâncias de sequência positiva, sequência negativa e sequência zero são conectadas em série, conforme ilustrado na Figura 10:



Onde Z_0 é a impedância de sequência zero, acumulada até o ponto de defeito. Ao utilizar a equação (3), temos:

$$\begin{aligned} I_a &= I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \\ [I_b] &= [I_{a0} + a^2 \times I_{a1} + a \times I_{a2}] \\ I_c &= I_{a0} + a \times I_{a1} + a^2 \times I_{a2} \end{aligned} \quad (34)$$

$$Z_1 = Z_2 \quad (35)$$

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_3} = \frac{1}{2 \times (Z_1) + Z_0} \quad (36)$$

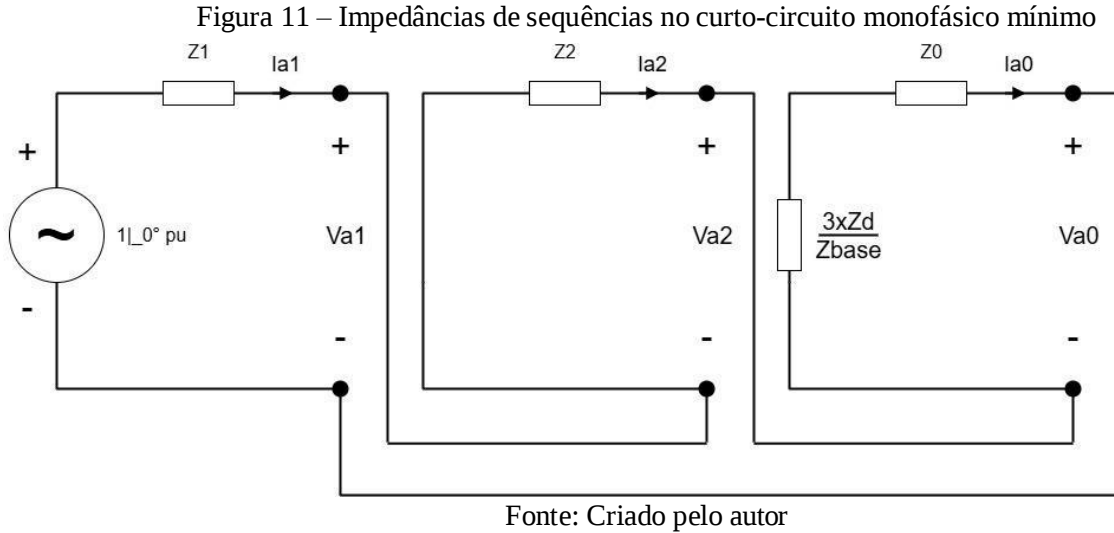
$$I_a = 3 \times I_{a1} \quad (37)$$

$$I_a = \frac{3}{2 \times (Z_1) + Z_0} \quad (38)$$

$$I_{cc1\Phi \text{ monofásico máximo}} = \frac{3}{|2 \times (Z_1) + Z_0|} \times I_{base} \quad (39)$$

O curto-circuito monofásico mínimo também apresenta impedância no ponto de defeito. Nesse caso, a corrente de curto-circuito é baixa, o que proporciona pouca sensibilidade na atuação da proteção. As componentes de cada sequência são conectadas em

série, juntamente com a impedância de defeito, também conectada em série no circuito. Ver Figura 11:



Nesse tipo de curto-circuito, a diferença em relação ao curto-circuito monofásico máximo é a adição da impedância de defeito.

$$I_{cc1\Phi \text{ monofásico mínimo}} = \frac{3}{|2 \times (Z_1) + Z_0 + \frac{3 \times Z_d}{Z_{base}}|} \times I_{base} \quad (40)$$

2.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

O Transformador de Potencial (TP) é um dispositivo utilizado para a aferição de tensão, fornecimento de pequenas cargas e alimentação de circuitos de comando e proteção. Sua principal função é reduzir tensões elevadas a níveis mais baixos e padronizados, o que facilita o processo de medição com maior segurança, especialmente ao interagir com equipamentos e relés de proteção. Além disso, o TP oferece isolamento entre o enrolamento primário e o enrolamento secundário, o que representa uma proteção fundamental para os relés microprocessados. Esse dispositivo é amplamente utilizado em setores como usinas de geração de energia, subestações de transmissão e nas subestações de distribuição de energia, tanto para o abastecimento de indústrias quanto para o comércio.

Existem dois tipos de transformadores de potencial: o indutivo e o capacitivo. Os TPs indutivos são constituídos exclusivamente por enrolamentos de cobre e são empregados

para medir tensões de até 145 kV. Para tensões superiores a 145 kV, opta-se pelo TP capacitivo [18].

A especificação dos transformadores de potencial é realizada com base em diversos parâmetros, incluindo a relação entre as tensões do primário e do secundário, denominada RTP, além de fatores como tensão máxima, frequência, classe de exatidão, faixa de temperatura, uso em ambientes internos ou externos, nível de isolamento, fator térmico, número de núcleos, corrente térmica de curto-circuito e tipo de isolamento. A tensão no enrolamento secundário é padronizada em valores que variam entre 115 V e 230 V, sendo 115 V o valor mais comumente utilizado. Além disso, o secundário pode ser equipado com derivações (taps), permitindo a obtenção de diferentes relações de transformação conforme a aplicação desejada. [18].

As principais especificações do TP estão sistematizadas na Tabela 1, conforme os critérios normativos adotados.

Tabela 1 – Características do TP

<i>Características</i>	<i>Valores padrões de fabricação</i>
Frequência	60 Hz
Tensão Máxima	15 kV
Tensão Primária	13800 V – 13800/ $\sqrt{3}$ V
Tensão Secundária	115/ $\sqrt{3}$ V – 115V – 110x220V – 115x230V
Potência Térmica	500 VA – 1000 VA
Classe de Exatidão	0,3P75 ou 1,2P200

Fonte: [19 - 20]

Conforme estabelecido em [20], a Tabela 2 apresenta os fatores de sobretensão nominal atribuídos ao transformador de potencial (TP).

Tabela 2 – Fator de sobretensão nominal do TP

<i>Grupo de ligação</i>	<i>Fator de sobretensão nominal</i>	<i>Duração</i>	<i>Modos de ligação do enrolamento primário e condições do sistema de aterramento</i>
1	1,2	Contínuo	Entre fases de qualquer sistema
2	1,2 1,5	Contínuo 30 s	Entre fase e terra de um sistema com neutro solidamente aterrado
3a	1,2 1,9	Contínuo 30 s	Entre fase e terra de um sistema com neutro não solidamente aterrado ou sistema com neutro isolado, com remoção automática de falha
3b	1,2 1,9	Contínuo Contínuo	Entre fase e terra de um sistema de neutro não solidamente aterrado ou sistema com neutro isolado, sem remoção automática de falha

Fonte: [20]

2.4. TRANSFORMADOR DE CORRENTE

O Transformador de Corrente (TC) é um dispositivo essencial para a aferição dos sinais de corrente elétrica, sendo amplamente utilizado em subestações para medição, proteção e controle. Sua principal função é reduzir a corrente elétrica do enrolamento primário para o enrolamento secundário. A relação de transformação entre essas correntes é denominada RTC, sendo obtida pela divisão entre a corrente primária e a corrente secundária do TC. Além disso, o TC oferece isolamento entre os sistemas de média tensão (MT) e alta tensão (AT), o que é fundamental para a proteção dos relés microprocessados que recebem esses sinais, os quais operam em baixa tensão [21].

De acordo com as normas técnicas da ABNT e da ANSI, os transformadores de corrente são, predominantemente, projetados com corrente nominal secundária de 5 A. Em contrapartida, conforme as normativas europeias, é comum a adoção de corrente secundária em torno de 1 A.

Características técnicas do transformador de corrente (TC), conforme apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Características do TP

<i>Características</i>	<i>Valores padrões de fabricação</i>
Frequência	60 Hz
Tensão Máxima	15 kV
Corrente Primária	100 A – 150 A – 200 A – 250 A – 300A – 400 A – 450 A – 500A – 600 A – 800 A
Corrente Secundária	5 A
Fator Térmico	1,2xIn
Potência Térmica	12,5 VA – 22,5 VA – 25 VA – 45 VA – 50VA – 90 VA – 100 VA
Classe de Exatidão	Medição 0,3C100 – Proteção 10B200 – Medição e Proteção 0,3C12,5 + 10B100

Fonte: [22 - 23]

Para o dimensionamento adequado de um TC, é essencial verificar se as correntes primárias dos TCs são superiores às correntes nominais do sistema elétrico, a fim de manter a faixa de precisão normatizada. A fim de garantir que o TC não entre em saturação durante as correntes de curto-circuito previstas, é necessário calcular a tensão máxima de saturação durante a falta. O valor obtido deve, então, ser comparado com a classe de exatidão do TC.

A partir dos dados obtidos sobre as impedâncias dos enrolamentos dos TCs, dos condutores e do relé de proteção, é possível determinar a tensão máxima nos terminais do TC durante um curto-circuito. De acordo com [24], a tensão máxima secundária de cada TC deve ser calculada pela seguinte equação:

$$U_s = \frac{I_{cc} 3\Phi}{R_{TC}} \times (Z_{TC} + (2 \times Z_{Cabo}) + Z_{Relé}) \quad (41)$$

Outro aspecto relevante é a corrente térmica de curta duração (I_t ou I_{th}), que corresponde à corrente máxima eficaz que o Transformador de Corrente pode suportar sem sofrer danos, por um tempo determinado, geralmente de 1 segundo. Normalmente, o valor de I_{tI} é, no mínimo, 75 vezes a corrente primária para TCs imersos em óleo mineral isolante, e 45 vezes a corrente primária para TCs isolados em epóxi [25].

2.5. DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO

Os disjuntores de média tensão constituem dispositivos eletromecânicos projetados para interromper ou restabelecer correntes elétricas em um circuito específico. Sua função primordial é a proteção dos equipamentos elétricos em uma seção da instalação contra

sobrecargas e curtos-circuitos, sendo sua principal missão interromper as correntes defeituosas no menor tempo possível, mesmo sob condições operacionais extremas [25].

O mecanismo de operação dos disjuntores depende das características específicas de sua construção, embora todos compartilhem o princípio fundamental de um interruptor de corrente elétrica. Inicialmente, é necessário um sistema que permita a separação dos contatos de potência e comando, de forma que possam ser fechados posteriormente. Durante o processo de separação dos contatos de potência, um arco elétrico é gerado entre os extremos, o qual deve ser extinguido para evitar danos aos componentes do sistema. A extinção do arco é realizada por meio de um alongamento controlado do mesmo, o que resulta na diminuição de sua temperatura, além da substituição do meio ionizante entre os contatos por um isolante mais eficiente, como ar, óleo, gás ou vácuo [26].

Os disjuntores desempenham uma função crítica na confiabilidade de sistemas de proteção, sendo essencial que sua concepção permita o correto funcionamento em condições extremas presentes em sistemas elétricos de média tensão. No entanto, é relevante ressaltar que os disjuntores são dispositivos complexos, compostos por peças mecânicas fixas e móveis, condutores, bornes, relés auxiliares e outros componentes, que atuam de forma integrada para garantir seu desempenho. Na análise da confiabilidade de sistemas de proteção, os disjuntores frequentemente se destacam como os dispositivos com maior taxa de falhas. Essas falhas podem ser classificadas em duas categorias: falhas mecânicas e falhas elétricas. As falhas mecânicas podem resultar do desgaste natural ou precoce de um ou mais componentes mecânicos, com exemplos típicos sendo a quebra da alavanca de manobra, falhas nas molas de abertura e fechamento, ruptura de pinos ou parafusos, colagem dos contatos principais e auxiliares, e falhas na vedação das câmaras de extinção de arco. Por outro lado, as falhas elétricas podem ocorrer devido ao desgaste de componentes eletromecânicos, resultando ou não de inadequada manutenção, com exemplos como a diminuição da rigidez dielétrica do material isolante na câmara de extinção de arco, ruptura da bobina de abertura do disjuntor e falhas nos contatos elétricos [27]. A Figura 12 ilustra-se um exemplo de disjuntor de média tensão.

