



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**MODELAGEM E TESTE DE UM RELÉ DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DO
TIPO MHO USANDO LINGUAGEM PYTHON**

Renan Gobbo Bandera

Florianópolis

2023



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA

RENAN GOBBO BANDERA

**MODELAGEM E TESTE DE UM RELÉ DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DO
TIPO MHO USANDO LINGUAGEM PYTHON**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à Universidade Federal de
Santa Catarina como parte dos
requisitos para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Miguel Moreto

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Bandera, Renan Gobbo

Modelagem e teste de um relé de proteção de distância do tipo mho usando linguagem Python / Renan Gobbo Bandera ; orientador, Miguel Moreto, 2023.

114 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

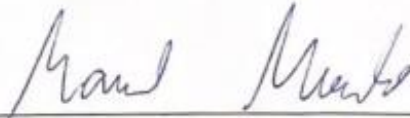
1. Engenharia Elétrica. 2. Proteção dos Sistemas Elétricos de Potência. 3. Relé de Proteção. 4. Modelagem. 5. Linguagem Python. I. Moreto, Miguel. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Renan Gobbo Bandera

**Título: Modelagem e Teste de um Relé de Proteção de Distância do Tipo Mho
Usando Linguagem Python**

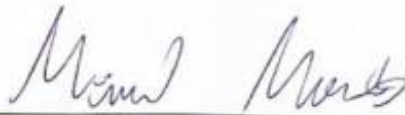
Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 26 de julho de 2023.

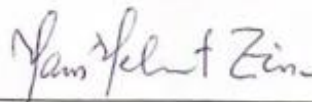


Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

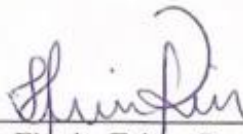
Banca Examinadora:



Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Hans Helmut Zurn, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletric. Taiane Pereira dos Reis, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, a Deus por todo o Seu amor e bênçãos derramadas sobre mim ao longo desta jornada e em toda a minha vida. Sua orientação e força foram fundamentais nos momentos mais difíceis, iluminando meus pensamentos e guiando meus passos.

Segundamente, gostaria de expressar minha eterna gratidão aos meus estimados avós, Domingas e Realdo Gobbo, pelos momentos inesquecíveis que passamos juntos, pelas conversas, pelos almoços de domingo, todo amor e companheirismo que tivemos nestes anos, vocês foram e são fonte de inspiração, sem vocês, chegar até aqui seria impossível. Vó e Vô, este trabalho é pra vocês.

Aos meus pais, meu agradecimento especial por todo o suporte, educação, amor e carinho incondicional. Sou imensamente abençoado por ser filho de vocês. Esta conquista é nossa, e devo a vocês todo meu sucesso.

À minha irmã, Laís, agradeço por alegrar meus dias e ser minha melhor amiga. Sua presença é um incentivo constante para seguir em frente.

A todos os meus amigos que fizeram parte da minha graduação e tornaram-na mais leve e divertida, agradeço pelos momentos compartilhados e pelas histórias que vivemos juntos, guardarei estas lembranças para sempre.

Ao meu professor orientador, Prof. Miguel Moreto, agradeço pela sua orientação e por todo conhecimento compartilhado ao longo deste trabalho. Sua presença e apoio foram fundamentais para a realização desta etapa final.

Por fim, agradeço a todos os profissionais do Setor de Estudos e Análise da Proteção do Sistema, da CGT Eletrosul, cuja expertise e colaboração proporcionaram um ambiente de aprendizado enriquecedor. A troca de experiências e o trabalho em equipe foram fundamentais para o meu desenvolvimento durante o estágio. Em especial, sou grato ao Leonardo, meu supervisor, por sua disposição em responder minhas dúvidas e auxiliar na resolução de desafios, sua ajuda contribuiu significativamente para o meu crescimento profissional.

RESUMO

Com o aumento crescente da dependência da energia elétrica no funcionamento da sociedade moderna, torna-se imperativo garantir um fornecimento confiável e contínuo de energia. Para atingir essa confiabilidade, é essencial contar com um sistema elétrico robusto e seguro, composto por elementos que assegurem a excelência em sua operação. Este trabalho apresenta um modelo computacional de um dos componentes cruciais quando se trata de garantir segurança e durabilidade dos ativos do sistema envolvidos no processo de transmissão de energia: o relé de proteção de distância.

A abordagem adotada inclui uma introdução abrangente sobre os elementos que compõem e permeiam o sistema de proteção de linhas de transmissão, como transformadores de corrente (TCs), transformadores de potencial (TPs), disjuntores, relés e registradores de perturbação (RDPs). Além disso, fundamentam-se teoricamente conceitos importantes que garantem o entendimento do funcionamento de um relé de proteção digital.

Após introdução e revisão teórica, é exposto o aspecto principal deste trabalho, trata-se da apresentação do modelo e teste de um relé de proteção de distância do tipo MHO, também conhecido como relé de admitância. É discutida a metodologia por trás do processo de modelagem desse relé em um ambiente computacional, utilizando linguagem Python e, em seguida, para avaliação do projeto, são realizados inúmeros testes do relé modelado por meio da análise de oscilografias de perturbações reais que ocorreram no sistema elétrico brasileiro, abordando-se pontos relevantes durante uma análise de ocorrência. Essa abordagem permite comparar a atuação e o desempenho dos relés dos principais fabricantes que atuam em campo, com os resultados apresentados pelo relé modelado pelo autor. Após avaliação crítica dos dados obtidos de desempenho é possível concluir sobre a aptidão que o algoritmo computacional desenvolvido possui para ser utilizado como ferramenta auxiliar na análise de perturbações do sistema, dado sua acurácia e aplicabilidade no cotidiano de um profissional da área.

Palavras chaves: Relé de proteção de distância do tipo MHO, Relé de admitância, Oscilografia, Modelagem, Python.

ABSTRACT

With increasing dependence on electric power in the functioning of modern society, it becomes imperative to ensure a reliable and continuous supply of power. To achieve this reliability, it is essential to have a robust and safe electrical system, composed of elements that ensure excellence in its operation. This work presents a computational model of one of the crucial components when it comes to ensuring the safety and durability of the system assets involved in the power transmission process: the distance protection relay.

The approach adopted includes a comprehensive introduction to the elements that compose and permeate the transmission line protection system, such as current transformers (CTs), potential transformers (PTs), circuit breakers, relays and disturbance recorders (DERs). In addition, important concepts that ensure the understanding of the operation of a digital protection relay are theoretically grounded.

