

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**BRUNO PEREIRA FERNANDES**

**GABRIEL ANTUNES ALBUQUERQUE ALVES**

**FERRAMENTA DE VALIDAÇÃO E VISUALIZAÇÃO DE PROTEÇÕES DO  
SISTEMA DE POTÊNCIA**

**CURITIBA**

**2025**

**versão 11.0 (abr.25)**

**BRUNO PEREIRA FERNANDES**  
**GABRIEL ANTUNES ALBUQUERQUE ALVES**

**FERRAMENTA DE VALIDAÇÃO E VISUALIZAÇÃO DE PROTEÇÕES DO  
SISTEMA DE POTÊNCIA**

**Tool for Validation and Visualization of Power System Protections**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica e de Bacharel em Engenharia Eletrônica do curso de Engenharia Eletrônica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador(a): Dr. Elio Rufato Junior.

**CURITIBA**

**2025**



Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**BRUNO PEREIRA FERNANDES  
GABRIEL ANTUNES ALBUQUERQUE ALVES**

**FERRAMENTA DE VALIDAÇÃO E VISUALIZAÇÃO DE PROTEÇÕES DO  
SISTEMA DE POTÊNCIA**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica e de Bacharel em Engenharia Eletrônica do curso de Engenharia Eletrônica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 25/novembro/2025

---

Eloi Rufato Junior  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Andréa Lúcia Costa  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Carmen Caroline Rasera  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Paulo Cícero Fritzen  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**CURITIBA  
2025**

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradecemos a Deus, por nos conceder saúde, sabedoria e força para enfrentar cada etapa deste trabalho e desta jornada acadêmica.

Aos nossos familiares, pelo amor incondicional, paciência e apoio, fundamentais para que nós pudéssemos chegar até aqui.

Aos amigos, pelo companheirismo e incentivo, e em especial ao Luís Gustavo Dias de Souza, que contribuiu significativamente com valiosas instruções e orientações que foram essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.

À empresa Ingeteam, pela oportunidade, estrutura e apoio imprescindíveis, e de modo especial aos nossos gestores, Daniela Zocollotti Krahn, Marcelo Krahn e a toda a Liderança, que sempre se mostraram solícitos, comprometidos e flexíveis com nosso crescimento profissional e acadêmico.

Ao professor Eloi Rufato Junior, nosso orientador, pela dedicação, paciência e orientações técnicas que nortearam todo o processo deste TCC, contribuindo decisivamente para a qualidade do trabalho.

Por fim, agradeço à coordenação de ambos os cursos, pelo suporte e pela organização, sempre proporcionando um ambiente acadêmico propício ao aprendizado e ao desenvolvimento.

A todos, nosso sincero muito obrigado.

## RESUMO

O presente Trabalho de Conclusão de Curso apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para validação e visualização de funções de proteção aplicadas a sistemas elétricos de potência. O estudo aborda as funções de sobrecorrente, direcional, distância e diferencial, destacando sua relevância na coordenação e seletividade das proteções. A proposta surgiu da necessidade de tornar o processo de parametrização e análise de relés digitais mais ágil, padronizado e intuitivo, considerando a crescente complexidade dos ajustes e a fragmentação das ferramentas utilizadas no ambiente de engenharia de proteção. A pesquisa tem como objetivo principal conceber uma aplicação que integre os cálculos teóricos e a representação gráfica das funções de proteção, permitindo a visualização de curvas, zonas de operação e relações fasoriais a partir dos parâmetros definidos pelo usuário. Para isso, foi realizada uma revisão técnica e bibliográfica dos fundamentos das funções estudadas, contemplando suas equações de atuação, formas de polarização, ajustes temporais e critérios de disparo. Em seguida, elaborou-se uma aplicação web interativa, desenvolvida em JavaScript, estruturada para reproduzir de maneira simplificada os algoritmos de cálculo e apresentar os resultados de forma visual, explorando bibliotecas gráficas voltadas à engenharia elétrica. O trabalho também descreve o processo de implementação e organização do código, a estrutura lógica das rotinas e o modo como os dados de entrada são processados para gerar as representações correspondentes a cada função. São discutidos os aspectos conceituais e práticos da proteção de sistemas elétricos, a importância da validação de parâmetros e o papel das ferramentas digitais no ensino e na prática profissional.

Palavras-chave: proteção de sistemas elétricos; relés digitais; parametrização; comissionamento.

## ABSTRACT

This undergraduate thesis presents the development of a computational tool for the validation and visualization of protection functions applied to electric power systems. The study covers overcurrent, directional, distance, and differential protection functions, highlighting their relevance in ensuring proper coordination and selectivity among protective devices. The proposal arose from the need to make the process of parameterization and analysis of digital relays more agile, standardized, and intuitive, given the increasing complexity of protection settings and the fragmentation of tools commonly used in the power system engineering environment. The main objective of the research is to design an application that integrates theoretical calculations and graphical representation of protection functions, enabling the visualization of curves, operating zones, and phasor relationships based on user-defined parameters. To achieve this, a technical and bibliographic review of the protection principles was carried out, addressing their operating equations, polarization methods, time adjustments, and tripping criteria. Subsequently, an interactive web application was developed in JavaScript, structured to reproduce the calculation algorithms in a simplified manner and display the results visually through graphic libraries oriented toward electrical engineering applications. The work also describes the process of code implementation and organization, the logical structure of the routines, and the way input data are processed to generate the graphical representations of each function. It discusses both the conceptual and practical aspects of power system protection, emphasizing the importance of parameter validation and the role of digital tools in education and professional practice.

Keywords: power system protection; digital relays; parameterization; commissioning.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1 - Esquema de Conexão do Relé .....</b>	<b>21</b>
<b>Figura 2 - Curva normalmente inversa. ....</b>	<b>23</b>
<b>Figura 3 - Curva muito inversa.....</b>	<b>23</b>
<b>Figura 4 - Curva extremamente inversa. ....</b>	<b>24</b>
<b>Figura 5 - Curva inversa longa.....</b>	<b>24</b>
<b>Figura 6 - Curva inversa curta.....</b>	<b>25</b>
<b>Figura 7 - Diagrama de Polarização Função 67 .....</b>	<b>27</b>
<b>Figura 8 - Esquema de ligação dos TPs e TCs Relé.....</b>	<b>28</b>
<b>Figura 9 - Esquema Unifilar e Zonas da Proteção de Distância 21 .....</b>	<b>30</b>
<b>Figura 10 - Relé de impedância.....</b>	<b>32</b>
<b>Figura 11 - Relé de reatância.....</b>	<b>33</b>
<b>Figura 12 - Relé de admitância (MHO) .....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 13 - Relé blinder.....</b>	<b>35</b>
<b>Figura 14 - Relé quadrilateral .....</b>	<b>36</b>
<b>Figura 15 - Esquema de Conexão do Relé Diferencial .....</b>	<b>37</b>
<b>Figura 16 - Curva de Operação Diferencial .....</b>	<b>40</b>
<b>Figura 17 - IED Ingeteam modelo INGEPAC-EF .....</b>	<b>42</b>
<b>Figura 18 - Software do IED mostrando as 6 tabelas .....</b>	<b>43</b>
<b>Figura 19 - Ajuste da função 51 pelo frontal do equipamento .....</b>	<b>44</b>
<b>Figura 20 - Ajuste da função 51 pelo software .....</b>	<b>44</b>
<b>Figura 21 - Ajuste da função 67 pelo software .....</b>	<b>48</b>
<b>Figura 22 - Ajuste da função 21 pelo frontal do equipamento .....</b>	<b>52</b>
<b>Figura 23 - Ajuste da função 21 pelo software .....</b>	<b>52</b>
<b>Figura 24 - Característica Mho Frente .....</b>	<b>54</b>
<b>Figura 25 - Característica Mho Trás.....</b>	<b>55</b>
<b>Figura 26 - Característica Mho Não Direcional .....</b>	<b>56</b>
<b>Figura 27 - Característica Quadratura Frente .....</b>	<b>56</b>
<b>Figura 28 - Característica Quadratura Trás.....</b>	<b>57</b>
<b>Figura 29 - Característica Quadratura Não Direcional .....</b>	<b>58</b>
<b>Figura 30 - Ajuste da função 87 pelo frontal do equipamento .....</b>	<b>59</b>
<b>Figura 31 - Ajuste da função 87 pelo software .....</b>	<b>59</b>
<b>Figura 32 - Página Inicial da Ferramenta.....</b>	<b>69</b>
<b>Figura 33 - Página de Cálculo da Função de Sobrecorrente .....</b>	<b>70</b>

<b>Figura 34 - Página de Cálculo da Função de Direcional .....</b>	<b>71</b>
<b>Figura 35 - Página de Cálculo da Função de Distância – Parte 1.....</b>	<b>72</b>
<b>Figura 36 - Página de Cálculo da Função de Distância – Parte 2.....</b>	<b>73</b>
<b>Figura 37 - Página de Cálculo da Função Diferencial – Parte 1 .....</b>	<b>75</b>
<b>Figura 38 - Página de Cálculo da Função Diferencial – Parte 2 .....</b>	<b>76</b>
<b>Figura 39 - Exemplo de Parametrização no IED (51) .....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 40 - Valores Injetados com a Mala de Testes (51) .....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 41 - Valores Inseridos na Ferramenta (51) .....</b>	<b>79</b>
<b>Figura 42 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta (51).....</b>	<b>79</b>
<b>Figura 43 - Curva Plotada pela Ferramenta (51) .....</b>	<b>80</b>
<b>Figura 44 - Eventos de Atuação do IED (51) .....</b>	<b>80</b>
<b>Figura 45 - Exemplo de Parametrização no IED (67) .....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 46 - Valores Injetados com a Mala de Testes (67) .....</b>	<b>84</b>
<b>Figura 47 - Valores Inseridos na Ferramenta (67) .....</b>	<b>85</b>
<b>Figura 48 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta (67).....</b>	<b>86</b>
<b>Figura 49 - Curva Plotada pela Ferramenta (67) .....</b>	<b>86</b>
<b>Figura 50 - Eventos de Atuação do IED (67) .....</b>	<b>87</b>
<b>Figura 51 - Exemplo de Parametrização no IED 21 – Direcional .....</b>	<b>89</b>
<b>Figura 52 - Exemplo de Parametrização no IED 21 - Zona 1 (Frente) .....</b>	<b>90</b>
<b>Figura 53 - Exemplo de Parametrização no IED 21 - Zona 2 (Frente) .....</b>	<b>91</b>
<b>Figura 54 - Exemplo de Parametrização no IED 21 - Zona 3 (Trás).....</b>	<b>92</b>
<b>Figura 55 – Testes de Disparo Realizado no Software da Omicron.....</b>	<b>93</b>
<b>Figura 56 – Tabela dos Pontos Validados no Teste da Omicron .....</b>	<b>94</b>
<b>Figura 57 - Parametrização na Ferramenta – Supervisão Direcional.....</b>	<b>95</b>
<b>Figura 58 - Exemplo de Parametrização na Ferramenta - Zona 1 (Frente) ....</b>	<b>96</b>
<b>Figura 59 - Exemplo de Parametrização na Ferramenta - Zona 2 (Frente) ....</b>	<b>97</b>
<b>Figura 60 - Exemplo de Parametrização na Ferramenta - Zona 3 (Trás) .....</b>	<b>98</b>
<b>Figura 61 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta – Zona 1.....</b>	<b>99</b>
<b>Figura 62 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta – Zona 2.....</b>	<b>100</b>
<b>Figura 63 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta – Zona 3.....</b>	<b>100</b>
<b>Figura 64 – Gráfico das Zonas Plotado pela Ferramenta.....</b>	<b>101</b>
<b>Figura 65 – Registros de Testes do IED .....</b>	<b>101</b>
<b>Figura 66 - Exemplo de Parametrização no IED (87) .....</b>	<b>104</b>
<b>Figura 67 - Valores Injetados com a Mala de Testes (87) .....</b>	<b>105</b>
<b>Figura 68 - Valores Inseridos na Ferramenta (87) - Parte 1 .....</b>	<b>106</b>

<b>Figura 69 - Valores Inseridos na Ferramenta (87) - Parte 2 .....</b>	<b>107</b>
<b>Figura 70 - Valores Inseridos na Ferramenta (87) - Parte 3 .....</b>	<b>108</b>
<b>Figura 71 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta (87).....</b>	<b>108</b>
<b>Figura 72 - Curva Plotada pela Ferramenta (87) .....</b>	<b>109</b>
<b>Figura 73 - Eventos de Atuação do IED (87) .....</b>	<b>109</b>

## **LISTA DE QUADROS**

<b>Quadro 1 - Pontos de Relevância da Curva .....</b>	<b>40</b>
<b>Quadro 2 - Parâmetros das funções instantâneas .....</b>	<b>45</b>
<b>Quadro 3 - Parâmetros das funções temporizadas.....</b>	<b>45</b>
<b>Quadro 4 - Opções de ajuste para critério direcional .....</b>	<b>47</b>
<b>Quadro 5 - Parâmetros Direcional .....</b>	<b>50</b>
<b>Quadro 6 - Parâmetros Gerais da Função de Distância.....</b>	<b>53</b>
<b>Quadro 7 - Parâmetros Fase-Fase da Função de Distância .....</b>	<b>53</b>
<b>Quadro 8 - Parâmetros Fase-Terra da Função de Distância.....</b>	<b>54</b>
<b>Quadro 9 - Ajustes Gerais e de Compensação.....</b>	<b>60</b>
<b>Quadro 10 - Ajustes Diferencial Percentual.....</b>	<b>61</b>
<b>Quadro 11 - Ajustes Diferencial Instantânea .....</b>	<b>61</b>

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1 - Constantes de acordo com tipo da curva.....</b>	<b>25</b>
<b>Tabela 2 - Resultados dos Testes Função 51 (Arranque 5A, IEC Normal Inversa, Índice 0.5).....</b>	<b>81</b>
<b>Tabela 3 - Resultados dos Testes Função 51N (Arranque 2A, IEC Muito Inversa, Índice 1).....</b>	<b>81</b>
<b>Tabela 4 - Resultados dos Testes Função 50 (Arranque 10A, Tempo Fixo, Índice 1).....</b>	<b>81</b>
<b>Tabela 5 - Resultados dos Testes Função 67 (Frente, Ângulo 65°, Amplitude 150°).....</b>	<b>88</b>
<b>Tabela 6 - Resultados dos Testes Função 67 (Reversa, Ângulo 70°, Amplitude 170°).....</b>	<b>88</b>
<b>Tabela 7 - Resultados dos Testes Função 87 (Sensibilidade 0,3 x TAP, Slopes 25% e 50%).....</b>	<b>110</b>

## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AC	Corrente alternada
ANSI	American National Standards Institute
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CSS	Cascading Style Sheets
ECharts	Biblioteca JavaScript para gráficos interativos
EF-MD	Modelo de IED da Ingeteam para Multifunção
EF-ZT	Modelo de IED da Ingeteam para Linhas
EF-TD	Modelo de IED da Ingeteam para Transformadores
HTML	HyperText Markup Language
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IED	Intelligent Electronic Device
JS	Linguagem de programação JavaScript
s	Segundos
TC	Transformador de Corrente
TAF	Teste de Aceitação em Fábrica
TAC	Teste de Aceitação em Campo
TD	Time Dial
TP	Transformador de Potencial
V	Tensão
I	Corrente
V <sub>a</sub> , V <sub>b</sub> , V <sub>c</sub>	Tensões de fase A, B e C
V <sub>ab</sub> , V <sub>bc</sub> , V <sub>ca</sub>	Tensões compostas entre fases
$\pi$	Constante matemática (3,1416)
$\Delta$	Ligaçāo trifásica em triângulo
$\Sigma$	Somatório
$\Omega$	Unidade de impedância

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1	Tema .....	14
1.1.1	Delimitação do Tema.....	15
1.2	<b>Problema .....</b>	<b>15</b>
1.3	<b>Objetivos .....</b>	<b>15</b>
1.3.1	Objetivo Geral.....	15
1.3.2	Objetivos Específicos .....	16
1.4	<b>Justificativa.....</b>	<b>16</b>
1.5	<b>Metodologia de Pesquisa .....</b>	<b>17</b>
1.6	<b>Estrutura do Trabalho .....</b>	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DOS RELÉS DIGITAIS .....</b>	<b>19</b>
2.1	Introdução .....	19
2.2	<b>Funcionamento das Funções de Sobrecorrente 50, 51, 50N e 51N ..</b>	<b>20</b>
2.3	<b>Funcionamento das Funções Direcionais 67 e 67N .....</b>	<b>26</b>
2.4	<b>Funcionamento das Funções de Distância 21 .....</b>	<b>28</b>
2.5	<b>Funcionamento das Funções Diferenciais 87.....</b>	<b>36</b>
2.6	<b>Conclusões do Capítulo .....</b>	<b>41</b>
<b>3</b>	<b>PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES NOS RELÉS DE PROTEÇÃO..</b>	<b>42</b>
3.1	Introdução .....	42
3.2	<b>Parametrização das Funções de Sobrecorrente 50, 51, 50N e 51N..</b>	<b>43</b>
3.3	<b>Parametrização das Funções Direcionais 67 e 67N .....</b>	<b>46</b>
3.4	<b>Parametrização das Funções de Distância 21 .....</b>	<b>51</b>
3.5	<b>Parametrização das Funções Diferenciais 87 .....</b>	<b>58</b>
3.6	<b>Conclusões do Capítulo .....</b>	<b>61</b>
<b>4</b>	<b>DIFICULDADES ENCONTRADAS NOS TESTES DE ACEITAÇÃO ....</b>	<b>63</b>
4.1	Introdução .....	63
4.2	<b>Dificuldades nos Testes das Funções de Sobrecorrente 50, 51, 50N e 51N.....</b>	<b>63</b>
4.3	<b>Dificuldades nos Testes das Funções Direcionais 67 e 67N .....</b>	<b>65</b>
4.4	<b>Dificuldades nos Testes das Funções de Distância 21.....</b>	<b>65</b>
4.5	<b>Dificuldades nos Testes das Funções Diferenciais 87 .....</b>	<b>66</b>
4.6	<b>Conclusões do Capítulo .....</b>	<b>67</b>
<b>5</b>	<b>IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO E RESULTADOS .....</b>	<b>68</b>

<b>5.1</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>68</b>
<b>5.2</b>	<b>Implementação e Resultados das Funções de Sobrecorrente.....</b>	<b>77</b>
<b>5.3</b>	<b>Implementação e Resultados das Funções Direcionais .....</b>	<b>82</b>
<b>5.4</b>	<b>Implementação e Resultados das Funções de Distância .....</b>	<b>88</b>
<b>5.5</b>	<b>Implementação e Resultados das Funções Diferenciais .....</b>	<b>102</b>
<b>5.6</b>	<b>Conclusões do Capítulo .....</b>	<b>110</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>112</b>
<b>6.1</b>	<b>Recomendações para Trabalhos Futuros .....</b>	<b>112</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>114</b>
	<b>APÊNDICE A – MANUAL DA FERRAMENTA.....</b>	<b>116</b>
	<b>ANEXO A – TABELA ANSI .....</b>	<b>130</b>

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Tema

O presente trabalho aborda o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio à validação e visualização das funções de proteção de sistemas elétricos de potência, com ênfase nas funções de sobrecorrente, direcionais, distância e diferenciais. O tema se insere no contexto da engenharia de proteção e controle, área essencial para a operação segura e eficiente de subestações e redes de energia, sendo de grande relevância tanto para profissionais atuantes em estudos de proteção, comissionamento e operação, quanto para o meio acadêmico, servindo de suporte a professores e estudantes na compreensão e análise das lógicas de proteção.

A ferramenta proposta visa auxiliar na validação da parametrização das funções de proteção, fornecendo recursos de cálculo e visualização numérica e gráfica das principais grandezas envolvidas. Por meio de curvas de atuação e representações de coordenogramas, pretende-se oferecer uma ferramenta de cálculo que permita verificar o comportamento das proteções de maneira intuitiva e confiável, reduzindo a possibilidade de erros manuais e otimizando o processo de ajuste de relés digitais.

O trabalho foca especialmente nos relés de proteção aplicados a subestações, com destaque para os modelos da marca Ingeteam, amplamente utilizados em ambientes de geração, transmissão e distribuição de energia. A escolha dessa plataforma decorre de sua ampla flexibilidade e do número expressivo de funções incorporadas, o que torna o processo de parametrização mais complexo e, ao mesmo tempo, mais suscetível a inconsistências. Assim, a criação de uma ferramenta que facilite a interpretação e a conferência das configurações desses dispositivos representa uma contribuição significativa para o setor elétrico.

Desse modo, o tema deste trabalho está centrado na integração entre engenharia de proteção e tecnologia da informação, buscando desenvolver uma solução prática e didática que apoie tanto o ambiente profissional quanto o acadêmico. A proposta reforça a importância de soluções que unam automação, precisão e clareza visual, promovendo maior confiabilidade na operação dos sistemas elétricos e fortalecendo a formação técnica e científica dos profissionais da área.

### 1.1.1 Delimitação do Tema

Este trabalho delimita-se ao estudo e desenvolvimento de uma ferramenta computacional, com versões web e offline, destinada à validação e visualização das funções de proteção de sobrecorrente, direcionais, distância e diferenciais aplicadas a relés multifuncionais da marca Ingeteam. O escopo contempla a análise e representação gráfica do comportamento de atuação dessas funções frente a valores de corrente, tensão e impedância inseridos manualmente pelo usuário.

O estudo restringe-se à modelagem e implementação dos cálculos e recursos de visualização associados a essas funções específicas, não abrangendo outras lógicas de proteção, fabricantes de relés ou etapas práticas de comissionamento em campo.

### 1.2 Problema

A parametrização e a validação das funções de proteção em sistemas elétricos de potência constituem tarefas complexas, exigindo elevada precisão na interpretação do comportamento dos relés de proteção frente aos ajustes produzidos nos estudos de proteção. Atualmente, essa análise é realizada por meio de ferramentas distintas, como planilhas, sites e aplicativos específicos para cada função, o que torna o processo fragmentado, de difícil acesso e dependente de múltiplos métodos e formatos.

Essa ausência de uma ferramenta integrada que reúna, em um único ambiente, a visualização numérica e gráfica das funções de sobrecorrente, direcionais, distância e diferenciais compromete a eficiência e a padronização dos resultados. Como destacado por Borges Filho (2024), estudos de parametrização e coordenação frequentemente revelam erros significativos, especialmente na coordenação entre relés, o que pode levar a interrupções indevidas no sistema elétrico.

A fragmentação do processo gera aumento no tempo de validação, dificuldades no treinamento de novos profissionais e limitações no uso acadêmico, impactando diretamente os prazos de testes de aceitação, tanto em fábrica quanto em campo.

### 1.3 Objetivos

#### 1.3.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma ferramenta computacional, com aplicação web e possibilidade de uso offline, capaz de realizar a validação e visualização das funções

de proteção de sobrecorrente, direcionais, distância e diferenciais, simulando o comportamento de atuação dos relés de proteção de acordo com a parametrização inserida. Trata-se de um site de código aberto, cujo acesso por meio de um navegador garante compatibilidade com diferentes sistemas operacionais, além de permitir que a página seja baixada para utilização sem conexão. Validar a ferramenta por meio de testes com IEDs da Ingeteam e com a utilização de uma mala de ensaios secundários Omicron.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudar o funcionamento das principais funções de proteção aplicadas em sistemas elétricos de potência;
- Identificar como as funções de sobrecorrente, direcionais, distância e diferenciais são calculadas e parametrizadas nos relés digitais;
- Analisar o comportamento de atuação dessas funções frente a diferentes parametrizações;
- Estudar conceitos de desenvolvimento de aplicações web e offline voltadas à automação de cálculos e representação gráfica;
- Desenvolver códigos capazes de receber parâmetros de entrada e calcular curvas de atuação correspondentes às funções de proteção;
- Implementar recursos de visualização numérica e gráfica dos resultados obtidos;
- Validar o correto funcionamento da ferramenta a partir de comparações com resultados de cálculos teóricos e práticos.

### 1.4 Justificativa

A correta parametrização e validação das funções de proteção são etapas essenciais para garantir a confiabilidade e a segurança dos sistemas elétricos de potência. A crescente complexidade dos relés digitais, aliada à diversidade de configurações possíveis, torna o processo de verificação e interpretação dos ajustes cada vez mais desafiador. Assim, surge a necessidade de ferramentas que permitam visualizar e validar de forma integrada e intuitiva o comportamento das funções de proteção, reduzindo o risco de erros e otimizando o tempo de análise dos profissionais envolvidos em estudos, comissionamentos e operação.

A criação de uma ferramenta computacional, capaz de reunir em um único ambiente o cálculo, a simulação e a representação gráfica das funções de sobrecorrente, direcionais, distância e diferenciais, visa suprir uma lacuna existente nas práticas atuais. Ao proporcionar maior clareza e precisão nos resultados, a proposta contribui diretamente para a padronização dos procedimentos de proteção, o aumento da eficiência nos testes e o aprimoramento da confiabilidade operacional dos sistemas elétricos.

Além de sua aplicação prática, o desenvolvimento desta ferramenta também representa uma oportunidade de integração entre teoria e prática, permitindo que os conhecimentos adquiridos sobre proteção de sistemas elétricos sejam aplicados de maneira dinâmica. Dessa forma, o trabalho justifica-se por sua relevância técnica, por contribuir para o aprimoramento das metodologias de análise e por fortalecer o desenvolvimento de soluções que unem engenharia elétrica e tecnologia da informação em benefício da segurança e da eficiência energética.

## **1.5 Metodologia de Pesquisa**

A metodologia adotada neste trabalho é de natureza aplicada, com abordagem qualitativa e quantitativa, visando compreender e propor soluções práticas para os desafios de validação e visualização das funções de proteção em sistemas elétricos de potência. Essa combinação metodológica permite tanto o embasamento teórico do tema quanto a implementação e análise prática da ferramenta proposta.

Na etapa teórica, foi realizada uma revisão bibliográfica sobre os princípios de funcionamento das funções de proteção de sobrecorrente, direcionais, distância e diferenciais, abordando seus fundamentos, aplicações e parametrizações em relés digitais. Foram consultados manuais técnicos, artigos científicos e materiais de fabricantes de equipamentos, especialmente os relés multifuncionais da Ingeteam, a fim de compreender os cálculos e características operacionais dessas funções.

Na etapa prática, foi desenvolvido um protótipo de ferramenta computacional, com versões web e offline, destinada à validação e visualização gráfica das funções de proteção. A aplicação permite a inserção manual dos parâmetros de ajuste e executa o cálculo das curvas de atuação correspondentes, exibindo os resultados em formato numérico e gráfico.

Durante o desenvolvimento, foram empregados métodos de programação voltados à criação de interfaces intuitivas e algoritmos de cálculo precisos, priorizando a fidelidade dos resultados em relação aos comportamentos reais dos relés. Após implementada, a ferramenta foi submetida a testes de validação com mala de testes Omicron, comparando os resultados obtidos com os cálculos teóricos e parâmetros conhecidos, para verificar sua confiabilidade e precisão.

Por fim, os dados e observações obtidos ao longo do processo foram analisados para avaliar o desempenho da ferramenta, sua aplicabilidade no contexto profissional e seu potencial como suporte técnico à parametrização de relés de proteção em sistemas elétricos de potência.

## **1.6 Estrutura do Trabalho**

O Capítulo 1 introduz o trabalho, apresentando o tema, a delimitação, o problema de pesquisa, os objetivos gerais e específicos, a justificativa, a metodologia empregada e a estrutura adotada no desenvolvimento do estudo.

O Capítulo 2 aborda os princípios de funcionamento dos relés digitais, descrevendo as funções de proteção analisadas neste estudo, com ênfase nas funções de sobrecorrente (50, 51, 50N e 51N), direcionais (67 e 67N), distância (21) e diferencial (87).

O Capítulo 3 trata da parametrização das funções nos relés de proteção, apresentando os métodos de configuração e cálculo adotados em relés digitais, com destaque para os modelos de relés da Ingeteam utilizados como referência.

O Capítulo 4 discute as dificuldades encontradas nos testes de aceitação, tanto em fábrica (TAF) quanto em campo (TAC), identificando os principais desafios na verificação prática das funções de proteção analisadas.

O Capítulo 5 apresenta a implementação da ferramenta proposta e os resultados obtidos, descrevendo o processo de desenvolvimento do código, os algoritmos de cálculo aplicados, a interface gráfica e os gráficos gerados para cada função de proteção.

Por fim, o Capítulo 6 reúne as conclusões finais do trabalho, destacando as contribuições alcançadas, as limitações encontradas e as possibilidades de aprimoramento e continuidade do projeto em estudos futuros.

## 2 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DOS RELÉS DIGITAIS

### 2.1 Introdução

A proteção de sistemas elétricos é essencial para garantir a segurança, continuidade e confiabilidade da operação do sistema elétrico. Dentre os diversos tipos de proteção, os relés de sobrecorrente destacam-se por sua simplicidade, eficácia e ampla aplicação nos sistemas de potência. Segundo João Mamede Filho, "entende-se por relé de proteção de sobrecorrente aquele que responde à corrente que flui no elemento do sistema que se quer proteger, quando o módulo dessa corrente supera o valor previamente ajustado" (MAMEDE, 2024, p. 94).

A proteção de sistemas elétricos de potência contra faltas que envolvem sobrecorrentes exige não apenas a detecção da magnitude da corrente, mas em muitas configurações de rede, também a identificação da direção do fluxo dessa corrente de falta. Em sistemas radiais simples, a proteção de sobrecorrente convencional (funções 50, 51, 50N, 51N) geralmente é suficiente. Contudo, em redes mais complexas, como aquelas com alimentação por múltiplas fontes, linhas paralelas ou em anel, a seletividade da proteção pode ser comprometida sem a capacidade de discernir a direção da falta. É nesse contexto que a função de sobrecorrente direcional, designada pelo número ANSI 67, torna-se fundamental.

Com o aumento da complexidade e da extensão das redes elétricas modernas, além da já mencionada função 67, tornou-se evidente a necessidade de mecanismos de proteção mais eficazes e seletivos. Embora os relés de sobrecorrente sejam amplamente empregados para esse fim, eles apresentam limitações significativas.

O desempenho desse tipo de proteção é sofrível, quando se sabe que esses relés respondem apenas pela grandeza da corrente, cujas desvantagens são cada vez maiores à medida que as linhas de transmissão adquirem comprimentos muito grandes e os sistemas elétricos assumem configurações extremamente complexas (MAMEDE, 2024, p. 200).

Nesse contexto, surge a função de distância, representada pelo código ANSI 21, como uma solução mais eficaz para a proteção de linhas de transmissão, especialmente em sistemas com elevada complexidade e extensão. A proteção de distância diferencia-se por não depender exclusivamente da magnitude da corrente para detectar defeitos, mas sim da relação entre a tensão e corrente no ponto de medição, conforme destaca o autor:

Os relés de distância processam a tensão aplicada em seus terminais, ligados por meio de TPs ao sistema de potência, e a corrente de defeito que circula no mesmo ponto, resultando na conhecida expressão  $V/I$ , origem do nome do relé, já que essa grandeza permite determinar a distância de um trecho qualquer de um alimentador a partir da impedância unitária do condutor utilizado (MAMEDE, 2024, p. 200).

No mesmo sentido, a proteção de transformadores de potência é crucial para a segurança e confiabilidade dos sistemas elétricos, dada a importância e o custo desses equipamentos. Entre as diversas proteções aplicadas, a função diferencial (designada pelo número ANSI 87) destaca-se como a principal proteção contra faltas internas nos enrolamentos do transformador. A norma IEEE C37.2-2022 define o dispositivo 87 como um "*differential protective relay*", cuja função é operar quando a diferença fasorial entre correntes (ou outras grandezas elétricas) que entram e saem de uma zona protegida excede um valor pré-determinado (IEEE, 2022, 3.1.87).

## 2.2 Funcionamento das Funções de Sobrecorrente 50, 51, 50N e 51N

As funções 50, 51, 50N e 51N representam proteções contra sobrecorrente em diferentes condições e tempos de atuação. A função 50 corresponde a uma proteção de sobrecorrente instantânea, enquanto a função 51 refere-se a uma proteção temporizada. Da mesma forma, as funções 50N e 51N são aplicadas à proteção de neutro ou sequência zero, sendo utilizadas para detecção de faltas à terra. Essas funções são essenciais para a detecção rápida de defeitos que podem causar danos severos aos equipamentos e comprometer a operação do sistema elétrico.

O autor destaca que "a proteção com relé de sobrecorrente é a mais econômica de todas as proteções utilizadas nos sistemas de potência" (MAMEDE, 2024, p. 94), o que justifica sua aplicação frequente, especialmente em alimentadores de média tensão, linhas de transmissão, geradores, motores, reatores e capacitores. Além disso, os tempos de operação desses relés são, de modo geral, inversamente proporcionais às correntes que circulam no sistema, o que garante uma atuação seletiva e coordenada com outras proteções do sistema.