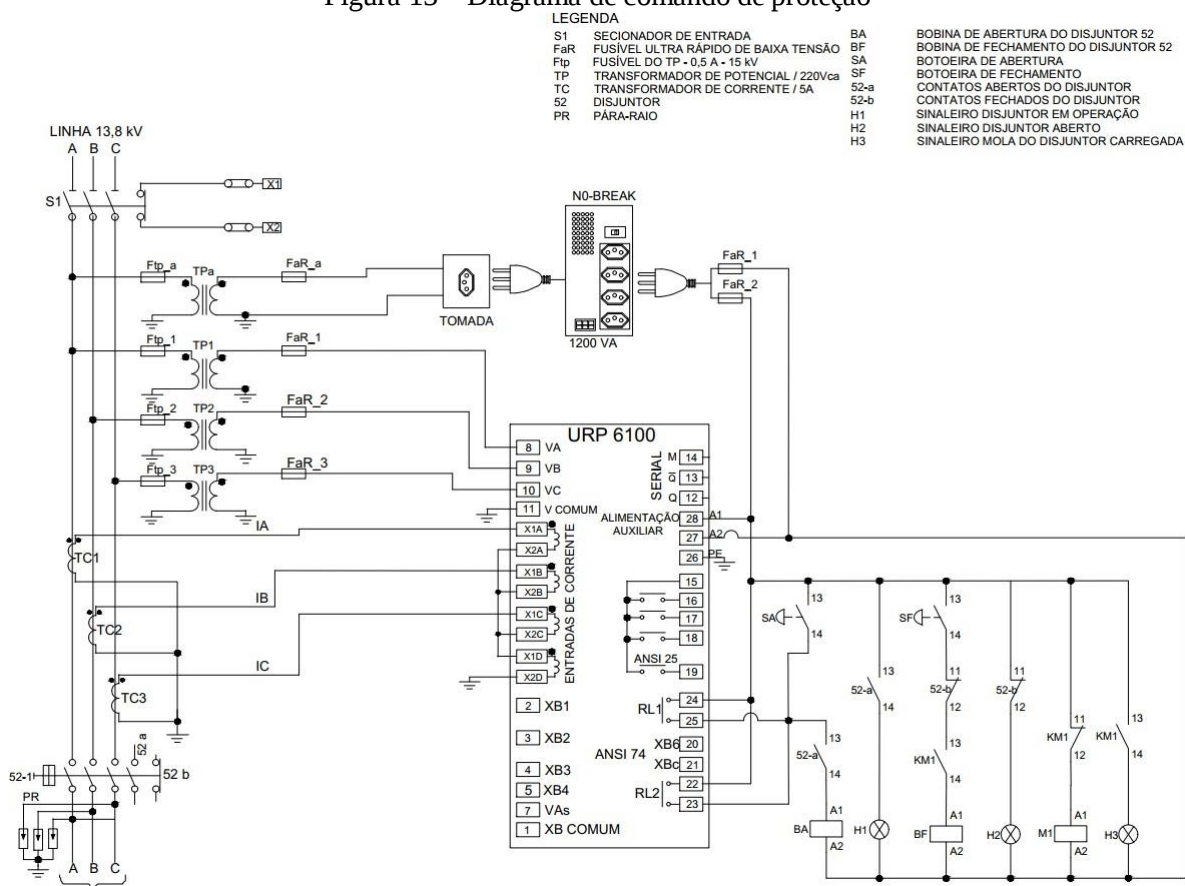
Figura 12 – Disjuntor de média tensão lateral



Fonte: Catálogo Siemens, 2024

A Figura 13 apresenta-se o diagrama esquemático do sistema de comando de proteção, evidenciando a interação entre o relé de proteção e o disjuntor de média tensão. Esse diagrama descreve a lógica de atuação do relé, que monitora os parâmetros elétricos da rede e, em caso de detecção de falhas, emite um sinal de disparo para o disjuntor, garantindo a interrupção segura da corrente elétrica e a proteção do sistema.

Figura 13 – Diagrama de comando de proteção



Fonte: Criado pelo autor

O diagrama de comando apresentado na Figura 13 foi elaborado por meio do software AutoCAD®. Para sua concepção, utilizaram-se como referências técnicas o manual do relé Pextron URP 6100 e o manual do disjuntor Siemens 3AH5113-1. A partir das informações fornecidas por ambos os dispositivos, foi possível desenvolver a representação completa do circuito de comando. A lógica de funcionamento do comando foi posteriormente validada por simulação computacional no software Cade SIMU®.

2.6. RELÉ DE PROTEÇÃO

A proteção dos sistemas elétricos de potência é implementada por meio de esquemas de proteção, os quais, na maioria dos casos, são operados por relés. A função primordial desses dispositivos é detectar falhas no sistema com a máxima precisão possível, notificando os operadores por meio de alarmes e sinalizações e, quando necessário, acionando disjuntores para isolar a falha. Esse processo garante a continuidade da operação

das demais partes do sistema, minimizando os impactos negativos decorrentes de defeitos [27].

Os relés desempenham um papel crucial nos sistemas de proteção, pois monitoram constantemente as condições de operação do sistema elétrico. Em caso de falha, como um curto-circuito, o relé detecta o evento e envia um sinal para acionar a abertura do disjuntor, isolando apenas a área afetada e assegurando o funcionamento normal do restante do sistema.

Existem diversos tipos de relés, os quais são classificados de acordo com suas configurações e modos de operação: relés eletromecânicos, relés eletrônicos ou estáticos e relés digitais. Dentre esses, os relés digitais são os mais amplamente utilizados na atualidade devido às suas características avançadas de monitoramento e controle.

Apesar das inovações nos métodos operacionais dos relés, a filosofia subjacente à proteção permanece inalterada. O objetivo fundamental do relé continua sendo garantir a proteção do sistema elétrico, mantendo características essenciais como sensibilidade, seletividade, agilidade, confiabilidade, robustez, durabilidade, estabilidade e operacionalidade [27]. A Figura 14 ilustra um exemplo de um relé de proteção digital, amplamente utilizado em sistemas elétricos.

Figura 14 – Relé de proteção secundário



Fonte: Catálogo Pextron, 2021

Os relés de sobrecorrente apresentam diferentes características de tempo de operação, que podem ser classificadas em duas principais funções: a função de sobrecorrente

temporizada e a função de sobrecorrente instantânea. A função de sobrecorrente temporizada é baseada em curvas de tempo inverso, nas quais o tempo de atuação do relé diminui à medida que o valor da corrente de falha aumenta. Alternativamente, pode ser baseada em tempo definido, em que o tempo de atuação permanece constante para todas as correntes superiores ao valor ajustado. Por outro lado, a função de sobrecorrente instantânea opera com uma curva de tempo definido, acionando o disjuntor de forma imediata quando a corrente ultrapassa o valor preestabelecido. [29]

As curvas de tempo inverso podem ser subdivididas em seis tipos distintos: normalmente inversa (NI), muito inversa (MI), inversa longa (IL), extremamente inversa (EI) e ultra inversa (UI). Cada uma dessas curvas apresenta características específicas de operação, que são selecionadas de acordo com as necessidades do sistema e a natureza dos defeitos esperados. A seguir, apresentamos as particularidades de cada tipo de curva.

A curva normalmente inversa (NI) caracteriza-se por uma relação inversamente proporcional entre o tempo de operação e o valor da corrente de falha. Esse tipo de curva é amplamente utilizado em sistemas elétricos nos quais a corrente de curto-circuito pode variar significativamente, dependendo da capacidade de geração do sistema. Essas características

tornam a curva NI ideal para aplicações onde é necessário um ajuste rápido à magnitude da corrente de falha.

A curva muito inversa (MI) tem uma inclinação mais acentuada que a curva normalmente inversa, o que implica em uma resposta mais rápida à corrente de falha elevada. Essa curva é particularmente indicada para sistemas nos quais a corrente de curto-circuito observada no ponto de instalação do relé é altamente dependente da localização do defeito. Ela é comumente empregada em sistemas de distribuição de energia elétrica operados pelas concessionárias, que exigem maior sensibilidade e seletividade.

A curva inversa longa (IL) apresenta uma temporização mais prolongada, o que evita a atuação do disjuntor em situações de sobrecarga elevada, como ocorre durante a partida de motores de indução. Este tipo de curva é especialmente eficaz para proteger contra sobrecargas moderadas e prolongadas, permitindo que o sistema continue a operar normalmente durante essas condições transitórias, antes de acionar a proteção.

Por fim, a curva extremamente inversa (EI) é a mais acentuada entre as curvas de tempo inverso. Relés equipados com curvas EI são empregados na proteção de alimentadores de distribuição primária, sistemas que utilizam fusíveis e religadores de distribuição, devido à semelhança com as curvas de tempo dessas proteções. A curva EI é projetada para situações em que uma resposta rápida à corrente de curto-circuito é necessária, especialmente em sistemas com baixa capacidade de geração ou com forte dependência da localização do defeito.

A Tabela 04 mostra a equação de cada curva de proteção.

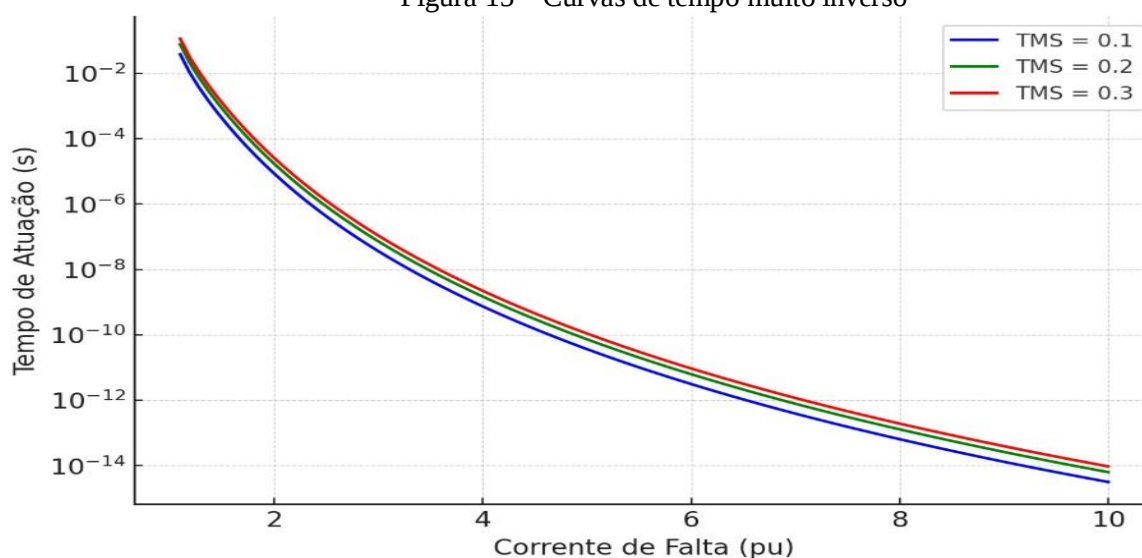
Tabela 4 – Equações de curvas de proteção

Tipo de curva	Equação
Normalmente inversa	$T = \frac{TMS \times 0,14}{\left(\frac{Im}{Ia}\right)^{0,02} - 1}$
Muito Inversa	$T = \frac{TMS \times 13,5}{\frac{Im}{Ia} - 1}$
Inversa Longa	$T = \frac{TMS \times 120}{\frac{Im}{Ia} - 1}$
Extremamente Inversa	$T = \frac{TMS \times 80}{\left(\frac{Im}{Ia}\right)^2 - 1}$
Ultra Inversa	$T = \frac{TMS \times 315,2}{\left(\frac{Im}{Ia}\right)^{2,5} - 1}$

Fonte: [28]

Onde T representa o tempo de atuação da unidade temporizada (s), TMS é o fator de multiplicação do tempo, também denominado 'Dial de tempo' (s), Im corresponde à corrente máxima admissível no circuito, a qual pode estar associada a uma condição de sobrecarga ou de curto-circuito (A), e Ia refere-se à corrente de partida (pick-up) da unidade temporizada (A). A Figura 15 ilustrado o comportamento de uma curva muito inversa.

Figura 15 – Curvas de tempo muito inverso



Fonte: Criado pelo autor

A Figura 15 apresenta o comportamento de uma curva de proteção do tipo muito inversa, considerando três valores distintos de TMS (Time Multiplier Setting). Observa-se

que, à medida que a corrente de falha aumenta, o tempo de atuação do dispositivo de proteção reduz-se, evidenciando a relação inversamente proporcional entre essas variáveis.

Além das curvas analisadas anteriormente, também existe uma curva que representa o comportamento de atuação do relé com característica de tempo definido. Observa-se que, quando o valor de ajuste da corrente de acionamento é ultrapassado, o tempo de atuação permanece constante, independentemente da magnitude da corrente medida. Em outras palavras, a atuação do relé ocorre em um tempo fixo, determinado exclusivamente pelo ajuste da corrente de acionamento, sem influência do valor da corrente que excede esse limite.

2.7. MÉTODO PARA ELABORAÇÃO DO COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO

Primeiramente, para a elaboração do coordenograma de proteção, é necessário realizar cálculos como: a corrente demandada, originada pela potência aparente demandada, para determinar o valor da função de proteção 51, que corresponde à sobrecorrente temporizada. Também deve-se calcular a corrente de magnetização de transformadores, a fim de determinar o valor da função 50, que se refere à sobrecorrente instantânea, em casos nos quais não haja motores de indução com corrente de partida superior ao valor da corrente de magnetização e que apresentem coordenação com a proteção da concessionária.

2.7.1. Corrente de Magnetização

Para o cálculo da corrente de magnetização, conforme [24], pode-se utilizar a seguinte equação:

$$I_{mag} = \frac{1}{\frac{1}{I_{cc3\Phi}} + \frac{U_n \times \sqrt{3}}{S \times 10}} \quad (42)$$

Onde $I_{cc3\Phi}$ é a corrente de curto-circuito trifásica simétrica, S representa a potência aparente total do(s) transformador(es) e U_n é a tensão nominal primária.

2.7.2. Sobrecorrentes Instantâneas

A função 50, referente à sobrecorrente instantânea de fase, pode ser determinada multiplicando a corrente de magnetização por, no máximo, 1,1, conforme indicado em [24].

$$\text{Função 50} = I_{mag} \times 1,1 \quad (43)$$

Para a determinação da sobrecorrente instantânea de neutro, conforme [24], utiliza-se 90% da corrente de curto-circuito monofásico mínimo.

$$\text{Função 50N} = I_{cc1\Phi \text{ monofásico mínimo}} \times 0,9 \quad (44)$$

2.7.3. Sobrecorrentes Temporizadas

Na função 51, sobrecorrente temporizada de fase, a corrente demandada (I_{dem}) pode ser multiplicada por 1,2, conforme [24].

$$\text{Função 51} = I_{dem} \times 1,2 \quad (45)$$

Antes de determinar a função de sobrecorrente temporizada de neutro, é necessário calcular a corrente de desbalanço (I_{des}), que corresponde a 20% da corrente demandada (I_{dem}), conforme [24]. Assim, temos:

$$I_{des} = I_{dem} \times 0,2 \quad (46)$$

A unidade da função 51N utiliza 120% da corrente de desbalanço (I_{des}), conforme [24]. Assim, temos:

$$\text{Função 51N} = I_{des} \times 1,2 \quad (47)$$

2.7.4. Pontos ANSI e NANSI dos Transformadores de Potência

Outro fator de grande importância é o cálculo dos valores ANSI e NANSI para o(s) transformador(es) de potência (força), com o objetivo de verificar, por meio do coordenograma, se estes estarão protegidos pelo relé de proteção e, conseqüentemente, pelo desarme do disjuntor ou religador. Caso contrário, será necessário utilizar elos fusíveis para

proteção. De acordo com [24], para calcular os pontos IANSI e NANSI do transformador, as seguintes equações podem ser aplicadas:

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \times I_{trafo} \quad (48)$$

$$I_{NANSI} = \frac{I_{ANSI}}{3} \quad (49)$$

Onde Z% representa a impedância percentual do transformador e I_{trafo} é a corrente nominal primária do transformador.