After introduction and theoretical review, the main aspect of this work is exposed, this is the presentation of the model and testing of an MHO type distance protection relay, also known as an admittance relay. The methodology behind the process of modeling this relay in a computational environment, using Python language, is discussed and then, for project evaluation, numerous tests of the modeled relay are performed through the analysis of oscillographs of real disturbances that occurred in the Brazilian electrical system, addressing relevant points during an occurrence analysis. This approach allows the performance of relays from the main manufacturers that operate in the field to be compared with the results presented by the relay modeled by the author. After a critical evaluation of the performance data obtained, it is possible to conclude that the computational algorithm developed can be used as an auxiliary tool in the analysis of system disturbances, given its accuracy and applicability in the daily life of a professional in the area.

Keywords: MHO type distance protection relay, Admittance relay, Oscillography, Modeling, Python.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Extensão da rede básica de transmissão	19
Figura 2. Mapa do Sistema Interligado Nacional.	20
Figura 3. Estados de operação de um sistema de proteção.....	22
Figura 4. Proteção de linha de transmissão com sistema de relés.	25
Figura 5. Transformador de corrente (TC)	27
Figura 6. Transformador de potencial (TP)	28
Figura 7. Disjuntor associado ao transformador de corrente	29
Figura 8. Relé eletromecânico.	30
Figura 9. Relé eletrônico/estático	31
Figura 10. Relé digital.	31
Figura 11. Esquemático do relé digital.	32
Figura 12. RDP Reason RPV311.....	35
Figura 13. Diagrama fasorial do sistema trifásico de sequência positiva.....	38
Figura 14. Diagrama fasorial do sistema trifásico de sequência negativa.....	39
Figura 15. Diagrama fasorial do sistema trifásico de sequência zero.....	39
Figura 16. Curto-circuito $1\phi - terra$	41
Figura 17. Curto-circuito $1\phi - terra$	42
Figura 18. Curto-circuito 2ϕ	44
Figura 19. Curto-circuito $2\phi - terra$	44
Figura 20. Curto-circuito 3ϕ	45
Figura 21. Unidades de processamento do relé digital	46
Figura 22. Zonas de atuação do relé A	47
Figura 23. Diagrama $jX \times R$ do relé de admitância	49
Figura 24. Diagrama $jX \times R$ do relé de admitância	49
Figura 25 Três impedâncias de curto-circuito medidas pelo relé de admitância no plano $jX \times R$	51
Figura 26. Atualização recursiva	55
Figura 27. Fluxograma da metodologia utilizada para modelagem do relé de proteção de distância do tipo Mho.	56
Figura 28. Janela de seleção de arquivos.....	58
Figura 29. Janela de seleção de canais de tensão e corrente.....	59
Figura 30. Janela de ajustes da proteção 21	60

Figura 31. Sinais de tensão das fases A, B e C da LT protegida (TP de linha).....	64
Figura 32. Sinais de corrente da LT protegida	64
Figura 33. Sinais de tensão e corrente da LT protegida (zoom).....	65
Figura 34. Magnitude (RMS) da tensão na fase A	66
Figura 35. Ângulo da tensão na fase A.....	66
Figura 36. Magnitude (RMS) da corrente na fase A	67
Figura 37. Ângulo da corrente na fase A.....	67
Figura 38. Magnitude (RMS) da corrente de neutro ($3I_0$).....	68
Figura 39. Seleção Unidade de Processamento	69
Figura 40. Diagrama RX – Loops de Terra	69
Figura 41. Diagrama RX – Loops de Fase	70
Figura 42. Sinal de partida Zona 1.....	71
Figura 43. Sinal de trip Zona 1	71
Figura 44. Sinal de partida Zona 2.....	72
Figura 45. Sinal de trip Zona 2	72
Figura 46. Sinal de partida Zona 3.....	73
Figura 47. Sinal de trip Zona 3	73
Figura 48. Atuação da proteção	74
Figura 49. Sequencial de eventos relé real	75
Figura 50. Comparação atuação relé modelado e relé real	75
Figura 51. Tempo de atuação da proteção	76
Figura 52. Cadeia de isoladores poluída.....	77
Figura 53. Sinais de tensão das fases A, B e C da LT protegida (TP de barra).....	78
Figura 54. Sinais de corrente da LT protegida	78
Figura 55. Sinais de tensão e corrente da LT protegida (zoom).....	79
Figura 56. Magnitude (RMS) da tensão na fase A	79
Figura 57. Ângulo da tensão na fase A.....	80
Figura 58. Magnitude (RMS) da tensão na fase B.....	80
Figura 59. Ângulo da tensão na fase B	81
Figura 60. Magnitude (RMS) da corrente na fase A	81
Figura 61. Ângulo da corrente na fase A.....	82
Figura 62. Magnitude (RMS) da corrente na fase B.....	82
Figura 63. Ângulo da corrente na fase B	83
Figura 64. Magnitude (RMS) da corrente de neutro.....	83

Figura 65. Diagrama RX – Loops de Terra	84
Figura 66. Diagrama RX – Loops de Fase	85
Figura 67. Seleção Unidade de Processamento	85
Figura 68. Sinal de partida Zona 1	86
Figura 69. Sinal de trip Zona 1	87
Figura 70. Sinal de partida Zona 2.....	87
Figura 71. Sinal de trip Zona 2	88
Figura 72. Sinal de partida Zona 3.....	88
Figura 73. Sinal de trip Zona 3	89
Figura 74. Atuação da proteção	89
Figura 75. Sequencial de eventos relé real	90
Figura 76. Comparação atuação relé modelado e relé real	90
Figura 77. Tempo de atuação da proteção	91
Figura 78. Sinais de tensão das fases A, B e C da LT protegida (TP de barra).....	92
Figura 79. Sinais de corrente da LT protegida	92
Figura 80. Sinais de tensão e corrente da LT protegida (zoom).....	93
Figura 81. Magnitude (RMS) da tensão na fase A	94
Figura 82. Ângulo da tensão na fase A.....	94
Figura 83. Magnitude (RMS) da tensão na fase C.....	95
Figura 84. Ângulo da tensão na fase C	95
Figura 85. Magnitude (RMS) da corrente na fase A	96
Figura 86. Ângulo da corrente na fase A	96
Figura 87. Magnitude (RMS) da corrente na fase C.....	97
Figura 88. Ângulo da corrente na fase C	97
Figura 89. Magnitude (RMS) da corrente de neutro.....	98
Figura 90. Diagrama RX – Loops de Terra	99
Figura 91. Diagrama RX – Loops de Fase	99
Figura 92. Seleção Unidade de Processamento	100
Figura 93. Sinal de partida Zona 1	100
Figura 94. Sinal de trip Zona 1	101
Figura 95. Sinal de partida Zona 2.....	101
Figura 96. Sinal de trip Zona 2	102
Figura 97. Sinal de partida Zona 3.....	102
Figura 98. Sinal de trip Zona 3	103