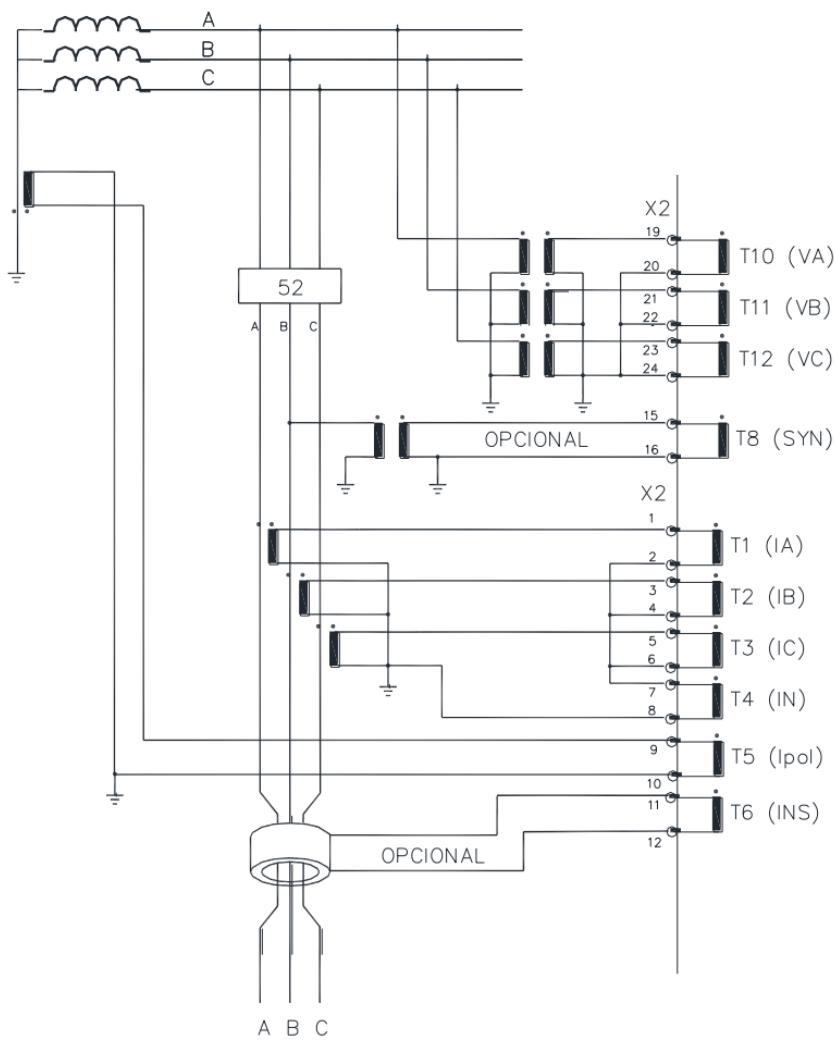
Assim, a função de sobrecorrente permanece como uma solução essencial na proteção de sistemas elétricos, sendo amplamente empregada por sua simplicidade, robustez e confiabilidade, especialmente em sistemas de menor complexidade.

Os relés digitais de sobrecorrente são dispositivos eletrônicos programáveis utilizados na proteção de sistemas elétricos. Seu princípio de operação baseia-se na

medição das correntes provenientes dos transformadores de corrente (TCs), que são continuamente comparadas com valores pré-ajustados. (MAMEDE, 2024, p. 104).

A Figura 1 apresenta o diagrama típico de ligação dos Transformadores de Potencial (TPs) e Transformadores de Corrente (TCs) do barramento com os respectivos transformadores de medição do relé de proteção. Observa-se que as entradas de corrente (IA, IB, IC e IN) e de tensão (VA, VB e VC) são devidamente conectadas aos terminais do relé, garantindo a aquisição correta das grandezas elétricas trifásicas. O esquema também contempla a opção de ligação de um TP de sincronismo (SYN), destinado à referência de fase para funções específicas, e de um TC de corrente de neutro sensível (INS), utilizado em aplicações que exigem maior precisão na detecção de faltas à terra de baixa intensidade.

**Figura 1 - Esquema de Conexão do Relé**



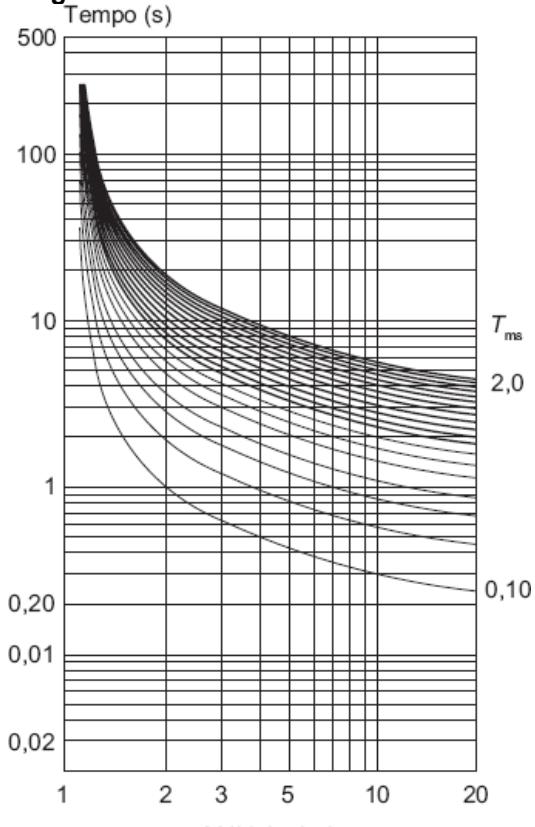
**Fonte: INGETEAM TECHNOLOGY S.A. (2024, p. 22)**

Os sinais de corrente, uma vez reduzidos e aplicados aos circuitos de entrada, são processados por meio de conversores analógico-digitais e avaliados por uma

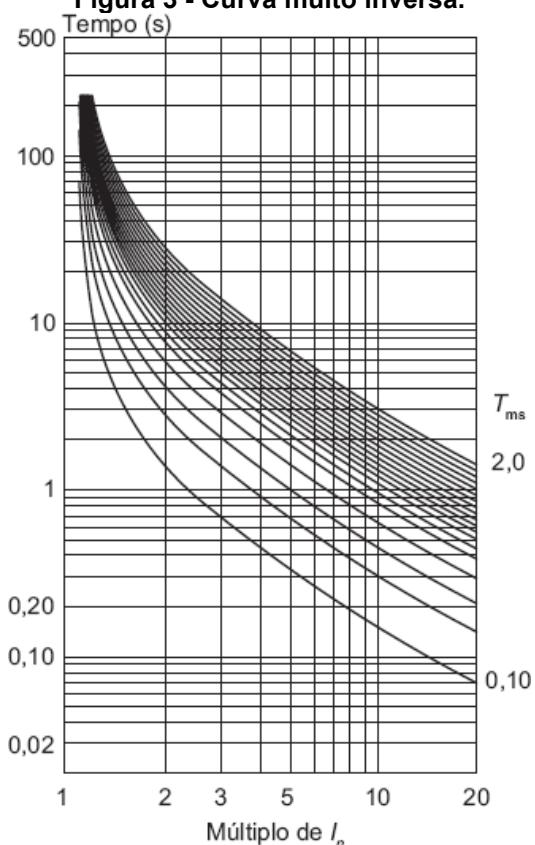
unidade lógica interna. Quando a corrente ultrapassa o valor de disparo configurado, o relé envia o comando de abertura do circuito, isolando a falha e protegendo os equipamentos envolvidos. As configurações de operação são armazenadas em uma memória não volátil, o que garante a preservação dos dados mesmo na ausência de alimentação elétrica, assegurando o funcionamento confiável do relé em condições adversas (MAMEDE, 2024, p. 104).

As funções instantâneas (50/50N) respondem às faltas de forma praticamente imediata, sem qualquer retardo programado, garantindo o mínimo de tempo de exposição do sistema a correntes elevadas. De acordo com João Mamede Filho, “se inicia quando a corrente ultrapassa o valor ajustado no relé que gera um sinal de abertura do disjuntor em um tempo extremamente pequeno” (MAMEDE, 2024, p. 106).

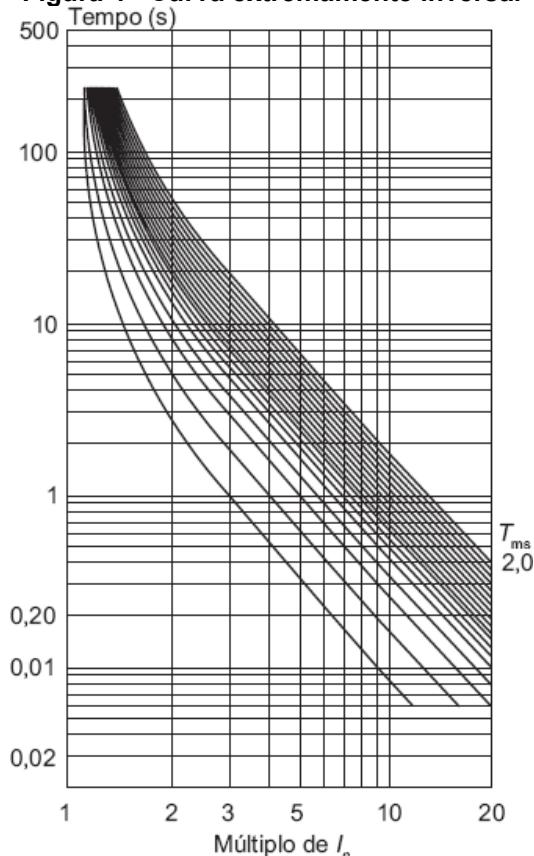
Já as unidades temporizadas (51/51N) combinam magnitude de sobrecorrente e tempo de retardo parametrizados, permitindo coordenação com outras proteções do sistema. Como descreve o autor, “se inicia quando a corrente ultrapassa o valor ajustado no relé que gera um sinal de abertura do disjuntor em um tempo dado segundo a curva ajustada no relé e a magnitude da sobrecarga” (MAMEDE, 2024, p. 106). Na prática, essa temporização é implementada por meio de contadores internos que integram o valor eficaz da corrente até o disparo; algumas das diferentes formas dessas curvas “corrente x tempo” estão ilustradas da Figura 2 até a Figura 6 na forma bilogarítmica, ilustrando os tempos de atuação para cada corrente em um determinado índice de tempo (“*time dial*”).

**Figura 2 - Curva normalmente inversa.**

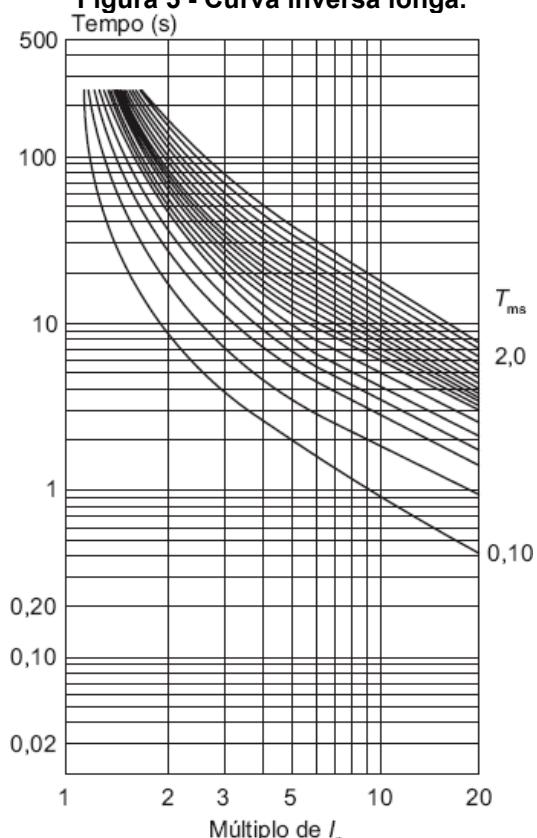
Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 106)

**Figura 3 - Curva muito inversa.**

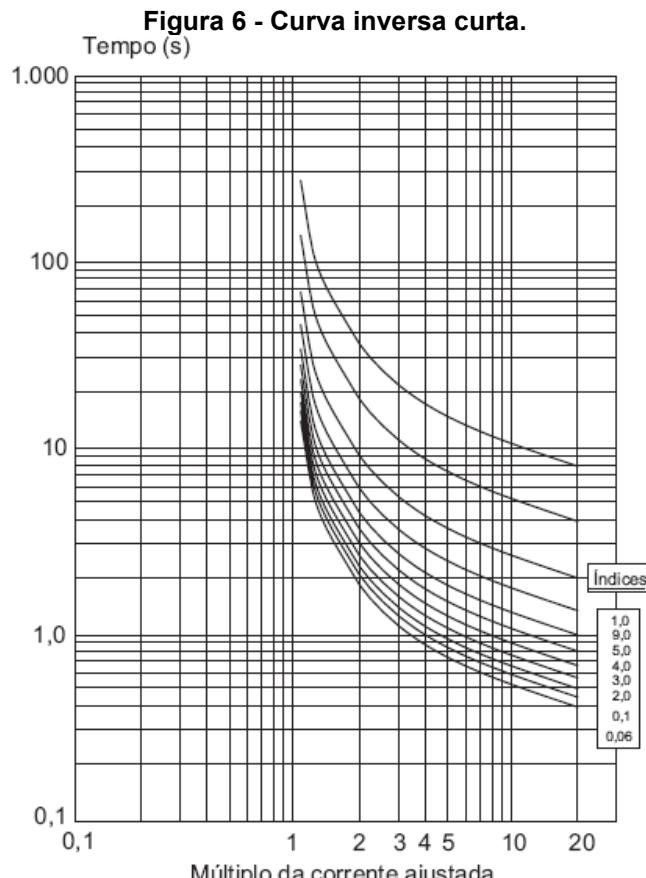
Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 107)

**Figura 4 - Curva extremamente inversa.**

Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 108)

**Figura 5 - Curva inversa longa.**

Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 108)



Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 108)

As curvas da Figura 2 até a Figura 6 são geradas pela Equação 1, que fornece o tempo de disparo da curva temporizada adotada no manual da Ingeteam (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 573):

$$T = \frac{M \cdot k}{(I / I_0)^{\alpha} - 1} \quad (1)$$

Onde  $T$  é o tempo de disparo (s),  $M$  é o multiplicador (índice de tempo ou “time dial”),  $I$  é a corrente medida,  $I_0$  é a corrente de arranque, além das constantes  $k$  e  $\alpha$ , que são definidas de acordo com a curva. Na Tabela 1 estão dispostos os valores das constantes para cada curva.

**Tabela 1 - Constantes de acordo com tipo da curva**

Constantes	Normal Inversa	Muito Inversa	Extremamente Inversa	Inversa Longa	Inversa Curta
$k$	0,14	13,50	80	120	0,05
$\alpha$	0,02	1	2	1	0,04

Fonte: Ingeteam Technology S.A. (2024, p. 573)

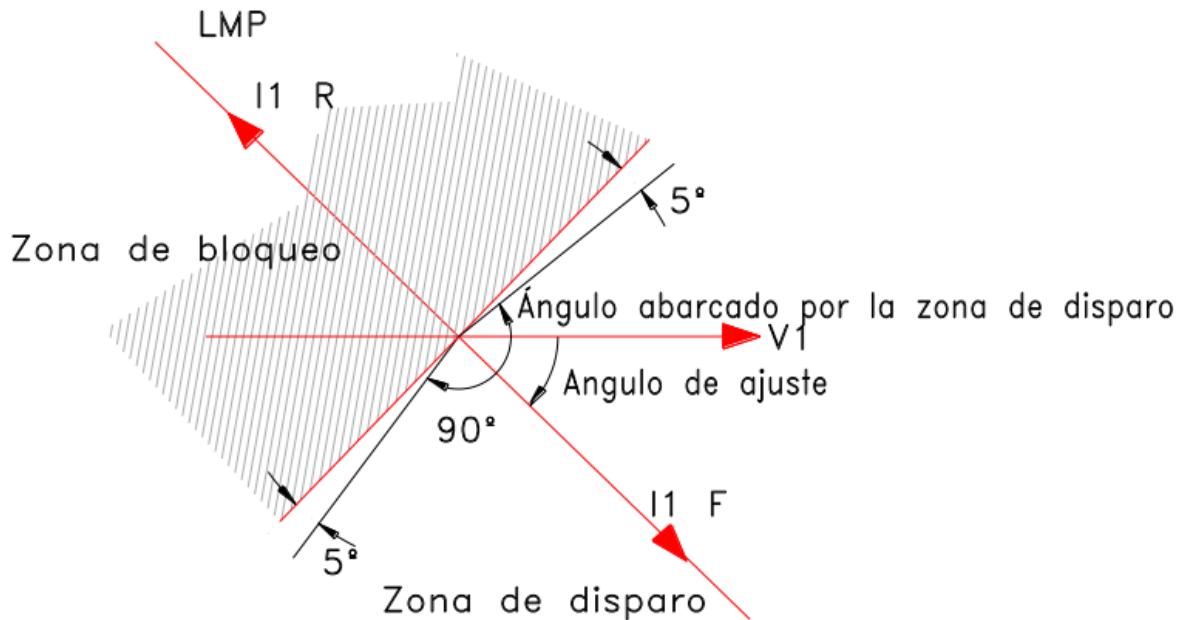
## 2.3 Funcionamento das Funções Direcionais 67 e 67N

A ANSI (*American National Standards Institute*) é uma organização responsável pela padronização de normas técnicas nos Estados Unidos, cujas designações numéricas são amplamente adotadas globalmente para funções de relés de proteção. A norma IEEE C37.2 (2022, p.19) estabelece esses códigos, onde o número 67 refere-se especificamente ao "*AC directional overcurrent relay*". Uma tabela completa com as funções ANSI é apresentada no ANEXO A.

Conforme explica João Mamede Filho, "quando esses sistemas são alimentados pelas duas extremidades, ou apresentam configuração em anel, há necessidade de implementar relés de sobrecorrente temporizados incorporados a elementos direcionais, isto é, que são sensibilizados ou não pelo sentido em que flui a corrente (relés direcionais de corrente) ou a potência (relés direcionais de potência)" (MAMEDE, 2024, p. 131). A função 67 combina, portanto, a lógica de sobrecorrente com um elemento direcional, permitindo que o relé atue apenas para faltas ocorridas em uma direção pré-determinada (geralmente à frente do ponto de instalação do relé), bloqueando a atuação para faltas na direção oposta. Isso garante a coordenação adequada entre os dispositivos de proteção e a minimização da área desenergizada durante uma falta.

O esquema de conexões do barramento com o IED é visto na Figura 1 e de uma forma análoga na Figura 8, entretanto, diferente da função de sobrecorrente, a utilização das ligações e, consequentemente, das medições das tensões (VA, VB e VC) passam a ser essenciais para identificação da polarização da corrente, com o intuito de identificar a direção dessa grandeza e definir se deve ou não ocorrer o arranque da função. Além disso, o diagrama de polarização é representado na Figura 7 e seus parâmetros de ajuste e construção serão explicados posteriormente no Capítulo 3.

Figura 7 - Diagrama de Polarização Função 67



Fonte: INGETEAM TECHNOLOGY S.A. (2024, p. 54)

O princípio fundamental da função 67 reside na adição de um critério direcional à detecção de sobrecorrente. O relé não apenas mede a magnitude da corrente que flui através do equipamento protegido, mas também avalia a direção desse fluxo em relação a uma referência de tensão ou corrente. Para determinar a direção, o relé utiliza grandezas de polarização, que são tipicamente tensões do sistema. A relação fasorial entre a corrente de operação (corrente medida na fase ou neutro) e a grandeza de polarização define a direção da falta.

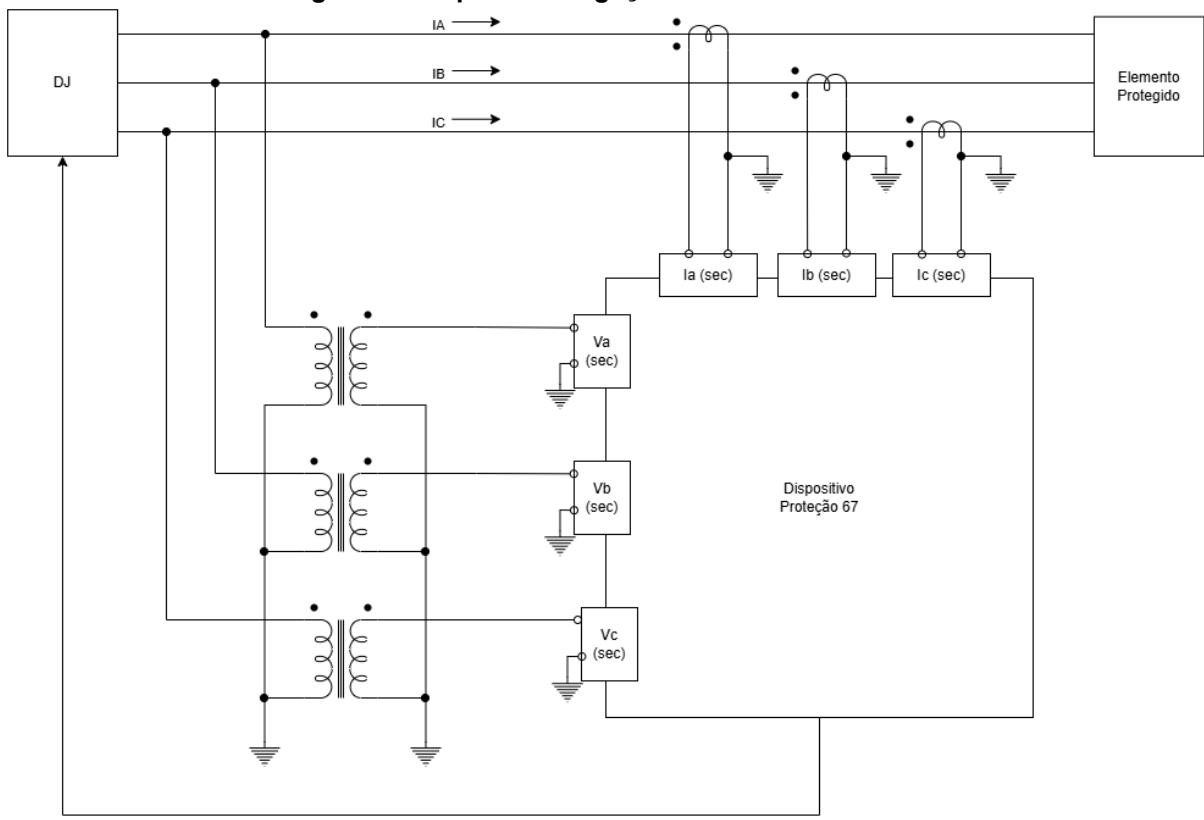
Mamede Filho (2024, p. 131) elucida que "a proteção com relé direcional tem a finalidade de reconhecer em que sentido está fluindo a corrente ou a potência numa determinada parte do sistema". Se a corrente de falta fluir na direção definida como 'frente' (geralmente apontando para a linha ou equipamento protegido) e sua magnitude exceder o valor de ajuste (*pickup*), o relé iniciará a contagem de tempo (para unidades temporizadas 67) ou atuará instantaneamente (para unidades instantâneas 67). Se a corrente fluir na direção 'reversa', a atuação é bloqueada, mesmo que a magnitude da corrente seja elevada.

A determinação da direção é feita comparando o ângulo da corrente de falta com o ângulo de uma tensão de referência (tensão de polarização). Diferentes métodos de conexão e polarização são utilizados para garantir uma operação confiável em diversas condições de falta. Para faltas entre fases, utilizam-se geralmente as tensões de fase ou compostas. Para faltas à terra (detectadas pelas

funções 67N ou 67G), a polarização pode ser feita pela tensão residual ( $3V_0$ ) ou pela corrente residual ( $3I_0$ ) de um ponto de referência, como o neutro de um transformador ou banco de capacitores.

Na Figura 8, apresenta-se o esquema típico de ligação dos transformadores de corrente (TCs) e dos transformadores de potencial (TPs). A partir da análise fasorial entre corrente e tensão, o relé determina o sentido da falta, permitindo que a proteção atue apenas em situações que comprometam o elemento protegido no sentido previamente configurado.

**Figura 8 - Esquema de ligação dos TPs e TCs Relé**



**Fonte: Autoria Própria (2025)**

## 2.4 Funcionamento das Funções de Distância 21

Dentre as vantagens proporcionadas pela função 21, destaca-se a sua capacidade de realizar a proteção seletiva das linhas de transmissão sem a necessidade de ajustes contínuos e estudos detalhados das correntes de curto-círcuito.

Além disso, essa função se destaca por superar várias deficiências típicas das proteções de sobrecorrente, que apresentam sensibilidade a alterações na geração

e na configuração do sistema, possuem tempos de atuação que variam conforme a localização do defeito e, muitas vezes, demandam tempos maiores de resposta para garantir a correta coordenação com outras proteções ao longo do sistema. Além disso, esses relés não conseguem distinguir adequadamente entre situações de sobrecarga e curtos-circuitos, exigindo constantes análises e ajustes baseados nas condições atualizadas das correntes de curto-círcuito (MAMEDE, 2024, p.200).

No entanto, é importante reconhecer também algumas limitações e cuidados associados à proteção de distância. Por exemplo,

em condições normais de operação em carga o relé de distância poderia atuar. Isto se deve ao fato de que o relé de distância é alimentado pela corrente de carga e pela tensão nominal do sistema. Como a relação dessa tensão pela corrente mede a impedância de carga, o relé estaria medindo em condições normais de operação a impedância da carga e não a do sistema [...] por outro lado, a impedância da linha de transmissão referida aos terminais do relé não deve ir além de 80% da impedância da carga, para evitar um desligamento intempestivo do sistema. (MAMEDE, 2024, p. 204).

A Figura 9 ilustra o princípio de funcionamento da proteção de distância aplicada à linha AB a partir do referencial da Subestação A. O relé de distância utiliza as medições de tensão e corrente coletadas para calcular a impedância aparente até o ponto de falta. Como a impedância é proporcional à distância percorrida ao longo da linha, é possível estimar a localização aproximada da falta e, assim, determinar se o defeito está dentro de alguma das zonas de proteção configuradas.

No diagrama, observam-se três zonas:

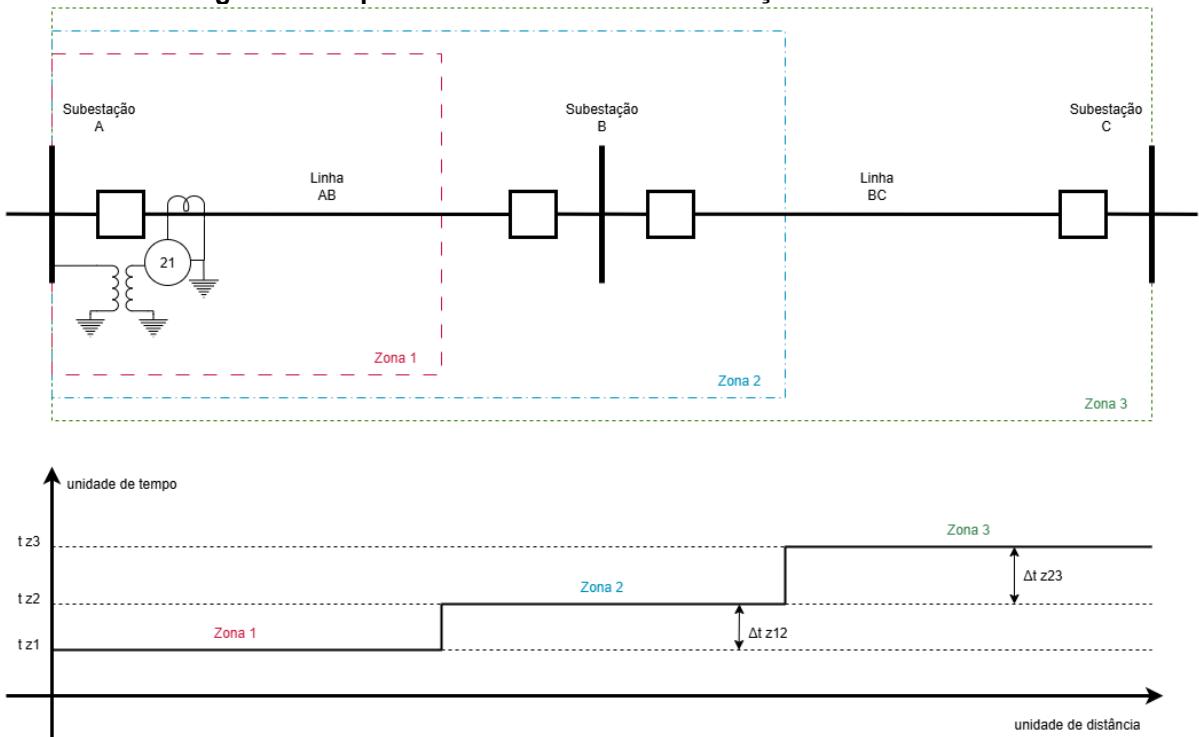
Zona 1: Protege de 80% a 90% da linha AB, atuando, com tempo de disparo nulo (sem atraso intencional) ou muito reduzido ( $t_{z1}$ ).

Zona 2: Estende-se por 100% da linha AB mais 20% a 50% da linha BC, esta zona é temporizada, com tempo de atuação  $t_{z2}$  superior ao da Zona 1, sendo o incremento de temporização representado por  $\Delta t_{z2}$ .

Zona 3: Engloba toda a linha AB e BC, com maior tempo de atuação ( $t_{z3}$ ), atuando como proteção de retaguarda.

O gráfico na parte inferior da Figura 9 representa a relação entre distância e tempo de atuação de cada zona: faltas localizadas em regiões mais próximas da subestação são eliminadas com tempos de atuação mais curtos, enquanto faltas em regiões mais distantes requerem tempos de atuação progressivamente maiores.

**Figura 9 - Esquema Unifilar e Zonas da Proteção de Distância 21**



**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Por fim, é importante mencionar que os relés de distância se subdividem em diversas categorias, cada uma com características operacionais específicas, que os tornam mais adequados para diferentes contextos e aplicações no sistema elétrico. Entre os principais tipos destacam-se os relés de impedância, reatância, admitância (também conhecidos como MHO), além dos modelos *blinder* e quadrilateral (MAMEDE, 2024, p. 206).

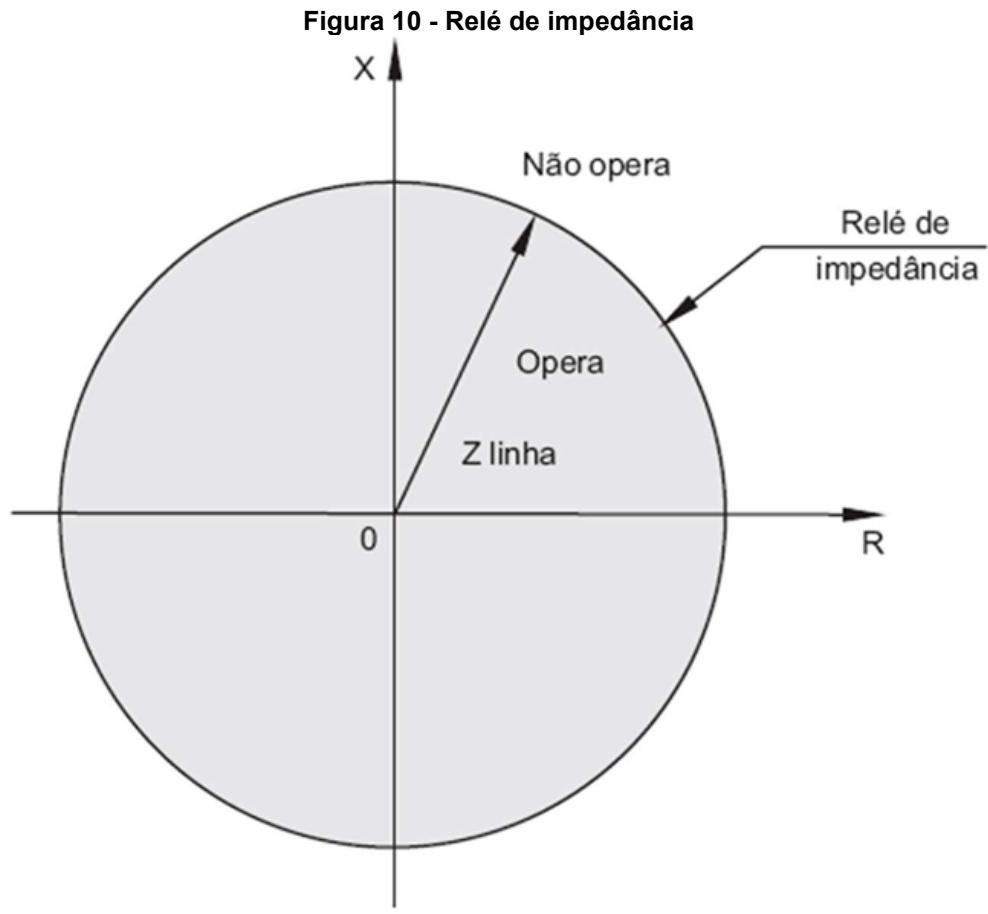
A escolha do tipo adequado depende fundamentalmente das características do sistema no qual será implementado, como o comprimento da linha e o nível de tensão associado. Assim, a função de distância destaca-se como uma das principais soluções para a proteção de linhas de transmissão, oferecendo maior seletividade, rapidez e confiabilidade, sendo amplamente aplicada nos sistemas elétricos modernos.

O relé de distância digital é um dispositivo de proteção que atua com base na medição da impedância aparente entre o ponto onde está instalado e o local da falta, sendo essa a essência da função de proteção de distância. Diferente de seus predecessores eletromecânicos, os relés digitais realizam essa medição por meio de algoritmos que processam sinais analógicos de corrente e tensão, convertendo-os

em valores digitais com alta precisão. A partir desses valores, o relé calcula a impedância do trecho de linha afetado e compara com limites predefinidos, determinando assim se há uma falha e em qual zona de proteção ela se encontra. Como é explicado por Mamede em “os relés digitais contêm as funções básicas similares às dos seus antecessores eletromecânicos” (MAMEDE, 2024, p. 200). Porém com significativa evolução tecnológica, agregando maior confiabilidade, flexibilidade e recursos adicionais, como registros e diagnósticos avançados.