No caso de haver mais de um transformador de potência, utilizam-se os pontos ANSI e NANSI do transformador de menor potência aparente no coordenograma de proteção.

2.7.5. *Sobrecorrente Direcional*

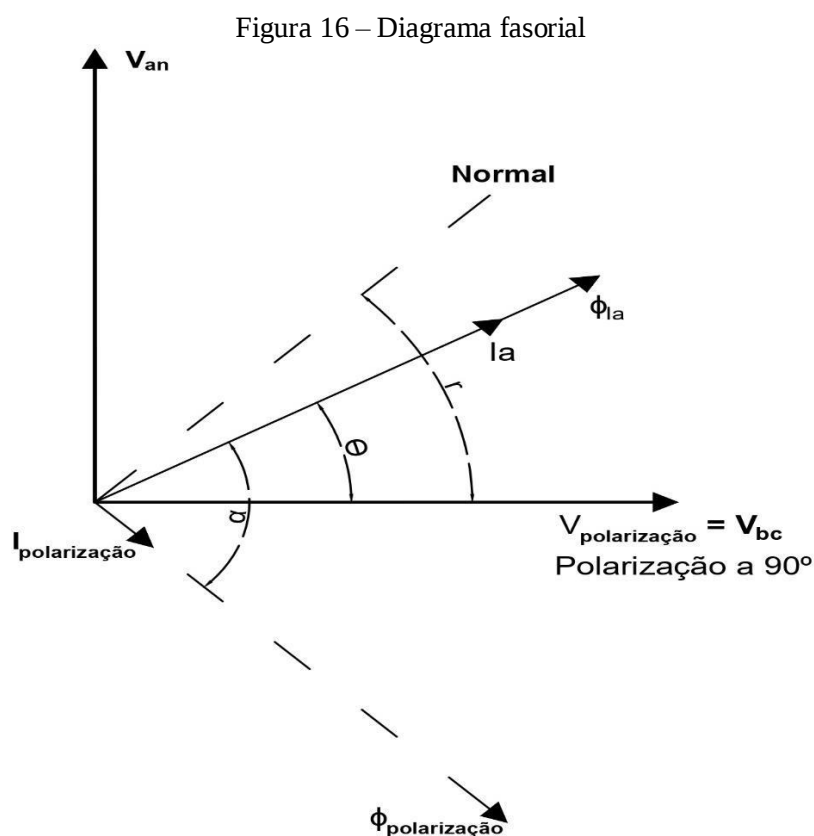
Quando duas subestações estão interligadas de maneira que cada uma delas possa atuar como uma fonte de geração, e quando múltiplos geradores estão alimentando um consumidor, o fluxo de corrente pode seguir direções distintas ao longo do sistema elétrico. Em tais condições, em que a corrente pode percorrer ao menos dois caminhos diferentes, é necessário o uso de relés direcionais, os quais executam a função 67, correspondente à sobrecorrente direcional.

Os relés direcionais operam com base em duas grandezas de entrada: a grandeza de atuação e a grandeza de polarização. O relé direciona sua atuação ao comparar os fasores dessas grandezas. A grandeza de atuação deve variar conforme a localização do defeito, utilizando-se para isso a corrente do circuito a ser protegido. Por sua vez, a grandeza de polarização permanece constante, independentemente da posição do defeito. Os métodos de polarização mais comuns são os baseados em tensão ou corrente [9].

A polarização por tensão ocorre por meio da análise das tensões no local em que o relé está instalado, utilizando transformadores de potencial (TPs). Esse método é amplamente utilizado em relés de fase. Em contraste, a polarização por corrente se baseia na análise de uma corrente de referência proveniente do sistema protegido, por meio de transformadores de corrente (TCs). Esse tipo de polarização é frequentemente empregado na

proteção de neutro e terra, especialmente em alimentadores com múltiplas fontes de correntes de sequência zero [9].

Considerando um curto-circuito na fase “A”, o diagrama fasorial das grandezas envolvidas no funcionamento do relé direcional é ilustrado na Figura 16.



Fonte: Criado pelo autor

Onde:

I_a é a corrente secundária da fase “A”, no momento do curto-circuito;

ϕ_{Ia} é o fluxo magnético gerado pela corrente “ I_a ” na bobina de corrente do relé direcional, estando o fluxo em fase com a corrente “ I_a ”;

V_{an} é a tensão secundária da fase “A” em relação ao neutro;

$V_{polarização}$ é a tensão de polarização entre as fases “B” e “C”, neste caso específico;

$I_{polarização}$ é a corrente elétrica que circula pela bobina de potencial, sendo gerada pela tensão de polarização aplicada à bobina de tensão do relé direcional;

$\phi_{\text{polarização}}$ é o fluxo magnético na bobina de tensão, gerado pela tensão de polarização, e está em fase com a corrente de polarização;

α é o ângulo entre os fluxos ϕ_{I_a} e $\phi_{\text{polarização}}$;

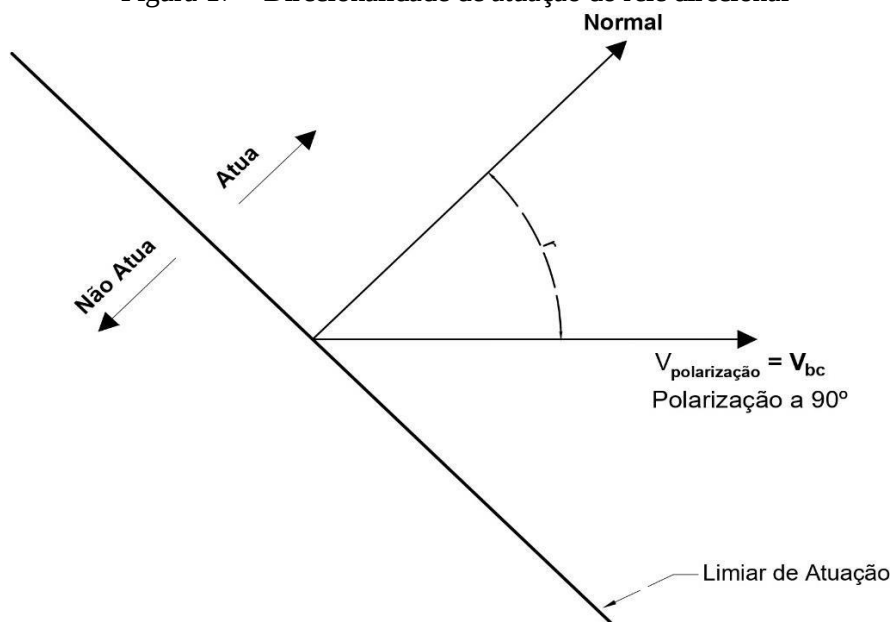
θ é o ângulo entre a corrente “ I_a ” e a tensão de polarização;

r é o ângulo de torque máximo do relé, uma característica específica do relé, conforme o seu processo de fabricação.

A reta normal forma um ângulo de 90° com a polarização ϕ do relé. O fluxo de polarização é determinado pela estrutura do relé, levando em consideração a impedância da bobina de tensão do dispositivo.

No momento do curto-circuito, devido à alta indutância do circuito elétrico, a corrente “ I_a ” apresenta uma grande defasagem em relação à tensão “ V_{an} ”. A defasagem entre a corrente “ I_a ” e a tensão “ V_{an} ” é equivalente ao ângulo de $90^\circ - \theta$ (Vide Figura 17).

Figura 17 – Direcionalidade de atuação do relé direcional



Fonte: Criado pelo autor

A partir da análise da Figura 17, observa-se que a reta de limiar de atuação divide o plano em duas regiões distintas. No contexto de um curto-circuito, se o fasor da corrente de curto-circuito se posicionar à direita da reta de limiar, um torque positivo é gerado, o que

resulta na atuação do relé. Por outro lado, se a corrente se posicionar à esquerda, o torque será negativo, impedindo a atuação do relé.

O torque máximo é alcançado quando a corrente de curto-circuito apresenta uma defasagem de $90^\circ - r$. Nessa condição, o fasor da corrente se alinha com a reta normal, conforme ilustrado na Figura 17. Assim, para otimizar a operação do relé, é recomendável ajustar o ângulo r de modo que ele esteja em conformidade com o ângulo do sistema elétrico ou, mais especificamente, com a defasagem da corrente de curto-circuito do trecho protegido. No caso dos relés eletromecânicos de sobrecorrente direcional (67), os fabricantes geralmente oferecem três opções para a seleção do ângulo r . Já nos relés digitais de sobrecorrente direcional (67), a escolha do ângulo r é mais flexível, podendo ser ajustada dentro de uma faixa, por exemplo, entre 20° e 80° [29].

Para a função de proteção direcional de sobrecorrente no sentido da carga em direção à rede da concessionária (denominado "lado carga"), o valor de acionamento (pickup) da unidade temporizada deve ser ajustado considerando a capacidade de sobrecorrente dos inversores fotovoltaicos. Especificamente, adota-se um valor 10% superior à corrente nominal da geração distribuída (GD) fotovoltaica. Essa margem é justificada pela possibilidade de certos inversores fornecerem até 10% a mais de corrente em relação ao seu valor nominal, conforme indicado por fabricantes.

Adicionalmente, assume-se que os inversores estejam operando com um fator de potência (FP) de 0,99. Nessas condições, a corrente de pickup para a função de sobrecorrente temporizada (67F_Temp) pode ser determinada pela seguinte equação:

$$Função\ 67F_{Temp} = \frac{P_{GD}}{\sqrt{3} \times V_L \times FP} \quad (50)$$

Sendo:

P_{GD} é a potência ativa da geração distribuída (kW);

V_L é a tensão de linha da primária (kV);

FP é o fator de potência do gerador ou a soma de geradores.

Para a unidade instantânea de sobrecorrente no mesmo sentido (lado carga), adota-se um valor adicional de 15% sobre a corrente nominal da GD. Este ajuste considera não apenas os 10% de capacidade excedente dos inversores, mas também os dados fornecidos nos datasheets dos módulos fotovoltaicos (vide Anexo 1), que indicam uma corrente de curto-circuito até 5% superior à corrente de operação. Assim, a corrente de pickup para a função instantânea (67F_Inst) é dada por:

$$\text{Função } 67F_{Inst} = \text{Função } 67F_{Temp} \times 1,05 \quad (51)$$

Para a função direcional de sobrecorrente de neutro temporizada, define-se o valor de pickup como 20% da corrente calculada para a função 67F_Temp, desde que esse valor seja maior ou igual a 5% da corrente primária do Transformador de Corrente (TC), representada por I_{p_TC} :

$$\text{Função } 67N_{Temp} = \text{Função } 67F_{Temp} \times 0,2 \geq 5\%I_{p_TC} \quad (52)$$

De maneira análoga, para a unidade instantânea de sobrecorrente de neutro, o ajuste é estabelecido como 20% do valor da função 67F_Inst, também condicionado ao limite mínimo de 5% da corrente primária do TC:

$$\text{Função } 67N_{Inst} = \text{Função } 67N_{Temp} \times 1,1 \quad (53)$$

Esses critérios de ajuste visam garantir a coordenação adequada das proteções, respeitando as características elétricas dos dispositivos de conversão e dos módulos fotovoltaicos, ao mesmo tempo em que asseguram a seletividade e a sensibilidade das proteções direcionais.

2.7.6. Potência Direcional

O relé direcional de potência (função 32) assemelha-se ao relé de sobrecorrente direcional (função 67), contudo, é projetado com características mais robustas, desempenhando um papel direto na proteção do sistema elétrico. Diferentemente do relé de sobrecorrente direcional, que não oferece proteção direta, mas monitora outro relé responsável pela proteção do sistema, o relé direcional de potência (função 32) opera de forma independente, exercendo uma função ativa na proteção do sistema.

2.7.7. Sobretensão

Os principais eventos que podem levar à ocorrência de sobretensão no sistema elétrico incluem descargas atmosféricas, chaveamentos e curtos-circuitos monopolares. O limite máximo de tensão operacional do sistema é estabelecido em 110% do valor nominal da tensão. Caso esse limite seja excedido, os relés de sobretensão são acionados, podendo atuar de forma instantânea ou temporizada. No caso de atuação temporizada, a proteção contra sobretensão deve ser configurada de modo que sua duração não ultrapasse 10 segundos, conforme especificado em [30].

2.7.8. Subtensão

A proteção contra subtensões tem como principal objetivo salvaguardar os equipamentos elétricos, especialmente motores e geradores, uma vez que quedas de tensão podem comprometer seriamente o funcionamento e a integridade desses dispositivos. A prevenção contra tais falhas é crucial para a manutenção da confiabilidade e eficiência do sistema elétrico.

Outro aspecto relevante dessa proteção é a atuação em situações onde grandes geradores estão prestes a perder a estabilidade, o que pode resultar em um desligamento não controlado do equipamento. Nesse contexto, os sistemas de proteção contra subtensões desempenham um papel essencial ao prevenir danos adicionais e a instabilidade do sistema.