Figura 99. Atuação da proteção	103
Figura 100. Comparação atuação relé modelado e relé real	104
Figura 101. Sequencial de eventos relé real	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Origem das interrupções	21
Tabela 2. Ocorrências de curtos-circuitos	41
Tabela 3. Parâmetros LT – Perturbação 1	62
Tabela 4. Ajustes relé 21 – Perturbação 1	63
Tabela 5. Parâmetros LT – Perturbação 2	77
Tabela 6. Ajustes relé 21 – Perturbação 2	77
Tabela 7. Parâmetros da LT – Perturbação 3.....	91
Tabela 8. Ajustes relé 21 – Perturbação 3	91
Tabela 9. Resultados gerais	105
Tabela 10. Tabela ANSI funções de proteção	111

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

LT – Linha de Transmissão

ONS – Operador Nacional do Sistema

RDP – Registrador Digital de Perturbação

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

TC – Transformador de Corrente

TP – Transformador de Potencial

SUMÁRIO

1. Introdução	18
1.1 Transmissão de Energia	18
1.2. Proteção dos Sistemas Elétricos de Potência	21
1.3. Objetivo geral	24
1.3.1. Objetivos específicos	24
2. Elementos do Sistema de Proteção.....	25
2.1. Transformadores de Medida	25
2.1.1. Transformador de corrente	26
2.1.2. Transformador de potencial	28
2.2. Disjuntores.....	29
2.3. Relés	30
2.4. Registrador Digital de Perturbação (RDP)	34
2.4.1 COMTRADE.....	36
3. Revisão Teórica e do Estado da Arte	37
3.1. Componentes Simétricas	37
3.1.1. Sistema trifásico de sequência positiva	37
3.1.2. Sistema trifásico de sequência negativa	39
3.1.3. Sistema trifásico de sequência zero	39
3.2. Curto-circuito e cálculo de impedância de falta	40
3.2.1. Curto-circuito monofásico.....	42
3.2.2. Curto-circuito bifásico.....	43
3.2.3. Curto-circuito bifásico – terra	44
3.2.4. Curto-circuito trifásico.....	45
3.2.5. Loops de falta	45
3.3. Relé de distância.....	46

3.3.1. Relé de admitância ou Mho.....	48
3.3.2. Característica do Limiar de Operação do Relé 21.....	50
3.4. Estimação de fasores através da Transformada Discreta de Fourier.....	51
3.4.1. Atualização recursiva	54
4. Modelagem do Relé de Proteção de Distância tipo Mho.....	56
4.1. Descrição do modelo	57
5. Testes e Resultados	62
5.1. Perturbação 1	62
5.1.1. Descrição:.....	62
5.1.2. Identificação da fase faltosa	63
5.1.3. Seleção do Loop de Falta e traçado do Diagrama RX.....	68
5.1.4. Atuação da Proteção	70
5.1.5. Causa do desligamento	76
5.2. Perturbação 2	77
5.2.1 Descrição:.....	77
5.2.2. Identificação da fase faltosa	78
5.2.3. Seleção do Loop de Falta e traçado do Diagrama RX.....	84
5.2.4. Atuação da Proteção	86
5.2.5. Causa do desligamento	91
5.3. Perturbação 3	91
5.3.1. Descrição	91
5.3.2. Identificação da fase faltosa	92
5.3.3. Seleção do Loop de Falta e traçado do Diagrama RX.....	98
5.3.4. Atuação da Proteção	100
5.3.5. Causa do desligamento	105
5.4 Resultados gerais.....	105
6. Conclusão	107

Referências109
Anexo 1111

1. Introdução

A energia elétrica desempenha um papel fundamental e indispensável na sociedade contemporânea, sendo amplamente utilizada em diversos setores, tais como iluminação, transporte, comunicação e produção industrial. Sua disponibilidade confiável é essencial para o funcionamento adequado de várias áreas (LUSKOVÁ; LEITNER, 2021). Nesse contexto, é imprescindível contar com um sistema elétrico bem estruturado e seguro. Dentro desse sistema, as linhas de transmissão e seus sistemas de proteção desempenham um papel crucial para garantir esses quesitos.

1.1 Transmissão de Energia

As linhas de transmissão destacam-se como um dos ativos essenciais do sistema elétrico e que assumem a grande responsabilidade na transmissão de energia elétrica. No setor elétrico brasileiro, a malha de transmissão é responsável por interligar os recursos de geração de energia ao mercado consumidor, assim, constituindo o Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte do território nacional (ANEEL, 2008). Dados do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2023) revelam que, em 2022, as linhas de transmissão no Brasil totalizaram 179,311 mil quilômetros, operando em tensões de 230, 345, 440, 500/525, 600, 750 e 800 kV, e a previsão para 2027 é que a extensão total das linhas alcance 216,759 mil quilômetros. Tais números mostram que existe enorme perspectiva para crescimento e aprimoramento do SEP no Brasil para os próximos anos. Os dados na íntegra, da extensão da rede básica de transmissão, são apresentados na Figura 1.