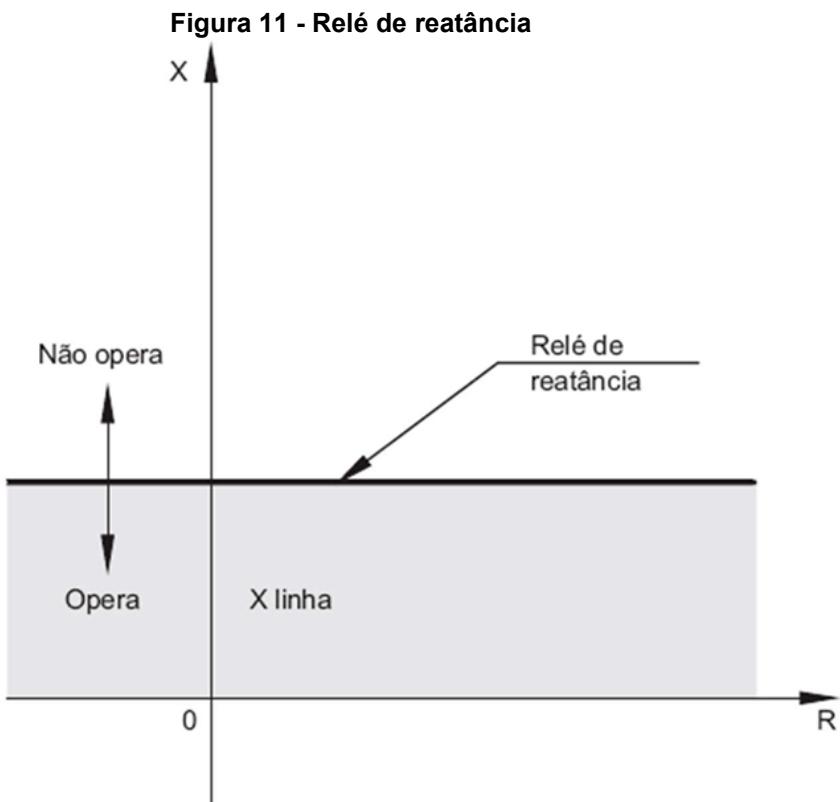
No plano complexo de impedâncias, a impedância medida pelo relé de distância é representada em um gráfico de coordenadas cartesianas, sendo a resistência (R) posicionada no eixo horizontal e a reatância (X) no eixo vertical — o chamado plano R-X. É nesse domínio que os relés verificam se o ponto de impedância aparente (calculado a partir da relação V/I) está contido dentro das regiões de atuação definidas. Segundo Mamede Filho, “a impedância do sistema é ajustada por meio da resistência e reatância, realizando a medição desses parâmetros desde o ponto de instalação do relé até o ponto onde ocorreu a falha” (MAMEDE, 2024, p. 243).

Na Figura 10, a característica de impedância (também chamada relé ohm), a equação de torque forma uma circunferência no plano R-X com centro na origem. O raio desse círculo corresponde à impedância de ajuste do relé, assim, a região de atuação fica restrita à parte interna da circunferência e o limiar de operação é a própria fronteira circular. Esse tipo de relé não possui direcionalidade intrínseca, para evitar atuação indevida em faltas a montante é necessária a adição de uma unidade direcional (função 67). Por ser um relé com alcance circular simétrico, é empregado principalmente em linhas de transmissão de comprimento médio em relação ao nível de tensão. A simplicidade da característica, porém, torna-o menos seletivo em sistemas malhados e suscetível a falhas de direção, motivo pelo qual relés de outras características ganharam espaço nos sistemas modernos (CRUZ, 2013, p. 19).



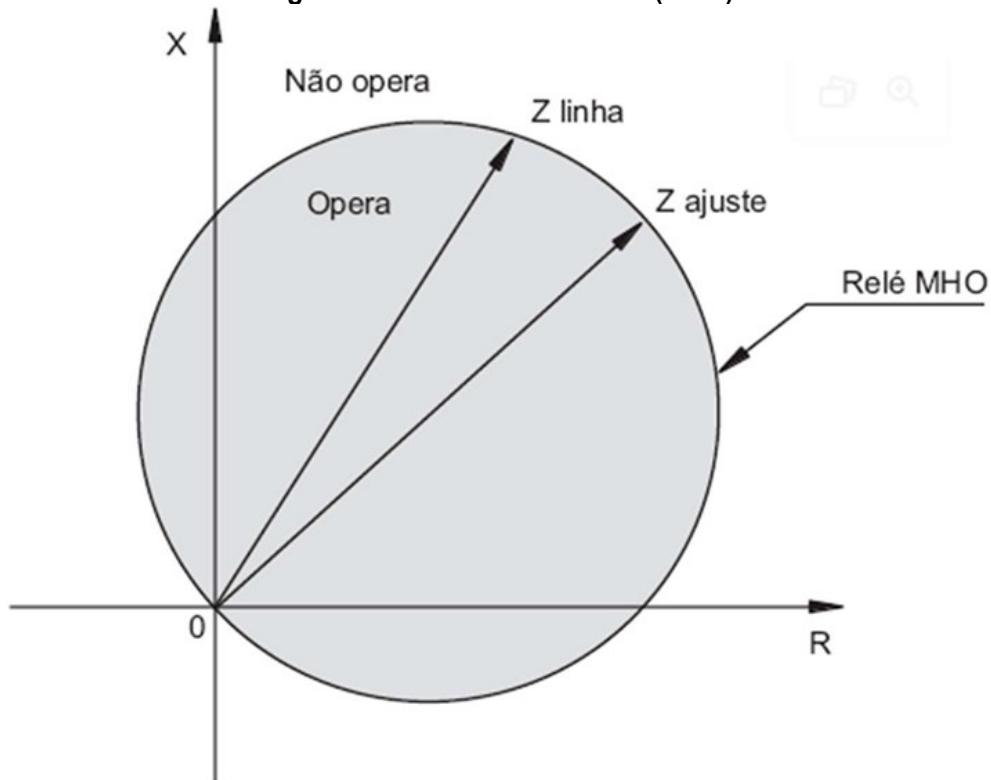
Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 207)

Na Figura 11, o relé de reatância mede apenas a componente imaginária da impedância. Sua região de operação é representada por uma reta paralela ao eixo R no plano R-X, estendendo-se ao infinito em ambas as direções. O relé atua para impedâncias cujas reatâncias sejam menores que o valor de ajuste e apresenta maior imunidade à resistência de arco, pois não considera a parte resistiva da impedância. Entretanto, por considerar somente a reatância, ele pode atuar indevidamente durante oscilações de carga, por isso é comum associar um relé de admitância para supervisioná-lo. Essa característica é útil em linhas curtas ou em sistemas nos quais a variação da resistência de arco é significativa, mas sua falta de direcionalidade e suscetibilidade a erros em carga limitam sua aplicação isolada (CRUZ, 2013, p. 24).



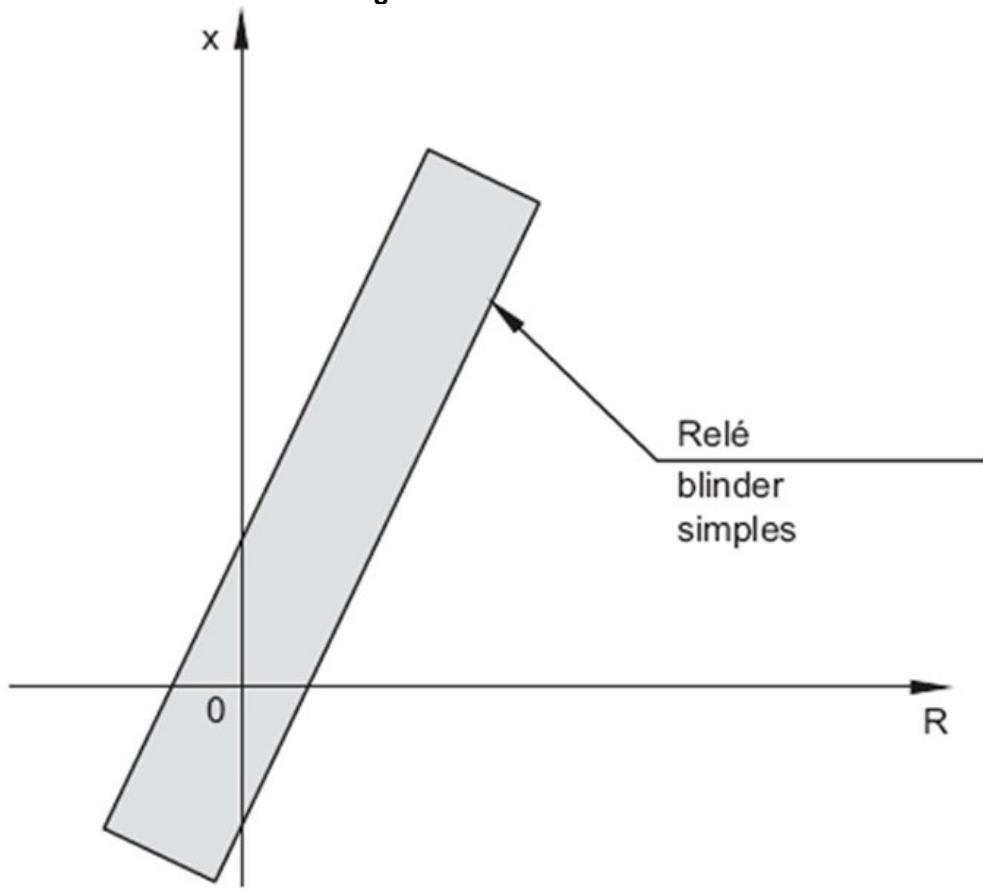
Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 207)

Na Figura 12, a característica MHO, também chamada relé de admitância, utiliza um comparador de fase do tipo cosseno. A equação de torque define uma circunferência no diagrama R-X cujo diâmetro é igual à impedância de ajuste, diferentemente do relé de impedância, o círculo tangencia a origem. A direção de atuação é incorporada pela própria característica, dispensando a unidade direcional e conferindo maior seletividade. Por apresentar alcance bem definido, o relé MHO é indicado para linhas longas de transmissão e evolui naturalmente para características auto polarizadas (usando a tensão de fase como polarização) ou outras polarizações, permitindo proteção contra faltas bifásicas, bifásicas-terra e trifásicas. Essa característica circular direcional é a mais empregada em relés digitais modernos (CRUZ, 2013, p. 22).

**Figura 12 - Relé de admitância (MHO)**

Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 207)

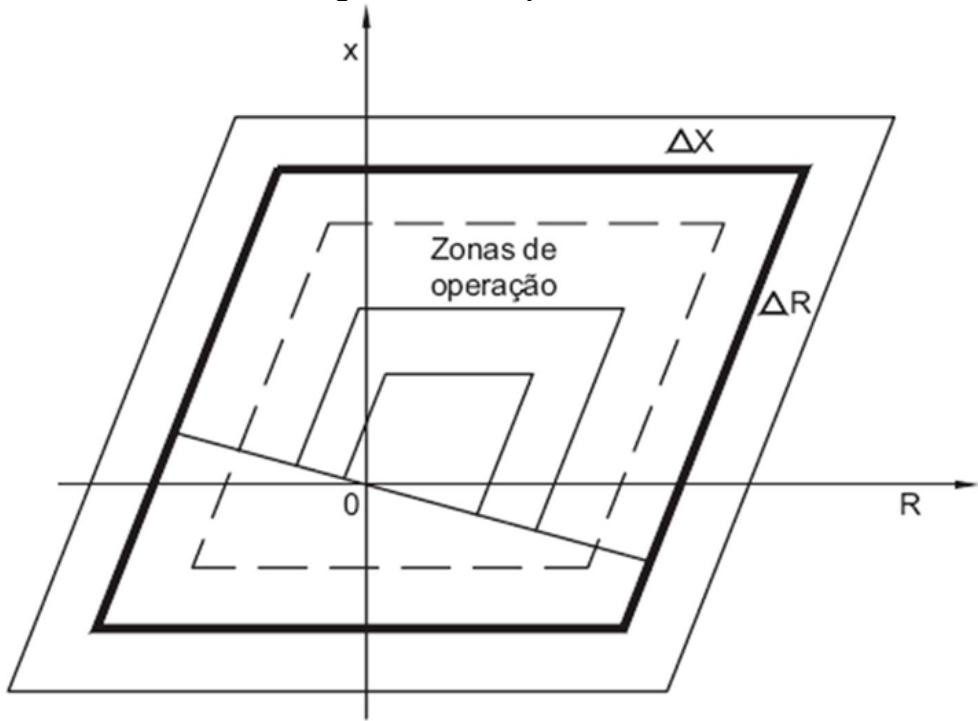
Na Figura 13, diferentemente das características circulares ou quadrilaterais, o blinder define sua zona de operação por meio de duas retas praticamente paralelas, formando uma faixa estreita que restringe a atuação apenas a impedâncias que se alinham com essa banda.

**Figura 13 - Relé blinder**

Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 208)

O relé quadrilateral apresenta uma característica composta por quatro segmentos de reta, permitindo ajustar independentemente limites de resistência e reatância. Essa flexibilidade é especialmente útil em sistemas onde a resistência de falta pode variar significativamente, como em linhas curtas ou em situações com elevados valores de resistência de arco. Além disso, o quadrilateral oferece maior adaptabilidade às condições de sistema e é amplamente empregado em relés numéricos pela sua versatilidade e precisão (CRUZ, 2013, p. 23).

**Figura 14 - Relé quadrilateral**



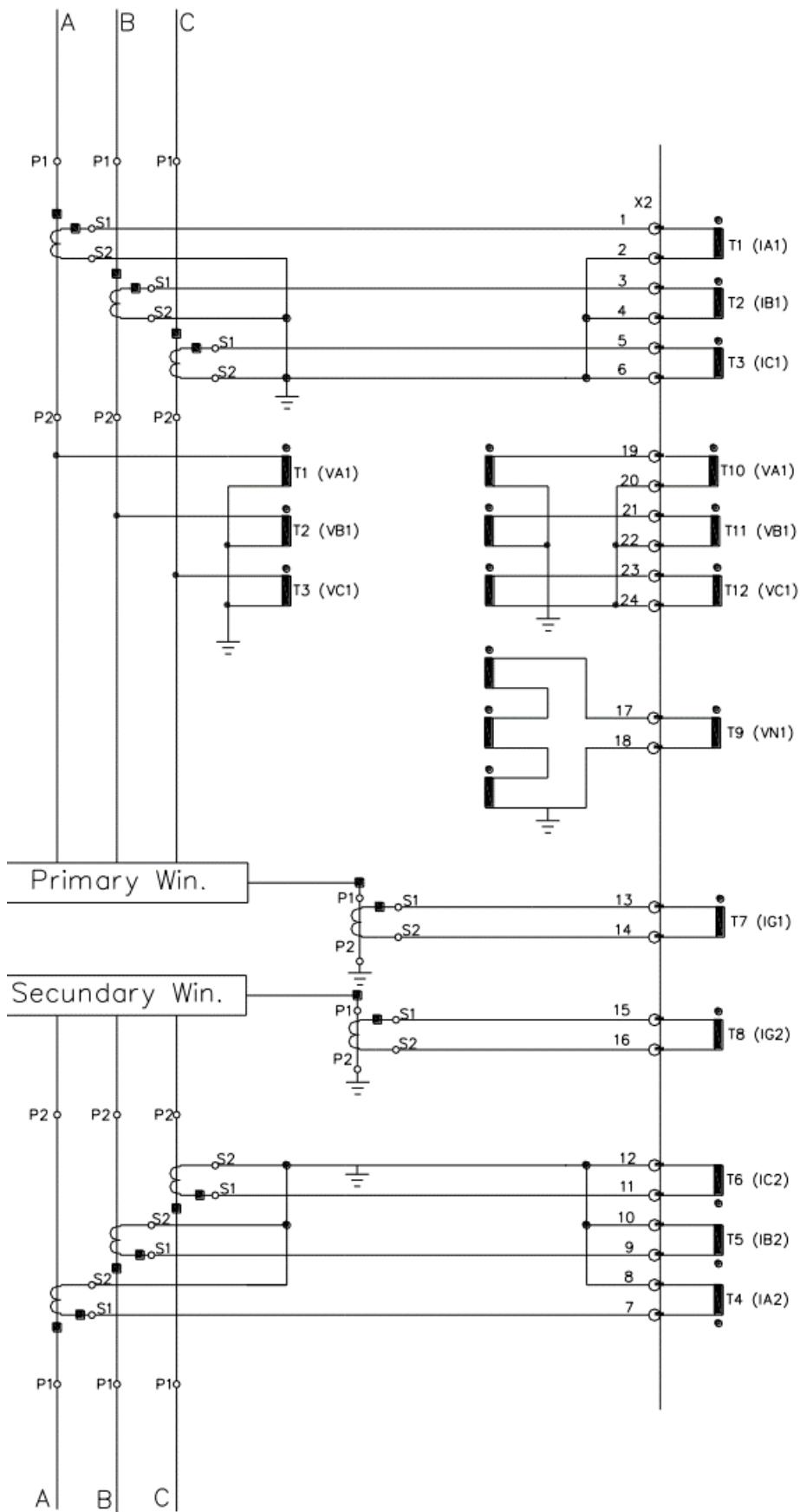
Fonte: João Mamede Filho (2024, p. 209)

A maneira como são formadas essas regiões de atuação será melhor entendida após o conhecimento dos parâmetros solicitados pelo relé que definem o funcionamento da função, que será tratado no Capítulo 3.

## 2.5 Funcionamento das Funções Diferenciais 87

Esta proteção baseia-se na comparação contínua das correntes que fluem nos diferentes enrolamentos do transformador. A Figura 15 apresenta o diagrama de ligação dos Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial (TPs) associados a um relé digital de proteção diferencial de transformador. O esquema mostra as conexões entre os enrolamentos primário e secundário do transformador e os respectivos circuitos de medição do relé, evidenciando a presença de TCs em ambos os lados de alta e baixa tensão, para as três fases (A, B e C), além das medições de corrente de neutro em cada devanado. Também são apresentados os TPs responsáveis pelo fornecimento das tensões de referência, utilizados para supervisão e sincronismo. Esse arranjo permite que o relé compare as correntes de entrada e saída do transformador, detectando desequilíbrios característicos de faltas internas e garantindo alta sensibilidade e seletividade na proteção diferencial.

**Figura 15 - Esquema de Conexão do Relé Diferencial**



Fonte: INGETEAM TECHNOLOGY S.A. (2024, p. 21)

Em condições normais de operação ou para faltas externas à zona de proteção (que abrange o transformador e os cabos até os transformadores de corrente), as correntes que entram e saem da zona diferencial são proporcionais às relações de transformação e devem se equilibrar, resultando em uma corrente diferencial próxima de zero. Contudo, na ocorrência de uma falta interna, como um curto-círcuito entre espiras ou entre um enrolamento e a carcaça, esse equilíbrio é rompido, gerando uma corrente diferencial significativa que sensibiliza o relé para atuar e comandar a abertura dos disjuntores associados, isolando rapidamente o equipamento defeituoso.

J. C. Das (2018, p. 444) destaca que a proteção diferencial de corrente é amplamente empregada para detecção de faltas internas em transformadores de potência, atuando de forma coordenada com proteções de sobrecorrente para garantir a seletividade e rapidez de operação. Segundo o autor, as faltas entre fases e à terra nos enrolamentos são adequadamente detectadas por relés diferenciais de fase e de neutro, enquanto defeitos de menor magnitude, como curtos entre espiras, podem não ser identificados por essa proteção, sendo então complementados por dispositivos auxiliares, como relés de pressão ou *Buchholz*. Essa combinação reforça o caráter principal e sensível da proteção diferencial na salvaguarda de transformadores contra danos internos.

O Capítulo 2 detalhará os princípios de funcionamento da proteção diferencial de transformador, discutindo a parametrização com base no IED INGEPAC EF TD da Ingeteam, as dificuldades encontradas nos testes de aceitação e, por fim, a implementação no site proposto neste trabalho.

O princípio básico da proteção diferencial de corrente (87) fundamenta-se na primeira lei de Kirchhoff, que estabelece que o somatório das correntes que chegam a um nó é igual ao somatório das correntes que saem desse nó. Aplicando este conceito à zona de proteção definida pelos TCs instalados nos terminais de todos os enrolamentos do transformador, a soma fasorial das correntes (adequadamente corrigidas pelas relações dos TCs e pela relação de transformação do próprio transformador de potência) deve ser nula ou muito próxima de zero em condições normais ou para faltas externas.

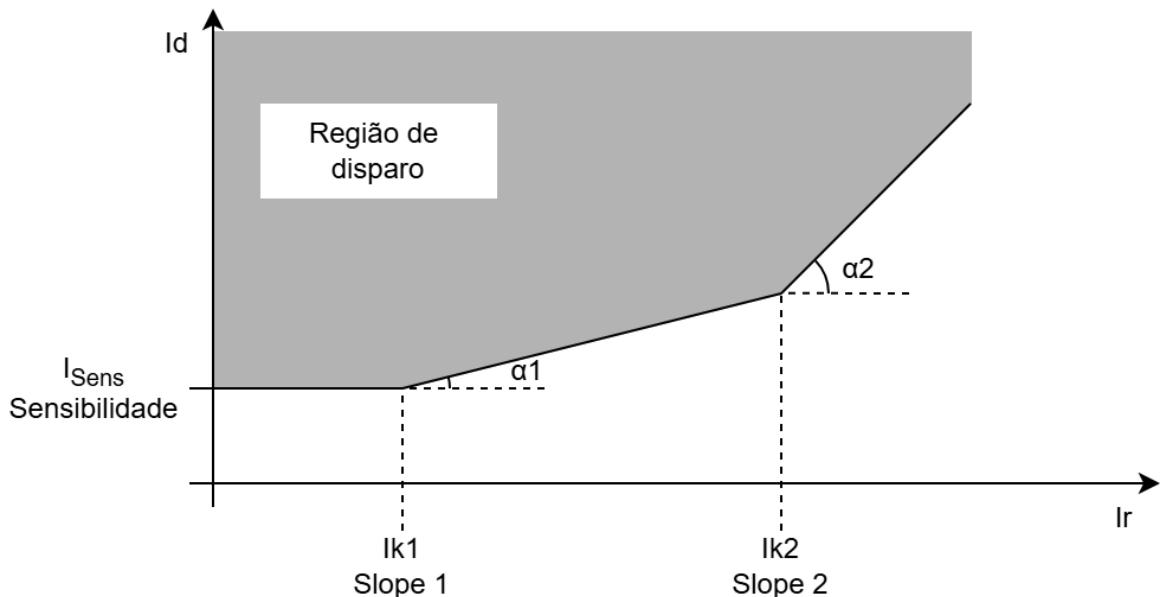
O relé diferencial mede continuamente essas correntes e calcula a chamada corrente diferencial ( $Id$ ), que é a soma fasorial das correntes referidas a um mesmo lado (geralmente o primário). Mamede Filho (2024, p. 218) descreve a corrente diferencial como "a diferença fasorial entre as correntes que entram e saem da zona protegida". Idealmente,  $Id$  seria zero na ausência de faltas internas. No entanto, na prática, pequenas correntes diferenciais podem surgir devido a erros nos TCs, variações na relação de transformação causadas pela operação do comutador de tapes sob carga, e correntes de magnetização normais do transformador.

Para evitar atuações indevidas devido a essas pequenas correntes diferenciais e garantir a estabilidade da proteção para faltas externas de elevada magnitude (que podem levar à saturação dos TCs e gerar correntes diferenciais indevidas), os relés diferenciais modernos empregam uma característica de operação com restrição percentual. Além da corrente diferencial ( $Id$ ), o relé calcula uma corrente de restrição ou frenagem ( $Ir$ ), que é tipicamente uma medida da intensidade da corrente que atravessa a zona protegida (por exemplo, a média aritmética ou o maior valor absoluto das correntes de entrada e saída). A atuação do relé ocorre somente se a corrente diferencial ( $Id$ ) exceder uma porcentagem da corrente de restrição ( $Ir$ ), definida por uma característica de operação geralmente composta por segmentos de reta com inclinações (*slopes*) diferentes.

Mamede Filho (2024, p. 220) ilustra essa característica, explicando que "a inclinação da reta representa a relação percentual entre a corrente diferencial mínima de operação e a corrente de restrição". O manual do IED INGEPAC EF TD (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 53) detalha a característica de operação utilizada, mostrando um primeiro patamar de corrente diferencial mínima (*pickup*) para baixas correntes de restrição e segmentos com inclinações crescentes (*Slope 1, Slope 2*) para correntes de restrição maiores, garantindo sensibilidade para faltas internas leves e segurança contra atuação para faltas externas severas.

Essa característica de operação define, no plano  $Id$  versus  $Ir$ , uma região de bloqueio (abaixo da curva) e uma região de operação (acima da curva). A corrente de restrição ( $Ir$ ), calculada pelo relé, representa a magnitude da corrente passante pelo transformador. A corrente diferencial ( $Id$ ) é a soma fasorial dessas correntes. A curva que separa as regiões é tipicamente definida por múltiplos segmentos que estão ilustrados na Figura 16 e explicados no Quadro 1.

**Figura 16 - Curva de Operação Diferencial**



Fonte: Autoria Própria (2025)

**Quadro 1 - Pontos de Relevância da Curva**

Pontos	Descrição
Sensibilidade ( $I_{sens}$ )	Para baixos valores de corrente de restrição ( $Ir < Ik_1$ ), a atuação ocorre se a corrente diferencial ( $Id$ ) exceder um valor mínimo ajustado ( $I_{sens}$ ). Isso garante sensibilidade para faltas internas de baixa corrente. Matematicamente: Se $Ir < Ik_1$ , opera se $Id > I_{sens}$ .
Primeira Inclinação (Slope 1 / $Slp_1$ )	Para valores intermediários de corrente de restrição ( $Ik_1 \leq Ir < Ik_2$ ), a corrente diferencial necessária para operar aumenta linearmente com a corrente de restrição. A inclinação ( $Slp_1$ , em %) compensa erros de medição dos TCs e variações devido ao comutador de tapes. A condição de operação é: Se $Ik_1 \leq Ir < Ik_2$ , opera se $Id > I_{sens} + Slp_1 * (Ir - Ik_1)$ .
Segunda Inclinação (Slope 2 / $Slp_2$ ):	Para altas correntes de restrição ( $Ir \geq Ik_2$ ), uma segunda inclinação ( $Slp_2$ ), geralmente mais acentuada que $Slp_1$ , é aplicada. Isso aumenta a segurança contra operações indevidas durante faltas externas severas que podem levar à saturação dos TCs, exigindo uma corrente diferencial proporcionalmente maior para a atuação. A condição é: Se $Ir \geq Ik_2$ , opera se $Id > I_{sens} + Slp_1 * (Ik_2 - Ik_1) + Slp_2 * (Ir - Ik_2)$ .

Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 53)

Graficamente, essa característica forma uma linha poligonal no plano  $Id \times Ir$ . Qualquer ponto ( $Ir, Id$ ) calculado pelo relé que caia acima dessa linha resultará em um comando de *trip*, enquanto pontos abaixo da linha indicam uma condição de bloqueio

ou restrição, onde o relé não atua. A correta definição dos parâmetros  $I>d$ ,  $Ik1$ ,  $Slp1$ ,  $Ik2$  e  $Slp2$  é fundamental para o desempenho adequado da proteção diferencial.

Adicionalmente, a proteção diferencial deve compensar automaticamente os deslocamentos angulares introduzidos por transformadores com ligações diferentes entre os enrolamentos (e.g., Delta-Estrela) e ajustar as magnitudes das correntes medidas para uma base comum, considerando as relações dos TCs e do transformador de potência. Os relés digitais modernos realizam essas compensações internamente através de configurações de grupo vetorial e relações de transformação nominais (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 104).

## 2.6 Conclusões do Capítulo

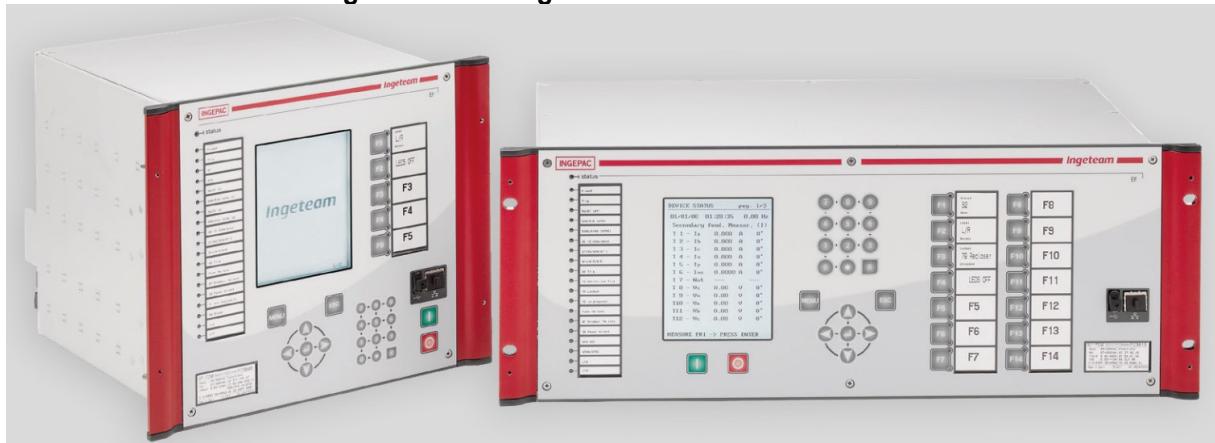
O capítulo apresentou de forma clara os fundamentos das principais funções de proteção empregadas em sistemas elétricos de potência, destacando suas características e princípios operacionais. Foram descritas as funções de sobrecorrente (50/51/50N/51N), direcionais (67/67N), distância (21) e diferencial (87), evidenciando o papel de cada uma na detecção e isolamento de faltas. A exposição dos conceitos teóricos e das equações características permitiu compreender o comportamento das proteções frente a diferentes tipos de falhas, estabelecendo a base conceitual necessária para as etapas de parametrização e implementação. Assim, este capítulo consolidou o entendimento dos mecanismos de atuação e seleção das proteções digitais, servindo como alicerce técnico para o desenvolvimento da ferramenta proposta.

### 3 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES NOS RELÉS DE PROTEÇÃO

#### 3.1 Introdução

O equipamento utilizado como exemplo para mostrar a parametrização das funções de sobrecorrente e direcionais é o IED INGEPAC EF-MD. Para as funções de distância o equipamento foi o IED INGEPAC EF-ZT. E para as funções diferenciais utilizou-se o IED INGEPAC EF-TD. Todos esses modelos de IED possuem as características construtivas apresentadas na Figura 17, tanto para o modelo maior, com mais espaço para cartões de entradas e saídas digitais, quanto para o modelo menor. A diferença entre eles está em diferentes transformadores de medição e diferentes hardwares de processamento.

**Figura 17 - IED Ingeteam modelo INGEPAC-EF**

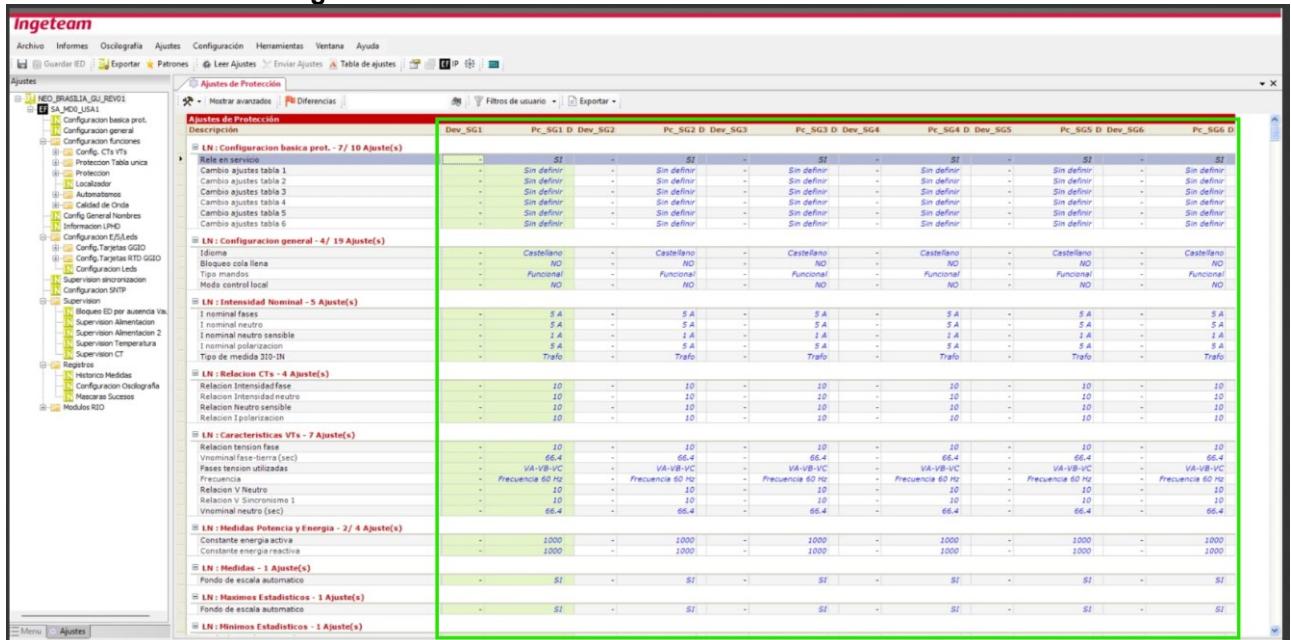


**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Os ajustes essenciais desse tipo de proteção foram mantidos nos demais fabricantes, que irão diferir somente por funcionalidades e facilidades extras presentes do relé usado como base.

Uma das vantagens dos IEDs Ingeteam, como é possível visualizar na Figura 18 há um total de seis tabelas de ajustes as quais permitem realizar parametrizações diferentes e comutar de forma prática entre elas. Além disso, é possível configurar até três unidades de cada função com valores diferentes (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 79).

Figura 18 - Software do IED mostrando as 6 tabelas



Fonte: Autoria Própria (2025)

Esse esquema de tabelas de ajuste permite comutar rapidamente entre diferentes grupos de parâmetros, incluindo valores de *pickup*, tipos de curva, tempos de *delay* e lógicas de bloqueio, sem a necessidade de percorrer menus complexos de configuração. O engenheiro de proteção também pode definir limites de atuação diferenciados para cada uma das três unidades de uma mesma função, o que amplia a seletividade frente a correntes de magnitude variável.

### 3.2 Parametrização das Funções de Sobrecorrente 50, 51, 50N e 51N

Na Figura 19, é possível observar que a configuração da função pode ser realizada diretamente pelo frontal do relé, utilizando seus botões e interface local. Já na Figura 20, é apresentada a alternativa de configuração por meio do software específico, o que proporciona maior praticidade e precisão na parametrização das funções do equipamento.