De acordo com as normas de operação, o sistema elétrico geralmente tolera valores de subtensão até 80% da tensão nominal, sendo que a atuação da proteção deve ocorrer dentro de um limite de tempo máximo de 2 segundos [30].

2.7.9. Proteção de Frequência

A proteção de frequência é implementada em sistemas elétricos para mitigar os efeitos adversos causados por variações de frequência, como sobrefrequência ou subfrequência, que resultam da oscilação da velocidade de máquinas girantes. Essas variações podem ocasionar diversos problemas operacionais, como aquecimento excessivo e vibrações indesejadas, impactando a performance e a longevidade dos equipamentos [30].

O sistema elétrico opera dentro de uma faixa estreita de frequências. Em sistemas de 60 Hz, a frequência não deve ultrapassar o limite de 62 Hz, sendo esse desvio tolerado por no máximo 2 segundos [30]. Vale ressaltar que a sobrefrequência, por si só, não costuma afetar a maioria dos equipamentos elétricos diretamente. No entanto, a oscilação frequente e prolongada pode comprometer a qualidade do fornecimento de energia, afetando especialmente equipamentos sensíveis, como os da área de tecnologia da informação.

As variações de frequência frequentemente acontecem como consequência de perdas significativas de carga, o que leva à aceleração da rotação dos geradores síncronos. Em um sistema de 60 Hz, o funcionamento do sistema pode ser mantido por curtos períodos de tempo com frequências de subfrequência, desde que não desçam abaixo de 58 Hz. No entanto, quando a frequência atinge níveis mais críticos, como abaixo de 56 Hz, a proteção de frequência deve atuar de maneira instantânea para evitar danos irreparáveis ao sistema [30].

2.7.10. Sobrecorrente com Restrição de Tensão

A proteção contra curto-circuito e sobrecarga em sistemas elétricos que exigem uma resposta com características de tempo $\times$ corrente, controlada ou limitada por tensão, é frequentemente utilizada em unidades consumidoras com geração própria em paralelo com a rede de distribuição pública ou em sistemas que operam em rampa. Esta proteção também é aplicada na proteção de linhas de transmissão, servindo como uma retaguarda ao relé de distância [30].

Nos relés controlados por tensão, a unidade de sobrecorrente só é ativada quando a tensão cai abaixo de um nível previamente ajustado. Esses relés tipicamente combinam uma unidade de detecção de corrente e uma unidade de seleção de tempo, ambas com ajustes fixos. A principal vantagem desses relés é sua maior facilidade na coordenação com relés a jusante, devido à sua operação mais direta e ao controle claro do tempo de atuação. A partida do relé de sobrecorrente controlado por tensão é, geralmente, ajustada para 80% do valor da corrente de curto-circuito, proporcionando um nível de segurança adequado ao sistema em questão.

3. FERRAMENTA COMPUTACIONAL GERADOR DE COORDENOGAMA DE PROTEÇÃO

Em suma, esta pesquisa propõe o desenvolvimento de uma metodologia voltada à análise e ao dimensionamento da proteção elétrica em subestações que alimentam unidades consumidoras com inserção de geração distribuída fotovoltaica.

Para apoiar a análise da seletividade e coordenação de dispositivos de proteção elétrica, foi desenvolvida uma ferramenta computacional interativa em linguagem MATLAB®. A aplicação tem como objetivo gerar coordenogramas de proteção de maneira dinâmica e didática, considerando os dispositivos do cliente e da concessionária, os parâmetros do sistema e do transformador, e a inclusão da curva de atuação de um elo fusível.

Optou-se pela utilização do software MATLAB® para a execução do presente trabalho em função de sua robustez, confiabilidade e abrangência de recursos. Trata-se de uma plataforma consolidada, que já dispõe de bibliotecas nativas adequadas para o desenvolvimento de diversas aplicações, dispensando a instalação de pacotes adicionais, o que o diferencia de outros ambientes computacionais. Como limitação, destaca-se o elevado custo associado à aquisição de sua licença.

3.1. ESTRUTURA GERAL DA FERRAMENTA

A ferramenta foi implementada em um único arquivo ‘.m’ e utiliza os recursos de GUI (Graphical User Interface) do MATLAB® por meio das funções ‘uicontrol’, ‘uipanel’ e ‘figure’. A interface permite a entrada de dados por meio de menus suspensos e caixas de texto, e a visualização gráfica é gerada automaticamente a partir das escolhas do usuário. A estrutura funcional pode ser dividida nos seguintes blocos:

Interface gráfica com o usuário (GUI);

Entrada de parâmetros do sistema;

Seleção de curvas de proteção;

Cálculo de curto-circuito e, pontos ANS e NANSI;

Geração das curvas de proteção;

Plotagem do coordenograma;

Adição da curva de elo fusível.

3.2. INTERFACE GRÁFICA COM O USUÁRIO (GUI)

Na Figura 18 mostra-se a interface gráfica da ferramenta computacional.

Figura 18 – Visual da Ferramenta computacional

Fonte: Criado pelo autor

A janela principal é instanciada com dimensões ajustadas para 1224x700 pixels, contendo diversos painéis organizados conforme suas funções:

Painel de Seleção das Curvas

Painel de Parâmetros do Sistema

Painel de Parâmetros do Transformador

Painel de Dados das Funções de Proteção

Painel de Seleção de Elo Fusível

3.3. CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A função ‘calcular_curto_circuito’ realiza os cálculos apresentados pelas equações (10) e (40).

Pseudocódigo para os cálculos das correntes de curto-circuito

// Pseudocódigo 3.3 - calcular_curto_circuito

// Objetivo: Calcular a corrente de base, curto-circuito trifásico e monofásico mínimo.

// Autor: Caique de Souza Batelo e Ruben B. Godoy

// Data: Julho/2025

FUNÇÃO calcular_curto_circuito (real Un, real Z1, real Z0, real Pb): (real Ib, real Icc3, real Icc1)

INÍCIO

// Entrada:

// Un: Tensão nominal (kV)

// Z1: Impedância de sequência positiva (pu)

// Z0: Impedância de sequência zero (pu)

// Pb: Potência base (MVA)

```
// Passos:

// 1. Calcular corrente de base (Ib)

Ib <- (Pb * 1000) / (Un * RAIZ(3))

// 2. Calcular impedância de base (Zb) - (Nota: Esta linha pode ser opcional se só Ib
for usada)

Zb <- (Un * 1000) / (Ib * RAIZ(3))

// 3. Calcular corrente de curto-circuito trifásico simétrico (Icc3)

Icc3 <- (MODULO(1 / Z1)) * Ib

// 4. Calcular corrente de curto-circuito monofásico mínimo (Icc1)

Icc1 <- (MODULO(3 / (2*Z1 + Z0 + 3*100/Zb))) * Ib

// Saída:

RETORNE Ib, Icc3, Icc1

FIM

FIM FUNÇÃO
```

3.4. CÁLCULOS PARA OS PONTOS ANSI E NANSI DO TRAFO DE MENOR POTÊNCIA

Com base nos dados do menor transformador, a função ‘calcular_ansi_nansi’ determina os pontos conforme equações (48) e (49).

Pseudocódigo para calcular os pontos ANSI e NANSI

```
// Pseudocódigo 3.4 - calcular_ansi_nansi

// Objetivo: Calcular as correntes ANSI e NANSI do transformador de menor
potência.
```

// Autor: Caique de Souza Batelo e Ruben B. Godoy

// Data: Julho/2025

FUNÇÃO calcular_ansi_nansi (real Ptraf, real Un, real Ztrafo): (real In, real IANSI, real INANSI)

INÍCIO

// Entrada:

// Ptraf: Potência do menor transformador (kVA)

// Un: Tensão nominal (kV)

// Ztrafo: Impedância percentual do menor transformador (%)

// Passos:

// 1. Calcular a corrente nominal do menor transformador

1. $In = \text{Ptraf} / (\text{RAIZ}(3) * Un)$

// 2. Calcular a corrente ANSI do menor transformador

2. $IANSI = (100 / Ztrafo) * In$

// 3. Calcular a corrente NANSI do menor transformador

3. $INANSI = IANSI / 3$

// Saída:

RETORNE In, IANSI, INANSI

FIM

FIM FUNÇÃO

3.5. CÁLCULO DAS CURVAS DE PROTEÇÃO

A função ‘calcular_curva_individual’ é aplicada para cada curva selecionada e segue as equações da Tabela 4.

Pseudocódigo para os cálculos das curvas de proteção

```
// Pseudocódigo 3.5 - calcular_curva_individual
```

```
// Objetivo: Calcular as correntes das curvas de protecao
```

```
// Autor: Caique de Souza Batelo e Ruben B. Godoy
```

```
// Data: Julho/2025
```

FUNÇÃO calcular_curva_individual (real I50, real I51, real TMS, real k, real a):
(real I, real t)

INÍCIO

```
// Entrada:
```

```
// I50: Corrente instantânea (A)
```

```
// I51: Corrente temporizada (A)
```

```
// TMS: Tempo multiplicador (s)
```

```
// k, a: Parâmetros da curva
```

```
// Passos:
```

```
// 1. Criar vetor de I de I51 até 10000 A
```

```
// 2. Para cada I:
```

a. Se $I < I50$: $t = (k * TMS) / ((I / I51)^a - 1)$

b. Se $I \geq I50$: $t = 0.001$ s

```
// 3. Montar matriz (I, t)
```

```
// Curva de proteção (pares I x t)
```

```
// Saída:
```

```
RETORNE I, t
```

```
FIM
```

```
FIM FUNÇÃO
```

// A curva é interrompida em I50, assumindo tempo instantâneo (0,001 s) para correntes superiores. A discretização da corrente é feita de I51 até 10.000 A, com incremento de 0,1 A.

3.6. GERAÇÃO E PLOTAGEM DO COORDENOGRAMA

A função ‘calcular_curva’ integra todos os blocos, acionada por um botão. A figura gerada apresenta:

As seis curvas de proteção;

Pontos ANSI, NANSI, Icc trifásico e Icc monofásico mínimo;

Curva do elo fusível;

O gráfico é plotado em escala logarítmica com ‘loglog’.

Pseudocódigo para a geração e plotagem do coordenograma

```
// Pseudocódigo 3.6 - coordenograma
```

```
// Objetivo: Plotar coordenograma de protecao
```

```
// Autor: Caique de Souza Batelo e Ruben B. Godoy
```

```
// Data: Julho/2025
```

INÍCIO

// Entrada:

// Dados da interface gráfica

// Passos:

// 1. Ler parâmetros: Un, Z1, Z0, Pb, Ztrafo, Ptrrafo, I50, I51, TMS, etc.

// 2. Calcular Icc3 e Icc1 (calcular_curto_circuito)

// 3. Calcular IANSI e INANSI (calcular_ansi_nansi)

// 4. Calcular curvas com calcular_curva_individual

// 5. Plotar tudo em gráfico log-log

// 6. Adicionar curva do elo fusível (plotFusivelCurve)

// Saída:

// Gráfico coordenograma

3.7. PLOTAGEM DA CURVA DO ELO FUSÍVEL

Utiliza dados tabulados de tempo em função da corrente para cada modelo de elo. A interpolação é feita em escala log-log. As curvas mínima e máxima são representadas nas cores verde e amarela.

3.8. EXPORTAÇÃO DOS RESULTADOS

A figura final do coordenograma é salva automaticamente com o nome ‘Coordenograma.fig’, possibilitando sua posterior edição no ambiente MATLAB®. Além do formato .fig, o coordenograma pode ser exportado nos formatos .png e .pdf para fins de documentação e apresentação.

Pseudocódigo para a exportação dos resultados

INÍCIO

1. Inicializar interface gráfica:

- Criar janela principal
- Criar painéis de entrada: curvas, parâmetros elétricos, proteção, transformador, elo fusível

- Popular menus com tipos de curvas e elos disponíveis

- Armazenar handles de entrada no UserData da figura

2. Aguardar interação do usuário:

- Seleção de curvas para cada função (via popup menus)

- Inserção de parâmetros (tensão, impedância, potências, I50, I51, TMS, etc.)

- Seleção do elo fusível

- Clique no botão "Plotar Coordenograma"

3. Quando botão for acionado:

3.1. Ler dados da interface gráfica:

- Parâmetros do sistema e do transformador

- Parâmetros de cada curva de proteção

- Tipo de curva selecionado → obter k e a

3.2. Calcular:

- Corrente base (I_b)

- I_{cc} trifásico (I_{cc3}) e monofásico (I_{cc1})

- Corrente nominal e pontos ANSI/NANSI

- Curvas de proteção via equação inversa padrão

3.3. Plotar gráfico:

- Traçar curvas 50/51 e 67 para cliente e concessionária

- Marcar pontos I_{cc} , ANSI e NANSI

- Adicionar curva interpolada do elo fusível

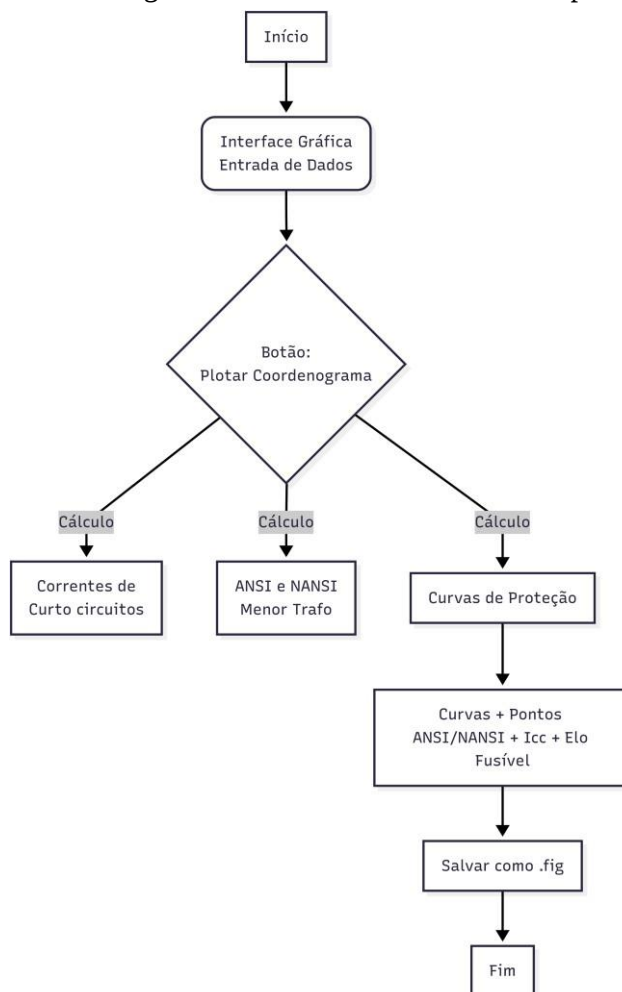
- Inserir título, legenda e eixos log-log

3.4. Salvar figura em arquivo (.fig)

FIM

Na Figura 19 observa-se o diagrama de blocos da ferramenta computacional.