Figura 1. Extensão da rede básica de transmissão

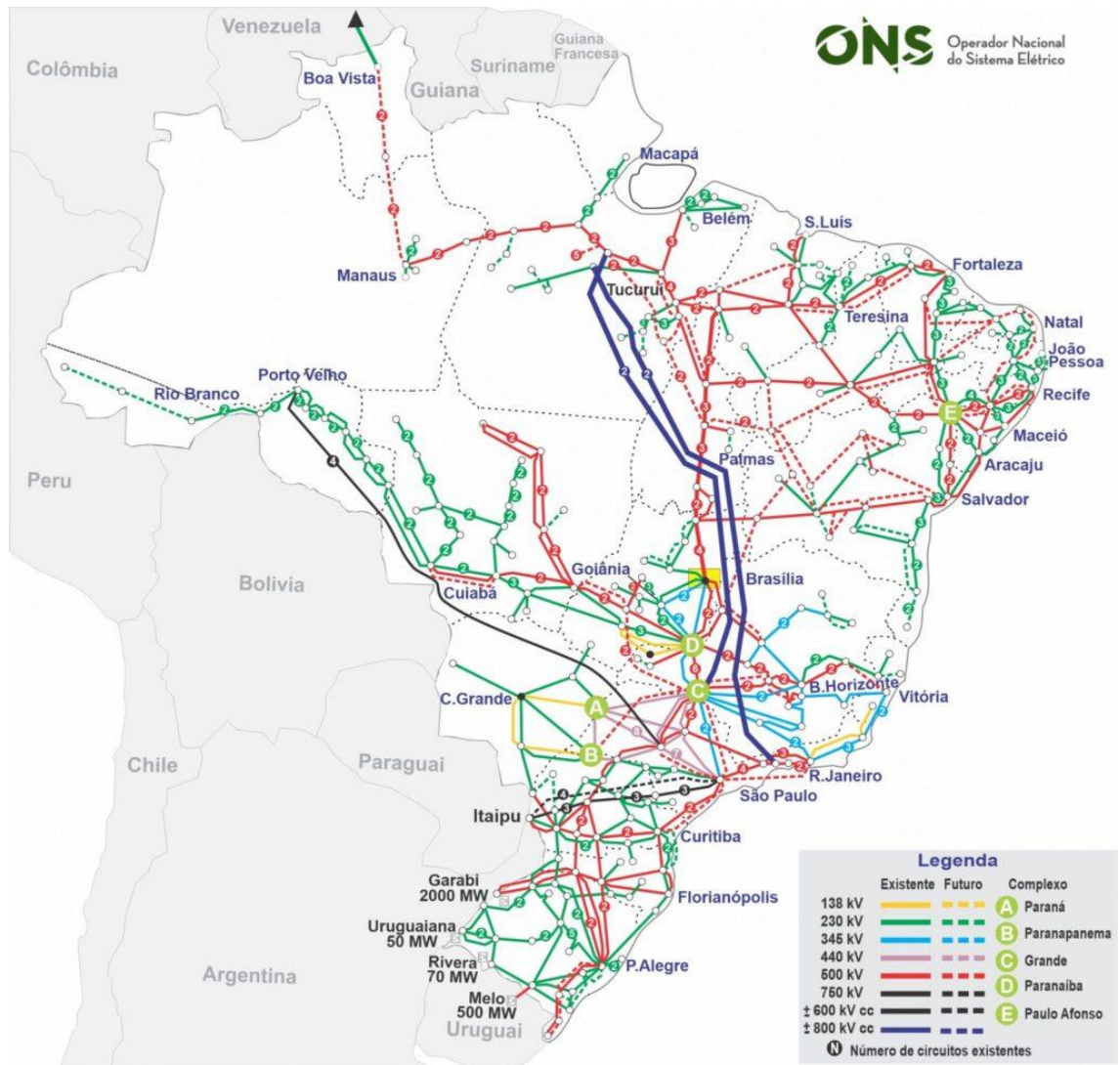
EXTENSÃO DA REDE BÁSICA DE TRANSMISSÃO

230 kV	2022 67.137 km	2027 75.115 km
345 kV	2022 10.491 km	2027 11.406 km
440 kV	2022 6.934 km	2027 7.027 km
500/525 kV	2022 70.044 km	2027 97.039 km
600 kV	2022 12.816 km	2027 12.816 km
750 kV	2022 2.683 km	2027 2.683 km
800 kV	2022 3.204 km	2027 4.577 km
TOTAL	179.311 km	216.759 km

Fonte: ONS (2023).

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas empresas geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A integração e a operação coordenada proporcionam benefícios, como a possibilidade de intercâmbio de energia elétrica entre diferentes regiões. Isso é particularmente relevante em um país como o Brasil, que se caracteriza pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos distintos (ANEEL, 2018). A Figura 2 apresenta o mapa demonstrativo das malhas de transmissão que compõem o SIN por todo território brasileiro.

Figura 2. Mapa do Sistema Interligado Nacional.



Fonte: ONS (2023).

Embora seja de extrema importância e vantajoso possuir um sistema elétrico abrangente, o sistema de transmissão brasileiro enfrenta desafios significativos devido à sua localização em áreas muitas vezes inóspitas e de difícil acesso. As linhas de transmissão percorrem diferentes regiões geográficas, atravessando cidades, estados e enfrentando diversos tipos de relevo e vegetação, o que as tornam altamente vulneráveis (CHEN, 2020). Dados retirados do livro de Mamede Filho e Mamede (2013) comprovam que as linhas de transmissão são os ativos que mais originam interrupções no sistema elétrico. A Tabela 1 abaixo apresenta a estatística completa.

Tabela 1. Origem das interrupções

Origem das interrupções	
Linhas de transmissão	68%
Rede de distribuição	10%
Barramento de subestação	7%
Transformador de potência	6%
Próprio sistema	4%
Consumidor	4%
Gerador	1%

Fonte: Adaptado de Mamede Filho e Mamede (2013)

Para compreender está alta fragilidade das linhas de transmissão, Kindermann (2014) cita alguns dos principais fatores que contribuem para tal, sendo esses:

- Dimensões consideráveis das linhas de transmissão.
- Exposição às intempéries climáticas, como sol, chuva, ventos fortes e tempestades.
- Falta de vigilância e segurança adequadas por parte das empresas responsáveis.
- Suscetibilidade a poluentes presentes no ambiente.
- Risco de descargas atmosféricas diretas e indiretas.
- Impactos decorrentes de ações humanas, como vandalismo, terrorismo, sabotagem e queimadas.
- Interferências causadas por animais e vegetação.

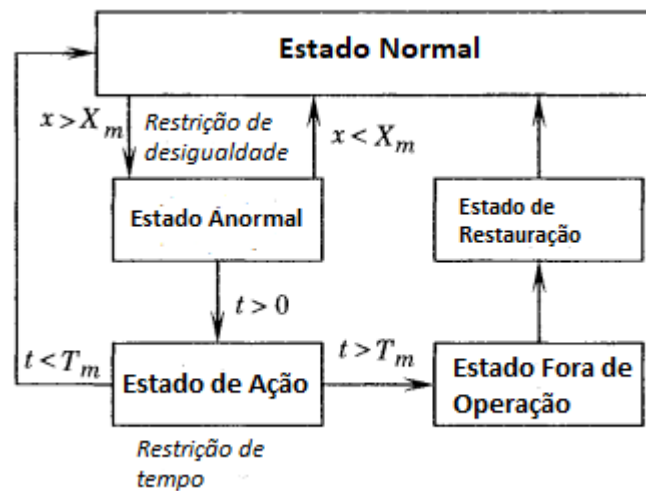
Essas interferências têm o potencial de causar curtos-circuitos que podem resultar na perda parcial ou total do sistema elétrico de potência, comprometendo a qualidade, confiabilidade do fornecimento de energia elétrica e causando danos a equipamentos da rede. Para minimizar esses riscos, é fundamental contar com um sistema de proteção atuando adequadamente.