Figura 19 - Ajuste da função 51 pelo frontal do equipamento



Fonte: Autoria Própria (2025)

Figura 20 - Ajuste da função 51 pelo software

Descripción	Ref61850	Dev SG1	Pc SG1 D
<b>LN : TOC Fases (51) U1 - 9 / 16 Ajuste(s)</b>			
Habilitacion	ATV_11N1.PROT.PTOC1...	-	SI
Tipo de operacion	ATV_11N1.PROT.PTOC1...	-	Disparo
Arranque (A)	ATV_11N1.PROT.PTOC1...	-	0.58
Tipo Curva	ATV_11N1.PROT.PTOC1...	-	IEC Muy inversa
Indice de tiempo	ATV_11N1.PROT.PTOC1...	-	0.28
Tiempo fijo \ minimo (ms)	ATV_11N1.PROT.PTOC1...	-	0
Control de par	ATV_11N1.PROT.PTOC1...	-	No Direccional
Anulacion temporizado	ATV_11N1.PROT.PTOC1...	-	Sin definir
Disparo General	ATV_11N1.PROT.PTOC1...	-	SI
<b>LN : TOC Fases (51) U2 - 9 / 16 Ajuste(s)</b>			
Habilitacion	ATV_11N1.PROT.PTOC2...	-	NO
Tipo de operacion	ATV_11N1.PROT.PTOC2...	-	Disparo
Arranque (A)	ATV_11N1.PROT.PTOC2...	-	5
Tipo Curva	ATV_11N1.PROT.PTOC2...	-	ANSI Extrema...
Indice de tiempo	ATV_11N1.PROT.PTOC2...	-	0.05
Tiempo fijo \ minimo (ms)	ATV_11N1.PROT.PTOC2...	-	0
Control de par	ATV_11N1.PROT.PTOC2...	-	No Direccional
Anulacion temporizado	ATV_11N1.PROT.PTOC2...	-	Sin definir
Disparo General	ATV_11N1.PROT.PTOC2...	-	SI
<b>LN : TOC Fases (51) U3 - 9 / 16 Ajuste(s)</b>			
Habilitacion	ATV_11N1.PROT.PTOC3...	-	NO
Tipo de operacion	ATV_11N1.PROT.PTOC3...	-	Disparo
Arranque (A)	ATV_11N1.PROT.PTOC3...	-	5
Tipo Curva	ATV_11N1.PROT.PTOC3...	-	ANSI Extrema...
Indice de tiempo	ATV_11N1.PROT.PTOC3...	-	0.05
Tiempo fijo \ minimo (ms)	ATV_11N1.PROT.PTOC3...	-	0
Control de par	ATV_11N1.PROT.PTOC3...	-	No Direccional
Anulacion temporizado	ATV_11N1.PROT.PTOC3...	-	Sin definir
Disparo General	ATV_11N1.PROT.PTOC3...	-	SI
<b>LN : IOC Fases (50) U1 - 8 / 14 Ajuste(s)</b>			
Habilitacion	ATV_11N1.PROT.PIOC1...	-	SI
Tipo de operacion	ATV_11N1.PROT.PIOC1...	-	Disparo
Arranque (A)	ATV_11N1.PROT.PIOC1...	-	5
Tiempo fijo (ms)	ATV_11N1.PROT.PIOC1...	-	50
Control de par	ATV_11N1.PROT.PIOC1...	-	No Direccional
Anulacion temporizado	ATV_11N1.PROT.PIOC1...	-	Sin definir
Bloqueo disparo	ATV_11N1.PROT.PIOC1...	-	Sin definir
Disparo General	ATV_11N1.PROT.PIOC1...	-	SI
<b>LN : IOC Fases (50) U2 - 8 / 14 Ajuste(s)</b>			
Habilitacion	ATV_11N1.PROT.PIOC2...	-	SI
Tipo de operacion	ATV_11N1.PROT.PIOC2...	-	Disparo

Fonte: Autoria Própria (2025)

No Quadro 2 e no Quadro 3, são mostrados os parâmetros de configuração da sobrecorrente presentes no IED, excluindo ajustes que tratam do impacto de outras funções nesta, como: bloqueio, falha fusível, religamento etc.

**Quadro 2 - Parâmetros das funções instantâneas**

Parâmetros	Descrição
Habilitação	Ativa ou desativa a unidade da função.
Tipo de Operação	Seleciona se a unidade gera apenas arranque ou também disparo.
Valor de Arranque	Define um valor em amperes secundários a partir do qual a função inicia o arranque e a temporização até o disparo.
Tempo Fixo	Estabelece um tempo durante o qual as condições de disparo devem ser atendidas, mesmo para a função instantânea.
Controle de Direcional	Permite selecionar a direcionalidade da função (frente ou trás) ou deixá-la sem direcionalidade.
Tipo de Medida	Possível escolher entre fasor (medida fundamental sem harmônicos) ou RMS (valor eficaz incluindo harmônico).

Fonte: Ingeteam Technology S.A. (2024, p. 49)

**Quadro 3 - Parâmetros das funções temporizadas**

Parâmetros	Descrição
Habilitação	Ativa ou desativa a unidade da função.
Tipo de Operação	Seleciona se a unidade gera apenas arranque ou também disparo.
Valor de Arranque	Define um valor em amperes secundários a partir do qual a função inicia o arranque e a temporização até o disparo.
Tipo de Curva	Seleção da curva de temporização dentre as mencionadas acima e outras.
Índice de tempo	Fator multiplicador da curva escolhida.
Tempo Fixo ou Mínimo	Dependendo da opção escolhida em "Tipo de Curva", comporta-se como um tempo fixo de atuação ou como um tempo mínimo frente ao valor calculado pela curva.
Controle de Direcional	Permite selecionar a direcionalidade da função (frente ou trás) ou deixá-la sem direcionalidade.
Tipo de Medida	Possível escolher entre fasor (medida fundamental sem harmônicos) ou RMS (valor eficaz incluindo harmônico).

Fonte: Ingeteam Technology S.A. (2024, p. 45)

Ainda que os relés digitais tenham tornado o processo de parametrização mais rápido e prático frente a dificuldade de fazer o mesmo no relé eletromecânico, conforme mencionado por Eloi Rufato Junior.

Se houver a necessidade de implementar novos ajustes nos equipamentos convencionais de proteção, os mesmos tem que ser realizados pelo pessoal de manutenção e parametrização, manualmente, em cada relé. Esta operação é demorada e muitas vezes pode ser realizada com a introdução de erros de equipamentos ou humanos." (RUFATO JR., 2006, p. 24).

Há um grande caminho de melhorias que podem ser realizadas para essa atividade. Nesse contexto, este trabalho visa desenvolver uma ferramenta de apoio à parametrização que automatize o cálculo e a apresentação dos valores de *pickup*, tempos de atuação e seleções de curva, além de gerar gráficos e coordenogramas.

Com isso, o engenheiro de proteção poderá visualizar de forma rápida e intuitiva o impacto de cada ajuste no comportamento do IED, minimizando erros humanos e reduzindo significativamente o tempo necessário para configurar múltiplas unidades.

### **3.3 Parametrização das Funções Direcionais 67 e 67N**

A configuração prática da função 67 em um relé digital envolve diversos parâmetros que definem seu comportamento. Utilizando como referência o manual do IED INGEPAC EF-MD (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024), pode-se detalhar os ajustes essenciais para as unidades direcionais de fase.

O IED permite configurar unidades direcionais associadas às funções de sobrecorrente temporizadas (51) e instantâneas (50). Um ajuste fundamental é o "Controle de Direcional" (ou "*control de par*"), que permite habilitar a direcionalidade para uma unidade específica, selecionando se ela deve atuar para faltas "*Delante*" (Frente), "*Detrás*" (Reversa) ou ser "*No*" direcional (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 50). Entradas lógicas podem ser configuradas para inverter a direção de disparo ("*Inversión dirección 67*") ou para inibir o elemento direcional ("*Inhibición direccional*"), tornando a unidade não direcional sob certas condições, como falha no circuito de tensão (falha de fusível) (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 50-51).

Para as unidades direcionais de fase, o IED oferece diferentes critérios de avaliação direcional, configuráveis usando o parâmetro "*Criterio direccional*" (*PolQty/PolSel*) (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 51). As opções de configuração estão no Quadro 4.

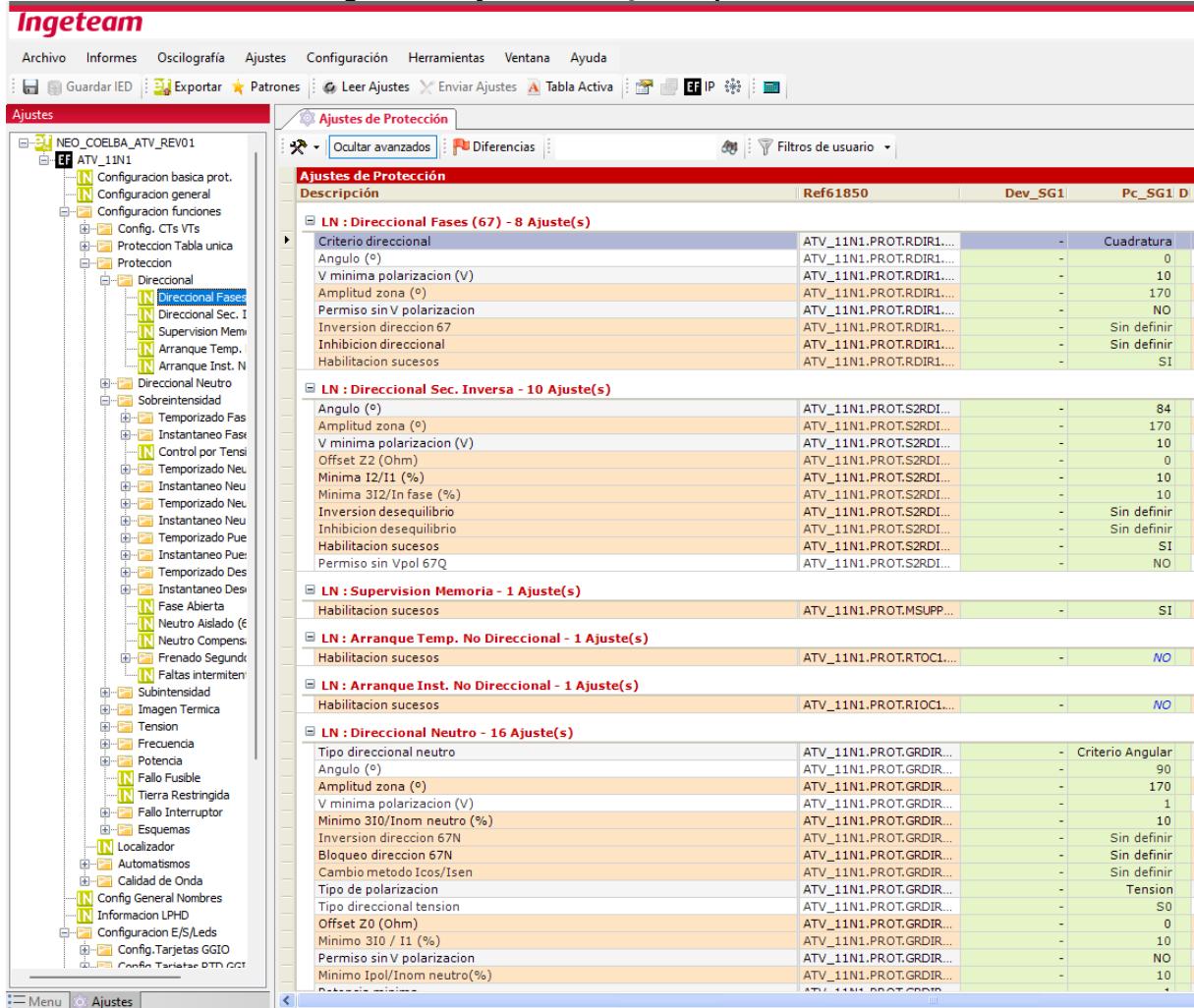
**Quadro 4 - Opções de ajuste para critério direcional**

Parâmetros	Descrição
<i>Cuadratura</i>	Analisa cada fase independentemente, utilizando a tensão composta das outras duas fases como polarização. Este é um método comum e robusto para faltas entre fases.
<i>Cuadratura 2 de 3</i>	Similar à quadratura, mas exige que pelo menos duas fases indiquem falta na direção de atuação para que o relé opere. Isso aumenta a segurança contra operações incorretas em condições específicas, como "weak-infeed" (alimentação fraca).
<i>Secuencia directa (S1)</i>	Utiliza as componentes de sequência positiva da tensão e corrente para determinar a direção. É eficaz para faltas trifásicas equilibradas.
<i>Secuencias S2 y S1</i>	Utiliza primariamente a sequência negativa (S2) e recorre à sequência positiva (S1) apenas se a polarização por S2 falhar.

Fonte: Ingeteam Technology S.A. (2024, p. 51-52)

Na Figura 21 é possível visualizar esse e outros ajustes essenciais para o funcionamento da função, sendo configurados de maneira prática pelo software do fabricante.

Figura 21 - Ajuste da função 67 pelo software



Fonte: Autoria Própria (2025)

Focando no critério de quadratura, amplamente utilizado, que é baseado na comparação entre fasores de corrente e tensão defasados de 90°, é possível determinar o sentido da falta. Cada fase é analisada independentemente, usando a tensão composta das outras duas fases como polarização. Esse método é comum e robusto para faltas entre fases. Matematicamente, a relação entre a corrente de operação  $Sop$  e a tensão de polarização  $Spol$  para cada fase, considerando o ângulo característico ( $MTA_{FASES}$ , correspondente ao ajuste “Ângulo (°)”), é definida nas Equações (2), (3) e (4) (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 52).

Para fase A, quando a tensão de polarização é  $Spol = Vbc$ :

$$Sop = Ia^{-j \cdot (90^\circ - MTA_{FASES}) \cdot \frac{\pi}{180}} \quad (2)$$

Para fase B, quando a tensão de polarização é  $\mathbf{S}pol = \mathbf{V}ca$ :

$$\mathbf{Sop} = \mathbf{Ib}^{-j \cdot (90^\circ - MTA_{FASES}) \cdot \frac{\pi}{180}} \quad (3)$$

Para fase C, quando a tensão de polarização é  $\mathbf{S}pol = \mathbf{V}ab$ :

$$\mathbf{Sop} = \mathbf{Ic}^{-j \cdot (90^\circ - MTA_{FASES}) \cdot \frac{\pi}{180}} \quad (4)$$

Sendo:

**$\mathbf{S}pol$**  representa o fasor da Tensão de Polarização, que é a referência de tensão utilizada para determinar a direção. No esquema de quadratura, utiliza-se a tensão composta entre as duas fases que não estão sendo analisadas (ex:  $\mathbf{V}bc$  para analisá-la).

**$\mathbf{Sop}$**  representa o fasor da Grandeza de Operação, que é derivado da corrente de fase medida ( **$\mathbf{Ia}$** ,  **$\mathbf{Ib}$**  ou  **$\mathbf{Ic}$** ), rotacionado por um ângulo relacionado ao Ângulo Característico ( $MTA_{FASES}$ ) e à referência de quadratura ( $90^\circ$ ).

**$\mathbf{V}bc$ ,  $\mathbf{V}ab$  e  $\mathbf{V}ca$**  são os fasores das tensões linha-linha (ou compostas) entre as fases indicadas.

**$\mathbf{Ia}$ ,  $\mathbf{Ib}$  e  $\mathbf{Ic}$**  são os fasores das correntes medidas nas fases A, B e C, respectivamente.

**$MTA_{FASES}$**  é o Ângulo Característico (ou Ângulo de Torque Máximo) configurado no relé (ajuste "Angulo (°)", em graus. Define a direção angular onde a sensibilidade do relé é máxima.

O expoente  $(-j \cdot (90^\circ - MTA_{FASES}) \cdot \frac{\pi}{180})$  é a representação da rotação fasorial usando a forma exponencial de números complexos, onde  $j$  é a unidade imaginária e o ângulo está em radianos (\*  $\pi / 180$  converte graus para radianos).

O relé considera a falta na direção frente quando a diferença angular entre a grandeza de polarização e a grandeza de operação está dentro da zona definida pelo ajuste "Amplitud zona (°)". A condição de operação é definida pela Equação 5 (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 52):

$$|Arg(Spol) - Arg(Sop)| < Amplitud/2 \quad (5)$$

Sendo:

**Arg(Fasor)** é uma função que retorna o ângulo (em graus ou radianos) do fasor complexo fornecido.

**Amplitud** é a largura da zona de operação angular (ajuste "Amplitud zona (°)"). A condição descrita na Equação 5 significa que o relé opera se o ângulo da grandeza de operação (**Sop**) estiver dentro de uma faixa de +/- graus em relação ao ângulo da tensão de polarização (**Spol**).

Outros parâmetros relevantes estão descritos no Quadro 5.

Quadro 5 - Parâmetros Direcional

Parâmetros	Descrição
<i>V mínima polarización (V) (Vpol)</i>	Tensão mínima necessária para que o elemento direcional opere confiavelmente. Abaixo deste valor, considera-se "falta de polarização".
<i>Permiso sin V polarización (EnaOpen/TripVpol)</i>	Define se a unidade de sobrecorrente pode disparar mesmo na ausência de polarização suficiente (ajuste "SI") ou se deve ser bloqueada (ajuste "NO").
<i>Intensidad mínima de polarización</i>	Embora não seja um ajuste direto, o manual menciona que é considerada como 50% do ajuste mínimo das unidades 50/51 habilitadas, ou 5% da nominal se nenhuma estiver habilitada. A corrente de operação deve superar este limiar, além da tensão de polarização estar acima do Vpol, para que a direção seja determinada.

Fonte: Ingeteam Technology S.A. (2024, p. 51)

O IED também implementa memória de tensão para o critério de quadratura. Se a tensão composta relevante cair abaixo de um limiar ("Mínima V compuesta (V)"), o relé utiliza o valor de tensão armazenado de ciclos anteriores à falta para a polarização, garantindo a operação correta em faltas próximas (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024, p. 52).

Para a proteção direcional de neutro (67N), outros critérios e polarizações (como tensão ou corrente residuais) são aplicados, com parâmetros específicos para

ajuste de sensibilidade e ângulo característico, adaptados para a detecção de faltas à terra.

### **3.4 Parametrização das Funções de Distância 21**

Essa parametrização consiste no ajuste criterioso de diversas variáveis que determinam a atuação adequada do relé em caso de faltas na linha de transmissão. Conforme descrito no manual técnico, as unidades de medida da proteção de distância realizam a comparação entre as grandezas de tensão e corrente para calcular a impedância equivalente até o ponto de falta. A partir desse valor, o relé identifica se o defeito se encontra dentro ou fora da zona de alcance da proteção, garantindo a operação seletiva e precisa do sistema (INGETEAM POWER TECHNOLOGY S.A., 2024, p.43).

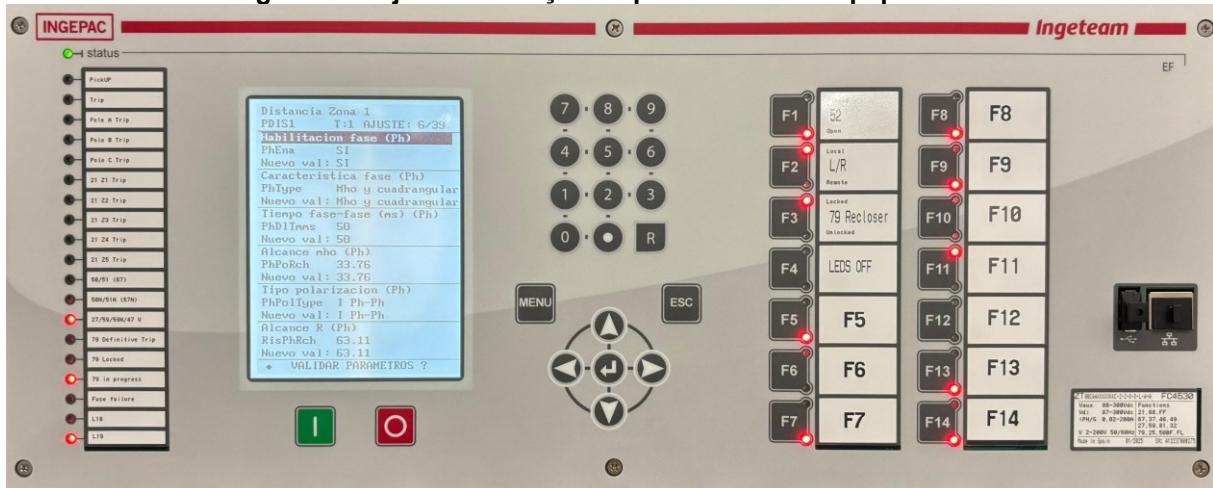
O relé permite configuração independente para até cinco zonas, cada uma com características específicas de alcance e atuação. A primeira zona é destinada a proteger até 80% da linha protegida, com atuação instantânea. A segunda zona abrange o restante da linha e parte da linha adjacente, com sobrealcance de até 120%, normalmente com temporização, conforme programado pelo usuário (INGETEAM POWER TECHNOLOGY S.A., 2024, p.43).

As zonas subsequentes são configuradas para fornecer proteção de *backup*, cada uma com tempos adicionais programáveis, evitando assim atuações simultâneas desnecessárias (INGETEAM POWER TECHNOLOGY S.A., 2024, p.43).

Além disso, o relé permite a escolha entre duas características fundamentais de operação: Mho e Quadrangular, selecionáveis para cada tipo de falta (monofásica ou bifásica) (INGETEAM POWER TECHNOLOGY S.A., 2024, p.43).

Cada zona possui parâmetros específicos como direção, alcance resistivo e reativo, ângulos de característica, entre outros. A Figura 22 demonstra a possibilidade de alterar esses parâmetros diretamente pelo painel frontal do relé. A Figura 23 ilustra a realização dessa configuração por meio do software.

Figura 22 - Ajuste da função 21 pelo frontal do equipamento



Fonte: Autoria Própria (2025)

Figura 23 - Ajuste da função 21 pelo software

Descripción	Ref61850	Dev_SG1	Pc_SG1 D
LN : Distancia Zona 1 - 23/39 Ajuste(s)			
Direccion zona	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	Delante Disparo
Angulo caracteristico (°)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	77.1
Disparo General	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	SI
Habilitacion fase (Ph)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	SI
Caracteristica fase (Ph)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	Mho y...
Alcance mho (Ph)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	61.97
Tipo polarizacion (Ph)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	I Ph-Ph
Alcance R (Ph)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	181.21
Alcance X delante (Ph)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	60.4
Alcance X detrás (Ph)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	0.05
Angulo blinder R (Ph)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	77.1
Habilitacion (Gnd)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	SI
Caracteristica (Gnd)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	Mho y...
Modulo Kn	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	1.79
Angulo Kn (°)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	5.3
Alcance mho (Gnd)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	61.97
Alcance R (Gnd)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	181.21
Alcance X delante (Gnd)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	60.4
Alcance X detrás (Gnd)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	0.05
Angulo blinder R (Gnd)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	77.1
Umbral 1 Ph-Ph (A)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	0
Umbral 1 Ph-Gnd (A)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	0
Umbral 1 310 (A)	ATV_12N2.PROT.PDIS1...	-	0
LN : Distancia Zona 2 - 25/34 Ajuste(s)			
Direccion zona	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	Delante Disparo
Angulo caracteristico (°)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	77.1
Disparo General	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	SI
Habilitacion fase (Ph)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	SI
Caracteristica fase (Ph)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	Mho y...
Tiempo fase-fase (ms) (Ph)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	200
Alcance mho (Ph)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	92.94
Tipo polarizacion (Ph)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	I Ph-Ph
Alcance R (Ph)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	271.78
Alcance X delante (Ph)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	90.59
Alcance X detrás (Ph)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	0.05
Angulo blinder R (Ph)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	77.1
Habilitacion (Gnd)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	SI
Caracteristica (Gnd)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	Mho y...
Tiempo fase-gnd (ms)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	200
Modulo Kn	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	1.79
Angulo Kn (°)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	5.3
Alcance mho (Gnd)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	92.94
Alcance R (Gnd)	ATV_12N2.PROT.ZDIS...	-	271.78

Fonte: Autoria Própria (2025)

A descrição de cada ajuste necessário para o correto funcionamento da função encontra-se apresentada no Quadro 6 e no Quadro 7.

**Quadro 6 - Parâmetros Gerais da Função de Distância**

Parâmetros	Descrição
Direção da zona de proteção	Define o sentido de atuação da proteção (frente, trás ou não direcional).
Ângulo característico	Ajusta o ângulo para alinhar a característica da proteção ao perfil da linha.

**Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 43-45)**

**Quadro 7 - Parâmetros Fase-Fase da Função de Distância**

Parâmetros	Descrição
Direção da zona de proteção	Define o sentido de atuação da proteção (frente, trás ou não direcional).
Ângulo característico	Ajusta o ângulo para alinhar a característica da proteção ao perfil da linha.
Habilitação das unidades fase-fase	Ativa ou desativa a proteção para faltas entre fases nesta zona.
Característica fase-fase	Seleciona a forma geométrica da característica de proteção (Mho, Quadrangular ou ambas).
Tempo de operação fase-fase (ms)	Define o tempo de retardo para atuação.
Alcance Mho fase-fase	Estabelece o alcance da zona segundo a característica Mho.
Tipo de polarização fase-fase	Define o tipo de corrente utilizada para polarizar a característica de proteção.
Alcance R (fase-fase)	Ajusta o componente resistivo do alcance da proteção.
Alcance X frente (fase-fase)	Define o componente reativo do alcance da proteção à frente.
Alcance X trás (fase-fase)	Define o componente reativo do alcance da proteção atrás.
Ângulo blinder R (fase-fase)	Define o ângulo de inclinação do alcance resistivo da característica quadrangular.
Ângulo de basculamento (fase-fase)	Define o ângulo de basculamento do alcance indutivo da característica quadrangular. (Apenas para zona 1)
Tipo de basculamento (fase-fase)	Define a forma de ajuste do basculamento (desabilitado, temporizado ou contínuo.) (Apenas para zona 1)
Tempo de basculamento fase-fase	Se o tipo de basculamento for temporizado, define a duração do basculamento. (Apenas para zona 1)

**Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 43-45)**

Além de todos esses itens mencionados, os parâmetros para faltas do tipo fase-terra contam com uma compensação para sequência homopolar e outra para linhas paralelas, as quais dependem dos ajustes expostos no Quadro 8.

**Quadro 8 - Parâmetros Fase-Terra da Função de Distância**

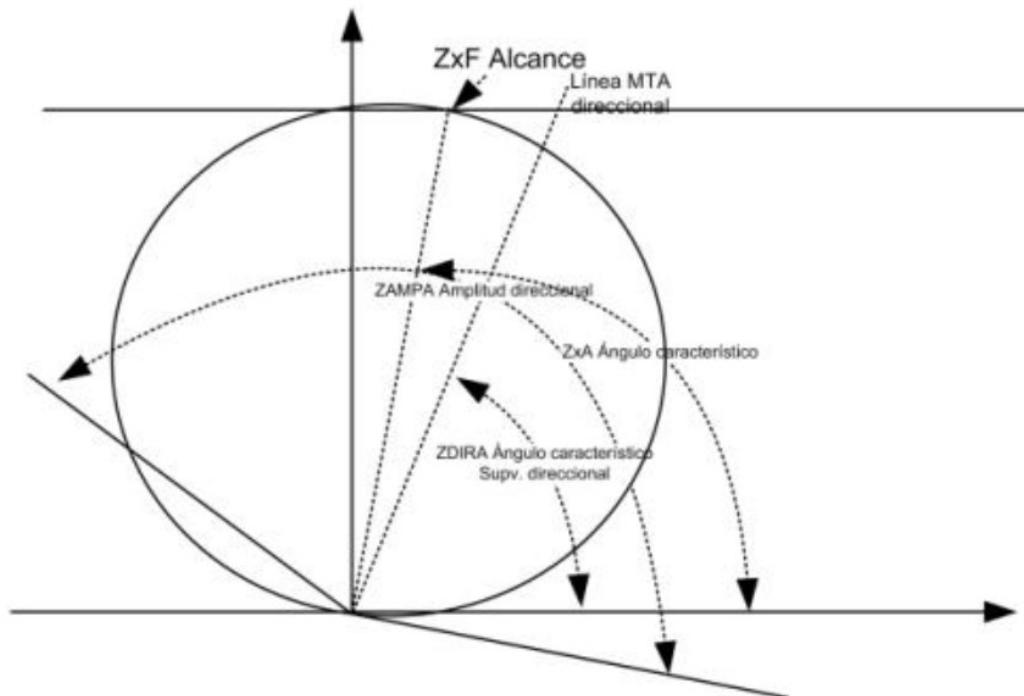
Parâmetros	Descrição
Módulo Kn	Indica o módulo do fator de compensação da sequência homopolar.
Ângulo Kn	Indica o argumento (ângulo) do fator de compensação da sequência homopolar.
Módulo Km	Indica o módulo do fator de compensação mútua de linhas paralelas.
Ângulo Km	Indica o argumento (ângulo) do fator de compensação mútua de linhas paralelas.

Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 43-45)

Na Figura 24, a imagem exibe a característica Mho direcional à frente (*delante*), representada por um círculo no plano R-X. Esse círculo define a zona de operação da função de distância 21 para faltas que ocorrem no sentido direto, sendo delimitado pelo alcance e pelo ângulo característico.

**Figura 24 - Característica Mho Frente**

### UNIDAD DIRECCIONAL HACIA DELANTE



Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 52)

Na Figura 25, a característica Mho está orientada para trás (detrás). O círculo é deslocado de forma que a zona de operação abranja faltas situadas atrás do relé, demonstrando como se ajusta a função de distância para supervisão reversa.

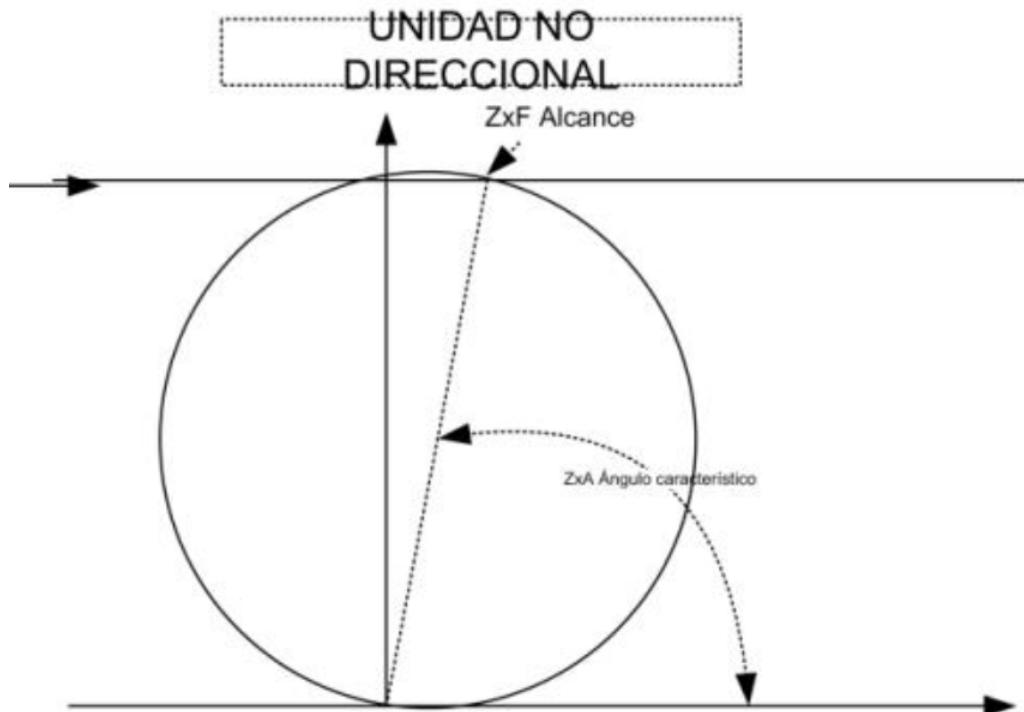
Figura 25 - Característica Mho Trás



Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 52)

Na Figura 26, a imagem ilustra a característica Mho não direccional, com um círculo simétrico em torno da origem. Diferentemente das versões direccional, essa configuração atua independentemente do sentido do fluxo de potência, cobrindo faltas nos dois sentidos.

Figura 26 - Característica Mho Não Direcional



Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 52)

Na Figura 27, a figura mostra a característica quadratura direcionada à frente. Formada por um polígono no plano R-X, ela combina limites resistivos e reativos, além de inclinações, para delimitar a zona de proteção de distância dianteira, servindo para ajustar a sensibilidade às faltas frontais.

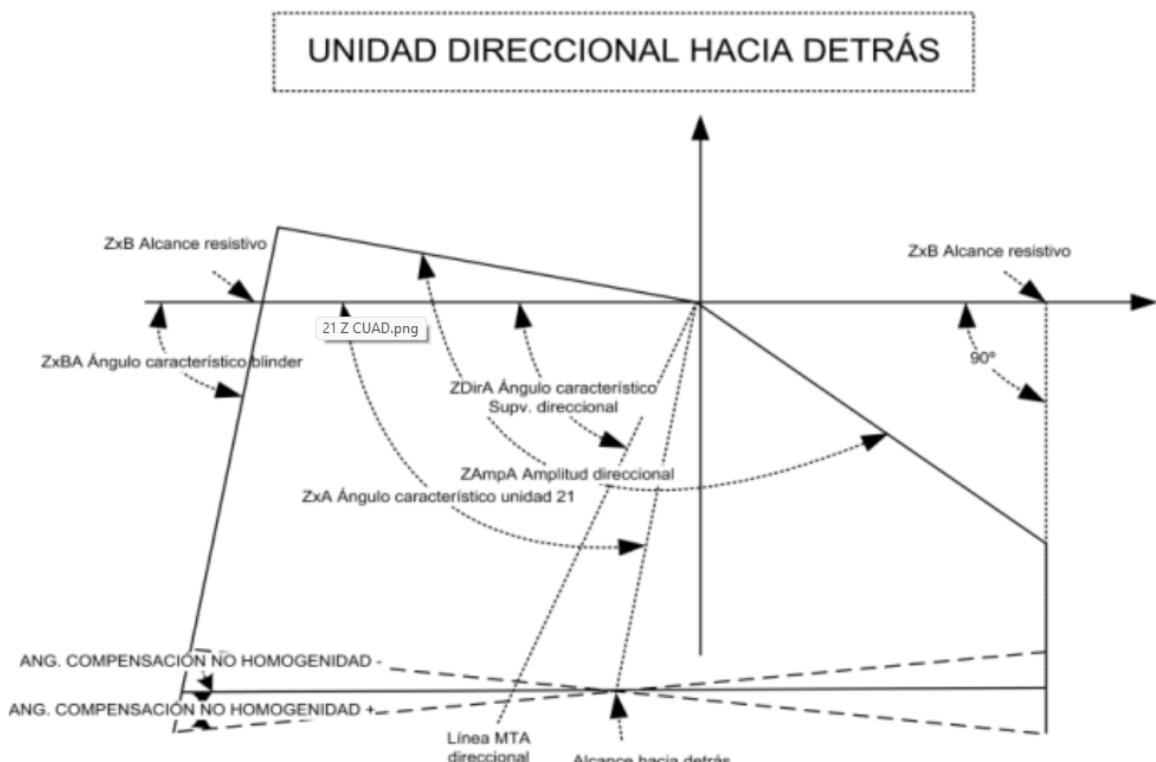
Figura 27 - Característica Quadratura Frente



Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 56)

Na Figura 28, esta imagem apresenta a característica quadratura orientada para trás. O polígono é posicionado de modo a abranger faltas localizadas atrás do ponto de medição, ajustando os alcances resistivo e reativo para supervisão em sentido reverso.