Figura 19 – Diagrama de Blocos da Ferramenta computacional



Fonte: Criado pelo autor

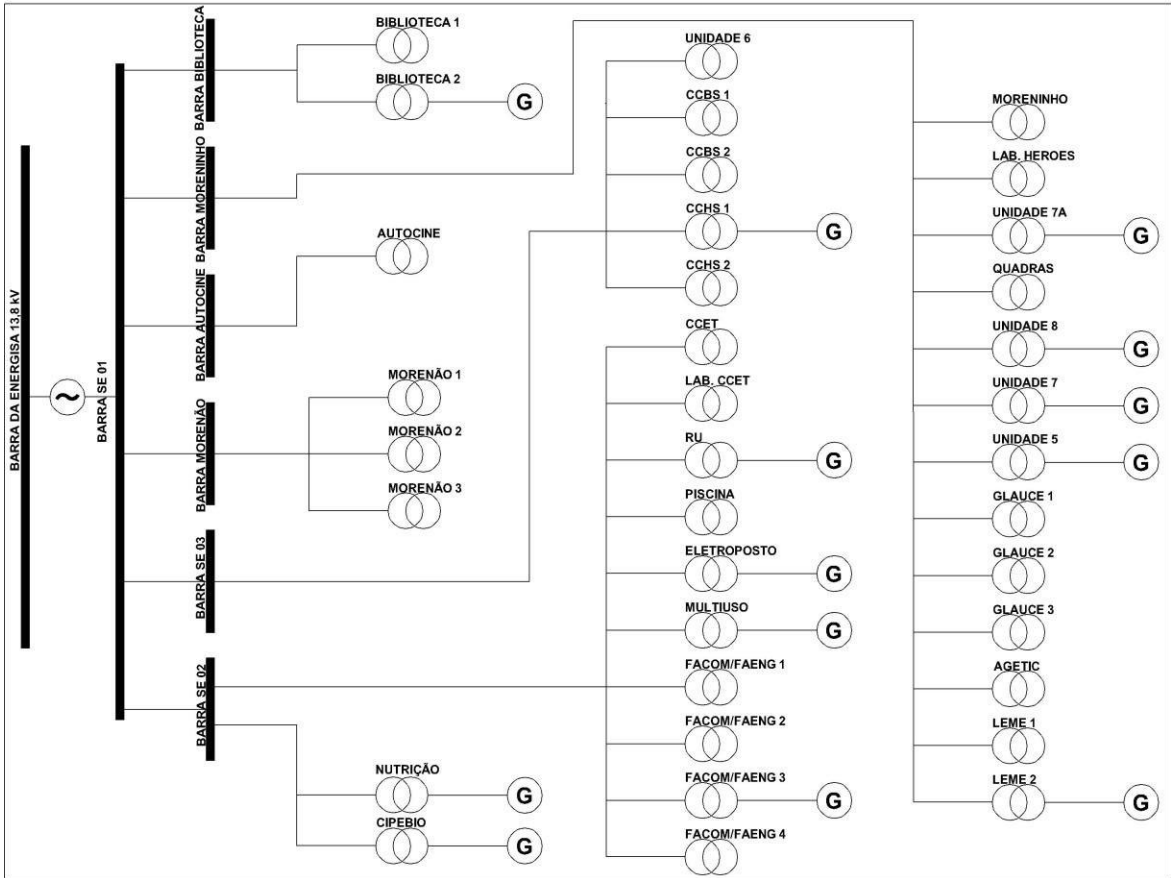
Inicialmente, é necessário realizar a inserção e a seleção dos dados de entrada, os quais incluem: definição dos tipos de curvas, inserção da impedância de sequência positiva e de sequência zero da linha, especificação da potência e da impedância do transformador de menor potência, além da seleção do elo fusível. Após o fornecimento desses parâmetros de entrada, o usuário deve acionar o comando 'Plotar Coordenograma'. A partir desse procedimento, o software executará automaticamente os cálculos necessários e apresentará graficamente as curvas de proteção, a curva do elo fusível, o ponto de curto-circuito trifásico, o ponto de curto-circuito monofásico mínimo, bem como os pontos ANSI e NANSI associados ao transformador de menor potência.

4. ESTUDO DE CASO

4.1. LINHA DE DISTRIBUIÇÃO DO SETOR I DA UFMS

A Figura 20 representa o diagrama unifilar da linha do setor I da UFMS.

Figura 20 - Diagrama unifilar da linha do setor I da UFMS



Fonte: Criado pelo autor

4.2. ANÁLISE TEÓRICA DA LINHA DO SETOR 1 DA UFMS

4.2.1. Cálculo de Curto-circuito

A Tabela 5 apresenta os parâmetros elétricos característicos da linha pertencente à Concessionária Local.

Tabela 5 – Impedâncias de entrada. Valores na base de 100 MVA

<i>Impedâncias Equivalentes</i>					
<i>Sequência Positiva</i>	<i>Sequência Zero</i>	<i>Grandezas</i>	<i>Retaguarda da Concessionária</i>		
0,215 +j 0,722	0,342 +j 1,884	pu		<i>Fase</i>	<i>Neutro</i>
0,409 +j 1,375	0,652 +j 3,588	Ω	<i>Partida (A)</i>	540	60
			<i>Dial</i>	0,8	0,18
			<i>Curva</i>	IEC VI	IEC LTI
			<i>Inst. (A)</i>	7404	6500

Fonte: Energisa

A determinação da impedância de base e da corrente de base é um procedimento essencial na análise em valores por unidade. A impedância de base é obtida a partir da razão entre o quadrado da tensão de linha nominal e a potência aparente de base, resultando em um valor de 1,9 pu. Já a corrente de base é calculada considerando a razão entre a potência aparente de base e o produto da tensão de linha pelo fator de conversão $\sqrt{3}$, característico de sistemas trifásicos, resultando em uma corrente de base de 4183,7 A. Esses parâmetros são fundamentais para a normalização das grandezas elétricas e a simplificação da análise de redes elétricas.

Ao receber os valores das impedâncias de entrada fornecidos pela concessionária local, realiza-se a conversão dessas impedâncias da forma retangular para a forma polar. Dessa forma, obtêm-se as impedâncias de sequência positiva e negativa, ambas iguais a $0,7533\angle 73,42^\circ$, e a impedância de sequência zero igual a $1,9148\angle 79,7^\circ$. Com esses parâmetros e aplicando a equação (10), procede-se ao cálculo da corrente de curto-circuito trifásico simétrico.

$$I_{cc3\Phi} = 5554\angle -73,4^\circ \text{ A} \quad (50)$$

Antes de calcular o curto-circuito monofásico mínimo simétrico, é necessário expressar as impedâncias na forma retangular para realizar a soma. Em seguida, essas impedâncias são convertidas para a forma polar. Após esses procedimentos, e utilizando a equação (40), determina-se a corrente de curto-circuito monofásico mínimo simétrico.

$$I_{cc1\Phi-\text{monofásico mínimo}} = 79\angle 1,8^\circ \text{ A} \quad (51)$$

A impedância Z_d da equação (11), de acordo com a concessionária local, possui um valor equivalente a 100Ω .

4.2.2. *Sobrecorrente Instantânea de Fase e Neutro*

O primeiro passo consiste na aplicação da equação (42) para a determinação da corrente de magnetização. Cabe destacar que o setor possui um total de 6540 kVA de potência aparente em transformadores.

$$I_{mag} = 1833,1 A \quad (52)$$

A sobrecorrente instantânea de fase é determinada pela aplicação da equação (43).

$$Função\ 50 = 2016,4 A \quad (53)$$

A sobrecorrente instantânea de neutro é obtida por meio da aplicação da equação (44).

$$Função\ 50N = 71,1 A \quad (54)$$

4.2.3. *Sobrecorrente Temporizada de Fase e Neutro*

A demanda do setor 1 é de 1780 kW de potência ativa e, considerando um fator de potência de 0,92, a corrente demandada é calculada em 81 A. Para a determinação da sobrecorrente temporizada de fase, conforme a equação (45), tem-se:

$$Função\ 51 = 97,2 A \quad (55)$$

A corrente de desbalanço é calculada por meio da aplicação da equação (46):

$$I_{des} = 16,2 A \quad (56)$$

Para a sobrecorrente temporizada de neutro, a aplicação da equação (47) resulta em:

$$Função\ 51N = 19,4 A \quad (57)$$

4.2.4. Sobrecorrente Direcional de Fase e Neutro

Para a determinação da direção das unidades 67/67N e 32, considerou-se a configuração dos transformadores de corrente (TC) e transformadores de potência (TP) no relé, de forma a polarizá-lo com direção direta no sentido de consumo de energia elétrica pela carga (Concessionária → Carga) e direção reversa no sentido de injeção de energia (Carga → Concessionária).

De acordo com o manual técnico do relé de proteção Pextron URP 6100 (ver Anexo 3), o ângulo de torque máximo é estabelecido em 45°. Essa definição está ilustrada na Figura 16, a qual apresenta o diagrama fasorial de operação do elemento direcional para a fase “A”. Nesse diagrama, o ângulo de torque máximo, denotado por “r”, é representado em relação à tensão de polarização. A partir da fixação deste ângulo, estabelece-se um plano de separação entre as regiões de operação e de não operação (zona de restrição) do relé, conforme evidenciado na Figura 17. Tal plano é definido com um deslocamento angular de $\pm 90^\circ$ em torno do ângulo de torque máximo, também denominado ângulo característico. Para as fases “B” e “C”, os planos de separação entre as regiões de operação e não operação do elemento direcional são definidos por defasagens angulares de 120° e 240°, respectivamente, em relação ao ângulo de referência da fase “A”. A lógica de operação desses elementos para as fases “B” e “C” é análoga àquela empregada na fase “A”, sendo que os respectivos planos de separação são rotacionados de acordo com a defasagem fasorial característica de cada fase.

No caso da sobrecorrente no sentido da carga para a rede da concessionária (lado carga), o valor de pickup da unidade será ajustado conforme a equação (58). Assim, temos:

$$\text{Função } 67F_{Temp} = 30,0 \text{ A} \quad (58)$$

O valor da unidade instantânea direcional será ajustado de acordo com a equação (51). Assim, temos:

$$\text{Função } 67F_{Inst} = 31,3 \text{ A} \quad (59)$$

Para a função de sobrecorrente direcional de neutro, será utilizada 20% da corrente de sobrecorrente temporizada da função 67F_Temp. Dessa forma, temos:

$$\text{Função } 67N_{Temp} = 15,0 \text{ A} \quad (60)$$

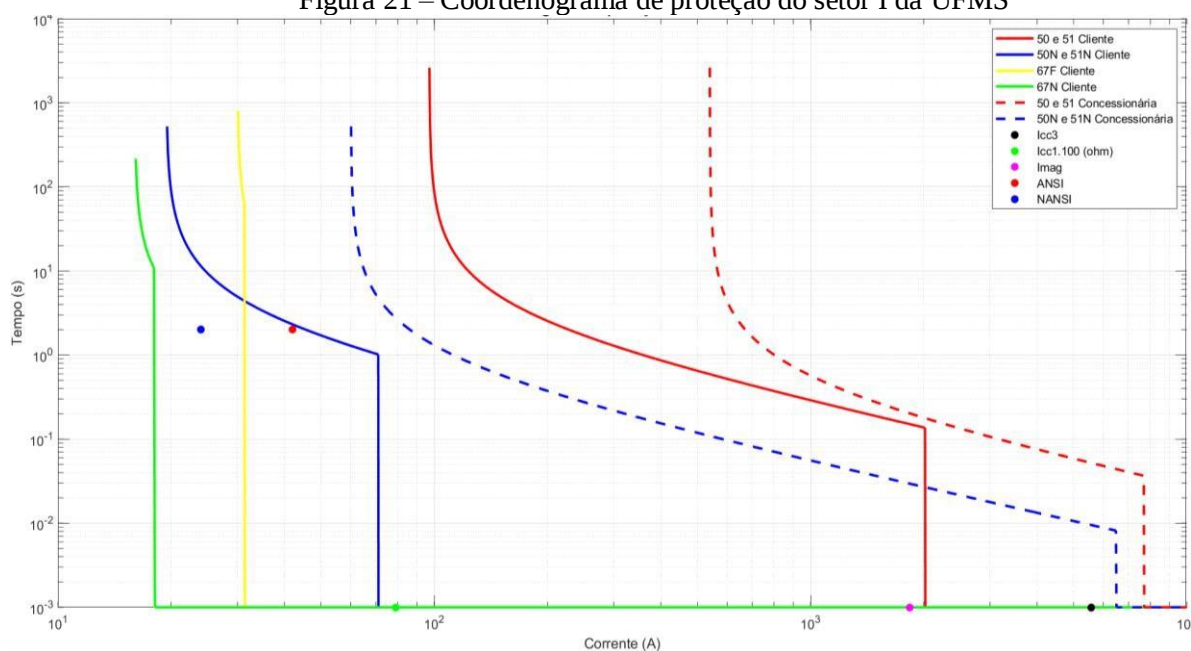
Para a unidade instantânea de sobrecorrente de neutro, será utilizada 20% da corrente da função 67F_Inst.

$$\text{Função } 67F_{Inst} = 16,5 \text{ A} \quad (61)$$

4.3. COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO

Após os cálculos realizados anteriormente, o software Matlab® foi utilizado para a plotagem do coordenograma de proteção. A Figura 21 apresenta o coordenograma resultante.