1.2. Proteção dos Sistemas Elétricos de Potência

Anderson (1999) explica que a proteção dos sistemas elétricos de potência se baseia em um sistema que possa rapidamente detectar operações anômalas na rede de energia, tomar a ação adequada e, em seguida, restaurar o sistema elétrico para sua melhor condição de operação, considerando as circunstâncias presentes.

Anderson (1999) ainda complementa explicando que os sistemas de proteção são compostos por vários dispositivos, mas seu funcionamento central se baseia nos relés. Os relés são responsáveis por identificar anomalias, como curtos-circuitos, e são sensibilizados mediante a corrente do defeito. Assim, eles enviam um sinal para abrir o disjuntor, também chamado de sinal de trip. Quando o disjuntor é aberto, a parte defeituosa da rede é desconectada do sistema. O restante do sistema continua operando com a mesma configuração anterior, mas sem o trecho defeituoso. Na Figura 3, está representado o processo básico de operação de um sistema de proteção.

Figura 3. Estados de operação de um sistema de proteção.



Fonte: Adaptado de Anderson (1999)

Usando uma abordagem mais específica sobre os dispositivos de proteção, Anderson (1999) comenta que os relés, que cumprem papel fundamental em um sistema de proteção, devem manter sua filosofia de proteger o sistema elétrico, pautadas em algumas características, que são:

- Sensibilidade: Os equipamentos de proteção devem operar com segurança e ter a capacidade de detectar pequenos defeitos, distinguindo-os das correntes de carga normais do sistema.
- Seletividade: Os relés de proteção devem acionar apenas os disjuntores necessários para isolar completamente o elemento defeituoso.
- Velocidade: Os relés de proteção devem responder rapidamente para minimizar os efeitos dos defeitos e reduzir os riscos de instabilidade no sistema.

- Confiabilidade: Os esquemas e relés de proteção devem garantir o correto funcionamento dos componentes e a operação adequada em caso de falhas.
- Segurança: A proteção deve ser estável e intervir apenas em casos de defeitos reais ou condições anormais de operação.
- Zonas de proteção – No sistema elétrico de potência, é possível estabelecer zonas de proteção que delimitam áreas específicas, nas quais os equipamentos como, linhas, geradores e barramentos, devem ser protegidos por relés de proteção e disjuntores correspondentes.
- Coordenação – A coordenação é essencial para o funcionamento integrado do sistema de proteção, garantindo que as zonas e os tempos de atuação de cada função de proteção entre os diversos relés em operação estejam sincronizados. Dessa forma, evita-se que um relé de retaguarda atue antecipadamente em relação a uma proteção primária que deve atuar instantaneamente.

Com o intuito de assegurar a plena satisfação das características anteriormente expostas, torna-se imprescindível que os sistemas de proteção incorporem uma ampla gama de funcionalidades, de forma a abranger efetivamente todos os tipos de equipamentos e anomalias que possam surgir no SEP. Para alcançar essa abrangência, os dispositivos de proteção são dotados de uma multiplicidade de funcionalidades, cujo escopo foi padronizado pela norma do American National Standards Institute (ANSI). O ANSI desenvolveu uma tabela contendo códigos numerados, nos quais cada código representa simplificada a função dos elementos, equipamentos e dispositivos que são utilizados em manuais, relatórios, diagramas unifilares e trifilares de esquemas de proteção de sistemas elétricos (KINDERMANN, 2018). Na seção Anexo 1 deste trabalho, são apresentadas imagens abrangendo a tabela completa.

Uma vez compreendida a relevância das linhas de transmissão no contexto abrangente do sistema elétrico e considerando, adicionalmente, a função crucial desempenhada pelos sistemas de proteção para salvaguardar essas linhas, torna-se incontestável a necessidade de um meticuloso trabalho de análise e estudo voltado ao desempenho desses sistemas e de seus dispositivos. Nesse sentido, o presente trabalho se insere nesse âmbito, trazendo uma análise abrangente sobre o relé de proteção de distância do tipo Mho, também conhecido como relé de admitância, que é amplamente utilizado para proteção de linhas de transmissão. Abordando

detalhes sobre a atuação e o desempenho desse relé diante das falhas frequentes nos sistemas elétricos de potência.

1.3. Objetivo geral

Como objetivo geral deste trabalho, propõem-se implementar um modelo de relé de proteção de distância do tipo Mho em ambiente computacional e, através de testes, submetendo este modelo a oscilografias de perturbações reais do sistema de transmissão, analisar o desempenho do mesmo e compará-lo com relés reais que operam nas subestações.

1.3.1. Objetivos específicos

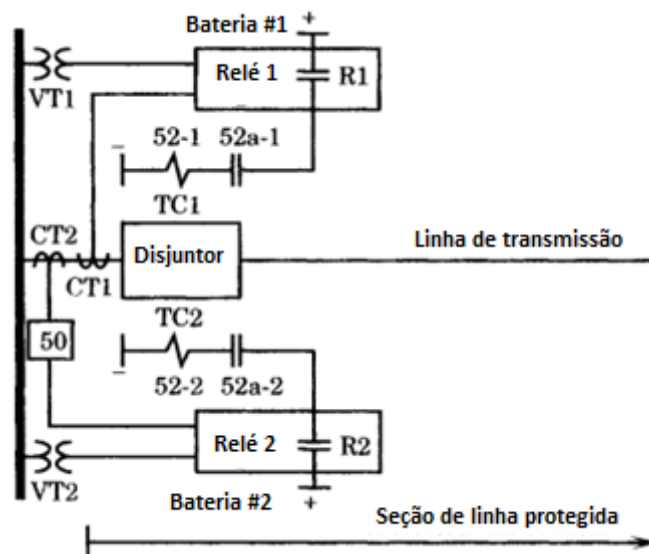
Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Detalhar todos os aspectos técnicos e matemáticos por trás de um relé de proteção de distância do tipo Mho e todos os outros conceitos que o permeia;
- Modelar um relé de proteção de distância do tipo Mho através de linguagem Python e apresentar a metodologia usada neste processo;
- Testar e analisar o relé modelado quando submetido a oscilografias de perturbações reais, examinando a eficiência do equipamento no que diz respeito à seleção do loop de falta, traçado da trajetória da impedância de falta e traçado das zonas de proteção em um gráfico de impedância R versus jX .
- Testar e analisar o relé modelado quando submetido a oscilografias de perturbações reais, avaliando seu desempenho quanto a sua atuação (correta ou incorreta) considerando a impedância do defeito e as zonas de proteção que foram sensibilizadas, e também sua velocidade de atuação, considerando o tempo entre o início do defeito e o momento de sua operação (envio de sinal de trip).
- Comparar os dados obtidos pelos testes do relé modelado com o histórico de atuação de relés reais, uma vez que ambos foram submetidos as mesmas perturbações. Concluindo-se sobre o desempenho do modelo desenvolvido e sua aptidão para auxiliar na análise de ocorrências no sistema.