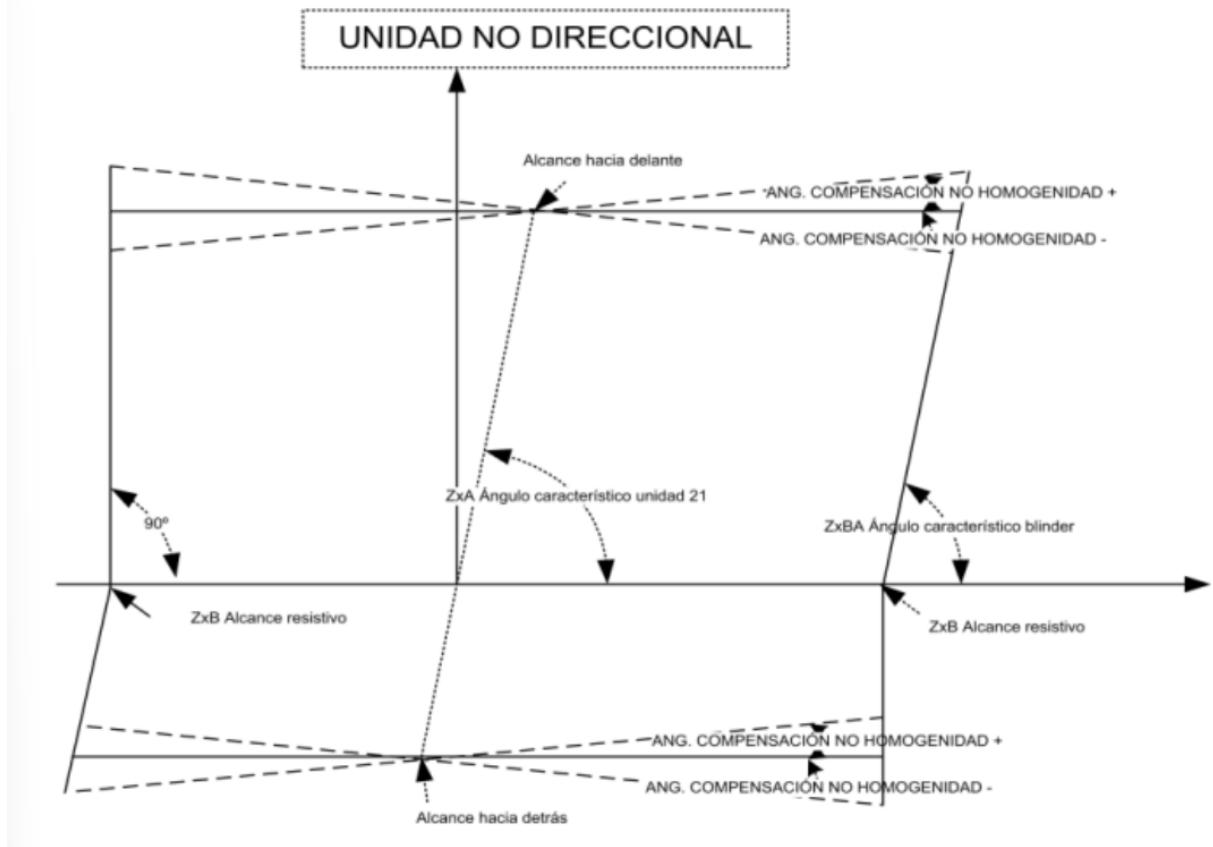
**Figura 28 - Característica Quadratura Trás**



Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 56)

A Figura 29 reúne as zonas quadratura dianteira e traseira em um único polígono, criando uma característica não direcional. Esse formato permite que a proteção de distância 21 seja sensível a faltas em ambos os sentidos, combinando os ajustes de alcance e inclinação das versões direcionais.

**Figura 29 - Característica Quadratura Não Direcional**



**Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 56)**

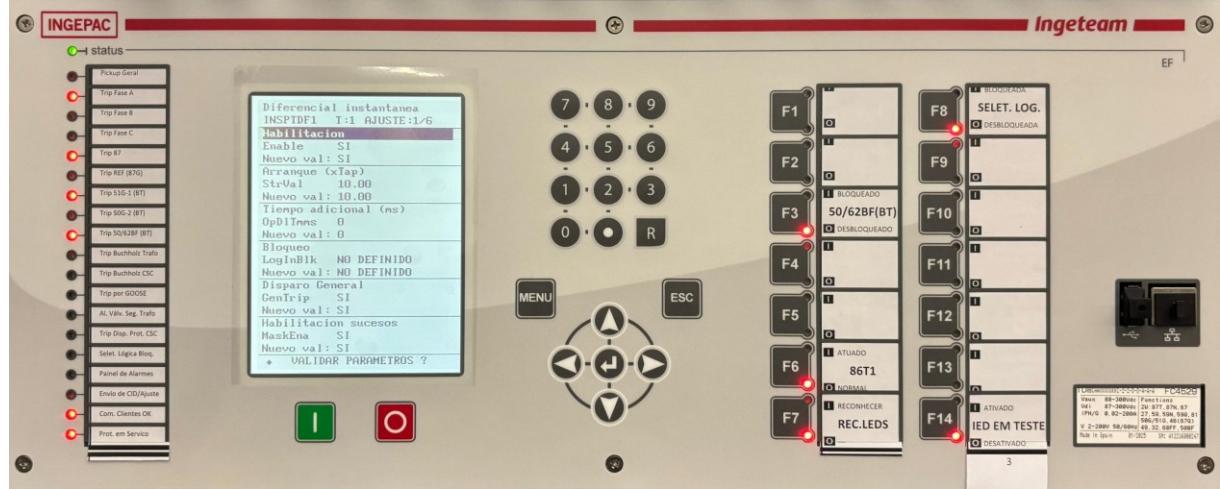
Diante da quantidade significativa de ajustes necessários para a configuração da função de proteção de distância 21, evidencia-se o seu elevado nível de complexidade, especialmente quando comparada às funções de proteção por sobrecorrente. A necessidade de parametrizar diversos aspectos, como alcances resistivos e reativos, ângulos de inclinação, e fatores de compensação, reforça a importância e a pertinência da ferramenta desenvolvida neste trabalho, que visa otimizar e facilitar esse processo, garantindo maior eficiência na aplicação prática da proteção.

### 3.5 Parametrização das Funções Diferenciais 87

A correta parametrização da função diferencial 87 é essencial para garantir sua sensibilidade a faltas internas e estabilidade frente a condições operacionais normais e faltas externas. Utilizando como referência o IED INGEPAC EF TD da Ingeteam, detalhado no manual (INGETEAM TECHNOLOGY S.A., 2024), os principais ajustes, da mesma forma que as demais funções, podem ser ajustados pelo

frontal do relé demonstrado na Figura 30, mas também pelo software do fabricante como na Figura 31.

Figura 30 - Ajuste da função 87 pelo frontal do equipamento



Fonte: Autoria Própria (2025)

Figura 31 - Ajuste da função 87 pelo software

Fonte: Autoria Própria (2025)

O manual da Ingeteam (2024, p. 43-59) descreve diversos parâmetros cruciais para a configuração da proteção diferencial (87), agrupados em ajustes gerais, da unidade percentual e da unidade instantânea. O Quadro 9 reúne os parâmetros básicos da função diferencial 87. Ele indica a habilitação geral da função, o tipo de transformador (número de enrolamentos e grupo vetorial), as potências e tensões nominais, as relações dos TCs e a opção de eliminar a componente de sequência zero das correntes.

**Quadro 9 - Ajustes Gerais e de Compensação**

Parâmetros	Descrição
Habilitação Geral	Ativa ou desativa a função diferencial como um todo.
Tipo de Transformador	Define o número de enrolamentos (dois ou três) e o grupo vetorial (ex: YNyn0, Dyn1, YNd11 etc.). Esta informação é fundamental para que o relé realize a compensação de magnitude e ângulo de fase correta entre as correntes dos diferentes enrolamentos. O manual especifica: "Selección del grupo de conexión del transformador protegido. Este ajuste es fundamental para la correcta operación de la protección diferencial".
Potência Nominal e Tensões Nominais	Informações do transformador protegido, usadas para calcular as correntes nominais e realizar as devidas compensações.
Relação dos TCs	Relação de transformação dos TCs conectados a cada enrolamento. Essencial para referir todas as correntes a uma base comum.
Eliminação do Zero-Sequence	Configuração para eliminar a componente de sequência zero das correntes de fase antes do cálculo diferencial, útil em transformadores com ligação delta em um dos lados para evitar atuação por faltas externas monofásicas à terra.

**Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 44)**

No Quadro 10 são listados os principais ajustes da unidade diferencial percentual. São definidos parâmetros como habilitação, valor de arranque (corrente mínima para partida), inclinações da característica percentual (*slopes*) e os pontos de inflexão que determinam a transição entre as inclinações.

**Quadro 10 - Ajustes Diferencial Percentual**

Parâmetros	Descrição
Habilitação	Ativa ou desativa a unidade diferencial com restrição percentual.
Valor de Arranque (Pickup / $I>d$ )	Corrente diferencial mínima, em valor percentual da corrente nominal do transformador, para que a unidade opere na região de baixa corrente de restrição. Define a sensibilidade base da proteção.
Inclinação 1 (Slope 1 / $Slp1$ )	Primeira inclinação da característica percentual, expressa em porcentagem. Define a relação $Id/Ir$ necessária para atuação em níveis intermediários de corrente de restrição. Garante estabilidade para erros de TCs e variações do tap.
Ponto de Inflexão 1 ( $Ik1$ )	Corrente de restrição a partir da qual a Inclinação 1 é aplicada.
Inclinação 2 (Slope 2 / $Slp2$ )	Segunda inclinação da característica, geralmente maior que a primeira, aplicada para altas correntes de restrição. Garante estabilidade durante faltas externas severas que podem causar saturação dos TCs.
Ponto de Inflexão 2 ( $Ik2$ )	Corrente de restrição a partir da qual a Inclinação 2 é aplicada.

Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 53)

O Quadro 11 apresenta os ajustes da unidade diferencial instantânea, sem restrição percentual ou harmônica. Ele resume a habilitação dessa unidade e o valor de arranque, que é uma corrente diferencial elevada destinada à atuação imediata em faltas internas severas.

**Quadro 11 - Ajustes Diferencial Instantânea**

Parâmetros	Descrição
Habilitação	Ativa ou desativa a unidade diferencial instantânea (sem restrição percentual ou por harmônicos).
Valor de Arranque (Pickup / $I>>d$ )	Define um valor elevado de corrente diferencial (tipicamente 5 a 10 vezes a corrente nominal) para atuação instantânea em caso de faltas internas muito severas. Atua independentemente dos bloqueios por harmônicos.

Fonte: Ingeteam Power Technology S.A. (2024, p. 58)

A correta seleção desses parâmetros exige análise detalhada das características do transformador, dos TCs, e estudos de curto-círcuito para determinar os ajustes ótimos que conciliem sensibilidade e segurança.

### 3.6 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo, foi abordado o processo de parametrização das funções de proteção nos relés digitais da linha Ingeteam, destacando-se os ajustes específicos

de cada função. As seções mostraram como as configurações de sobrecorrente, direcional, distância e diferencial são definidas por meio de parâmetros ajustáveis que influenciam diretamente a seletividade e a coordenação das proteções. A análise evidenciou a importância de compreender o impacto de cada ajuste nos tempos e nas zonas de atuação, além de ressaltar a praticidade das interfaces digitais na redução de erros humanos. Conclui-se que o domínio desses parâmetros é fundamental para garantir a confiabilidade do sistema e que a automação e visualização desses ajustes, proposta neste trabalho, representam um avanço relevante frente às práticas manuais tradicionais.

## 4 DIFICULDADES ENCONTRADAS NOS TESTES DE ACEITAÇÃO

### 4.1 Introdução

A fase de testes de proteção em subestações, principalmente quando realizada durante os Testes de Aceitação em Campo (TAC), é uma das etapas mais críticas do comissionamento. Trata-se do momento em que se valida o correto funcionamento das funções de proteção implementadas nos relés, sua interação com o sistema SCADA e a resposta efetiva dos disjuntores frente a diferentes condições de falta. Conforme destacado por Alves:

Com o relé devidamente configurado, o último passo é a realização de teste de proteção, isto é, colocar o relé em uma situação mais próxima do real em termos de falta e verificar a abertura do disjuntor e a sinalização da proteção no SCADA (ALVES, 2022, p. 76).

Assim como outras funções de proteção complexas, a verificação e validação da função 67 durante os Testes de Aceitação em Campo (TAC) apresentam desafios particulares. A natureza direcional da proteção exige que os testes não apenas injetem correntes de falta com magnitudes e formas de onda corretas, mas também simulem as grandezas de polarização (tensões) com a relação fasorial adequada para representar faltas nas direções 'frente' e 'reversa'.

Durante os testes das funções de distância, é imprescindível verificar todas as zonas ativas configuradas para a subestação em questão, contemplando tanto as faltas fase-fase quanto as faltas fase-terra.

A principal dificuldade nos testes da função 87T, proteção diferencial de transformadores, está na sua elevada sensibilidade às variações entre correntes primárias e secundárias e na necessidade de reproduzir com precisão o comportamento real do transformador durante as condições de falta e de carga.

### 4.2 Dificuldades nos Testes das Funções de Sobrecorrente 50, 51, 50N e 51N

Ainda que, segundo Cardoso (2009, p.105), “a ferramenta *Overcurrent* utilizada demonstrou ser fácil e simples de ser utilizada, facilitando a elaboração do teste de sobrecorrente”, inconsistências entre os ajustes de proteção parametrizados e o comportamento real observado nos testes demandam retrabalho, exigem alto grau de especialização dos profissionais envolvidos e estendem o tempo de execução dessa etapa, especialmente quando as funções não respondem conforme esperado nos estudos ou há falhas de interpretação dos ajustes aplicados.

Outro ponto crítico é a dependência de instrumentos especializados, como malas de testes e gigas simuladoras. Barreto (2013), observa que:

Para os testes de fábrica de proteção, é utilizado um equipamento injetor de tensão e corrente para simular os parâmetros que fariam os relés atuarem, ou seja, simulam-se as correntes e tensões de falta nos secundários dos TPs e TCs (BARRETO, 2013, p. 56).

Contudo, ainda que o equipamento de teste seja eficaz, ele depende totalmente dos parâmetros inseridos no relé e dos valores fornecidos para o software da mala pelo profissional responsável pelo teste.

Nesse contexto, torna-se evidente a necessidade de uma ferramenta de apoio, como a que este trabalho propõe: um site capaz de fornecer valores de ajustes recomendados, curvas características, gráficos e coordenogramas prontos para serem interpretados e aplicados no momento dos testes. A automatização dessas informações reduz consideravelmente a possibilidade de erro humano, acelera o processo de validação e aumenta a confiabilidade do sistema.

Além de contribuir tecnicamente para a execução dos testes, a ferramenta proposta também pode exercer um papel didático fundamental no processo de formação de profissionais.

Isso porque, de modo geral, os testes de aceitação em campo (TAC) são atividades complexas e de alta responsabilidade no setor elétrico, normalmente executadas por profissionais experientes que seguem procedimentos conforme sua própria metodologia. Essa falta de padronização nas etapas e nas sequências lógicas de execução dificulta a criação de métodos uniformes e prolonga o tempo necessário para que novos profissionais adquiram maturidade suficiente para realizar essas atividades de forma autônoma (ALVES, 2022).

Durante esse período de maturação, a ferramenta poderá ser utilizada por profissionais mais experientes para demonstrar visualmente o comportamento das funções de proteção, explicando, por exemplo, como a corrente de falta influencia no tempo de atuação, como as curvas se cruzam nos coordenogramas e porque determinadas decisões de ajuste são tomadas. Isso facilita a transferência de conhecimento e contribui para a padronização e o domínio prático das proteções digitais.

#### 4.3 Dificuldades nos Testes das Funções Direcionais 67 e 67N

Conforme discutido no capítulo anterior sobre as dificuldades gerais dos TACs, a dependência de equipamentos de teste sofisticados (malas de teste trifásicas com capacidade de simulação fasorial precisa) e a necessidade de profissionais altamente especializados são fatores críticos (Barreto, 2013, p. 56; Alves, 2022, p. 76). Para a função 67, a complexidade aumenta devido à necessidade de verificar:

- a) limites da zona direcional: testar os ângulos limites da zona de operação para garantir que o relé atue corretamente para faltas dentro da zona definida e bloquee para faltas fora dela;
- b) coordenação direcional: em esquemas complexos, verificar a interação e coordenação entre múltiplos relés direcionais.

Inconsistências entre os estudos de proteção, a parametrização realizada e o comportamento observado nos testes podem levar a atrasos significativos no comissionamento. A interpretação correta dos diversos parâmetros direcionais (MTA, amplitude da zona, critério de polarização) e sua tradução para os cenários de teste na mala são etapas propensas a erros.

#### 4.4 Dificuldades nos Testes das Funções de Distância 21

Para a correta execução desses testes, é necessário que os limites de cada zona estejam previamente bem definidos, pois deles dependem os valores a serem injetados por meio da mala de testes. Essa necessidade torna os testes da função 21 mais complexos, especialmente quando comparados a funções mais simples, como a de sobrecorrente. Essa dificuldade também foi observada por Cardoso, ao afirmar que: “A ferramenta *Overcurrent* utilizada demonstrou ser fácil e simples de ser utilizada, facilitando a elaboração do teste de sobrecorrente. Já a ferramenta Distância se mostrou mais difícil, devido à complexidade de serem montadas as zonas de atuação, o que causou um pouco de dificuldade no ensaio da função de distância” (CARDOSO, 2009, p. 105).

Apesar dessas dificuldades, é importante destacar que, dependendo da mala de testes utilizada, o software embarcado pode oferecer recursos que facilitam significativamente a parametrização e a execução dos ensaios da função 21. No entanto, mesmo com esses auxílios, a ferramenta desenvolvida neste trabalho representa um avanço relevante, pois contribuirá de forma expressiva tanto na

implementação prática quanto na realização de testes, além de ser um importante instrumento didático. Sua utilização poderá simplificar o processo de aprendizado para profissionais em formação, seja em ambientes acadêmicos, como salas de aula, ou no ambiente profissional, durante atividades de campo e treinamento.

#### **4.5 Dificuldades nos Testes das Funções Diferenciais 87**

Testes de aceitação em fábrica (TAF) e testes de aceitação em campo (TAC) para a unidade de proteção diferencial 87T podem apresentar desafios significativos devido à complexidade dos cálculos envolvidos. A precisão na determinação da corrente diferencial ( $Id$ ) e da corrente de restrição ( $Ir$ ) é crucial, pois elas dependem não apenas dos valores de corrente medidos nos enrolamentos, mas também de fatores como a compensação do esquema de ligação do transformador e seu código horário.

Durante os testes, é fundamental que os equipamentos de medição e injeção de corrente consigam reproduzir de forma precisa as condições reais do transformador, incluindo a relação de transformação e as defasagens entre os enrolamentos primário e secundário. Pequenas variações de fase ou amplitude podem alterar significativamente o equilíbrio entre as correntes medidas, levando a interpretações incorretas sobre o comportamento da proteção. Além disso, a presença de correntes magnetizantes, harmônicos e saturação dos transformadores de corrente (TCs) pode interferir diretamente nos resultados, exigindo procedimentos de teste e filtragem cuidadosamente ajustados.

Outro fator de complexidade é a necessidade de ajustar corretamente os fatores de restrição e as zonas de operação definidas pelo fabricante do relé. Cada equipamento adota metodologias e equações próprias para o cálculo da característica diferencial, o que demanda profundo entendimento das lógicas internas de operação da função 87T. Assim, o sucesso dos TAFs e TACs depende não apenas de instrumentação adequada, mas também de uma análise criteriosa dos parâmetros de ajuste e das respostas do relé frente a diferentes condições simuladas de falta interna, externa e magnetização. Esses aspectos tornam o processo de validação da função diferencial uma das etapas mais exigentes na verificação de sistemas de proteção de transformadores.

#### **4.6 Conclusões do Capítulo**

O capítulo discutiu as principais dificuldades enfrentadas durante os testes de aceitação de fábrica (TAF) e de campo (TAC) das funções de proteção. Foram apontados fatores como limitações nos equipamentos de ensaio, divergências entre valores teóricos e medidos, e a complexidade da validação de ajustes interdependentes. Observou-se que, em muitas situações, a ausência de ferramentas integradas para cálculo e conferência dos parâmetros aumenta o tempo de verificação e o risco de inconsistências. Assim, o capítulo reforça a motivação central do trabalho: a necessidade de uma solução que otimize o processo de validação, minimize falhas humanas e unifique os procedimentos de teste e análise das funções de proteção.

## 5 IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO E RESULTADOS

### 5.1 Introdução

O presente capítulo tem por objetivo apresentar a implementação do código desenvolvido para o sistema de cálculo e análise das funções de proteção, bem como os resultados obtidos a partir de sua execução. São detalhadas as etapas de desenvolvimento da aplicação, as bibliotecas empregadas, a estrutura de organização do site e o processo de validação dos algoritmos implementados.

A aplicação foi desenvolvida como um ambiente web interativo, de caráter didático e técnico, que permite ao usuário inserir parâmetros e visualizar, em tempo real, os resultados dos cálculos e gráficos associados às principais funções de proteção utilizadas em sistemas elétricos. O site contempla as funções de Sobrecorrente (51), Direcional (67), Distância (21) e Diferencial (87), cada uma abordada em subseções específicas deste capítulo.

A estrutura da aplicação está organizada conforme descrito a seguir:

- css/ – Contém as folhas de estilo responsáveis pela aparência da aplicação.
  - styles.css: define o layout geral e o padrão visual.
  - equations.css: formata as equações matemáticas exibidas nas páginas.
- img/ – Armazena os recursos gráficos utilizados, como a imagem coordpolar.png, empregada na representação de sistemas de coordenadas polares.
- js/ – Reúne os scripts de cálculo e as bibliotecas externas (Chart.js e ECharts, utilizadas na geração dos gráficos).
- pages/ – Contém as páginas HTML correspondentes a cada função de proteção, páginas de informações gerais do projeto e página de referências.
- index.html – Página inicial do sistema, que centraliza o acesso às diferentes funções de proteção.

Essa estrutura modular permite a manutenção e evolução do código de forma organizada, separando os elementos visuais (CSS), os algoritmos de cálculo (JavaScript) e as interfaces de interação (HTML). As bibliotecas Chart.js e ECharts foram empregadas para a geração dos gráficos, enquanto o núcleo lógico foi implementado em JavaScript, visando compatibilidade e desempenho no ambiente web. Na Figura 32 é possível visualizar o resultado da aparência da página inicial de toda essa estrutura, onde existe um botão para cada função trabalhada que leva à respectiva página de cálculo.

**Figura 32 - Página Inicial da Ferramenta**

**Calculadora Proteção**

Início Funções de Proteção Sobre Referências

## Cálculo de Proteções Elétricas

**Trabalho de Conclusão de Curso**

Este site apresenta ferramentas para cálculo das principais funções de proteção utilizadas em sistemas elétricos, com foco nos equipamentos da linha Ingepac EF da Ingeteam.

Selecione uma das funções de proteção abaixo para acessar sua ferramenta de cálculo específica.

**Funções de Proteção Disponíveis**

**Função 51**

Proteção de Sobrecorrente Temporizada

[Acessar](#)

**Função 67**

Proteção Direcional

[Acessar](#)

**Função 21**

Proteção de Distância

[Acessar](#)

**Função 87**

Proteção Diferencial de Transformador

[Acessar](#)

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Na Figura 33, é mostrado o formulário usado para calcular os parâmetros da função 51 de proteção de sobrecorrente temporizada. O usuário informa dados como corrente de partida, tipo de curva, multiplicador de tempo e corrente de falta, os resultados são exibidos em uma área específica ao final da página.

**Figura 33 - Página de Cálculo da Função de Sobrecorrente**

**Calculadora Proteção**

[Início](#) [Funções de Proteção](#) [Sobre](#) [Referências](#)

### Função 51 - Proteção de Sobrecorrente Temporizada

**Descrição da Função**

A função de proteção 51 é uma proteção de sobrecorrente temporizada que atua quando a corrente ultrapassa um valor pré-determinado por um tempo específico. Esta função é amplamente utilizada para proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos em sistemas elétricos.

**Parâmetros de Entrada**

**$I_0$  - Corrente de Partida [Asec]**  
Ex: 5.0

Corrente secundária que ativa a função

**Tipo de Curva**  
Selezione...

Curva característica

**M - Índice de Tempo**  
Ex: 0.5

Multiplicador da curva característica

**Tempo Fixo / Mínimo [ms]**  
Ex: 100

**$I$  - Corrente de Falta [Asec]**  
Ex: 25.0

**$I / I_0$**

Razão entre a corrente de falta e a corrente de partida

**Resultados**

Os resultados do cálculo aparecerão aqui após o processamento.

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Na Figura 34 está a página que corresponde à função 67 de proteção direcional. O layout contém uma descrição da função e campos para selecionar a sequência de fases, critério direcional (quadratura), ângulo e amplitude, bem como para inserir as grandezas elétricas de falta (correntes e tensões de fase).

**Figura 34 - Página de Cálculo da Função de Direcional**  
 Calculadora Proteção

[Início](#) [Funções de Proteção](#) [Sobre](#) [Referências](#)

## Função 67 - Proteção Direcional

### Descrição da Função

A função de proteção 67 é uma proteção direcional de sobrecorrente que atua quando a corrente ultrapassa um valor pré-determinado e flui em uma direção específica. Esta função é utilizada em sistemas com múltiplas fontes de alimentação, onde é necessário discriminar a direção da falta.

### Parâmetros de Entrada

#### Sequência de Fases

ABC

#### Critério Direcional

Quadratura

#### Ângulo [°]

Ex: 90



#### Amplitude [°]

Ex: 130



#### Direcional

Frente

#### Grandezas Elétricas de Falta

##### $I_a$ [A]

Ex: 5.00

##### $\theta_{Ia}$ [°]

Ex: 0



##### $I_b$ [A]

Ex: 5.00

##### $\theta_{Ib}$ [°]

Ex: 240



##### $I_c$ [A]

Ex: 5.00

##### $\theta_{Ic}$ [°]

Ex: 120



##### $V_a$ [V]

Ex: 66.40

##### $\theta_{Va}$ [°]

Ex: 0



##### $V_b$ [V]

Ex: 66.40

##### $\theta_{Vb}$ [°]

Ex: 240



##### $V_c$ [V]

Ex: 66.40

##### $\theta_{Vc}$ [°]

Ex: 120



[Limpar](#)

[Calcular](#)

### Resultados

Os resultados do cálculo aparecerão aqui após o processamento.

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

A Figura 35 exibe a primeira parte da interface de cálculo da função 21 (proteção de distância). Nela são configurados os parâmetros iniciais de supervisão direcional, como ângulos e amplitudes fase-fase e fase-terra, além da habilitação das supervisões fase-fase e fase-terra. Já na Figura 36, são definidos os ajustes da zona 1 para faltas fase-fase e fase-terra. O formulário permite escolher a direção (frente/reverso), tipo de característica (como quadrilateral), alcances resistivos e reativos, ângulos de blinder e de basculamento, bem como parâmetros específicos de terra, como módulo e ângulo  $kn$ .

**Figura 35 - Página de Cálculo da Função de Distância – Parte 1**

**Calculadora Proteção**

[Início](#) [Funções de Proteção](#) [Sobre](#) [Referências](#)

### Função 21 - Proteção de Distância

**Descrição da Função**

A função de proteção 21 é uma proteção de distância que mede a impedância entre o ponto de instalação do relé e o ponto de falta. Esta função é amplamente utilizada para proteção de linhas de transmissão, permitindo uma seletividade precisa baseada na localização da falta.

**Parâmetros de Entrada**

**Supervisão Direcional**

Ângulo fase-fase [°]  
Ex: 45

Amplitude fase-fase [°]  
Ex: 170

Ângulo fase-terra [°]  
Ex: 45

Amplitude fase-terra [°]  
Ex: 170

**Supervisão I fase-fase**

Habilitação  
Inativo

**Supervisão I fase-terra**

Habilitação  
Inativo

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

**Figura 36 - Página de Cálculo da Função de Distância – Parte 2**

Zona 1

Direção

Frente

Ângulo Característico [°]

Ex: 58

Zona 1 - Fase

Habilitação fase

Ativo

Tipo

Quadrilateral

Alcance R (Fase)

Ex: 0.77

Alcance X - Frente (Fase)

Ex: 0.31

Alcance X - Reverso (Fase)

Ex: 0.31

Ângulo blinder R (Fase) [°]

Ex: 58

Ângulo basculamento (Fase) [°]

Ex: -10

Zona 1 - Terra

Habilitação terra

Ativo

Tipo

Quadrilateral

Módulo kn

Ex: 0.78

Ângulo kn [°]

Ex: 24

Alcance R (Terra)

Ex: 1.16

Alcance X - Frente (Terra)

Ex: 0.31

Alcance X - Reverso (Terra)

Ex: 0.31

Ângulo blinder R (Terra) [°]

Ex: 58

Ângulo basculamento (Terra) [°]

Ex: -10

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

A Figura 37 mostra o início da página de cálculo da proteção diferencial 87 para transformadores. Os campos incluem o modelo do relé, sequência de fases, número de enrolamentos, enrolamento de referência, tensões nominais, relações dos TCs, conexões e polaridades dos enrolamentos, código horário e potência nominal do transformador. Já a Figura 38 traz a segunda parte do cálculo da proteção diferencial, onde se ajustam parâmetros da curva percentual (sensibilidade, pontos de inflexão, inclinações) e se inserem as correntes e ângulos das grandezas elétricas de falta para cada enrolamento. Ao final há um botão para calcular e uma área onde os resultados serão apresentados.

**Figura 37 - Página de Cálculo da Função Diferencial – Parte 1**

**Calculadora Proteção**

**Função 87 - Proteção Diferencial de Transformador**

**Descrição da Função**  
A função de proteção 87 é uma proteção diferencial utilizada principalmente em transformadores de potência. Ela compara as correntes que entram e saem da zona protegida, atuando quando há uma diferença significativa que indica uma falta interna no equipamento.

**Parâmetros de Entrada**

**Configurações Gerais**

**Modelo de Relé**: EF TD

**Sequência de Fases**: ABC

**Número de Enrolamentos**: 2

**Enrolamento de Referência**: Enrolamento 1

**Tensão Nominal Enrolamento 1 [kV]**: Ex: 69 kV

**Tensão Nominal Enrolamento 2 [kV]**: Ex: 13.8 kV

**RTC Enrolamento 1**: Ex: 80

**RTC Enrolamento 2**: Ex: 80

**Conexão Enrolamento 1**: Y

**Conexão Enrolamento 2**: Y

**Código Horário Ref-2**: 0-11

**Filtro Homopolar Enrolamento 1**: Inativo

**Filtro Homopolar Enrolamento 2**: Inativo

**Potência do Transformador (MVA) - Se 0, usar TAP inserido**: Ex: 30 MVA

**TAP Enrolamento 1 [A]**: Ex: 5 A

**TAP Enrolamento 2 [A]**: Ex: 5 A

**Polaridade Enrolamento 1**: Entrante

**Polaridade Enrolamento 2**: Entrante

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

### Figura 38 - Página de Cálculo da Função Diferencial – Parte 2

#### Ajustes da Curva Idif x Ifrenado

##### Sensibilidade (xTAP)

##### Ponto de Inflexão 1 (xTAP)

##### Ponto de Inflexão 2 (xTAP)

##### Inclinação 1 (%)

##### Inclinação 2 (%)

#### Grandezas Elétricas de Falta

##### Enrolamento 1

###### la1 [A]

###### $\theta_{la1}$ [°]



###### lb1 [A]

###### $\theta_{lb1}$ [°]



###### lc1 [A]

###### $\theta_{lc1}$ [°]



##### Enrolamento 2

###### la2 [A]

###### $\theta_{la2}$ [°]



###### lb2 [A]

###### $\theta_{lb2}$ [°]



###### lc2 [A]

###### $\theta_{lc2}$ [°]





#### Resultados

Os resultados do cálculo aparecerão aqui após o processamento.

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Por fim, o processo de validação dos resultados obtidos pela ferramenta será realizado por meio de ensaios experimentais utilizando uma mala de testes Omicron. Os testes consistirão na injeção de valores de corrente e tensão nas entradas dos IEDs (*Intelligent Electronic Devices*), observando-se os pontos e tempos de atuação registrados. Esses resultados experimentais serão então comparados aos cálculos fornecidos pela ferramenta, permitindo verificar a precisão dos algoritmos implementados e a conformidade das curvas de atuação simuladas em relação ao comportamento real dos dispositivos de proteção.