Figura 21 – Coordenograma de proteção do setor I da UFMS



Fonte: Criado pelo autor

5. ANÁLISE TÉCNICA DA LINHA

Antes da instalação da geração distribuída fotovoltaica, o setor 1 apresentava uma demanda de consumo de 1680 kW. Contudo, após a inserção do eletroposto, que conta com um carregador de automóveis que consome uma potência ativa de 100 kW, a demanda atual desse setor passou a ser de 1780 kW.

As Tabelas deste capítulo, apresentam a demanda de consumo em seu potencial máximo e mínimo, tanto sem quanto com a geração distribuída, em dias úteis, considerando os seguintes cenários climáticos: ensolarados, parcialmente nublados e totalmente nublados. Com esses dados, é possível analisar tanto a potência ativa fornecida pela concessionária Energisa quanto a energia injetada pelos geradores fotovoltaicos.

5.1. FLUXO DE POTÊNCIA

Para simular o fluxo de potência do setor 1, foi utilizado o software Simulink®, o qual foi alimentado com as informações do sistema, incluindo: as potências nominais das cargas, a barra de referência (swing) que contém os dados do alimentador da concessionária na entrada da subestação do consumidor, a barra de carga (PQ) que representa as cargas do setor com potências ativas e reativas, a barra de geração (PV) que representa a geração distribuída fotovoltaica, além das resistências e reatâncias dos condutores no sistema de distribuição em média tensão do setor.

No Setor 1 da UFMS, em dias úteis com aulas, cargas pesadas, há uma demanda de potência ativa das cargas em torno de 1.780 kW e uma potência reativa aproximada de 756,8 kVAr. No entanto, devido às perdas de potência ao longo da linha de distribuição desse setor, a potência ativa fornecida pelo alimentador é de 1.804,1 kW, resultando em uma perda total de 24 kW. Essa perda corresponde à soma dos valores indicados como “Perdas de Derivação” e “Demais Perdas”, conforme demonstrado na Tabela 6.

Quanto à potência reativa, embora a demanda das cargas seja de 756,8 kVAr, o alimentador do setor fornece apenas 650,7 kVAr. Essa diferença se deve à presença de trechos extensos de linha com condutores que geram potência reativa capacitiva. Assim, a diferença de -106,1 kVAr também corresponde à soma de “Perdas de Derivação” e “Demais Perdas”, conforme indicado na Tabela 6.

Tabela 6 - Cargas pesadas sem GD

	P(kW)	Q(kvar)
Alimentador Principal	1804,1	650,7
Cargas	1780,1	756,8
Perdas de Derivação	13,2	13,2
Demais Perdas	10,8	-119,4
Barra_Biblioteca	117,0	44,9
Barra_CIPEBIO	78,0	33,0
Barra_Morenão	235,0	96,5
Barra_Nutrição	78,0	33,0
Barra_SE2	589,8	212,3
Barra_SE3	253,4	96,8
Barra_SE_AutoCine	11,6	4,1
Barra_SE_Morequinho	441,3	130,0

Fonte: Criado pelo autor

No cenário com cargas pesadas e geração distribuída fotovoltaica em dias ensolarados, a demanda das cargas permanece em 1.780 kW, com uma potência reativa em torno de 756,8 kVAr. A geração solar fotovoltaica fornece aproximadamente 709,5 kW na região do Setor 1.

As perdas de potência ativa ao longo da linha de distribuição somam 22,4 kW, evidenciando que a presença da geração distribuída contribui para a redução das perdas no sistema.

Dessa forma, o alimentador fornece 1.092,9 kW, valor que corresponde à diferença entre a demanda total de potência ativa e a potência fornecida pela geração distribuída. Além disso, o alimentador supre uma potência reativa de 649,6 kVAr, de acordo com a Tabela 7.

Tabela 7 - Cargas pesadas com GD Máxima

	P(kW)	Q(kvar)
Geração Total	1802,4	649,6
Cargas	1780,1	755,9
Alimentador Principal	1092,9	649,6

Perdas de Derivação	13,2	13,2
Demais Perdas	9,0	-119,5
Barra _CIPEBIO	22,8	32,9
Barra _Nutrição	-32,2	33,0
Barra_SE2	441,2	211,7
Barra_SE3	181,8	96,8
Barra_SE_AutoCine	11,6	4,1
Barra_SE_Biblioteca	6,7	44,9
Barra_SE_Morequinho	225,9	129,5
Barra_SE_Moreirão	234,9	96,5

Fonte: Criado pelo autor

No cenário, cargas pesadas e geração distribuída fotovoltaica em dias parcialmente nublados, a geração solar fornece 354,75 kW em torno do setor 1 (um). As perdas de potência ativa, ao longo da linha de distribuição possui valor de 23 kW.

O alimentar fornece 1448,37 kW, ou seja, é a subtração da potência total requerida pela a geração distribuída em questão, e também o alimentador fornece uma potência reativa de 649,7 kVAr, conforme dados da Tabela 8.

Tabela 8 - Cargas pesadas com GD Média

	<i>P(kW)</i>	<i>Q(kvar)</i>
Geração Total	1803,1	649,7
Cargas	1780,1	755,9
Alimentador Principal	1448,4	649,7
Perdas de Derivação	13,2	13,2
Demais Perdas	9,8	-119,5
Barra_CIPEBIO	50,3	32,9
Barra_Nutrição	22,8	33,0
Barra_SE2	516,0	211,7
Barra_SE3	217,5	96,8
Barra_SE_AutoCine	11,6	4,1
Barra_SE_Biblioteca	61,7	44,9
Barra_SE_Morequinho	333,4	129,5
Barra_SE_Moreirão	234,9	96,5

Fonte: Criado pelo autor

No cenário com cargas pesadas e geração distribuída fotovoltaica em dias nublados, a geração solar fornece aproximadamente 70,95 kW na região do Setor 1. As perdas de potência ativa ao longo da linha de distribuição são de 26,47 kW.

O alimentador entrega 1.733,84 kW, valor obtido pela subtração da demanda total de potência ativa da carga com a potência fornecida pela geração distribuída. Além disso, o alimentador supre uma potência reativa de 649,7 kVAr, segundo os valores da Tabela 9.

Tabela 9 - Cargas pesadas com GD Mínima

	P(kW)	Q(kvar)
Geração Total	1804,8	649,7
Cargas	1780,1	755,9
Alimentador Principal	1733,8	649,7
Perdas de Derivação	13,2	13,2
Demais Perdas	11,5	-119,4
Barra_C�PEBIO	72,5	32,9
Barra_Nutrição	66,9	33,0
Barra_SE2	576,0	211,8
Barra_SE3	246,2	96,8
Barra_SE_AutoCine	11,6	4,1
Barra_SE_Biblioteca	105,9	44,9
Barra_SE_Morequinho	419,7	129,6
Barra_SE_Moreão	234,9	96,5

Fonte: Criado pelo autor

No Setor 1 da UFMS, em finais de semana e feriados sem aulas (cargas leves), a demanda de potência ativa das cargas é de aproximadamente 178,0 kW, com uma potência reativa em torno de 75,68 kVAr. No entanto, devido às perdas de potência ativa ao longo da linha de distribuição nesse setor, a potência ativa fornecida pelo alimentador é de 191,4 kW, resultando em uma perda de 13,42 kW. Essa perda corresponde à soma dos valores de “Total Z shunt” e “Total losses”, conforme apresentado na Tabela 10.

Quanto à potência reativa, o alimentador fornece -30,9 kVAr, valor negativo decorrente do efeito capacitivo gerado pelos condutores da linha de distribuição extensa. A diferença total de -106,5 kVAr também é resultado da soma de “Total Z shunt” com “Total losses”, conforme indicado na Tabela 10.

Tabela 10 - Cargas leves sem GD

	P(kW)	Q(kvar)
Geração Total	191,4	-30,9
Cargas	178,0	75,6
Perdas de Derivação	13,3	13,3
Demais Perdas	0,1	-119,8
Barra_C�PEBIO	8,3	3,5
Barra_Nutrição	8,3	3,6
Barra_SE2	62,2	-10,6
Barra_SE3	27,0	1,1

Barra_SE_AutoCine	1,2	-0,3
Barra_SE_Biblioteca	12,5	0,7
Barra_SE_Morequinho	46,9	-37,1
Barra_SE_Moreirão	24,9	8,2

Fonte: Criado pelo autor

No cenário com cargas leves e geração distribuída fotovoltaica em dias ensolarados, a demanda das cargas permanece em 178 kW, com uma potência reativa em torno de 75,58 kVAr. A geração solar fotovoltaica fornece aproximadamente 709,5 kW na região do Setor 1. As perdas de potência ativa ao longo da linha de distribuição somam 15,8 kW.

O alimentador, que anteriormente fornecia energia, passa a receber uma injeção de potência ativa de -515,648 kW — valor obtido pela subtração entre a potência total requerida e a fornecida pela geração distribuída. Além disso, o alimentador também recebe uma potência reativa de -30,9 kVAr, de acordo com a Tabela 11.

Tabela 11 - Cargas leves com GD Máxima

	$P(kW)$	$Q(kvar)$
Geração Total	193,8	-30,9
Cargas	178,0	75,6
Alimentador Principal	-515,6	-30,9
Perdas de Derivação	13,3	13,3
Demais Perdas	2,5	-119,8
Barra_C�PEBIO	-46,6	3,5
Barra_Nutrição	-101,2	3,6
Barra_SE2	-86,1	-10,6
Barra_SE3	-44,1	1,1
Barra_SE_AutoCine	1,2	-0,3
Barra_SE_Biblioteca	-97,1	0,7
Barra_SE_Morequinho	-166,8	-37,2
Barra_SE_Moreirão	24,9	8,2

Fonte: Criado pelo autor

No cenário de cargas leves e presença de geração distribuída fotovoltaica em dias parcialmente nublados, a geração solar fornece aproximadamente 354,75 kW na região do setor 1. As perdas de potência ativa ao longo da linha de distribuição são de 13,88 kW.

O alimentador, que anteriormente fornecia energia, passa a receber uma injeção de potência ativa de 162,8 kW — valor obtido pela subtração entre a potência total requerida e a fornecida pela geração distribuída. Além disso, o alimentador também recebe uma potência reativa de 30,9 kVAr, de acordo com a Tabela 12.

Tabela 12 - Cargas leves com GD Média

	$P(kW)$	$Q(kvar)$
Geração Total	191,9	-30,9
Cargas	178,0	75,6
Alimentador Principal	-162,8	-30,9
Perdas de Derivação	13,3	13,3
Demais Perdas	0,6	-119,8
Barra_C�PEBIO	-19,2	3,5
Barra_Nutrição	-46,6	3,6
Barra_SE2	-12,0	-10,6
Barra_SE3	-8,6	1,1
Barra_SE_AutoCine	1,2	-0,3
Barra_SE_Biblioteca	-42,4	0,7
Barra_SE_Morequinho	-60,1	-37,2
Barra_SE_Moreão	24,9	8,2

Fonte: Criado pelo autor

No cenário de cargas leves e presença de geração distribuída fotovoltaica em dias nublados, a geração solar fornece aproximadamente 70,95 kW na região do setor 1. As perdas de potência ativa ao longo da linha de distribuição são de 13,4 kW.

O alimentador fornece 120,45 kW, valor obtido pela subtração entre a demanda total de potência ativa das cargas e a potência fornecida pela geração distribuída. Além disso, o alimentador supre uma potência reativa de 30,9 kVAr, segundo a Tabela 13.

Tabela 13 - Cargas leves com GD Mínima

	$P(kW)$	$Q(kvar)$
Geração Total	191,4	-30,9
Cargas	178,0	75,6
Alimentador Principal	120,4	-30,9
Perdas de Derivação	13,3	13,3
Demais Perdas	0,1	-119,8
Barra_C�PEBIO	2,8	3,5
Barra_Nutrição	-2,7	3,6
Barra_SE2	47,3	-10,6
Barra_SE3	19,8	1,1
Barra_AutoCine	1,2	-0,3
Barra_Biblioteca	1,5	0,7
Barra_SE_Morequinho	25,5	-37,1
Barra_SE_Moreão	24,9	8,2

Fonte: Criado pelo autor

5.2. CURTO-CIRCUITO

A Tabela 14 apresenta os valores de corrente de curto-circuito obtidos por meio de simulações realizadas no software Simulink®, considerando os cenários: carga pesada, com e sem a presença de geração fotovoltaica operando na máxima, na média e na mínima capacidade.

Tabela 14 - Níveis de curto-circuito parte 1

Locais	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
SE 01	5554,0	5554,0	5554,0	5554,0
SE 02	5002,7	5006,7	4993,9	4989,9
SE 03	5407,1	5414,0	5406,0	5402,1
SE Auto Cine	5374,7	5379,4	5369,4	5365,5
SE Morenã	5324,1	5328,9	5319,5	5315,7
SE Moreninho	4984,1	4988,9	4974,8	4970,5

Fonte: Criado pelo autor

O Cenário 1 representa a condição de carga pesada sem a presença de geração distribuída (GD), considerando-se os valores de corrente de curto-circuito trifásico simétrico nas subestações atualmente instaladas na Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), conforme ilustrado na Figura 5.