2. Elementos do Sistema de Proteção

Embora o relé de proteção desempenhe um papel fundamental nos sistemas de proteção, este é apenas um dos componentes que integram o conjunto necessário para o pleno funcionamento desse sistema. Portanto, torna-se indispensável a presença de uma série de outros equipamentos que desempenham funções cruciais, tais como medições, transformações, monitoramento, registro das grandezas elétricas e também isolamento dos elementos defeituosos (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013). A Figura 4 ilustra o sistema de proteção de uma linha de transmissão, evidenciando a implementação de alguns desses elementos, como transformadores de corrente (TCs), transformadores de tensão (TPs), disjuntores e relés.

Figura 4. Proteção de linha de transmissão com sistema de relés.



Fonte: Adaptado de Anderson (1999)

A seguir, são apresentados de maneira concisa esses equipamentos.

2.1. Transformadores de Medida

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2013), os transformadores de medida são dispositivos que viabilizam o adequado funcionamento dos instrumentos utilizados para

medição e proteção, dispensando a necessidade de que esses instrumentos possuam correntes e tensões nominais alinhadas à corrente e tensão do circuito principal. Por meio de um sistema de transformação eletromagnética, esses transformadores reduzem a amplitude dos sinais medidos para valores menores, assegurando não apenas a conexão harmoniosa com dispositivos como relés, mas também proporcionando isolamento galvânico a esses dispositivos, que estão conectados aos enrolamentos secundários dos transformadores.

Dentro do sistema de proteção, são empregados os transformadores de corrente (TCs) e os transformadores de potencial (TPs) como transformadores de medida.

2.1.1. Transformador de corrente

O transformador de corrente (TC) é um dispositivo concebido para reproduzir, em seu terminal secundário, de forma proporcional e com preservação da posição fasorial, a corrente presente em seu circuito primário. As principais finalidades do TC são as seguintes (KINDERMANN, 2011):

- Proporcionar um isolamento entre os equipamentos de medição, controle e relés e o circuito de alta tensão.
- Fornecer, em seu terminal secundário, uma corrente que mantenha proporção com a corrente presente no terminal primário.
- Disponibilizar uma corrente de dimensões adequadas para serem utilizadas pelos equipamentos de medição, controle e proteção.

Mamede Filho e Mamede (2013) explicam que a operação dos TCs acontece por meio do fenômeno de conversão eletromagnética, transformando correntes de grande magnitude, que fluem pelo enrolamento primário, em correntes secundárias de menor intensidade, seguindo uma relação de transformação estabelecida.

A corrente primária, que é objeto de medição, circula pelos enrolamentos primários, resultando em um fluxo magnético alternado que induz forças eletromotrizes. Dessa maneira, considerando um TC com uma relação de transformação nominal de 20, se uma corrente de 100 A percorrer os terminais primários, o terminal secundário fornecerá uma corrente de 5 A, de acordo com a seguinte relação: $100/20 = 5 \text{ A}$.

A relação de transformação do TC mencionado acima, considerando um transformador ideal e relutância magnética sendo zero, se dá pelas seguintes equações (KINDERMANN, 2011):

$$N_p \cdot I_p - N_s \cdot I_s = 0$$

$$I_s = \frac{1}{(N_s/N_p)} \cdot I_p$$

$$RTC = \frac{N_s}{N_p} = \frac{I_p}{I_s}$$

Onde:

RTC é a relação de transformação

N_s é o numero de espiras do enrolamento secundaria

N_p é o numero de espiras do enrolamento primário

I_s é a corrente no circuito secundário

I_p é a corrente no circuito primário

Na Figura 5 pode-se observar um exemplo de transformador de corrente instalado em uma subestação.

Figura 5. Transformador de corrente (TC)



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2013).

2.1.2. Transformador de potencial

Semelhante ao TC, o transformador de potencial (TP), com sua função específica de fornecer o sinal de tensão aos instrumentos de medição, controle e proteção, almeja alcançar a menor margem de erro possível ao gerar a tensão no seu terminal secundário. Nesse contexto, é essencial que a tensão no secundário do TP se configure como uma réplica em escala precisa da tensão presente no sistema elétrico em questão (KINDERMANN, 2011).

A relação de transformação do TP se dá pela seguinte equação (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013):

$$RTP = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s}$$

Onde:

RTP é a relação de transformação

N_s é o número de espiras do enrolamento secundária

N_p é o número de espiras do enrolamento primário

V_s é a tensão nominal de fase-neutro no circuito secundário

V_p é a tensão nominal de fase-neutro no circuito primário

Na Figura 6 pode-se observar um exemplo de transformador de potencial instalado em uma subestação.

Figura 6. Transformador de potencial (TP)



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2013).

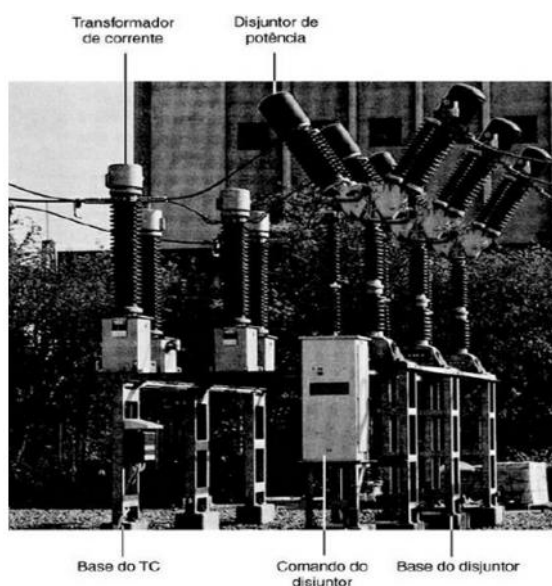
2.2. Disjuntores

De acordo com Anderson (1999), o disjuntor assume um papel preponderante na vasta família de dispositivos concebidos para interromper um curto-circuito elétrico. O disjuntor é definido como um dispositivo que realiza o fechamento ou interrupção de um circuito afastando seus contatos, que podem ser separados sob condições tanto de carga como de defeito.