## 5.2 Implementação e Resultados das Funções de Sobrecorrente

As funções de cálculo referentes à proteção de sobrecorrente foram implementadas em JavaScript no arquivo “*calc\_51.js*”. O objetivo desse módulo é determinar o tempo de operação do relé a partir da relação entre a corrente de falta e a corrente de ajuste, considerando os parâmetros definidos pelo usuário e o tipo de curva selecionada (IEC ou IEEE/ANSI).

A função “*calcularTempoAtuacao(curva, M, fator)*” é responsável pelo cálculo do tempo de operação, expresso em segundos. Essa rotina identifica o tipo de curva escolhido e aplica a respectiva equação característica. Caso o usuário especifique um tempo mínimo, o valor calculado é limitado a esse patamar, assegurando que o resultado seja compatível com o comportamento real dos relés temporizados.

A função “*gerarPontosCurva(curva, M)*” gera um vetor de pares (fator, tempo) que representa os pontos da curva tempo-corrente. Os valores do fator são distribuídos em escala logarítmica, e o tempo correspondente é calculado pela mesma equação utilizada na análise do ponto de estudo. Essa abordagem permite a plotagem de múltiplas curvas no gráfico, possibilitando a comparação entre diferentes ajustes e multiplicadores de tempo.

Para a representação gráfica, foi implementada a função “*criarGrafico()*”, que faz uso da biblioteca “*Chart.js*”. O gráfico é traçado em escala logarítmica, tendo no eixo horizontal a relação de fator de multiplicação da corrente e, no eixo vertical, o tempo de atuação. Cada curva é desenhada com uma coloração distinta e, opcionalmente, é destacado o ponto que corresponde à condição de estudo inserida pelo usuário, facilitando a análise visual do comportamento da proteção.

A biblioteca “*Chart.js*” é um módulo JavaScript de código aberto que permite a construção de gráficos em páginas web por meio do elemento HTML 5 (canvas).

Para utilizá-la basta incluir o script da biblioteca, definir no HTML o elemento “<canvas>” onde o gráfico será renderizado e configurar, no código JavaScript, o tipo de gráfico (por exemplo barra, linha ou pizza), os rótulos e os valores correspondentes (MCO2 Hospedagem, 2025).

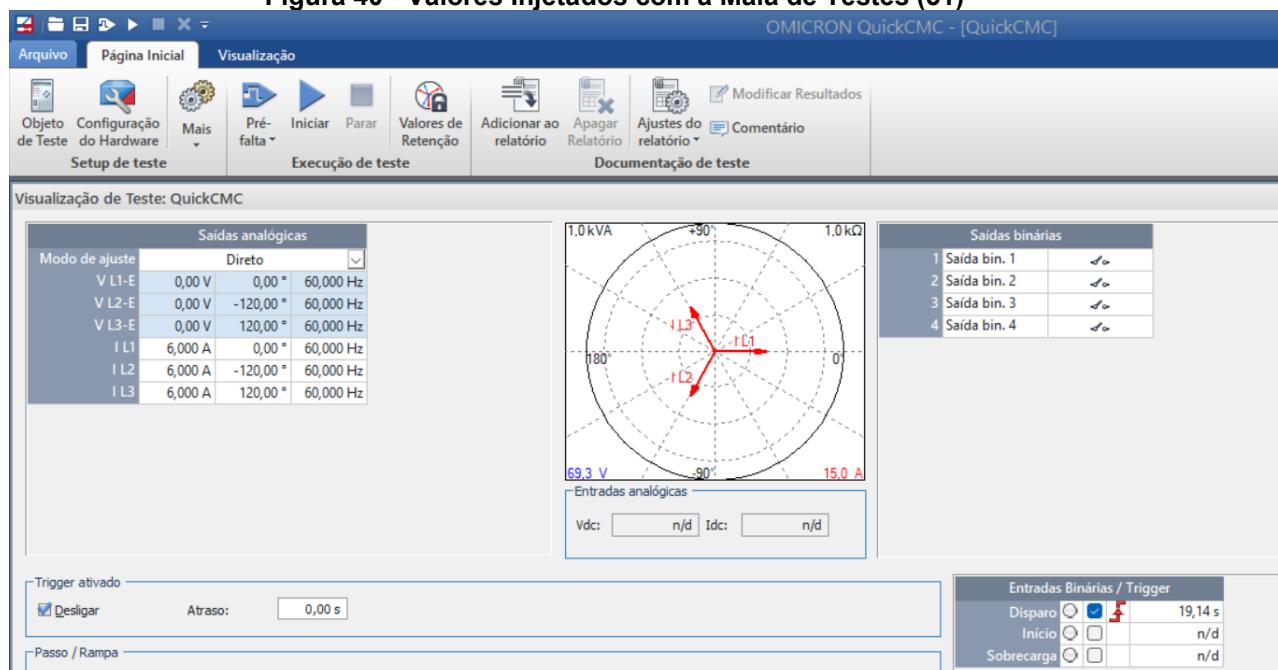
A validação da função 51 foi conduzida por meio de ensaios experimentais utilizando uma mala de testes Omicron aplicada a um IED da linha Ingepac EF. O relé foi configurado com corrente de partida de 5 A, curva IEC normal inversa e índice de tempo 0,5. A Figura 39 mostra a parametrização do IED, destacando os ajustes de arranque e tipo de curva, enquanto a Figura 40 apresenta os valores de corrente injetados pela mala de testes.

**Figura 39 - Exemplo de Parametrização no IED (51)**

LN : TOC Fases (51) U1 - 9 / 14 Setting(s)	
Habilitacion	YES
Tipo de operacion	Trip
Arranque (A)	5
Tipo Curva	IEC Normal Inverse
Indice de tiempo	0,5
Tiempo fijo \ minimo (ms)	0
Control de par	NonDirectional
Anulacion temporizado	Undefined
Disparo General	YES
	YES

Fonte: Autoria Própria (2025)

**Figura 40 - Valores Injetados com a Mala de Testes (51)**



Fonte: Autoria Própria (2025)

Esses mesmos parâmetros foram replicados na ferramenta web desenvolvida. A Figura 41 ilustra os valores de entrada inseridos no formulário, e a Figura 42 exibe o resultado do cálculo, incluindo a corrente de falta equivalente e o tempo de atuação

previsto. O gráfico gerado pela aplicação (Figura 43) demonstra a curva de tempo-corrente IEC, na qual é possível visualizar o ponto de operação relativo ao fator da corrente. Já a Figura 44 apresenta o registro de eventos do IED, confirmando a atuação da proteção conforme os valores calculados.

**Figura 41 - Valores Inseridos na Ferramenta (51)**

Parâmetros de Entrada

$I_0$  - Corrente de Partida [Asec]

A

Corrente secundária que ativa a função

Tipo de Curva

IEC-NI Normal Inversa

Curva característica

M - Índice de Tempo

Multiplicador da curva característica

Tempo Fixo / Mínimo [ms]

ms

I - Corrente de Falta [Asec]

A

$I / I_0$

Razão entre a corrente de falta e a corrente de partida

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

**Figura 42 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta (51)**

Parâmetros Calculados:

**Tempo de Atuação: 19.162 s**

**Corrente de Partida: 5 A**

**Corrente de Falta: 6 A**

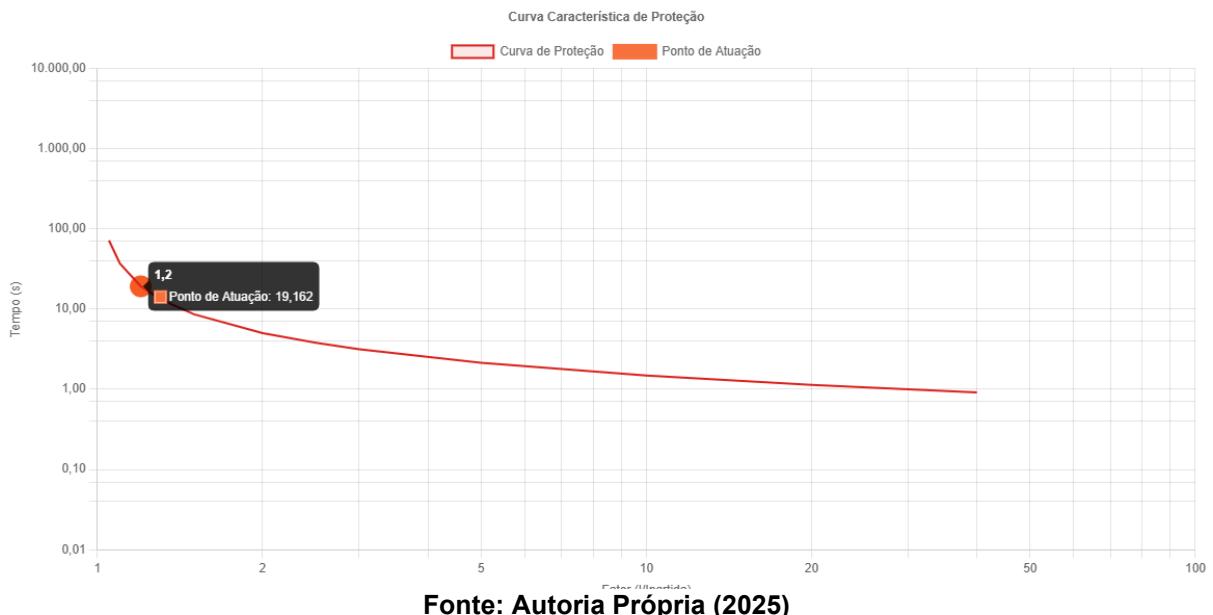
**$I/I_0$ : 1.200**

Configuração da Proteção:

**Tipo de Curva: IEC-NI**

**Multiplicador: 0.5**

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

**Figura 43 - Curva Plotada pela Ferramenta (51)****Figura 44 - Eventos de Atuação do IED (51)**

EVENT LIST - 25/10/2025 12:25:10			
Date	Time	Desc	Status
25/10/2025	12:20:34,918	SD1-1 12T1-Trip de Teste	Off
25/10/2025	12:20:34,844	5th Harm. Block Diff.	Off
25/10/2025	12:20:34,844	4th Harm. Block Diff.	Off
25/10/2025	12:20:34,838	SD3-2 11T1-Trip Bob. 2	Off
25/10/2025	12:20:34,838	SD3-1 12T1-Trip Bob. 2	Off
25/10/2025	12:20:34,838	SD2-6 86T1-Atuacao	Off
25/10/2025	12:20:34,838	SD2-2 11T1-Trip Bob. 1	Off
25/10/2025	12:20:34,838	SD2-1 12T1-Trip Bob. 1	Off
25/10/2025	12:20:34,838	SD1-2 11T1-Trip de Teste	Off
25/10/2025	12:20:34,838	51 Start	Off
25/10/2025	12:20:34,836	4th Harm. Block Diff.	On
25/10/2025	12:20:34,836	OC General Trip	Off
25/10/2025	12:20:34,836	51 Trip	Off
25/10/2025	12:20:34,836	General Trip	Off
25/10/2025	12:20:34,834	5th Harm. Block Diff.	On
25/10/2025	12:20:34,834	4th Harm. Block Diff.	Off
25/10/2025	12:20:34,832	4th Harm. Block Diff.	On
25/10/2025	12:20:34,816	SD1-1 12T1-Trip de Teste	On
25/10/2025	12:20:34,814	OC General Trip	On
25/10/2025	12:20:34,814	51 Trip	On
25/10/2025	12:20:15,714	SD3-2 11T1-Trip Bob. 2	On
25/10/2025	12:20:15,714	SD3-1 12T1-Trip Bob. 2	On
25/10/2025	12:20:15,714	SD2-6 86T1-Atuacao	On
25/10/2025	12:20:15,714	SD2-2 11T1-Trip Bob. 1	On
25/10/2025	12:20:15,714	SD2-1 12T1-Trip Bob. 1	On
25/10/2025	12:20:15,714	SD1-2 11T1-Trip de Teste	On
25/10/2025	12:20:15,712	General Trip	On
25/10/2025	12:20:15,708	51 Start	On
25/10/2025	12:20:15,704	4th Harm. Block Diff.	Off
25/10/2025	12:20:15,702	4th Harm. Block Diff.	On
25/10/2025	12:20:15,698	4th Harm. Block Diff.	Off
25/10/2025	12:20:15,696	5th Harm. Block Diff.	Off
25/10/2025	12:20:15,694	5th Harm. Block Diff.	On
25/10/2025	12:20:15,692	5th Harm. Block Diff.	Off
25/10/2025	12:20:15,688	5th Harm. Block Diff.	On
25/10/2025	12:20:15,688	4th Harm. Block Diff.	On

Fonte: Autoria Própria (2025)

Os resultados obtidos estão organizados na sequência:

A Tabela 2 reúne os ensaios da função 51, com corrente de partida de 5 A, curva IEC normal inversa e índice 0,5. Para correntes de 6, 10 e 25 A, as diferenças entre o tempo calculado pela ferramenta e o tempo medido pelo IED variaram entre 0,010 s e 0,056 s, indicando excelente precisão.

A Tabela 3 apresenta os testes da função 51N, configurada para arranque de 2 A e curva IEC muito inversa. As diferenças entre os tempos calculados e medidos foram inferiores a 0,010 s, o que representa erro menor que 1%.

A Tabela 4, referente à função 50 (sobrecorrente instantânea), mostra tempos de atuação próximos de 100 ms, com desvios máximos de 10 ms, compatíveis com a tolerância de resposta do relé e da mala de testes.

**Tabela 2 - Resultados dos Testes Função 51 (Arranque 5A, IEC Normal Inversa, Índice 0,5)**

Valor Injetado (A)	Tempo de Atuação IED (s)	Tempo de Parada da Mala (s)	Tempo Calculado (s)	Diferença Calculado e Real (s)
6	19,106	19,140	19,162	0,056
10	5,002	5,030	5,015	0,013
25	2,130	2,151	2,140	0,01

Fonte: Autoria Própria (2025)

**Tabela 3 - Resultados dos Testes Função 51N (Arranque 2A, IEC Muito Inversa, Índice 1)**

Valor Injetado (A)	Tempo de Atuação IED (s)	Tempo de Parada da Mala (s)	Tempo Calculado (s)	Diferença Calculado e Real (s)
3	26,992	27,020	27,000	0,008
8	4,490	4,511	4,500	0,01
20	1,490	1,511	1,500	0,01

Fonte: Autoria Própria (2025)

**Tabela 4 - Resultados dos Testes Função 50 (Arranque 10A, Tempo Fixo, Índice 1)**

Valor Injetado (A)	Tempo de Atuação IED (s)	Tempo de Parada da Mala (s)	Tempo Calculado (s)	Diferença Calculado e Real (s)
11	0,090	0,123	0,100	0,01
15	0,092	0,119	0,100	0,008
20	0,094	0,116	0,100	0,006

Fonte: Autoria Própria (2025)

Os resultados demonstram que os cálculos da ferramenta reproduzem com alta fidelidade o comportamento real das curvas IEC. As diferenças observadas são desprezíveis e atribuídas às tolerâncias instrumentais, validando a precisão do algoritmo e a consistência da implementação da função de sobrecorrente no sistema desenvolvido.

### 5.3 Implementação e Resultados das Funções Direcionais

As funções de cálculo referentes à proteção direcional foram implementadas em JavaScript no arquivo “calc\_67.js”. O objetivo desse módulo é determinar a região de operação do elemento direcional com base na relação angular entre as tensões de polarização e as correntes de operação, considerando a sequência de fases, o sentido de atuação (frente ou reverso) e os parâmetros definidos pelo usuário.

A função principal, “calcularFuncao67()”, recebe como variáveis de entrada os seguintes parâmetros: sequência de fase (ABC ou ACB), direção (frente ou reverso), ângulo polarizante, amplitude do elemento direcional e as tensões e correntes de fase ( $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$ ,  $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$ ). O script utiliza uma classe de variável Complexa, desenvolvida para representar fasores e realizar operações como cálculo de módulo, argumento e rotação.

Com base na sequência de fases informada, a função calcula as tensões polarizantes a partir das combinações de tensões fase-fase. Caso o usuário selecione a direção reversa, o algoritmo aplica uma rotação de  $180^\circ$  à tensão polarizante correspondente. Em seguida, é determinado o ângulo de torque máximo de cada fase, obtido pela soma do ângulo da tensão polarizante com  $90^\circ$ , subtraindo-se o ângulo polarizante configurado pelo usuário.

O resultado define duas regiões de operação, representando as zonas de disparo do relé direcional. Para a visualização gráfica, foi implementada a função “criarGraficoFasorial()”, que utiliza as bibliotecas “Chart.js” e “ECharts”. Essa função desenha o diagrama fasorial, representando as tensões e correntes de cada fase normalizadas, além da região de operação do relé em formato de setor preenchido no plano polar. Quando o sentido selecionado é reverso, o setor correspondente é automaticamente rotacionado em  $180^\circ$ , permitindo a análise comparativa entre as zonas de operação.

Adicionalmente, a função “gerarPontosRegiaoOperacao()” é responsável por criar os pontos que delimitam o setor de operação no plano polar. Ela gera um conjunto de coordenadas em formato circular com pequenas oscilações de raio, simulando a borda semitransparente da região de disparo. Já a função “formatarResultadosHTML()” organiza as informações calculadas em uma tabela textual, apresentando para cada fase o ângulo de torque máximo, os limites de operação e os valores das tensões e correntes polarizantes.

A validação da função direcional foi realizada com o auxílio da mala de testes Omicron, aplicada a um IED Ingepac EF, configurado conforme os parâmetros mostrados na Figura 45. Nessa figura, observam-se os ajustes do relé, com o ângulo de referência de  $65^\circ$  e a amplitude de  $150^\circ$  para o sentido direto. Esses valores determinam a região angular em que o relé deve atuar quando o fasor da corrente de operação se encontra dentro do setor de disparo correspondente.

**Figura 45 - Exemplo de Parametrização no IED (67)**

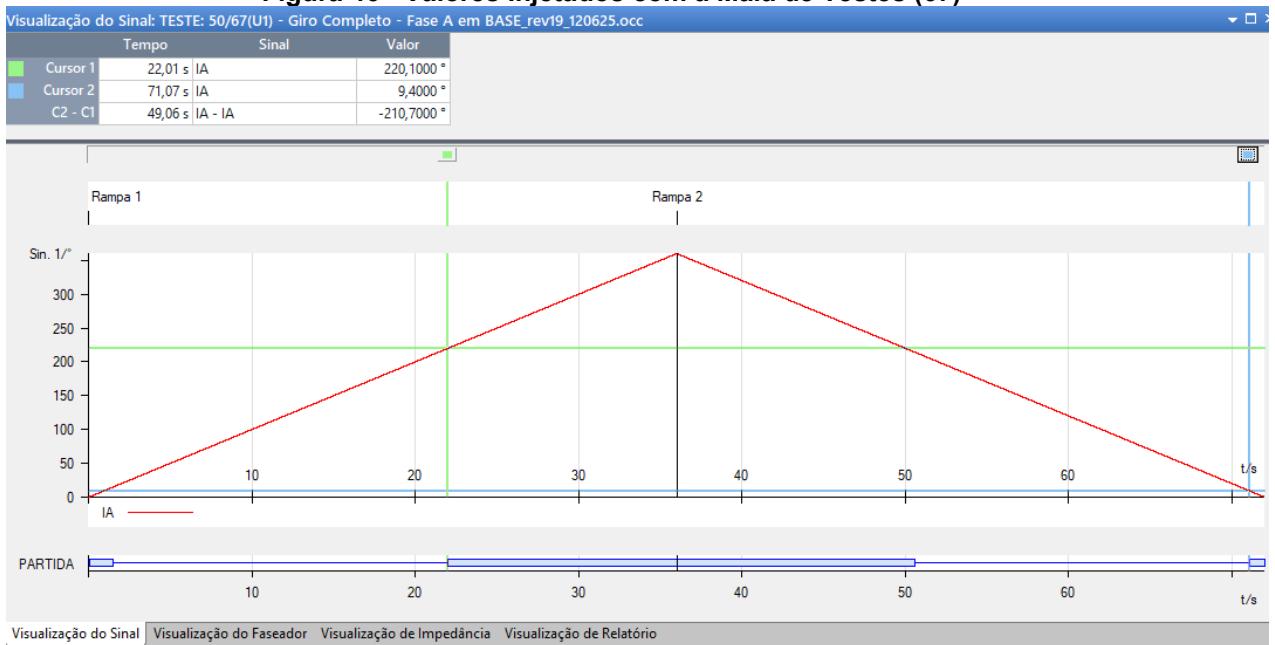
LN : Direccional Fases (67) - 8 Setting(s)		Quadrature	Quadrature
Criterio direccional			
Angulo (º)		65	65
V minima polarizacion (V)		10	10
Amplitud zona (º)		150	150
Permitido sin V polarizacion		NO	NO
Inversion direcccion 67		Undefined	Undefined
Inhibicion direccional		Undefined	Undefined
Habilitacion sucesos		YES	YES

LN : IOC Fases (50) U1 - 12 Setting(s)		YES	YES
Habilitacion		YES	YES
Tipo de operacion		Trip	Trip
Arranque (A)		10	10
Tiempo fijo (ms)		100	100
Control de par		Forward	Forward
Actuacion Fallo Fusible		Idle	Idle
Tipo de medida		Phasor	Phasor
Bloqueo		Undefined	Undefined
Anulacion temporizado		Undefined	Undefined
Bloqueo disparo		Undefined	Undefined
Disparo General		YES	YES
Habilitacion sucesos		YES	YES

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

A Figura 46 apresenta a configuração de injeção realizada na mala de testes, na qual foram aplicadas correntes com amplitude de  $10,5\text{ A}$  e variação angular completa de  $0^\circ$  a  $360^\circ$ , simulando condições fasoriais em todo o plano polar. Esse procedimento permite identificar com precisão o ponto angular de início de atuação do relé, possibilitando comparar a resposta real com o cálculo fornecido pela ferramenta desenvolvida.

**Figura 46 - Valores Injetados com a Mala de Testes (67)**

Fonte: Autoria Própria (2025)

Os mesmos parâmetros foram inseridos na aplicação web para análise teórica. Figura 47 mostra o formulário da ferramenta preenchido com os dados experimentais, incluindo a sequência de fases, o sentido de atuação e os valores de amplitude e ângulo. Em seguida, a Figura 48 exibe os resultados numéricos calculados pela ferramenta, que compreendem a tensão de polarização, o ângulo de torque máximo e os limites angulares de disparo de cada fase.

A Figura 49 ilustra o gráfico gerado pela aplicação, em que são representados os fasores de corrente e tensão, bem como a região de operação do relé sob a forma de um setor colorido no plano polar. O gráfico evidencia que a corrente de fase A, quando inserida dentro do setor angular configurado, situa-se corretamente na zona de disparo para o sentido direto, validando o algoritmo de cálculo da ferramenta.

Após a realização dos ensaios, a Figura 50 apresenta o registro dos eventos de atuação no IED. Cada evento contém o instante de disparo e o status da função 67, confirmando a atuação coerente com os ângulos de injeção programados na mala de testes.

**Figura 47 - Valores Inseridos na Ferramenta (67)**

Parâmetros de Entrada

Sequência de Fases

ABC

Critério Direcional

Quadratura

Ângulo [°]

65

Amplitude [°]

150

Direcional

Frente

Grandezas Elétricas de Falta

 $I_a$  [A]

10,5

 $\theta_{Ia}$  [°]

200

 $I_b$  [A]

0,02

 $\theta_{Ib}$  [°]

0

 $I_c$  [A]

0,02

 $\theta_{Ic}$  [°]

0

 $V_a$  [V]

66,4

 $\theta_{Va}$  [°]

0

 $V_b$  [V]

66,4

 $\theta_{Vb}$  [°]

240

 $V_c$  [V]

66,4

 $\theta_{Vc}$  [°]

120

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

**Figura 48 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta (67)****Região de Disparo Ia**Tensão de Polarização ( $V_{pol\ Ia}$ ):

$$V_{pol\ Ia} = V_{bc} = V_b - V_c$$

$$115.01 \angle 270.00^\circ$$

Ângulo de Máximo Torque:

$$\theta_{max\ torque} = \arg(V_{pol\ Ia}) + 90^\circ - 65^\circ$$

$$\theta_{max\ torque} = 270.00^\circ + 90^\circ - 65^\circ$$

$$295.00^\circ$$

Ângulo de Disparo:

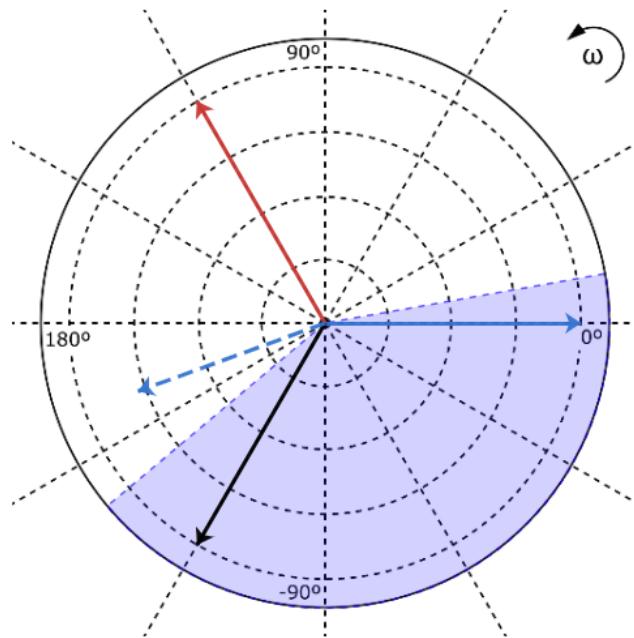
$$\theta_{min} = \theta_{max\ torque} - 150^\circ/2 = 295.00^\circ - 75.00^\circ$$

$$\theta_{max} = \theta_{max\ torque} + 150^\circ/2 = 295.00^\circ + 75.00^\circ$$

$$220.00^\circ < \theta_a < 10.00^\circ$$

**Fonte: Autoria Própria (2025)****Figura 49 - Curva Plotada pela Ferramenta (67)**

Diagrama Fasorial - Fase Ia



■ Região 220°-10° ■ V<sub>a</sub>: 66.4∠0° ■ V<sub>b</sub>: 66.4∠240° ■ V<sub>c</sub>: 66.4∠120° ■ I<sub>a</sub>: 10.50∠200°

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Figura 50 - Eventos de Atuação do IED (67)

EVENT LIST - 25/10/2025 16:20:33				MEASURES LIST	
Date	Time	Desc	Status	Desc	Status
25/10/2025	16:14:57.968	SD2-2 11T1-Trip Bob. 1	On	Ia	Mod = 10.502 Arg = 53.7
25/10/2025	16:14:57.968	SD2-1 12T1-Trip Bob. 1	On	Ib	Mod = 0.002 Arg = 161.6
25/10/2025	16:14:57.968	SD1-2 11T1-Trip de Teste	On	Ic	Mod = 0.002 Arg = 153.3
25/10/2025	16:14:57.966	OC General Trip	On	Ia2	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:57.966	50 Trip	On	Ib2	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:57.966	General Trip	On	Ic2	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:57.878	SD1-1 12T1-Trip de Teste	On	In	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:57.876	50 Start	On	In2	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:37.378	SD3-2 11T1-Trip Bob. 2	Off	Vn	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:37.378	SD3-1 12T1-Trip Bob. 2	Off	Va	Mod = 66.304 Arg = 193.6
25/10/2025	16:14:37.378	SD2-2 11T1-Trip Bob. 1	Off	Vb	Mod = 66.277 Arg = 73.5
25/10/2025	16:14:37.378	SD2-1 12T1-Trip Bob. 1	Off	Vc	Mod = 66.263 Arg = 313.6
25/10/2025	16:14:37.378	SD1-2 11T1-Trip de Teste	Off	FRE	Hz = 60.0025
25/10/2025	16:14:37.378	SD1-1 12T1-Trip de Teste	Off		
25/10/2025	16:14:37.376	OC General Trip	Off		
25/10/2025	16:14:37.376	50 Trip	Off		
25/10/2025	16:14:37.376	50 Start	Off		
25/10/2025	16:14:37.376	General Trip	Off		
25/10/2025	16:14:08.906	SD3-2 11T1-Trip Bob. 2	On		
25/10/2025	16:14:08.906	SD3-1 12T1-Trip Bob. 2	On		
25/10/2025	16:14:08.906	SD2-2 11T1-Trip Bob. 1	On		
25/10/2025	16:14:08.906	SD2-1 12T1-Trip Bob. 1	On		
25/10/2025	16:14:08.906	SD1-2 11T1-Trip de Teste	On		
25/10/2025	16:14:08.904	OC General Trip	On		
25/10/2025	16:14:08.904	50 Trip	On		
25/10/2025	16:14:08.904	General Trip	On		
25/10/2025	16:14:08.816	SD1-1 12T1-Trip de Teste	On		
25/10/2025	16:14:08.814	50 Start	On		
25/10/2025	16:13:48.314	SD3-2 11T1-Trip Bob. 2	Off		

EVENT LIST - 25/10/2025 16:20:33				MEASURES LIST	
Date	Time	Desc	Status	Desc	Status
25/10/2025	16:14:57.968	SD2-2 11T1-Trip Bob. 1	On	Ia	Mod = 10.495 Arg = 238.8
25/10/2025	16:14:57.968	SD2-1 12T1-Trip Bob. 1	On	Ib	Mod = 0.002 Arg = 342.6
25/10/2025	16:14:57.968	SD1-2 11T1-Trip de Teste	On	Ic	Mod = 0.002 Arg = 337.2
25/10/2025	16:14:57.966	OC General Trip	On	Ia2	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:57.966	50 Trip	On	Ib2	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:57.966	General Trip	On	Ic2	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:57.878	SD1-1 12T1-Trip de Teste	On	In	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:57.876	50 Start	On	In2	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:37.378	SD3-2 11T1-Trip Bob. 2	Off	Vn	Mod = 0.000 Arg = 0.0
25/10/2025	16:14:37.378	SD3-1 12T1-Trip Bob. 2	Off	Va	Mod = 66.305 Arg = 228.9
25/10/2025	16:14:37.378	SD2-2 11T1-Trip Bob. 1	Off	Vb	Mod = 66.273 Arg = 108.9
25/10/2025	16:14:37.378	SD2-1 12T1-Trip de Teste	Off	Vc	Mod = 66.262 Arg = 348.9
25/10/2025	16:14:37.378	SD1-1 12T1-Trip de Teste	Off	FRE	Hz = 60.0015
25/10/2025	16:14:37.376	OC General Trip	Off		

Fonte: Autoria Própria (2025)

Os resultados quantitativos estão apresentados na sequência:

A Tabela 5 exibe os testes realizados para o sentido direto (ângulo 65°, amplitude 150°). Foram injetadas correntes de 10,5 A com variação angular de 0° a 360°. O relé atuou nos ângulos 220,1° e 9,9°, enquanto a ferramenta calculou atuações em 220,0° e 10,0°, com diferenças inferiores a 0,1°, demonstrando excelente precisão.

A Tabela 6 apresenta os resultados para o sentido reverso (ângulo 70°, amplitude 170°). Nessa condição, o relé atuou nos ângulos 25,1° e 194,8°, e a ferramenta previu atuações em 25,0° e 195,0°, resultando em diferenças máximas de 0,2°. Esses desvios extremamente pequenos validam a fidelidade da modelagem angular da ferramenta.

**Tabela 5 - Resultados dos Testes Função 67 (Frente, Ângulo 65°, Amplitude 150°)**

Valor Injetado (Giro Completo 360°) (A)	Ângulo Ia de Atuação no IED (Em relação a Va) (°)	Ângulo de Atuação da Mala (°)	Ângulo de Atuação Calculado (°)	Diferença Calculado e Real (°)
10,5 (0 ° a 360 °)	220,1	220,1	220,0	-0,1
10,5 (360 ° a 0 °)	9,9	9,4	10,0	0,1

Fonte: Autoria Própria (2025)

**Tabela 6 - Resultados dos Testes Função 67 (Reversa, Ângulo 70°, Amplitude 170°)**

Valor Injetado (Giro Completo 360°) (A)	Ângulo Ia de Atuação no IED (Em relação a Va) (°)	Ângulo de Atuação da Mala (°)	Ângulo de Atuação Calculado (°)	Diferença Calculado e Real (°)
10,5 (0 ° a 360 °)	25,1	25,0	25,0	-0,1
10,5 (360 ° a 0 °)	194,8	194,4	195	0,2

Fonte: Autoria Própria (2025)

De modo geral, as diferenças observadas entre os ângulos calculados e medidos permaneceram inferiores a 0,2°, o que demonstra a consistência do algoritmo de cálculo direcional e a confiabilidade da representação vetorial implementada na aplicação. Os resultados gráficos e tabulares comprovam que a ferramenta reproduz com precisão o comportamento do relé direcional tanto para o sentido direto quanto para o reverso, podendo ser utilizada como instrumento de apoio à análise e ajuste de elementos direcionais.

#### 5.4 Implementação e Resultados das Funções de Distância

As rotinas de cálculo e visualização relacionadas à proteção de distância foram implementadas em JavaScript, distribuídas em módulos que se comunicam entre si para construir a característica direcional e as zonas de operação no plano R–X. O objetivo desse conjunto de scripts é determinar as regiões de disparo do relé de distância com base nos parâmetros de alcance, ângulos de basculamento, supervisão direcional e compensação homopolar, conforme definidos pelo usuário.

O módulo principal, “calc\_21.js”, é responsável por capturar os parâmetros de supervisão direcional (ângulo e amplitude de cruzamento), de corrente e os ajustes das zonas de alcance (reativo e resistivo). Além disso, o script coordena a execução das rotinas geométricas e a atualização dos gráficos, realizando também a validação das entradas e a comunicação com a interface do usuário.

O módulo “calc\_21\_geom.js” implementa as operações geométricas utilizadas para construir as regiões de operação no plano R–X. As principais funções incluem:

- “polarParaCartesianoEstavel()”, que converte as retas definidas por ponto e ângulo em coeficientes cartesianos com maior estabilidade numérica;
- “computeAnchor()”, que calcula um ponto interno de referência (âncora) usado para determinar o lado válido de cada reta ao recortar o polígono;
- “autoSides()” e “buildRegionFromPolarLines()”, responsáveis por gerar o polígono resultante da interseção das retas definidas em coordenadas polares.