No Cenário 2, avalia-se a condição de carga pesada com a inserção de geração distribuída sob condição de irradiância elevada (dias ensolarados), analisando-se os valores de corrente de curto-circuito trifásico simétrico nas subestações da UFMS.

O Cenário 3 contempla a situação de carga pesada com inserção de geração distribuída sob condição de irradiância moderada (dias parcialmente ensolarados), sendo igualmente avaliados os valores de corrente de curto-circuito trifásico simétrico nas subestações da universidade.

Por fim, o Cenário 4 analisa a condição de carga pesada com inserção de geração distribuída sob baixa irradiância (dias nublados), considerando-se os respectivos valores de corrente de curto-circuito trifásico simétrico nas subestações da UFMS.

A Tabela 15 apresenta os valores de corrente de curto-circuito obtidos por meio de simulações realizadas no software Simulink®, considerando os cenários: carga leve, com e

sem a presença de geração fotovoltaica operando na máxima, na média e na mínima capacidade.

Tabela 15 - Níveis de curto-circuito parte 2

<i>Locais</i>	<i>Cenário 5</i>	<i>Cenário 6</i>	<i>Cenário 7</i>	<i>Cenário 8</i>
SE 01	5554,0	5554,0	5554,0	5554,0
SE 02	4995,0	5006,7	5001,5	4997,4
SE 03	5404,1	5414,0	5409,0	5405,1
SE Auto Cine	5369,6	5379,4	5374,6	5370,7
SE Morenã	5319,5	5328,9	5324,1	5320,3
SE Moreninho	4975,4	4988,9	4983,5	4979,2

Fonte: Criado pelo autor

O Cenário 5 representa a condição de carga leve sem a presença de geração distribuída (GD), considerando-se os valores de corrente de curto-circuito trifásico simétrico nas subestações atualmente instaladas na Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), conforme ilustrado na Figura 5.

No Cenário 6, avalia-se a condição de carga leve com a inserção de geração distribuída sob condição de irradiância elevada (dias ensolarados), analisando-se os valores de corrente de curto-circuito trifásico simétrico nas subestações da UFMS.

O Cenário 7 contempla a situação de carga leve com inserção de geração distribuída sob condição de irradiância moderada (dias parcialmente ensolarados), sendo igualmente avaliados os valores de corrente de curto-circuito trifásico simétrico nas subestações da universidade.

Por fim, o Cenário 8 analisa a condição de carga leve com inserção de geração distribuída sob baixa irradiância (dias nublados), considerando-se os respectivos valores de corrente de curto-circuito trifásico simétrico nas subestações da UFMS.

5.3. TENSÕES

Além dos consumos das cargas e das perdas no sistema de distribuição do setor 1, também foram avaliadas as variações nos níveis de tensão durante os dias úteis e em finais de semana e feriados, considerando diferentes condições climáticas. A análise focou em

diversos cenários, incluindo a carga mais pesada, a carga mais leve, a carga mais próxima, a carga mais distante e a carga do eletroposto, conforme apresentado nas Tabelas 16 e 17.

Tabela 16 – Níveis de tensão em dias úteis

<i>Locais</i>	<i>Sem GD</i>	<i>Ensolarado</i>	<i>Ensol/Nub</i>	<i>Nublado</i>
Biblioteca	1,0000	1,0049	1,0024	1,0005
Auto Cine	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nutrição	1,0000	1,0048	1,0024	1,0005
Leme 2	0,9995	1,0068	1,0032	1,0003
Eletroposto	0,9903	0,9935	0,9919	0,9906

Fonte: Criado pelo autor.

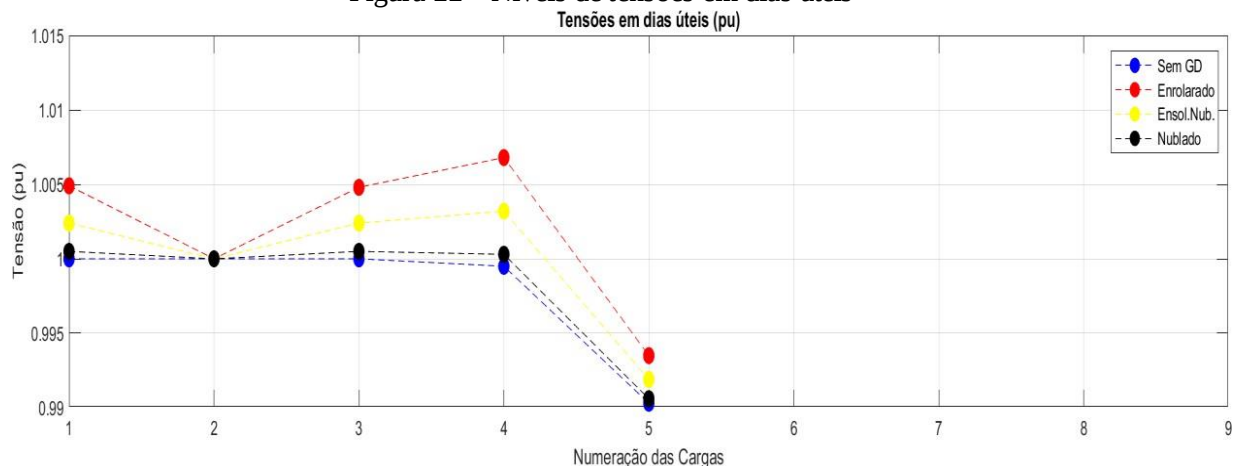
Tabela 17 – Níveis de tensão em dia de finais de semana e feriados

<i>Locais</i>	<i>Sem GD</i>	<i>Ensolarado</i>	<i>Ensol/Nub</i>	<i>Nublado</i>
Biblioteca	1,0000	1,0080	1,0056	1,0080
Auto Cine	1,0000	1,0040	1,0040	1,0040
Nutrição	1,0000	1,0078	1,0054	1,0035
Leme 2	1,0000	1,0148	1,0112	1,0083
Eletroposto	1,0000	0,9942	1,0048	1,0010

Fonte: Criado pelo autor.

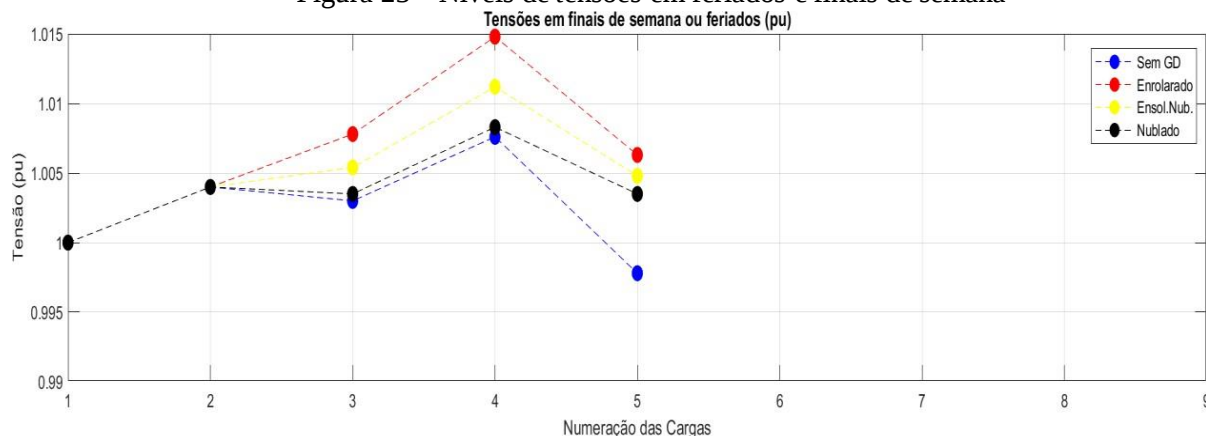
Ao analisar as Tabelas 16 e 17, observa-se algumas variações nos níveis de tensão nas cargas do setor 1. Após a instalação dos geradores fotovoltaicos, nota-se um leve aumento na tensão, especialmente em dias ensolarados, quando a geração fotovoltaica é mais intensa. Nos dias ensolarados e nublados, o setor apresenta um ganho de tensão moderado, enquanto nos dias nublados o ganho de tensão é o menor. As Figuras 22 e 23, apresentadas a seguir, ilustram com mais detalhes as variações nos níveis de tensão nas cargas elétricas.

Figura 22 – Níveis de tensões em dias úteis



Fonte: Criado pelo autor

Figura 23 – Níveis de tensões em feriados e finais de semana



Fonte: Criado pelo autor

Os números no eixo “x” das Figuras 22 e 23 representam as diferentes cargas do setor 01. O número 1 refere-se à carga da biblioteca, o número 2 à carga do Auto Cine, o número 3 à carga da nutrição, o número 4 à carga do Leme 2, e o número 5 à carga do eletroposto. Embora o setor 1 contenha um total de trinta e seis cargas, as cinco cargas ilustradas nas Figuras 01 e 02 foram selecionadas devido às variações mais significativas observadas nelas.

6. DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

A análise das simulações realizadas no ambiente Simulink® demonstra que a metodologia proposta para coordenação de proteção em sistemas com geração distribuída fotovoltaica apresenta desempenho técnico robusto, especialmente no que se refere à validação dos ajustes dos relés por meio do coordenograma de proteção. O coordenograma (Figura 6) consolida graficamente os ajustes das funções ANSI 50, 51, 67 e 32, evidenciando a seletividade e a coordenação entre as proteções de fase e de neutro, tanto instantâneas quanto temporizadas. As curvas indicam atuações sequenciais e dentro dos tempos adequados, tanto em regime de fluxo convencional (Concessionária → Carga) quanto no fluxo reverso (GD → Concessionária), o que é fundamental em sistemas com geração distribuída.

Os níveis de corrente de curto-circuito obtidos nas simulações (Tabelas 14 e 15) foram plotados no coordenograma como pontos de operação, permanecendo dentro das regiões de atuação previstas e sem sobreposição de curvas, o que valida a sensibilidade e a seletividade dos ajustes conforme exigido pelas normas técnicas. Observou-se ainda que os ajustes se mantêm estáveis nos quatro cenários analisados (carga leve e pesada, com e sem GD), sendo que a corrente de curto-circuito na subestação permaneceu praticamente inalterada. Isso demonstra que a presença da GD não compromete o desempenho do sistema de proteção.

Além disso, o coordenograma confirmou a proteção eficaz dos transformadores de potência, com os pontos ANSI e NANSI situados abaixo das curvas de sobrecorrente temporizada e instantânea, evitando a degradação térmica dos enrolamentos. Destaca-se também o desempenho dos relés direcionais (função 67), ajustados para atuar corretamente conforme o sentido do fluxo. O uso de um ângulo de torque máximo de 45°, aliado à polarização adequada, garantiu atuação seletiva mesmo em situações de fluxo reverso, contribuindo para a confiabilidade do sistema.

7. TRABALHOS FUTUROS

Implementar as funções de proteção direcional de sobrecorrente de fase (67F) e de neutro (67N), incorporando lógica de bloqueio por tensão (tensão polarizada – $V_{\text{polarização}}$) e mecanismo de restrição por tensão (função 51V), com avaliação sob condições de afundamento de tensão (voltage sags). Embora esses conceitos já tenham sido apresentados anteriormente em nível teórico, ainda não foram submetidos a simulação.

Adicionalmente, propõe-se a análise da coordenação dessas proteções com religadores e elos fusíveis, contemplando dois planos distintos de proteção e discutindo os respectivos trade-offs associados.

Prevê-se também a inclusão das funções de proteção contra ilhamento não intencional (anti-ilhammento), bem como das funções direcionais de potência direta e reversa (32F/32R) aplicadas a cenários de exportação e importação de potência ativa, com definição de limiares operacionais documentados. O Capítulo 2.7.6 aborda esse tema conceitualmente, porém sem apresentar valores numéricos específicos.

Propõe-se o desenvolvimento de uma ferramenta computacional baseada em interface web para facilitar a análise e o dimensionamento das proteções.

Observa-se ainda que a curva de tempo da proteção é interrompida em I50, assumindo tempo de atuação de 0,001 s para correntes superiores, o que representa uma hipótese de modelagem. Recomenda-se a documentação da justificativa para esse valor, como, por exemplo, a representação do tempo mínimo de operação do elemento instantâneo. Como sugestão para trabalhos futuros, considera-se pertinente permitir a parametrização desse valor diretamente na interface gráfica (GUI).

CONCLUSÕES

Este estudo demonstrou, por meio de uma metodologia sistematizada e de simulações no Simulink®, que a inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de média tensão é tecnicamente viável e segura quando amparada por análise criteriosa de proteção e seletividade. Com base nas funções ANSI 50F, 50N, 51F, 51N, 67F e 67N e em coordenogramas construídos a partir de dados reais da Subestação Setor 1 da UFMS, verificou-se que a corrente de curto-circuito vista pelo relé principal permaneceu essencialmente constante nos diferentes cenários avaliados, dispensando a reconfiguração dos ajustes mesmo com a GD operando em plena capacidade; adicionalmente, observou-se redução de perdas ativas e reativas sem prejuízo de seletividade e sensibilidade, com desempenho estável das funções temporizadas e direcionais inclusive em condições de injeção líquida. À luz desses resultados, o grau de maturidade da ferramenta posiciona-se entre TRL 4 e TRL 5: no TRL 4, os algoritmos de cálculo e plotagem foram validados em ambiente laboratorial (MATLAB/Simulink®); no TRL 5, o software, integrado a uma GUI, foi confrontado com um caso real e relevante (SE Setor 1/UFMS), demonstrando eficácia em condições representativas. Trata-se, portanto, de um protótipo de alto valor acadêmico e prova de conceito, ainda não comercial, que requer endurecimento de engenharia, portabilidade e independência de plataformas pagas; recomenda-se registrar o software e avançar para TRL 6–8 por meio de piloto em campo com dados operacionais reais (Icc, eventos, perfis de carga/geração), testes automatizados, geração de relatórios e avaliação sob variações sazonais, topologias alternativas e condições dinâmicas (ride-through, ilhamento, afundamentos). Com essa trajetória, a metodologia e a ferramenta se consolidam como referência replicável para a integração segura, seletiva e eficiente de GD-FV em redes de média tensão.