Essa função de interrupção acontece através do processo de inserção de um meio isolante ao circuito, a fim de interromper o fluxo de corrente, extinguir o arco elétrico que é formado entre seus contatos durante abertura e manter um isolamento permanente entre os dois elementos da rede conectados ao disjuntor. Para tal propósito, é imperativo que o disjuntor seja capaz de interromper mesmo correntes de elevada magnitude que ocorrem durante curtos-circuitos, bem como estabelecer rapidamente uma "barreira isolante" a fim de proporcionar uma isolação permanente.

Comumente, os disjuntores são classificados de acordo com o mecanismo físico empregado para auxiliar na interrupção do circuito. Portanto, mencionam-se os disjuntores a óleo, nos quais a extinção do arco elétrico é facilitada por um meio dielétrico de óleo. Outros tipos comuns incluem os disjuntores a ar, os disjuntores de jato de ar, os disjuntores de hexafluoreto de enxofre (SF6) e os disjuntores a vácuo. Na Figura 7 tem-se a representação de um disjuntor em uma subestação

Figura 7. Disjuntor associado ao transformador de corrente



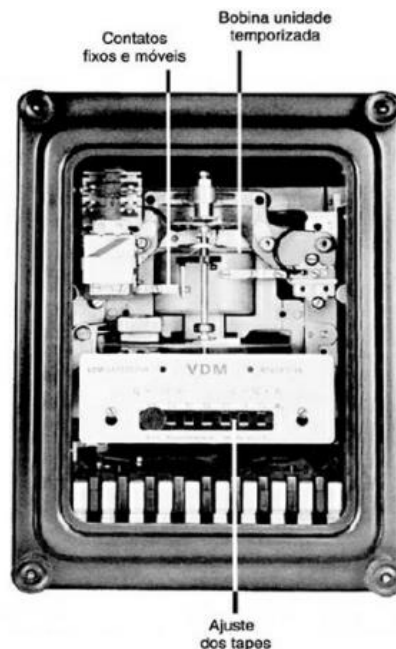
Fonte: Mamede Filho e Mamede (2013).

2.3. Relés

Os relés emergiram como dispositivos lógicos com a capacidade de detectar anormalidades no sistema e salvaguardar os equipamentos e componentes sob sua responsabilidade. Os primeiros relés desenvolvidos derivaram da aplicação de conceitos fundamentais da física, como eletromagnetismo, dilatação térmica e campos magnéticos (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013).

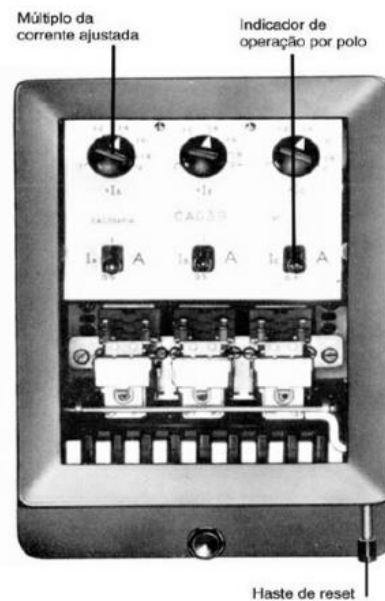
A introdução inicial no mercado foi marcada pelo relé eletromecânico, que consistia em um relé de proteção contra sobrecorrente baseado em indução. No entanto, à medida que a tecnologia progredia, os dispositivos eletromecânicos evoluíam ao longo dos anos. Em meados da década de 1930, surgiram os primeiros relés eletrônicos ou estáticos, que operavam com base em componentes eletrônicos, incluindo semicondutores. Contudo, esses relés não conseguiram se estabelecer no mercado, especialmente em regiões tropicais com temperaturas elevadas, e, portanto, seu uso não foi amplamente adotado pelos engenheiros da área (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013). Na Figura 8 e 9 tem-se exemplo desses relés.

Figura 8. Relé eletromecânico.



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2013).

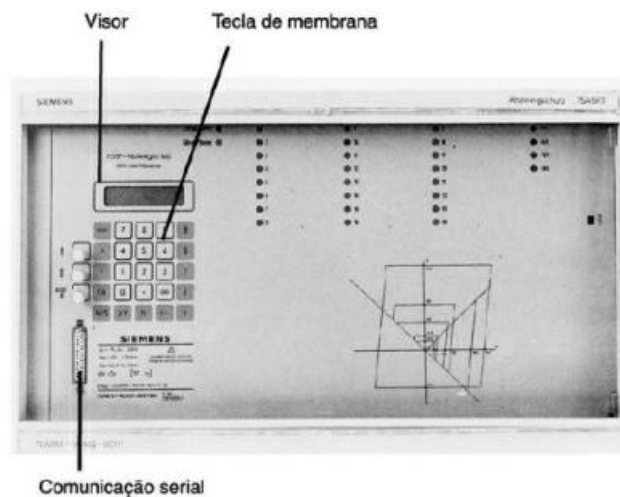
Figura 9. Relé eletrônico/estático



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2013).

Foi somente na década de 1980, impulsionado pelos avanços no campo da microeletrônica, que os primeiros relés digitais surgiram. Esses relés, também conhecidos como relés numéricos, são essencialmente relés eletrônicos controlados por microprocessadores. Eles se assemelham a microcomputadores projetados especificamente para essa finalidade, onde os sinais de entrada de grandezas e parâmetros são processados por meio de um software que executa os algoritmos lógicos de proteção (KINDERMANN, 2011). A figura 10 demonstra a visão frontal de um relé digital.

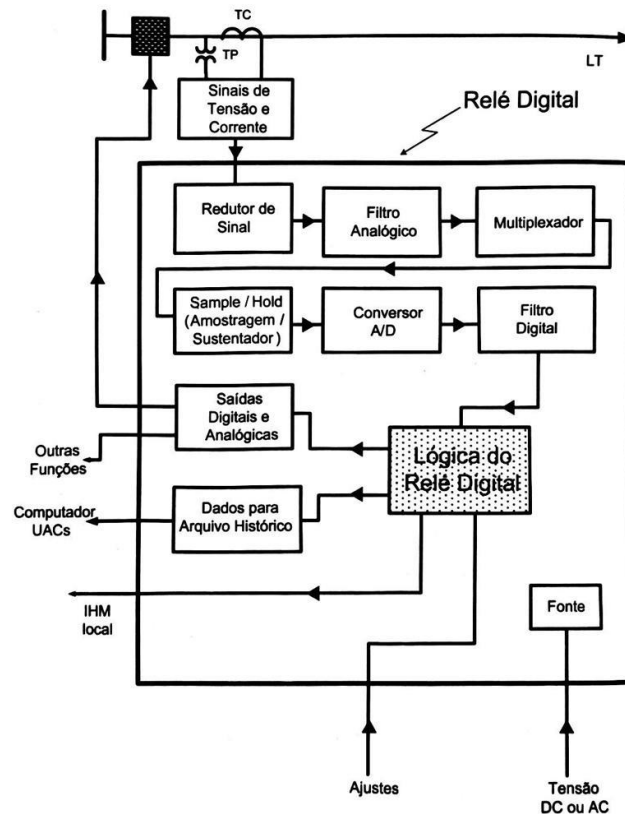
Figura 10. Relé digital.