Essas rotinas consideram o fator de compensação homopolar e o ângulo de basculamento para casos de faltas fase–terra, garantindo a representação precisa das zonas.

O módulo “calc\_21\_region.js” gera as seis retas que compõem cada zona de operação, englobando as retas de alcance resistivo e reativo, bem como as de supervisão direcional. As funções geométricas são chamadas para calcular os vértices da região de operação, diferenciando entre faltas fase–fase e fase–terra. Nos casos de falta à terra, o *script* aplica automaticamente a compensação homopolar, ajustando o vetor direcional conforme o fator “Kn”.

Para a representação visual, o módulo “calc\_21\_grafico.js” utiliza a biblioteca “ECharts” para desenhar as zonas de operação no plano R–X. Cada zona é representada como um polígono colorido, com distinção entre os modos fase–fase e fase–terra, com as coordenadas exatas dos vértices de cada região e oferecendo ao usuário uma análise interativa das zonas configuradas.

Por fim, o módulo “calc\_21\_eq.js” organiza os resultados e equações associadas, listando também os parâmetros de supervisão e compensação definidos. Essas informações são exibidas em formato didático, facilitando a interpretação dos resultados pelo usuário.

Na Figura 51 está a tela de configuração da supervisão direcional do relé digital Ingeteam onde o usuário define os ângulos e amplitudes de atuação para as faltas fase-fase e fase-terra. Esta etapa permite ajustar a orientação das zonas de disparo antes do cálculo da região de operação.

**Figura 51 - Exemplo de Parametrização no IED 21 – Direcional**

LN : Supervision direccional - 6 Ajuste(s)	
Habilitacion sucesos	SI
Angulo fase-fase (º)	45
Amplitud fase-fase (º)	170
Angulo fase-terra (º)	45
Amplitud fase-terra (º)	170
Direccional neutro	NO

Fonte: Autoria Própria (2025)

A Figura 52 mostra a tela do relé digital apresentando os ajustes da zona 1, necessários para o cálculo do gráfico de atuação. Com os campos referentes ao alcance resistivo e reativo, ângulo característico e opção de basculamento. Estes valores determinam os limites iniciais da primeira zona de proteção de distância.

**Figura 52 - Exemplo de Parametrização no IED 21 - Zona 1 (Frente)**

LN : Distancia Zona 1 - 39 Ajuste(s)	
Direccion zona	Delante Disparo
Angulo caracteristico (º)	67.4
Disparo General	SI
Permiso Reenganche	Reeng. 1-2-3-4
Habilitacion sucesos	SI
Habilitacion fase (Ph)	SI
Caracteristica fase (Ph)	Cuadrangular
Tiempo fase-fase (ms) (Ph)	0
Alcance mho (Ph)	1.06
Tipo polarizacion (Ph)	I Ph-Ph
Alcance R (Ph)	3.98
Alcance X delante (Ph)	1.06
Alcance X detras (Ph)	0.05
Angulo blinder R (Ph)	67.4
Angulo bascular Ph (º)	0
Tipo basculamineto (Ph)	Continuo
T. basculamiento Ph(ms)	0
Bloqueo unidades fase (Ph)	Sin definir
Habilitacion (Gnd)	SI
Caracteristica (Gnd)	Cuadrangular
Tiempo fase-gnd (ms)	0
Modulo Kn	0.95
Angulo Kn (º)	15.4
Modulo Km	0.5
Angulo Km (º)	0
Alcance mho (Gnd)	1.06
Alcance R (Gnd)	3.98
Alcance X delante (Gnd)	1.06
Alcance X detras (Gnd)	0.05
Angulo blinder R (Gnd)	67.4
Angulo bascular Gnd (º)	-10
Tipo basculamiento (Gnd)	Continuo
T. basculamiento Gnd(ms)	100
Tipo polarizacion (Gnd)	Max(I0,I2)
Bloqueo unidades tierra	Sin definir
Bloqueo zona	Sin definir
Umbral I Ph -Ph (A)	0
Umbral I Ph -Gnd (A)	0
Umbral I 3I0 (A)	0

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

A Figura 53, semelhante ao que foi mencionado para a zona 1, mostra a tela do relé digital apresentando os ajustes da zona 2, que possuem condições de atuação diferentes.

**Figura 53 - Exemplo de Parametrização no IED 21 - Zona 2 (Frente)**

LN : Distancia Zona 2 - 34 Ajuste(s)	
Direccion zona	Delante Disparo
Angulo caracteristico (º)	67.4
Disparo General	SI
Permiso Reenganche	Reeng.1-2-3-4
Habilitacion sucesos	SI
Habilitacion fase (Ph)	SI
Caracteristica fase (Ph)	Cuadrangular
Tiempo fase-fase (ms) (Ph)	700
Alcance mho (Ph)	1.58
Tipo polarizacion (Ph)	I Ph-Ph
Alcance R (Ph)	4.98
Alcance X delante (Ph)	1.58
Alcance X detras (Ph)	0.05
Angulo blinder R (Ph)	67.4
Bloqueo unidades fase (Ph)	Sin definir
Habilitacion (Gnd)	SI
Caracteristica (Gnd)	Cuadrangular
Tiempo fase-gnd (ms)	700
Modulo Kn	0.95
Angulo Kn (º)	15.4
Modulo Km	0.5
Angulo Km (º)	0
Alcance mho (Gnd)	1.58
Alcance R (Gnd)	4.98
Alcance X delante (Gnd)	1.58
Alcance X detras (Gnd)	0.05
Angulo blinder R (Gnd)	67.4
Tipo polarizacion (Gnd)	Max(I0,I2)
Bloqueo unidades tierra	Sin definir
Bloqueo zona	Sin definir
Tipo de Temporizacion	Sin retardo
Umbral I Ph -Ph (A)	0
Umbral I Ph -Gnd (A)	0
Umbral I 3I0 (A)	0

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

A Figura 54 mostra a tela do relé digital apresentando os ajustes da zona 3, de forma análoga às demais zonas, entretanto, uma diferença relevante é que está configurada como reversa.

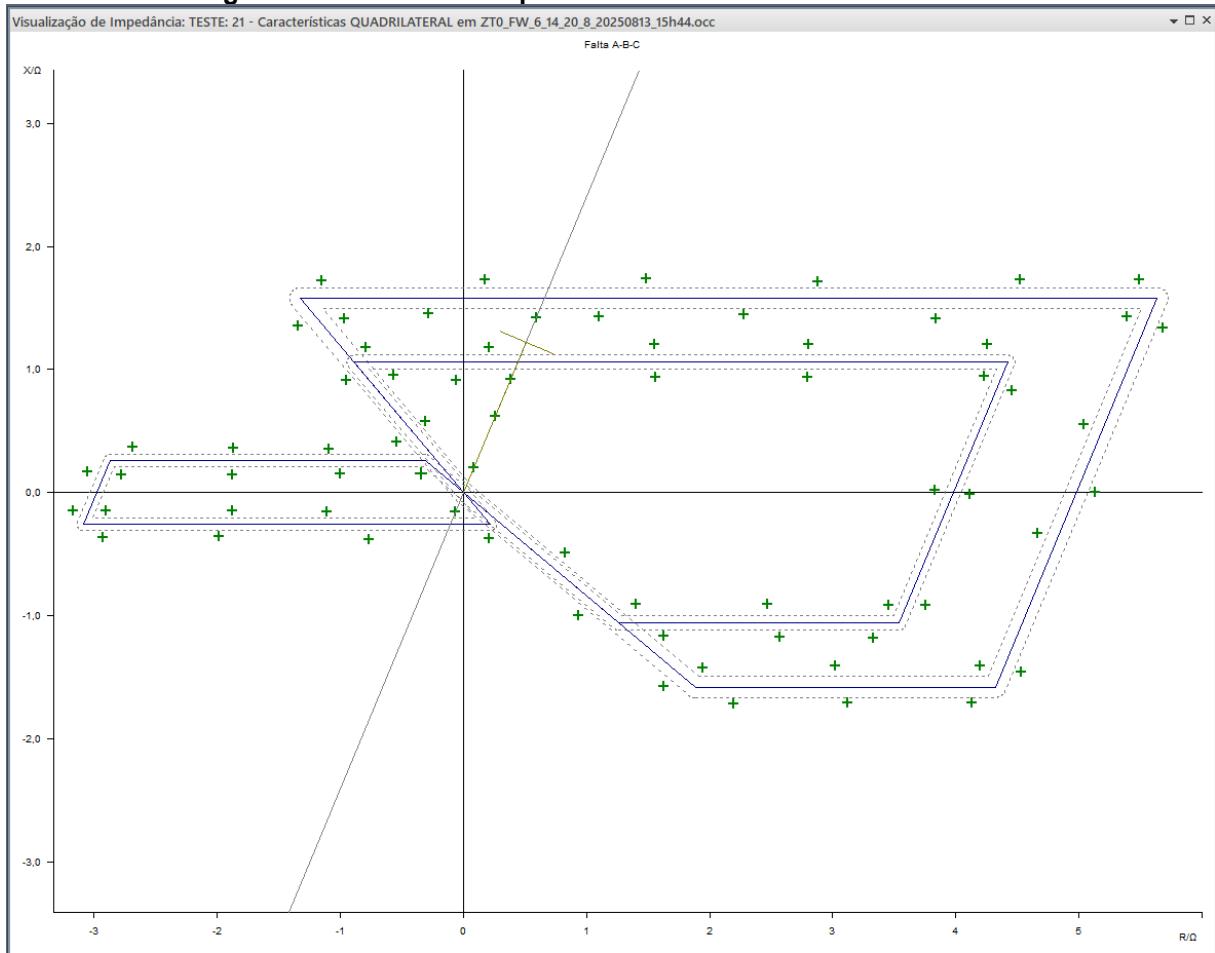
**Figura 54 - Exemplo de Parametrização no IED 21 - Zona 3 (Trás)**

LN : Distancia Zona 3 - 34 Ajuste(s)	
Direccion zona	Detras Disparo
Angulo caracteristico (º)	67.4
Disparo General	SI
Permito Reenganche	Reeng.1-2-3-4
Habilitacion sucesos	SI
Habilitacion fase (Ph)	SI
Caracteristica fase (Ph)	Cuadrangular
Tiempo fase-fase (ms) (Ph)	400
Alcance mho (Ph)	0.26
Tipo polarizacion (Ph)	I Ph-Ph
Alcance R (Ph)	2.98
Alcance X delante (Ph)	0.05
Alcance X detras (Ph)	0.26
Angulo blinder R (Ph)	67.4
Bloqueo unidades fase (Ph)	Sin definir
Habilitacion (Gnd)	SI
Caracteristica (Gnd)	Cuadrangular
Tiempo fase-gnd (ms)	400
Modulo Kn	0.95
Angulo Kn (º)	15.4
Modulo Km	0.5
Angulo Km (º)	0
Alcance mho (Gnd)	0.26
Alcance R (Gnd)	2.98
Alcance X delante (Gnd)	0.05
Alcance X detras (Gnd)	0.26
Angulo blinder R (Gnd)	67.4
Tipo polarizacion (Gnd)	Max(I0,I2)
Bloqueo unidades tierra	Sin definir
Bloqueo zona	Sin definir
Tipo de Temporizacion	Sin retardo
Umbral I Ph -Ph (A)	0
Umbral I Ph -Gnd (A)	0
Umbral I 3I0 (A)	0

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Colocando esses valores da função 21 que estão parametrizados no IED no *software* da Omicron, resulta no gráfico obtido na Figura 55. Os sinais verdes indicam onde foram realizadas as atuações. Os valores em detalhe de cada ponto de atuação são mostrados na Figura 56.

**Figura 55 – Testes de Disparo Realizado no Software da Omicron**



**Figura 56 – Tabela dos Pontos Validados no Teste da Omicron**

Estado	Z	Phi	t nom	t real	Desv.	t min	t max	lteste
1	✓ 222,2 mΩ	67,40 °	30,00 ms	27,70 ms	-7,667 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
2	✓ 672,2 mΩ	67,40 °	30,00 ms	28,70 ms	-4,333 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
3	✓ 1,000 Ω	67,40 °	30,00 ms	27,60 ms	-8 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
4	✓ 1,824 Ω	31,05 °	30,00 ms	34,10 ms	13,67 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
5	✓ 2,947 Ω	18,61 °	30,00 ms	34,20 ms	14 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
6	✓ 4,333 Ω	12,60 °	30,00 ms	35,10 ms	17 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
7	✓ 3,833 Ω	0,22 °	30,00 ms	34,40 ms	14,67 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
8	✓ 3,577 Ω	-14,83 °	30,00 ms	31,00 ms	3,333 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
9	✓ 2,635 Ω	-20,21 °	30,00 ms	34,20 ms	14 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
10	✓ 1,669 Ω	-32,85 °	30,00 ms	34,00 ms	13,33 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
11	✓ 961,3 mΩ	-30,66 °	30,00 ms	34,40 ms	14,67 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
12	✓ 650,5 mΩ	117,83 °	30,00 ms	33,40 ms	11,33 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
13	✓ 1,105 Ω	120,68 °	30,00 ms	36,80 ms	22,67 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
14	✓ 917,3 mΩ	93,66 °	30,00 ms	31,50 ms	5 %	20,00 ms	80,00 ms	1,100 A
15	✓ 1,423 Ω	123,92 °	700,0 ms	725,6 ms	3,657 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
16	✓ 1,195 Ω	79,80 °	700,0 ms	721,8 ms	3,114 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
17	✓ 1,969 Ω	37,75 °	700,0 ms	721,3 ms	3,043 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
18	✓ 3,054 Ω	23,15 °	700,0 ms	722,4 ms	3,2 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
19	✓ 4,421 Ω	15,82 °	700,0 ms	723,4 ms	3,343 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
20	✓ 4,535 Ω	10,55 °	700,0 ms	723,7 ms	3,386 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
21	✓ 4,114 Ω	-0,21 °	700,0 ms	720,2 ms	2,886 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
22	✓ 3,863 Ω	-13,71 °	700,0 ms	720,4 ms	2,914 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
23	✓ 3,533 Ω	-19,61 °	700,0 ms	723,5 ms	3,357 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
24	✓ 2,827 Ω	-24,47 °	700,0 ms	720,5 ms	2,929 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
25	✓ 2,002 Ω	-35,61 °	700,0 ms	720,4 ms	2,914 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
26	✓ 2,410 Ω	-36,28 °	700,0 ms	721,8 ms	3,114 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
27	✓ 3,329 Ω	-24,97 °	700,0 ms	723,4 ms	3,343 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
28	✓ 4,428 Ω	-18,51 °	700,0 ms	721,4 ms	3,057 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
29	✓ 4,676 Ω	-4,11 °	700,0 ms	722,5 ms	3,214 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
30	✓ 5,069 Ω	6,23 °	700,0 ms	723,4 ms	3,343 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
31	✓ 5,581 Ω	14,85 °	700,0 ms	722,2 ms	3,171 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
32	✓ 4,089 Ω	20,18 °	700,0 ms	722,5 ms	3,214 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
33	✓ 2,702 Ω	32,35 °	700,0 ms	721,9 ms	3,129 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
34	✓ 1,806 Ω	52,39 °	700,0 ms	722,5 ms	3,214 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
35	✓ 1,541 Ω	67,21 °	700,0 ms	721,5 ms	3,071 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
36	✓ 1,483 Ω	101,03 °	700,0 ms	721,7 ms	3,1 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
37	✓ 1,713 Ω	124,25 °	700,0 ms	726,3 ms	3,757 %	665,0 ms	750,0 ms	1,100 A
38	✓ 377,1 mΩ	155,72 °	400,0 ms	422,5 ms	5,625 %	380,0 ms	450,0 ms	1,100 A
39	✓ 169,6 mΩ	-113,85 °	400,0 ms	422,1 ms	5,525 %	380,0 ms	450,0 ms	1,100 A
40	✓ 1,120 Ω	-172,04 °	400,0 ms	422,4 ms	5,6 %	380,0 ms	450,0 ms	1,100 A
41	✓ 1,885 Ω	-175,44 °	400,0 ms	422,9 ms	5,725 %	380,0 ms	450,0 ms	1,100 A
42	✓ 2,904 Ω	-177,04 °	400,0 ms	420,8 ms	5,2 %	380,0 ms	450,0 ms	1,100 A
43	✓ 2,783 Ω	177,12 °	400,0 ms	422,5 ms	5,625 %	380,0 ms	450,0 ms	1,100 A
44	✓ 1,880 Ω	175,57 °	400,0 ms	421,9 ms	5,475 %	380,0 ms	450,0 ms	1,100 A
45	✓ 1,016 Ω	171,22 °	400,0 ms	421,6 ms	5,4 %	380,0 ms	450,0 ms	1,100 A
46	✓ 680,2 mΩ	142,38 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
47	✓ 1,319 Ω	136,34 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
48	✓ 1,906 Ω	134,86 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
49	✓ 2,069 Ω	123,73 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
50	✓ 1,740 Ω	84,18 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
51	✓ 2,290 Ω	49,49 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
52	✓ 3,355 Ω	30,76 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
53	✓ 4,842 Ω	20,88 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
54	✓ 5,759 Ω	17,44 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
55	✓ 5,839 Ω	13,22 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
56	✓ 5,134 Ω	0,06 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
57	✓ 4,762 Ω	-17,80 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
58	✓ 4,472 Ω	-22,43 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
59	✓ 3,557 Ω	-28,75 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
60	✓ 2,787 Ω	-38,13 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
61	✓ 2,265 Ω	-44,08 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
62	✓ 1,364 Ω	-46,89 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
63	✓ 430,7 mΩ	-60,58 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
64	✓ 853,3 mΩ	-153,54 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
65	✓ 2,016 Ω	-169,85 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
66	✓ 2,953 Ω	-172,90 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
67	✓ 3,174 Ω	-177,29 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
68	✓ 3,055 Ω	176,81 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
69	✓ 2,710 Ω	172,25 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
70	✓ 1,899 Ω	169,07 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A
71	✓ 1,146 Ω	161,94 °	sem trip	sem trip	n/d	sem trip	sem trip	1,100 A

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Na Figura 57 está a interface da aplicação desenvolvida exibindo os campos de configuração da supervisão direcional, com os mesmos valores que estão configurados no IED.

**Figura 57 - Parametrização na Ferramenta – Supervisão Direcional**

Supervisão Direcional

Ângulo fase-fase [°]	45
Amplitude fase-fase [°]	170
Ângulo fase-terra [°]	45
Amplitude fase-terra [°]	170

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Além disso, na Figura 58, é possível visualizar a janela de configuração da zona 1 no site, também com valores idênticos ao que está no relé.

**Figura 58 - Exemplo de Parametrização na Ferramenta - Zona 1 (Frente)**

Zona 1

Direção

Frente

Ângulo Característico [°]

67,4

Zona 1 - Fase

Habilitação fase

Ativo

Tipo

Quadrilateral

Alcance R (Fase)

3,98

Alcance X - Frente (Fase)

1,06

Alcance X - Reverso (Fase)

1,06

Ângulo blinder R (Fase) [°]

67,4

Ângulo basculamento (Fase) [°]

0

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

A Figura 59, semelhante a zona 1, ilustra o formulário do site para a configuração da Zona 2, em que são inseridos os alcances secundários de proteção.

**Figura 59 - Exemplo de Parametrização na Ferramenta - Zona 2 (Frente)**

Zona 2

Direção

Frente

Ângulo Característico [°]

67,4

Zona 2 - Fase

Habilitação fase

Ativo

Tipo

Quadrilateral

Alcance R (Fase)

4,98

Alcance X - Frente (Fase)

1,58

Alcance X - Reverso (Fase)

1,58

Ângulo blinder R (Fase) [°]

67,4

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Por fim, na Figura 60, está o formulário para a zona 3, que diferente das demais zonas, foi configurado como reverso.

**Figura 60 - Exemplo de Parametrização na Ferramenta - Zona 3 (Trás)**

Zona 3

Direção

Reverso

Ângulo Característico [°]

67,4

Zona 3 - Fase

Habilidade fase

Ativo

Tipo

Quadrilateral

Alcance R (Fase)

2,98

Alcance X - Frente (Fase)

0,26

Alcance X - Reverso (Fase)

0,26

Ângulo blinder R (Fase) [°]

67,4

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

A Figura 61 mostra a saída do módulo de cálculo apresentando as equações de cada reta delimitadora e a lista de vértices que compõem a região de operação da zona 1, ilustrando o processamento interno e a geração dos parâmetros para o gráfico.

**Figura 61 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta – Zona 1**

**Resultados do Cálculo - Função 21**

Supervisão Direcional

**Ângulo fase-fase:** 45°

**Amplitude fase-fase:** 170°

**Ângulo fase-terra:** 45°

**Amplitude fase-terra:** 170°

Zona 1 - Direção: Frente

**Ângulo Característico:** 67.4°

**Faltas Fase-Fase**

**Tipo:** Quadrilateral

**Alcance R:** 3.9800 Ω

**Alcance X Frente:** 1.0600 Ω

**Alcance X Reverso:** 1.0600 Ω

**Ângulo Blinder R:** 67.40°

**Ângulo Basculamento:** 0.00°

**Vértices da região Frente (R, X):**

- P1: (0.0000, -0.0000) Ω
- P2: (1.2633, -1.0600) Ω
- P3: (3.5388, -1.0600) Ω
- P4: (4.4212, 1.0600) Ω
- P5: (-0.8894, 1.0600) Ω

**Fonte:** Autoria Própria (2025)

Na Figura 62 os resultados numéricos e geométricos correspondentes à zona 2, evidenciando as alterações de alcance e direção em relação à zona 1. Essa análise comprova a correta atualização dos parâmetros entre zonas consecutivas.

**Figura 62 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta – Zona 2**

Zona 2 - Direção: Frente

**Ângulo Característico:**  $67.4^\circ$ 

Faltas Fase-Fase

**Tipo:** Quadrilateral**Alcance R:**  $4.9800 \Omega$ **Alcance X Frente:**  $1.5800 \Omega$ **Alcance X Reverso:**  $1.5800 \Omega$ **Ângulo Blinder R:**  $67.40^\circ$ **Vértices da região Frente (R, X):**

- P1:  $(1.8830, -1.5800) \Omega$
- P2:  $(4.3223, -1.5800) \Omega$
- P3:  $(5.6377, 1.5800) \Omega$
- P4:  $(-1.3258, 1.5800) \Omega$
- P5:  $(-0.0000, 0.0000) \Omega$

**Fonte:** Autoria Própria (2025)

Por fim, na Figura 63, está uma visualização final dos resultados da zona 3, com as equações e coordenadas que definem sua fronteira. A figura mostra a coerência entre o comportamento teórico e os ajustes empregados no relé.

**Figura 63 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta – Zona 3**

Zona 3 - Direção: Reverso

**Ângulo Característico:**  $67.4^\circ$ 

Faltas Fase-Fase

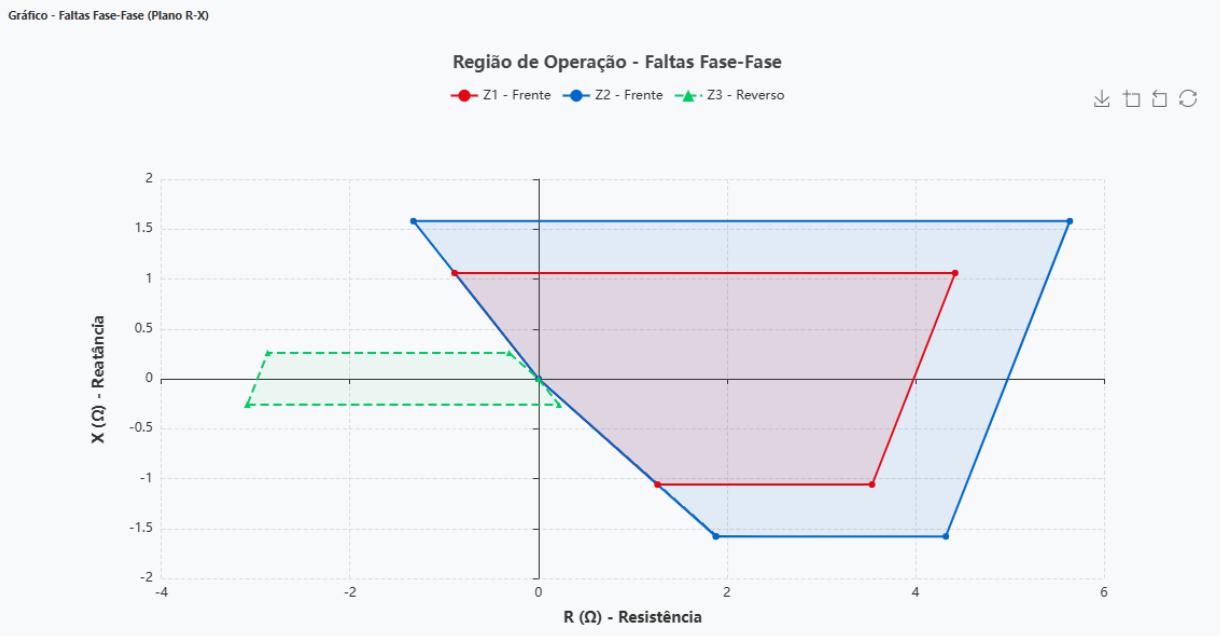
**Tipo:** Quadrilateral**Alcance R:**  $2.9800 \Omega$ **Alcance X Frente:**  $0.2600 \Omega$ **Alcance X Reverso:**  $0.2600 \Omega$ **Ângulo Blinder R:**  $67.40^\circ$ **Vértices da região Reverso (R, X):**

- P1:  $(-3.0882, -0.2600) \Omega$
- P2:  $(0.2182, -0.2600) \Omega$
- P3:  $(0.0000, -0.0000) \Omega$
- P4:  $(-0.3099, 0.2600) \Omega$
- P5:  $(-2.8718, 0.2600) \Omega$

**Fonte:** Autoria Própria (2025)

Além dos valores numéricos, a representação gráfica das retas que formam os quadriláteros de operação das três zonas de proteção, gerado automaticamente pela ferramenta desenvolvida. Esta representação gráfica é mostrada na Figura 64.

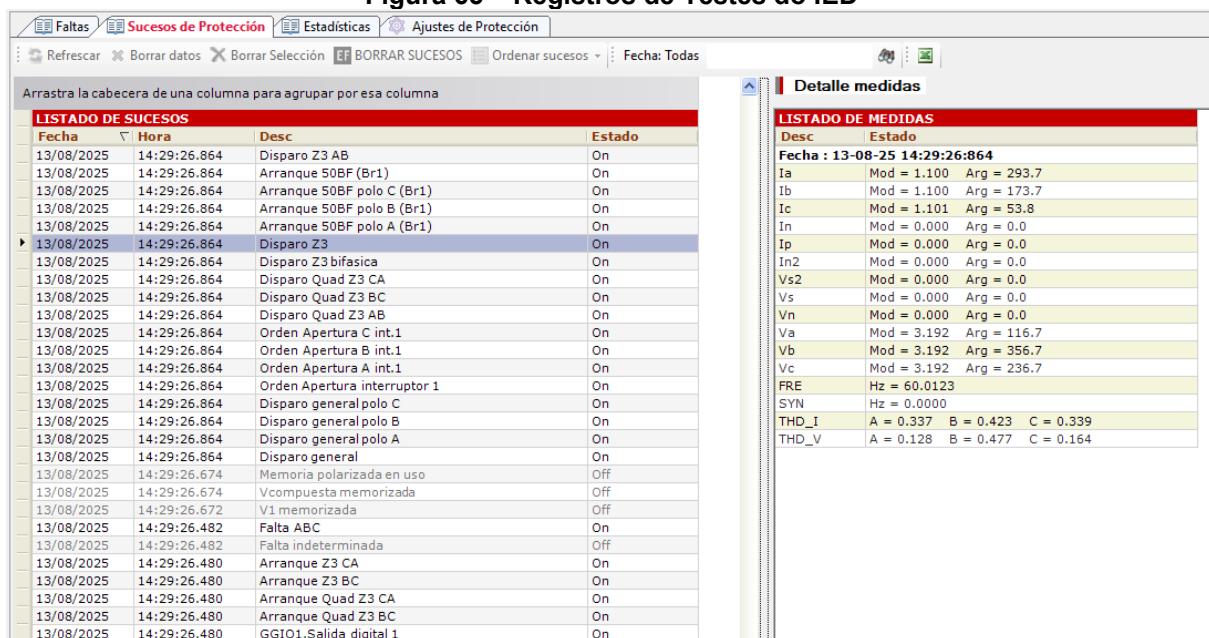
**Figura 64 – Gráfico das Zonas Plotado pela Ferramenta**



**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Na Figura 65, está um exemplo de registro de disparo para a zona 3 que é coerente com os limites calculados pela aplicação.

**Figura 65 – Registros de Testes do IED**



**Fonte: Autoria Própria (2025)**

## 5.5 Implementação e Resultados das Funções Diferenciais

As funções de cálculo da proteção diferencial foram implementadas em JavaScript no arquivo “calc\_87.js”. O objetivo desse módulo é reproduzir o comportamento do relé diferencial de transformador, realizando o processamento das correntes medidas em cada enrolamento e aplicando as correções necessárias de TAP, polaridade e defasagem conforme o tipo de ligação.

A função principal “calcularFuncao87()” inicia a análise a partir dos parâmetros informados pelo usuário, como modelo do relé, número de enrolamentos, sequência de fases, tensões e correntes nominais, potência, tipo de ligação (estrela ou delta), relação de TAP, ajustes de sensibilidade e declives (*slopes*). As correntes são tratadas como fasores complexos, permitindo operações de soma e rotação vetorial para o correto alinhamento das fases.

O cálculo do TAP é realizado conforme a Equação 6, convertendo as correntes nominais em valores equivalentes entre os enrolamentos. Em seguida, o algoritmo aplica constantes de correção de acordo com o tipo de ligação, compensando as defasagens entre os enrolamentos e definindo o código de relógio (*clock code*) para alinhamento fasorial.

$$TAP = \frac{Potência \cdot 1000}{RTC \cdot Tensão \cdot \sqrt{3}} \quad (6)$$

Após essa etapa, as correntes são rotacionadas pela função “aplicarGiro\_VBAC()”, garantindo que todas estejam referenciadas ao mesmo eixo de fase. Com os fasores ajustados, o algoritmo determina a corrente diferencial e a corrente de restrição.

Em seguida, aplica-se a característica percentual *dual-slope*, na qual a relação entre corrente diferencial e corrente de restrição é comparada aos valores de declive (*slope1* e *slope2*) e sensibilidade definidos pelo usuário. Essa característica é representada graficamente por meio do módulo “calc\_87\_grafico.js”, que utiliza a biblioteca “ECharts” para plotar a curva percentual e os pontos de operação de cada fase.

Os resultados intermediários e finais são organizados pela função “calc\_87\_eq.js”, que exibe em formato tabular os valores de TAP, as constantes de correção, as correntes após rotação e os cálculos de corrente diferencial e corrente de restrição. Essa visualização permite ao usuário ajustar parâmetros como *slopes* e sensibilidade e observar diretamente seus efeitos na curva percentual.

O ensaio da função diferencial foi conduzido com o objetivo de validar o algoritmo implementado na ferramenta e verificar sua concordância com a resposta do relé real. Para isso, foram utilizados um relé Ingepac EF configurado para proteção diferencial e uma mala de testes Omicron, que possibilitou a injeção de correntes e tensões simulando diferentes condições de operação e falha.

A Figura 66 mostra um exemplo de parametrização do IED para a função 87. Nesta configuração, o relé está ajustado para operação com dois enrolamentos, com tensões nominais de 69 kV e 13,8 kV e razões de corrente (RTC) de 600 A e 2000 A, respectivamente. O IED também recebe o valor da potência do transformador e os parâmetros da característica percentual: sensibilidade de  $0,3 \times \text{TAP}$ , inclinação 1 (*slope 1*) de 25 % e inclinação 2 (*slope 2*) de 50 %. Essas configurações determinam a curva de operação do relé diferencial.