REFERÊNCIAS

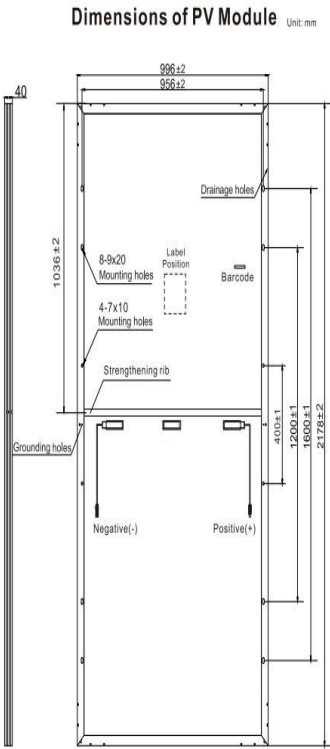
- [1] Lira. LUZ BENITES LAZARO, Sigrid. DE AQUINO NEIVA, Esteban. SERRANI, “Editors. Energy Poverty, Justice and Gender in Latin América.”, 2024.
- [2] João Marcos. MOTT PAVANELLI, Alexandre. TOSHIRO IGARI, “Institutional reproduction and change: An analytical framework for Brazilian electricity generation choices. International Journal of Energy Economics and Policy”, 2019. [Online]. <https://doi.org/10.32479/ijeep.8056>
- [3] João Marcos. MOTT PAVANELLI, “Transições energéticas no Brasil e na Nigéria: estruturas conceituais para mudanças institucionais na indústria elétrica.”, 2022. [Online]. <https://doi.org/10.11606/T.100.2022.tde-30112022-165451>
- [4] IEA. (2023). Countries & regions - IEA, Institutional Website. [Online]. <https://www.iea.org/countries>
- [5] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. (2024). [Online]. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/geracao-de-energia-solar-alcanca-dois-novos-recordes-no-mes-de-junho>
- [6] André. G. NOGUEIRA, Roger. AGUERA, Benvindo. R. PEREIRA JUNIOR, “Metodologia para incorporação da geração distribuída fotovoltaica ao modelo de cálculo de perdas técnicas por fluxo de potência.”, Universidade de São Paulo, São Carlos - SP, 2024.
- [7] Manoel. GONÇALVES RODRIGUES, Fernando José. PEREIRA DA COSTA, “A transição energética em andamento no mundo e na américa latina.”, 2025.
- [8] Priscila. ELISE ALVES VASCONCELOS, Paulo. SÉRGIO VASCONCELOS, Guilherme, PENÂ DE MORAES, “Transição energética como instrumento da tomada de decisão na governança climática.”, 2025.

-
- [9] Bárbara. DE SOUZA FERREIRA, “Desenvolvimento de um programa livre com código aberto para construção de coordenogramas para relés de proteção.”, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Itumbiara - GO, 2023.
- [10] Mariana. MENDES GUIMARÃES, “Coordenação robusta da proteção de redes de média tensão em parques eólicos.”, 2024.
- [11] Elian. EMANUEL LEMOS DE FIGUEIREDO, Gabriel. LAVINAS RIBEIRO FERREIRA, Matheus. BARCELOS FERREIRA, João Paulo. BITTENCOURT DA SILVEIRA DUARTE, “Estudo sobre a tarifa de energia elétrica em baixa tensão no Brasil.”. Revista Ibero-Americana De Humanidades, Ciências E Educação, 2024. [Online]. <https://doi.org/10.51891/rease.v10i10.16422>
- [12] Murilo. KENJI SENDA LOPES, “Migração do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre para um Consumidor do Setor Público”, 2024.
- [13] Luke. RASGA JARDIM MAIA, “Viabilidade de migração, ao de consumidor cativo para o ambiente de contratação, ao livre de energia.”, 2024.
- [14] Marcos Vinícius. BRAGANÇA CARDOSO, Jefferson. FRANCO ROCHA, “Estudo de viabilidade na migração para o mercado livre de energia.”, Uningá Review, 2017.
- [15] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1.000. (2021) ANEEL. [Online]. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>
- [16] Geraldo. KINDERMAN, “Curto-circuito.”, UFSC - EEL – LABPLAN, 5º Edição, Florianópolis - SC, 2010.
- [17] João. MAMEDE FILHO, Instalações elétricas industriais, LTC - Livros Técnicos e Científicos, GEN Grupo Editorial Nacional Ltda. 9º Edição, 2017.
- [18] TAMURA. [Online]. <https://tamurabrasil.com/conteudo/2023/05/02/transformador-de-potencial/>

-
- [19] ABNT NBR 6855. (2021) ABNT Catálogo. [Online].
<https://www.abntcatalogo.com.br/grd.aspx>
- [20] REHTOM. (2025) REHTOM Catálogo. [Online].
<https://www.rehtom.com.br/transformadores-de-potencial#15kv>
- [21] Rodrigo. OLIVEIRA RODRIGUES, “Estudo de identificação e análise de superação de transformadores de corrente. Universidade federal do Ceará.”, Fortaleza, 2016.
- [22] ABNT NBR 6856. (2021) ABNT Catálogo. [Online].
<https://www.abntcatalogo.com.br/grd.aspx>
- [23] REHTOM. (2025) REHTOM Catálogo. [Online].
<https://www.rehtom.com.br/transformadores-de-corrente#15kv>
- [24] AMAZONAS ENERGIA S/A, SISTEMA DE PROTEÇÃO COM RELÉ MICROPROCESSADO COM FUNÇÃO 50/51 PARA FASE E NEUTRO (2024). [Online]. <https://website.amazonasenergia.com/wp-content/uploads/2021/01/ET-03-Especificac%C3%A7%C3%A3o-T%C3%A9cn.Sistema-de-Prote%C3%A7%C3%A3o-com-Rel%C3%A9-Fun%C3%A7%C3%A3o-50-51-Fase-e-Neutro.pdf>
- [25] Bruno. DO NASCIMENTO, “Estudo de proteção de média tensão para subestação modular industrial.”, 2022.
- [26] João. MAMEDE FILHO, “Manual de equipamentos elétricos.”, LTC - Livros Técnicos e Científicos, GEN Grupo Editorial Nacional Ltda, 4º Edição, 2013.
- [27] Ulisses. CHEMIN NETTO, “Aplicações de controle e supervisão distribuídas em subestações de energia elétrica através do uso de relés digitais de proteção.”, 2008.
- [28] Geraldo. KINDERMAN, “Proteção de sistemas elétricos de potência.”, UFSC - EEL - LABPLAN. 3º Edição. Florianópolis - SC, 2012.

-
- [29] Jin. SEOK KIM, Gyu. JUNG CHO, Jin. SOL SONG, Chul. HWAN KIM, N. H. CHO, “A Study on the Protection Coordination of Korean Distribution System using IEC Curve.”, 2019.
- [30] João. MAMEDE FILHO, Daniel. RIBEIRO MAMEDE, “Proteção de sistemas elétricos de potência.”, LTC - Livros Técnicos e Científicos, GEN Grupo Editorial Nacional Ltda. 2º Edição, 2020.

ANEXO 01 – DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM156-6-425M	RSM156-6-430M	RSM156-6-435M	RSM156-6-440M	RSM156-6-445M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	425	430	435	440	445
Open Circuit Voltage-Voc(V)	52.23	52.38	52.50	52.62	52.70
Short Circuit Current-Isc(A)	10.38	10.47	10.57	10.67	10.77
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	43.50	43.60	43.70	43.80	43.90
Maximum Power Current-Impp(A)	9.78	9.87	9.97	10.06	10.15
Module Efficiency (%) *	19.6	19.8	20.1	20.3	20.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
★ Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM156-6-425M	RSM156-6-430M	RSM156-6-435M	RSM156-6-440M	RSM156-6-445M
Maximum Power-Pmax (Wp)	318.0	321.8	325.5	329.3	332.9
Open Circuit Voltage-Voc (V)	48.10	48.20	48.30	48.40	48.48
Short Circuit Current-Isc (A)	8.51	8.59	8.67	8.75	8.83
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	39.80	39.90	40.00	40.10	40.24
Maximum Power Current-Impp (A)	7.98	8.06	8.13	8.21	8.27

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

ANEXO 02 – DATASHEET DO INVERSOR

Datasheet Linha MT



Dados Técnicos

GW50K-MT GW60K-MT GW50KN-MT GW60KN-MT GW50KBF-MT GW60KBF-MT

Dados de Entrada CC

Potência Máxima de Entrada (W)	65000	80000	65000	80000	65000	80000
Tensão Máxima de Entrada (V)	1000	1000	1100	1100	1100	1100
Faixa de Operação MPPT (V)	200~850	200~850	200~1000	200~1000	200~1000	200~1000
Tensão de Partida (V)	200	200	200	200	200	200
Tensão Nominal de Entrada (V)	620	620	620	620	620	620
Corrente Máxima de Entrada (A)	30/30/20/20	30/30/30/30	33/33/22/22	33/33/33/33	30/30/30/30	44/44/44/44
Corrente Máxima de Curto (A)	38/38/25/25	38/38/38/38	41.5/41.5/27.5/27.5	41.5/41.5/41.5/41.5	37.5/37.5/37.5/37.5	55/55/55/55
Número de MPPTs	4	4	4	4	4	4
Número de Strings por MPPT	3/3/2/2	3/3/3/3	3/3/2/2	3/3/3/3	2/2/2/2	3/3/3/3

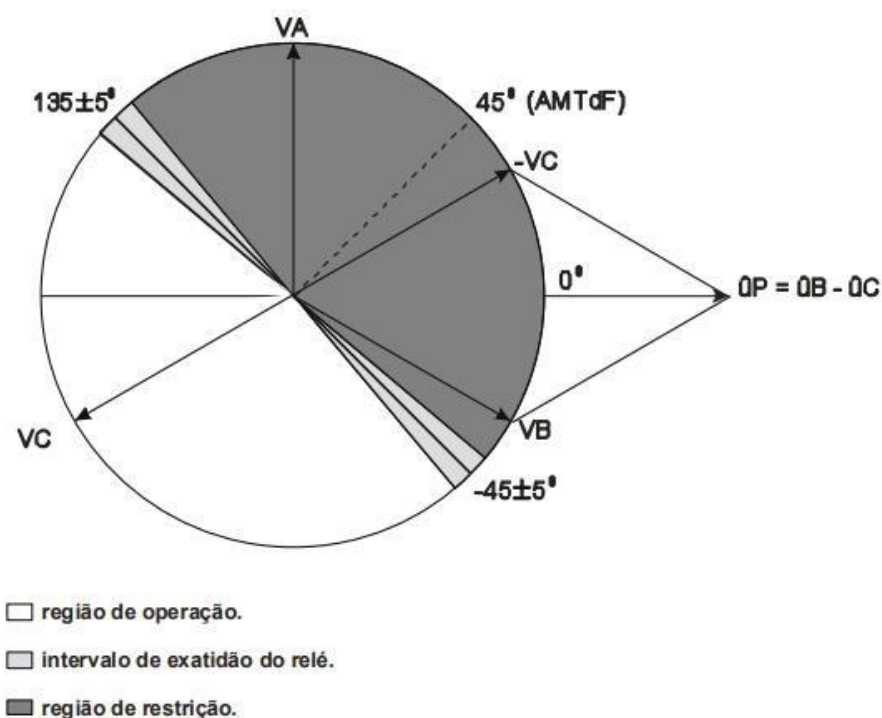
Dados de Saída CA

Potência Nominal de Saída (W)	50000	60000	50000	60000	50000	60000
Potência Máxima de Saída (W)	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac
Potência Máx. Aparente de Saída (VA)	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac
Tensão Nominal de Saída (V)	400, 3L/N/PE ou 3L/PE					
Frequência Nominal de Saída (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corrente Máxima de Saída (A)	80	96	80	96	80	96
Fator de Potência de Saída	~1 (Ajustável 0.8 capacitivo - 0.8 indutivo)					
THDi Nominal de Saída	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%

ANEXO 03 – CAPÍTULO 10, PÁG. 3, DO MANUAL DO RELÉ PEXTRON URP 6100

(10) Proteções direcionais URP6100

A figura 10.2 descreve o diagrama fasorial de operação do elemento direcional para a fase A. O ângulo característico programado no parâmetro **AMT_{dF}** é plotado no diagrama em função da tensão de polarização ($\hat{u}_{PA}$). Fixado o ângulo de máximo torque é definido um plano de separação entre as regiões de operação e não-operação (restrição) do relé. Este plano é formado com um deslocamento de $\pm 90^\circ$ em torno do ângulo característico.



Notas:

- 1 – o ângulo de máximo torque de 45° é programado no parâmetro **AMT_{dF}**.
- 2 – relé configurado para operação sem reversão do plano (parâmetro **dF inv** em oFF).
- 3 – tensão de polarização $\hat{u}_{pa} \geq 16V_{ca}$.

Figura 10.2: Diagrama fasorial da unidade direcional (67) com ângulo de máximo torque 45° para a fase A.

Para a fase B e C os planos de separação são gerados pela defasagem 120° para a fase B e 240° para a fase C. A operação para as fases B e C é igual a da fase A com os planos defasados.