**Figura 66 - Exemplo de Parametrização no IED (87)****LN : Ajustes Generales Diferencial - 25 Setting(s)**

	2 Windings	2 Windings
2/3 Devanados		
Devanado de referencia	1	1
Tension Nominal Dev 1 (kV)	69	69
Tension Nominal Dev 2 (kV)	13.8	13.8
Relacion transformador 1	80	80
Relacion transformador 2	200	200
In devanado 1 (A)	5 A	5 A
In devanado 2 (A)	5 A	5 A
Tipo de conexion - Dev 1	D	D
Tipo de conexion - Dev 2	Y	Y
Codigo horario Ref-2	11	11
Hab Filt homopolar Dev 1	NO	NO
Hab Filt homopolar Dev 2	YES	YES
Rel transformador neutro 1	1	1
Rel transformador neutro 2	100	100
In IG1 (A)	5 A	5 A
In IG2 (A)	5 A	5 A
Relacion tension fase	350	350
Relacion V Neutro	350	350
Max Cap Potencia (MVA)	12.5	12.5
Tap- Intensidad Dev 1 (A)	1.31	1.31
Tap- Intensidad Dev 2 (A)	2.61	2.61
Frecuencia	60 Hz frequency	60 Hz frequency
Polaridad Devanado 1	Incoming	Incoming
Polaridad Devanado 2	Incoming	Incoming

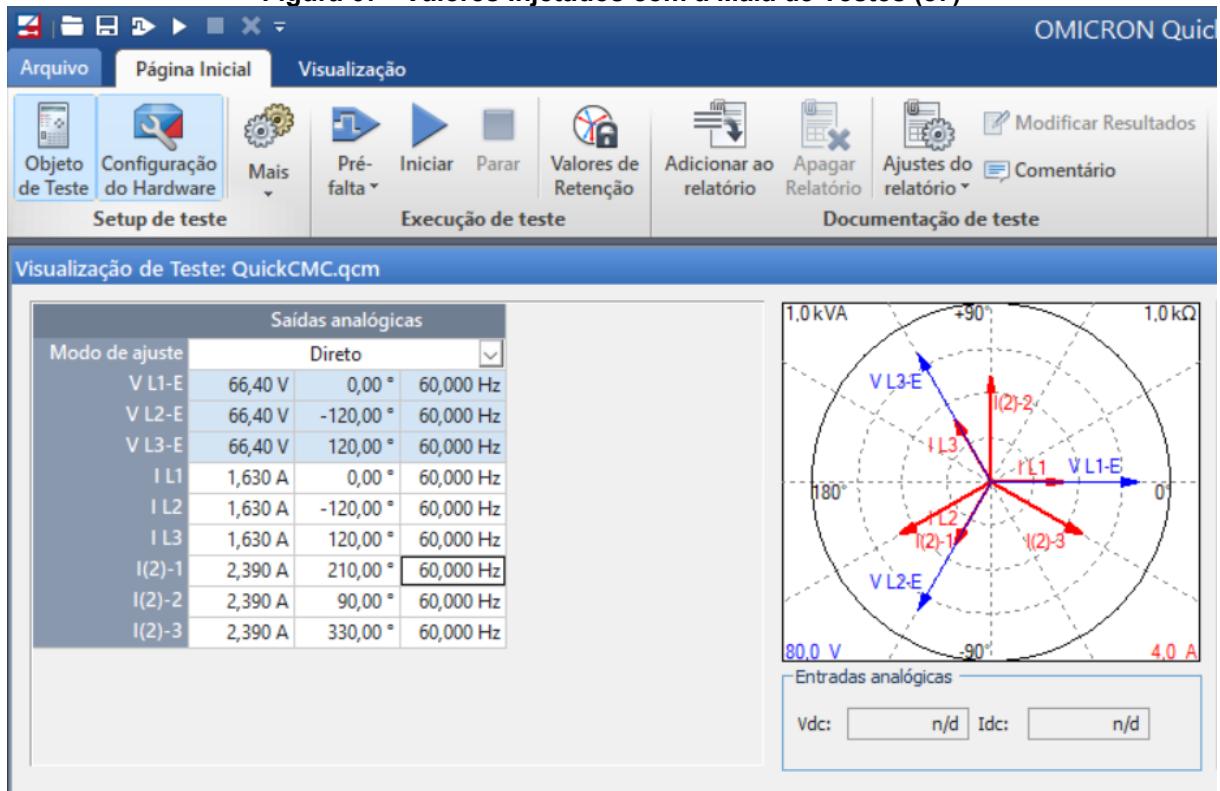
**LN : Diferencial Porcentual - 10 Setting(s)**

Habilitacion	NO	NO
Sensibilidad (xTap)	0.3	0.3
I paso 1 (xTap)	1.2	1.2
I paso 2 (xTap)	3	3
Pendiente 1 (%)	25	25
Pendiente 2 (%)	50	50
Tiempo adicional (ms)	0	0
Bloqueo	Undefined	Undefined
Disparo General	YES	YES
Habilitacion sucesos	YES	YES

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Na Figura 67 são apresentados os valores injetados com a mala de testes. A interface do software “QuickCMC” (Da Omicron) exibe o módulo e o ângulo das correntes e tensões aplicadas, observa-se, no diagrama fasorial, que as correntes injetadas no enrolamento primário e secundário possuem defasagem de 210°, simulando uma falha interna no transformador.

Figura 67 - Valores Injetados com a Mala de Testes (87)



Fonte: Autoria Própria (2025)

Os valores de configuração e de medição foram replicados na ferramenta web em três etapas. Na Figura 68, observa-se a primeira parte do formulário, onde são inseridos o modelo de relé (EF TD), a sequência de fases (ABC), o número de enrolamentos (dois), o enrolamento de referência (Enrolamento 1), as tensões e correntes nominais, o tipo de ligação de cada enrolamento (delta para o primário e estrela para o secundário) e o código horário relativo. Esses dados permitem que a ferramenta reproduza o esquema real do transformador e alinhe corretamente as fases.

A Figura 69 apresenta a segunda parte do formulário, com parâmetros adicionais: ativação ou não do filtro homopolar em cada enrolamento, valor da potência do transformador (12,5 MVA), valores de TAP para cada enrolamento (1,31 A para o primário e 2,64 A para o secundário) e a definição das curvas percentuais – sensibilidade (0,3), ponto de inflexão 1 ( $1,2 \times \text{TAP}$ ) e inclinações 1 e 2. Também se define a polaridade de cada enrolamento como “entrante”, garantindo a soma vetorial correta das correntes.

Na Figura 70, são informados os fasores de corrente de cada enrolamento para a condição de falha ensaiada: correntes no Enrolamento 1 (fase A =  $1,63 \text{ A} \angle 0^\circ$ , fase B =  $1,63 \text{ A} \angle 240^\circ$ , fase C =  $1,63 \text{ A} \angle 120^\circ$ ) e correntes no Enrolamento 2

( $2,39 \text{ A} \angle 210^\circ$ ,  $2,39 \text{ A} \angle 90^\circ$  e  $2,39 \text{ A} \angle 330^\circ$ ). Esses valores correspondem às amplitudes e ângulos visualizados na mala de testes. A Figura 71 mostra os valores de falta calculados pela ferramenta para essa situação: a corrente diferencial é calculada a partir da diferença entre as correntes dos enrolamentos normalizadas pelos TAPs e constantes de correção, resultando em 0,3327 A, já a corrente de restrição é a média das magnitudes das correntes normalizadas, resultando em 1,0804 A.

**Figura 68 - Valores Inseridos na Ferramenta (87) - Parte 1**

Configurações Gerais

Modelo de Relé

EF TD

Sequência de Fases

ABC

Número de Enrolamentos

2

Enrolamento de Referência

Enrolamento 1

Tensão Nominal Enrolamento 1 [kV]

69

kV

Tensão Nominal Enrolamento 2 [kV]

13,8

kV

RTC Enrolamento 1

80

RTC Enrolamento 2

200

Conexão Enrolamento 1

D

Conexão Enrolamento 2

Y

Código Horário Ref-2

11

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

**Figura 69 - Valores Inseridos na Ferramenta (87) - Parte 2**  
 Filtro Homopolar Enrolamento 1

Inativo

Filtro Homopolar Enrolamento 2

Ativo

Potência do Transformador (MVA) - Se 0, usar TAP inserido

12,5 MVA

TAP Enrolamento 1 [A]

1,31 A

TAP Enrolamento 2 [A]

2,61 A

Polaridade Enrolamento 1

Entrante

Polaridade Enrolamento 2

Entrante

**Ajustes da Curva Idif x Ifrenado**

Sensibilidade (xTAP)

0,3

Ponto de Inflexão 1 (xTAP)

1,2

Ponto de Inflexão 2 (xTAP)

3

Inclinação 1 (%)

25

Inclinação 2 (%)

50

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

**Figura 70 - Valores Inseridos na Ferramenta (87) - Parte 3**

Grandezas Elétricas de Falta

Enrolamento 1

Ia1 [A]	1,63	A	θ <sub>Ia1</sub> [°]	0	o
Ib1 [A]	1,63	A	θ <sub>Ib1</sub> [°]	240	o
Ic1 [A]	1,63	A	θ <sub>Ic1</sub> [°]	120	o

Enrolamento 2

Ia2 [A]	2,39	A	θ <sub>Ia2</sub> [°]	210	o
Ib2 [A]	2,39	A	θ <sub>Ib2</sub> [°]	90	o
Ic2 [A]	2,39	A	θ <sub>Ic2</sub> [°]	330	o

**Fonte: Autoria Própria (2025)****Figura 71 - Valores de Falta Calculados pela Ferramenta (87)****Corrente Diferencial (I<sub>dif</sub>):**

$$I_{dif} = |(\sum I_{enrol} / (TAP \times C))|$$

$$I_{dif} = |(I_1 / (TAP_1 \times C_1)) + (I_2 / (TAP_2 \times C_2))|$$

$$I_{dif} = 0.3327 \text{ A}$$

**Corrente de Frenagem (I<sub>fren</sub>):**

$$I_{fren} = (\sum |I_{enrol} / (TAP \times C)|) / 2$$

$$I_{fren} = (|I_1 / (TAP_1 \times C_1)| + |I_2 / (TAP_2 \times C_2)|) / 2$$

$$I_{fren} = 1.0804 \text{ A}$$

**Fonte: Autoria Própria (2025)**

A Figura 72 apresenta a curva característica de proteção diferencial traçada pela aplicação. O gráfico exibe, no eixo horizontal, a corrente de restrição e, no eixo vertical, a corrente diferencial. As inclinações de 25 % e 50 % dividem a curva em duas regiões: abaixo da curva (área branca) o relé não opera; acima da curva (área sombreada) ocorre a atuação. Os pontos calculados pela ferramenta, representados por marcadores coloridos, situam-se próximos à curva, permitindo identificar

visualmente se o ensaio está dentro da zona de operação ou de bloqueio. A Figura 73 mostra o registro dos eventos de atuação no IED durante os ensaios: o relé registrou as correntes diferencial e de restrição em pu (por exemplo, 0,332 pu e 1,080 pu), coerentes com os valores calculados, e indicou se houve ou não disparo.

**Figura 72 - Curva Plotada pela Ferramenta (87)**



**Fonte: Autoria Própria (2025)**

**Figura 73 - Eventos de Atuação do IED (87)**



**Fonte: Autoria Própria (2025)**

Os dados coletados foram consolidados na Tabela 7, que apresenta quatro cenários de injeção de corrente com os respectivos resultados calculados e medidos.

Para cada ensaio, são informados o valor injetado no primário e no secundário, a corrente diferencial medida, a corrente de restrição medida, bem como os valores correspondentes calculados pela ferramenta. Observa-se que, para o primeiro ensaio ( $1,63 \text{ A} \angle 0^\circ$  no primário e  $2,39 \text{ A} \angle 210^\circ$  no secundário), a corrente diferencial medida foi 0,331 pu e a restrição 1,081 pu, a ferramenta calculou 0,3327 pu e 1,0804 pu, resultando em uma diferença de apenas 0,0017 pu. Para os demais ensaios, as diferenças calculadas variaram entre 0,0016 pu e 0,0055 pu, valores extremamente baixos. Tais desvios confirmam a fidelidade do algoritmo implementado: a transformação dos fasores, a aplicação das correções de tap e constantes e o cálculo da característica percentual reproduzem com elevada precisão o comportamento do relé real.

**Tabela 7 - Resultados dos Testes Função 87 (Sensibilidade 0,3 x TAP, Slopes 25% e 50%)**

Valor Injetado Primário (A)	Valor Injetado Secundário (A)	Corrente Diferencial Medida (pu)	Corrente Restrição Medida (pu)	Corrente Diferencial Calculada (pu)	Corrente Restrição Calculada (pu)	Corrente Diferencial Calculado x Real (pu)
$1,63 < 0^\circ$	$2,39 < 210^\circ$	0,331	1,081	0,3327	1,0804	0,0017
$2,05 < 0^\circ$	$3,11 < 210^\circ$	0,377	1,378	0,3786	1,3787	0,0016
$4,19 < 0^\circ$	$6,36 < 210^\circ$	0,769	2,817	0,7725	2,8186	0,0035
$4,96 < 0^\circ$	$7,33 < 210^\circ$	0,985	3,296	0,9905	3,2985	0,0055

Fonte: Autoria Própria (2025)

Em síntese, o experimento comprova que a ferramenta desenvolvida para a Função 87 é capaz de modelar com exatidão tanto as grandezas diferenciais e de restrição quanto a curva de disparo *dual-slope*. As figuras demonstram que os parâmetros inseridos refletem as condições de teste, enquanto a tabela evidencia a concordância quantitativa entre os valores calculados e medidos. Essa validação experimental reforça a confiabilidade da aplicação para uso em estudos e ajustes de proteções diferenciais.

## 5.6 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo, foi descrito o desenvolvimento da aplicação web proposta, com base em JavaScript e bibliotecas gráficas para a representação visual das funções de proteção. As seções detalharam o funcionamento da ferramenta para as funções 50/51, 67, 21 e 87, apresentando os cálculos executados, as interfaces e os resultados obtidos em comparação com medições reais. Verificou-se que os valores calculados e as curvas geradas pela aplicação mostraram boa correspondência com os dados de campo e com os resultados teóricos, validando a confiabilidade da implementação.

Conclui-se, portanto, que a ferramenta cumpre o objetivo de oferecer um ambiente interativo e didático para validação e visualização de proteções, contribuindo tanto para o uso profissional quanto acadêmico.

## 6 CONCLUSÃO

A realização deste trabalho permitiu compreender, de forma prática e aprofundada, a importância das ferramentas digitais no processo de validação e análise de relés de proteção. O estudo das funções de sobrecorrente, direcional, distância e diferencial evidenciou que, embora cada uma possua características próprias, todas demandam ajustes criteriosos e verificações precisas para garantir a seletividade, sensibilidade e confiabilidade do sistema elétrico. As análises realizadas demonstraram que a parametrização manual dessas funções é suscetível a inconsistências, o que reforça a relevância de soluções automatizadas para apoiar o trabalho de engenheiros e técnicos de proteção.

A ferramenta desenvolvida atingiu seu propósito ao integrar teoria, cálculo e visualização gráfica em um único ambiente. A interface projetada permite ao usuário inserir parâmetros de ajuste e obter, de maneira imediata, as curvas de operação e regiões de disparo correspondentes, possibilitando verificar o comportamento do relé frente a diversas condições de falta. A comparação entre os resultados calculados e os ensaios realizados com a mala Omicron confirmou a aderência entre o modelo teórico e o desempenho real dos relés, validando a confiabilidade dos algoritmos empregados. Além disso, a estrutura modular e o código aberto facilitam a manutenção e expansão futura da ferramenta para novas funções ou fabricantes.

Do ponto de vista educacional e técnico, o sistema mostrou-se uma ferramenta de aprendizado eficaz, capaz de auxiliar estudantes e profissionais na compreensão das relações fasoriais e dos critérios de operação das proteções digitais. Em termos práticos, contribui para a padronização dos procedimentos de validação, a redução de erros em testes de aceitação e o incremento da eficiência operacional em ambientes de subestação.

### 6.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

Portanto, conclui-se que o projeto cumpriu integralmente seus objetivos, apresentando uma solução inovadora e confiável que alia precisão de cálculo, clareza visual e aplicabilidade prática. Como continuidade, recomenda-se expandir a aplicação para abranger outras funções de proteção, incorporar protocolos de comunicação e desenvolver rotinas de integração com bancos de dados de ensaios, fortalecendo ainda mais o papel da ferramenta como suporte técnico e didático na

engenharia de proteção de sistemas elétricos. Além disso, este projeto fornece a possibilidade de testar e adequar a ferramenta em relés de proteção de diversos fabricantes, com o intuito de torná-la universal.

## REFERÊNCIAS

ALVES, R. S. **Comissionamento de uma subestação de 138kV com sistema de proteção e automação digitalizado estudo de caso: SD Safra.** Serra, 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 14039:2021 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.** 3. ed. Rio de Janeiro, 2021.

BARRETO, L. H. B. **Sistemas de proteção, controle e supervisão em subestações de energia elétrica:** uma visão geral. Rio de Janeiro, 2013.

BORGES FILHO, Jean Carlos. **Desenvolvimento de aplicativo para parametrização e coordenação de relés de sobrecorrente.** Uberlândia, 2024.

CARDOSO, A. J. R. **Ensaios das funções de sobrecorrente e distância utilizando relé digital de proteção e aplicação de sinais com caixa de teste.** Rio de Janeiro, 2009.

CRUZ, Maurício Engers da. **Análise do desempenho de relés de distância sob condição de saturação dos transformadores de corrente.** Alegrete, 2013.

IEEE Std C37.2-2022. **IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.** IEEE, 2022.

INGETEAM POWER TECHNOLOGY S.A. **UME INGEPAC EF-TD: Manual de usuario.** Rev. L. Ingeteam Power Technology S.A, 2024.

INGETEAM POWER TECHNOLOGY S.A. **UME INGEPAC EF-ZT: Manual de usuario.** Rev. N. Ingeteam Power Technology S.A, 2024.

INGETEAM TECHNOLOGY S.A. **Protección Multifunción INGEPAC EF-MD: Manual de usuario.** Rev. M. Ingeteam Technology S.A, 2024.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **ANSI/IEEE Std C37.90-2005 (R2011) – IEEE standard for relays and relay systems associated with electric power apparatus.** Nova Iorque, 2006.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60255-151:2009 – Measuring relays and protection equipment – Part 151: functional requirements for over/under current protection.** Genebra, 2009.

J. C. DAS. **Power System Protective Relaying.** Boca Raton: CRC Press, 2018. Disponível em: <https://research.ebsco.com/linkprocessor/plink?id=eb5e41ad-e4bd-3326-a2af-702aafa234dd>. Acesso em: 10 nov. 2025.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2024. E-book. p.108. ISBN 9788521638988.

Disponível em: <https://app.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788521638988/>. Acesso em: 04 mai, 2025.

MCO2 Hospedagem. **Criando Gráficos com a Biblioteca Chart.js**. 1 mar 2024. Disponível em: <https://www.mco2.com.br/artigos/criando-graficos-com-a-biblioteca-chart-js.html>. Acesso em: 27 out. 2025.

RUFATO JR., Eloi. **Viabilidade técnica e econômica da modernização do sistema de proteção da distribuição**. 2006. 202 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia), Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

**APÊNDICE A – MANUAL DA FERRAMENTA**

## MANUAL DE UTILIZAÇÃO DA FERRAMENTA DE CÁLCULO DE PROTEÇÕES ELÉTRICAS

### 1. Página inicial

A aplicação pode ser acessada por qualquer navegador por meio do endereço: [https://bnfernandes.github.io/calculadora\\_protecao/](https://bnfernandes.github.io/calculadora_protecao/). Ela é compatível com navegadores modernos e não exige instalação.

Ao acessar o link, o usuário é direcionado para a página inicial, intitulada “Ferramenta de Validação e Visualização de Proteções do Sistema de Potência”, que funciona como o ponto de entrada para todas as funcionalidades do site. Nesta página são apresentados, de forma organizada, o objetivo do trabalho e os atalhos para as ferramentas de cálculo das funções de proteção.

Na parte superior da tela encontra-se a barra de navegação, que permanece disponível em todas as páginas do site. Ela contém os seguintes itens:

**Início:** retorna a esta página inicial.

**Funções de Proteção:** menu suspenso que dá acesso direto às páginas de cálculo das funções:

- Função 51 – Proteção de sobrecorrente temporizada;
- Função 67 – Proteção direcional;
- Função 21 – Proteção de distância;
- Função 87 – Proteção diferencial de transformador.

**Sobre:** página com informações gerais sobre o trabalho e o desenvolvimento da ferramenta.

**Referências:** página com as referências bibliográficas utilizadas no TCC e na implementação das rotinas de cálculo.

### 2. Função 51 – Proteção de Sobrecorrente Temporizada

A página destinada à Função 51 tem como objetivo auxiliar o usuário a calcular o tempo de atuação da proteção de sobrecorrente temporizada, conforme normas IEC, ANSI e IEEE. A interface é organizada em três seções principais: descrição, formulário de entrada de dados e área de resultados (com equações e gráfico).

## 2.1. Parâmetros de Entrada

### **$I_0$ – Corrente de Partida [Asec]**

- Finalidade: define a corrente secundária mínima para a proteção iniciar a temporização.
- Tipo: numérico
- Mínimo: 0,02 A
- Máximo: 150,00 A
- Passo: 0,01 A

### **Tipo de Curva**

- Finalidade: selecionar a característica de temporização que será aplicada no cálculo.
- Tipo: lista suspensa (select)
- Opções disponíveis:
  - IEC-NI — Normal Inversa
  - IEC-MI — Muito Inversa
  - IEC-EI — Extrema Inversa
  - IEC-IC — Curto Inversa
  - IEC-IL — Longa Inversa
  - ANSI-EI — Extrema Inversa
  - ANSI-MI — Muito Inversa
  - ANSI-NI — Normal Inversa
  - ANSI-MODI — Moderadamente Inversa
  - IEEE-MI — Moderadamente Inversa
  - IEEE-VI — Muito Inversa
  - IEEE-EI — Extremamente Inversa
  - TEMPO-FIXO — Tempo fixo

### **M – Índice de Tempo (Time Multiplier - TMS)**

- Finalidade: controla o fator da curva de tempo. Valores maiores geram tempos maiores.
- Tipo: numérico
- Mínimo: 0,01

- Máximo: 10
- Passo: 0,01

### **Tempo Fixo / Tempo Mínimo [ms]**

- Finalidade: Se o tipo de curva for TEMPO FIXO → este valor é o tempo de atuação.
- Para as demais curvas → impõe um tempo mínimo adicional, caso necessário.
- Tipo: numérico
- Mínimo: 0 ms
- Máximo: 600 000 ms (600 s)
- Passo: 10 ms

### **I – Corrente de Falta [Asec]**

- Finalidade: corrente de curto utilizada no cálculo.
- Tipo: numérico
- Mínimo: 0,02 A
- Máximo: 150,00 A
- Passo: 0,01 A

### **Fator $I / I_0$**

- Finalidade: exibe a razão entre a corrente de falta e a corrente de partida. Quando o usuário preencher a corrente de falta e a corrente de partida, o fator é calculado automaticamente.
- Tipo: numérico (preenchimento automático)
- Modo: somente leitura (readonly)

## 2.2. Botões do Formulário

**Limpar:** Reinicia todos os campos, limpa resultados, equações e gráfico.

**Calcular:** Valida os dados, executa o cálculo e exibe resultados, equação e curva no gráfico.

### 2.3. Área de Resultados

A área de resultados apresenta, após o processamento dos dados, todas as grandezas calculadas pela ferramenta. São exibidos o tempo de atuação obtido, a corrente de partida configurada, a corrente de falta utilizada nos cálculos, o fator  $I/I_0$  correspondente, o tipo de curva selecionado, o índice de tempo (M) e o tempo mínimo, quando esse parâmetro for aplicável. Além dos valores numéricos, é gerado um gráfico Tempo  $\times I/I_0$ , no qual a curva escolhida é representada juntamente com o ponto correspondente à condição de disparo analisada, permitindo a visualização clara do comportamento da proteção.

## 3. Função 67 – Proteção Direcional

A página da Função 67 permite ao usuário verificar o critério direcional da proteção de sobrecorrente direcional, considerando tensões e correntes trifásicas em módulo e ângulo.

### 3.1. Parâmetros de Entrada

#### 3.1.1. Configurações da Proteção Direcional

##### Sequência de Fases

- Finalidade: define a referência de sequência de fases usada na análise direcional.
- Tipo: lista suspensa
- Opções: ABC, ACB

##### Critério Direcional

- Finalidade: indica o método adotado pelo algoritmo para determinar a direção baseado da relação angular entre corrente e tensão.
- Tipo: texto (sómente leitura)
- Valor fixo: Quadratura

## Ângulo [º]

- Finalidade: ângulo de referência para o cálculo direcional.
- Tipo: numérico
- Mínimo: 0°
- Máximo: 359°
- Passo: 1°

## Amplitude [º]

- Finalidade: define a abertura angular da região de operação direcional.
- Tipo: numérico
- Mínimo: 90°
- Máximo: 170°
- Passo: 1°

## Direcional

- Finalidade: seleciona o sentido de atuação que o usuário deseja analisar.
- Tipo: lista suspensa
- Opções: Frente, Reverso

### 3.1.2. Grandezas Elétricas da Falta

Para cada uma das grandezas  $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$ ,  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$  é necessário preencher os ajustes a seguir.

Magnitude:

- Min: 0,02
- Max: 150,00
- Passo: 0,01

Ângulo:

- Min: 0
- Max: 359
- Passo: 1

### 3.2. Botões do Formulário

**Limpar:** Reinicia todos os campos, limpa resultados, equações e gráfico.

**Calcular:** Valida os dados, executa o cálculo e exibe resultados.

### 3.2. Área de Resultados

A área de resultados apresenta, para cada corrente de fase analisada ( $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$ ), as grandezas calculadas durante o processo direcional. São exibidos a tensão de polarização utilizada, o ângulo de máximo torque e o intervalo angular que define a região de disparo. Além dos valores numéricos, a ferramenta também gera um gráfico fasorial, no qual são representadas as tensões empregadas na polarização e a corrente da fase correspondente, permitindo ao usuário visualizar a relação angular responsável pela decisão direcional da proteção.

## 4. Função 87 – Proteção Diferencial de Transformador

A página da Função 87 permite calcular variáveis da proteção diferencial de transformadores, tais como corrente diferencial ( $I_{dif}$ ), corrente de frenagem ( $I_{fren}$ ) e determinar a atuação conforme a curva de restrição.

### 4.1. Parâmetros de Entrada

#### 4.1.1. Ajustes de Características do Transformador

##### Modelo de Relé

- Finalidade: seleciona o algoritmo equivalente ao modelo do relé real.
- Tipo: lista suspensa
- Opções: EF TD, EF LD

##### Sequência de Fases

- Finalidade: define referência fasorial para compensações e rotações.
- Tipo: lista suspensa
- Opções: ABC, ACB

## Número de Enrolamentos

- Finalidade: define quantidade de enrolamentos do transformador e ativa ou desativa campos dos enrolamentos 3 automaticamente. Quando “2”, todos os campos do enrolamento 3 ficam ocultos.
- Opções: 2, 3

## Enrolamento de Referência

- Finalidade: base fasorial para alinhamento das grandezas.
- Opções: 1, 2, 3

## Tensões Nominais (por enrolamento)

Para cada enrolamento, os campos seguem o mesmo padrão:

- Finalidade: usada no cálculo da relação de transformação e corrente nominal.
- Mínimo: 1 kV
- Máximo: 10 000 kV
- Passo: 0,1 kV

## RTC – Relação de TC (por enrolamento)

- Finalidade: traz para a escala secundária do relé as correntes medidas.
- Mínimo: 1
- Máximo: 10 000
- Passo: 0,1

## Conexões dos Enrolamentos (por enrolamento)

- Finalidade: usada para realizar compensações de defasagem e homopolar.
- Opções: Y, D, Z

## Código Horário

- Finalidade: informa deslocamento angular segundo esquema de conexão do transformador (ex: Dy1, Yd11, etc.).
- Mínimo: 0
- Máximo: 11
- Passo: 1

### **Filtro Homopolar (por enrolamento)**

- Finalidade: Ativa ou desativa compensação homopolar.
- Opções: Ativo, Inativo

### **TAP Enrolamento [A] (por enrolamento)**

- Finalidade: corrente secundária usada como base de normalização na curva  $Idif \times Ifren$ . Se usuário informar a potência do transformador esse campo é ignorado, ficando pelo cálculo da corrente nominal.
- Mínimo: 0,1 A
- Máximo: 20 A
- Passo: 0,01 A

### **Polaridade de Conexão (por enrolamento)**

- Finalidade: usada para informar esquema de ligação do TC no relé.
- Opções: Entrante, Saliente

#### **4.1.2. Ajustes da Curva $Idif \times Ifren$**

Ajustes para modelar a curva de restrição típica dos relés diferenciais modernos.

### **Sensibilidade ( $\times$ TAP)**

- Min: 0,08
- Max: 80
- Passo: 0,01

### **Ponto de inflexão 1**

- Min: 0,08
- Max: 80
- Passo: 0,01

### **Ponto de inflexão 2**

- Min: 0,08
- Max: 80
- Passo: 0,01

### **Inclinação 1 (%)**

- Min: 5
- Max: 100
- Passo: 1

### **Inclinação 2 (%)**

- Min: 5
- Max: 200
- Passo: 1

#### 4.1.3. Grandezas da Falta

Para cada enrolamento é informado  $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$  (magnitude e ângulo).

##### **Magnitude:**

Min: 0,02  
Max: 150,00  
Passo: 0,01

##### **Ângulo:**

Min: 0  
Max: 359  
Passo: 1

#### 4.2. Área de Resultados

A área de resultados apresenta, de forma consolidada, todas as grandezas calculadas para cada enrolamento e para cada fase da proteção diferencial. Inicialmente, são exibidas as correntes nominais dos enrolamentos, utilizadas como referência nos cálculos. Em seguida, para cada fase, a ferramenta apresenta a

corrente diferencial e a corrente de restrição, permitindo a análise direta da condição de operação da função 87. Além dos valores numéricos, a página exibe um gráfico  $Idif \times Ifren$ , contendo a curva de restrição configurada e os pontos correspondentes aos valores calculados para cada fase, o que possibilita visualizar claramente a posição das correntes no plano de operação da proteção.

## 5. Função 21 – Proteção de Distância

Permite configurar cinco zonas de proteção de distância, com curvas quadrilaterais para faltas fase-fase e fase-terra.

### 5.1. Parâmetros de Entrada

#### 5.1.1. Supervisão Direcional

Esta seção ajusta os ângulos e amplitudes que determinam o comportamento direcional das zonas de distância.

#### Ângulo fase-fase

- Min:  $0^\circ$
- Max:  $90^\circ$
- Passo:  $1^\circ$

#### Amplitude fase-fase:

- Min:  $90^\circ$
- Max:  $170^\circ$
- Passo:  $1^\circ$

#### Ângulo fase-terra:

- Min:  $0^\circ$
- Max:  $90^\circ$
- Passo:  $1^\circ$

### **Amplitude fase–terra:**

- Min: 90°
- Max: 170°
- Passo: 1°

#### 5.1.2. Supervisão de Corrente

O ajuste de supervisão de corrente, quando ativado, estabelece uma corrente mínima para a atuação da proteção. Para as faltas fase–fase, define-se a corrente mínima nos sentidos frente e reverso. Da mesma forma, nas faltas fase–terra, é possível ajustar tanto a corrente mínima de fase quanto a corrente mínima de terra para os sentidos frente e reverso.

- Min: 0.05
- Max: 150
- Passo: 0.01

#### 5.1.3. Definições das Zonas de Proteção

A página possui cinco zonas de distância (Z1 a Z5). Todas seguem estrutura idêntica, com exceção da Zona 1, que possui campos adicionais e parâmetros exclusivos.

### **Configurações gerais**

- Direção: Frente / Reverso
- Ângulo característico: 0 a 90 e passo 0,1

### **Faltas Fase-Fase**

- Tipo (quadrilateral)
- Alcance R: 0,05 a 500 e passo 0,01
- Alcance X frente / reverso: 0,05 a 500 e passo 0,01
- Ângulo blinder: 45 a 90 e passo 0,1
- Ângulo de basculamento: –30 a 30 e passo 1. Esse ajuste existe apenas na zona 1.

## Faltas Fase-Terra

- Tipo (quadrilateral)
- Módulo kn: 0 a 10 (0,01)
- Ângulo kn: 0 a 359,9 (0,1)
- Alcances R e X: iguais aos da zona de fase
- Ângulo blinder: 45 a 90 (0,1)
- Ângulo de basculamento: –30 a 30. Esse ajuste existe apenas na zona 1.

## 5.2. Área de Resultados

A área de resultados apresenta as informações necessárias para a visualização da característica de distância configurada. São exibidas as equações utilizadas na construção das retas que compõem cada zona da proteção. Em seguida, a ferramenta traça no plano R–X as retas que delimitam as regiões de operação, juntamente com seus vértices, representando a geometria definida pelos ajustes inseridos pelo usuário.

## 6. Página “Sobre”

A página “Sobre” apresenta uma visão institucional e contextual do Trabalho de Conclusão de Curso que fundamenta o desenvolvimento da ferramenta. Nela são descritos os objetivos do projeto, destacando que a aplicação foi criada para auxiliar no cálculo, validação e visualização das principais funções de proteção utilizadas em sistemas elétricos de potência, com foco na linha de relés Ingepac EF da Ingeteam.

Além disso, a página apresenta os autores do trabalho, detalhando a participação e colaboração de cada um, e lista a banca examinadora, incluindo orientador e membros responsáveis pela avaliação do TCC. Também é informado que o projeto se integra aos requisitos acadêmicos dos cursos de Engenharia Eletrônica e Engenharia Elétrica da UTFPR, reforçando sua relevância como ferramenta técnico-didática e como parte da formação profissional dos autores.

## 7. Página “Referências”

A página Referências reúne, em uma única seção, todas as fontes consultadas para o desenvolvimento tanto da monografia quanto da ferramenta web. Ela apresenta normas técnicas de referência (ABNT, IEC e IEEE), livros consolidados

na área de proteção de sistemas elétricos, manuais oficiais dos relés INGEPAC EF, além de dissertações, monografias, artigos acadêmicos e materiais complementares utilizados como base teórica e prática. Essa página cumpre o papel de documentar as obras que sustentam os cálculos, métodos e conceitos implementados na aplicação, assegurando credibilidade técnica e rastreabilidade das informações.

**ANEXO A – TABELA ANSI**

Nº	Função
1	Elemento mestre
2	Relé de retardo na partida
3	Relé de intertravamento
4	Contator mestre
5	Dispositivo de parada
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Seccionador de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Seletor de sequência
11	Dispositivo multifunção
12	Relé de sobrevelocidade
13	Relé de velocidade síncrona
14	Relé de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste de velocidade
16	Dispositivo de comunicação
17	Interruptor de derivação
18	Acelerador ou desacelerador
19	Contator de transição
20	Válvula elétrica
21	Relé de distância
22	Disjuntor de equalização
23	Controle de temperatura
24	Relé volts por hertz
25	Relé de sincronismo
26	Dispositivo térmico
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Seccionador de isolamento
30	Relé de alarme
31	Relé de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posição
34	Sequenciador mestre
35	Dispositivo de escovas
36	Detector de polaridade
37	Relé de subcorrente
38	Proteção de mancais
39	Monitor de condição mecânica
40	Relé de excitação
41	Disjuntor de campo
42	Disjuntor de operação
43	Seletor manual
44	Relé de sequência de unidades
45	Monitor de condições ambientais
46	Relé de desequilíbrio de corrente
47	Relé de desequilíbrio de tensão

48	Relé de sequência incompleta
49	Relé térmico
50	Sobrecorrente instantânea
51	Sobrecorrente temporizada
52	Disjuntor AC
55	Relé de fator de potência
59	Sobretensão
62	Retardo de parada
67	Sobrecorrente direcional
68	Relé de bloqueio
69	Controle permissivo
78	Relé de ângulo de fase
79	Religamento automático
81	Relé de frequência
85	Relé piloto
86	Relé de travamento (lockout)
87	Relé diferencial
89	Chave seccionadora
94	Relé de disparo (trip)

Fonte: IEEE C37.2-2022 (2022, p. 12 - 22)