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2013).

Kindermann (2011) apresenta o esquema de funcionamento de um relé digital e afirma que em termos gerais, o relé digital opera internamente por meio da combinação de várias lógicas de blocos, conforme ilustrado de forma simplificada na Figura 11.

Figura 11. Esquemático do relé digital.



Fonte: Kindermann (2011).

Os blocos de funcionamento do relé digital ainda podem ser explicados da seguinte forma (KINDERMANN, 2011):

- Bloco “Sinais V, I” onde entram os sinais analógicos das correntes elétricas via TCs e das tensões elétricas via TPs.
- Bloco Redutor de Sinal, que produz a adaptação dos sinais de entrada ao circuito do relé digital. Neste bloco os transformadores auxiliares produzem o desacoplamento físico entre os circuitos de entrada e os circuitos internos, também conhecidos por separação galvânica.
- Bloco “Filtro Analógico”, responsável pela adequação dos sinais de entrada ao circuito do relé digital. Nesta etapa, os transformadores auxiliares promovem o isolamento físico entre os circuitos de entrada e os circuitos internos, também referido como isolamento galvânico.
- Bloco “Multiplex” realiza a multiplexação dos sinais de entrada visando a conversão A/D. O relé possui múltiplas entradas, e o multiplexador seleciona

cada sinal analógico da entrada correspondente ao tipo de falha, a fim de aplicá-lo no conversor A/D.

- Bloco “Sample and Hold” (Amostragem e Sustentador ou Retentor), realiza a preparação dos sinais analógicos, convertendo-os em sinais de amostragem por ciclo, a fim de possibilitar a conversão em sinais digitais.
- Bloco “Conversão A/D”, transforma os sinais amostrados em sinais digitais.
- Bloco “Filtro Digital” assegura a estabilização dos sinais digitais em relação à componente fundamental. Dessa forma, o filtro digital extrai exclusivamente a grandeza fundamental do sinal, que é posteriormente encaminhada aos blocos subsequentes.
- Bloco “Lógico do Relé” é responsável por executar a lógica de operação do relé. Essa lógica é definida pelo algoritmo implementado pelo fabricante, de acordo com a função de proteção específica desejada. Dentre os algoritmos utilizados, destacam-se:
 - Aproximações de funções;
 - Transformada Discreta de Fourier;
 - Algoritmo de Mann-Morrison;
 - Técnicas de Kalman;
 - Técnicas de Wash;
 - Técnicas de Wavelet.

Os algoritmos utilizados no relé digital podem efetuar algumas funções adicionais de acordo com o requerido, tais como:

- ✓ Valor eficaz das grandezas;
- ✓ Multiplicação de grandezas;
- ✓ Derivadas e integração de grandezas;
- ✓ Comparação de grandezas com valores de referencia ajustado pelo gerador;
- ✓ Transformar os sinais de entradas ou suas associações em serie de Fourier de meia onda ou onda completa ou em outro tipo de série;
- ✓ Aplicações em outros processos de filtragem de dados;
- ✓ Ajustes de curvas com os dados associados, através de varias metodologias, inclusive a dos mínimos quadrados.
- Bloco “Saídas Digitais e Análogicas” consistem em saídas destinadas a desempenhar as diversas funções do relé. Nessas saídas, é possível associar alarmes, controles, dados para supervisão e comandos para outros relés, sendo especialmente utilizadas para o disparo do disjuntor.
- Bloco “Arquivo Histórico” tem a função de armazenar os dados relevantes para análise do desempenho, atuação e informações relacionadas à proteção. Esses dados podem ser descartados ou transferidos por meio de comunicação para um computador central, visando o armazenamento de longo prazo.

- Interface Homem-Máquina (IHM) utilizando um microcomputador local, proporcionando uma ampla gama de recursos para facilitar a interação entre o operador e o sistema. Isso inclui a análise, visualização dos diagramas dos relés, acesso às configurações da subestação local e a possibilidade de realizar intervenções necessárias.
- Unidade de Alimentação, responsável por fornecer a energia necessária para o funcionamento do relé. Normalmente, é alimentada por bancos de baterias operando em tensões de 24-48-125-220 Vcc.

As vantagens dos relés digitais assemelham-se às de um microcomputador. Em outras palavras, não é preciso realizar modificações físicas nos parâmetros dos elementos do circuito (*hardware*), uma vez que todos os comandos são executados por meio de *software*. O *software* converte as instruções em uma sequência de operações em linguagem de máquina, permitindo a atuação do *hardware* do circuito por meio de portas lógicas. Dessa forma, a flexibilidade e a adaptabilidade do sistema são maximizadas, pois é possível ajustar e reconfigurar as funcionalidades do relé de forma mais ágil e eficiente (KINDERMANN, 2011).

Atualmente, os relés digitais são praticamente unânimes no mercado e têm sido amplamente adotados no sistema elétrico de potência, tanto no Brasil como globalmente. Esses componentes desempenham um papel fundamental como o impulsor dos sistemas de proteção, e é graças a eles e às suas extensas pesquisas que se desenvolve o presente trabalho.

2.4. Registrador Digital de Perturbação (RDP)

Apesar de os relés serem considerados o protagonista do sistema de proteção, os RDPs assumem uma posição de suma importância para os engenheiros que atuam na área de proteção do sistema elétrico de potência, uma vez que apesar dos relés apresentarem função de registro de oscilografia, os RDPs foram exclusivamente projetados para este encargo e possuem taxa de amostragem altamente elevada se comparado com outros equipamentos (IBRAHIM, 2012).

Sua presença é praticamente indispensável, e esses dispositivos são utilizados diariamente, sendo essenciais para o exercício de tarefas relacionadas à análise de ocorrências. No site do ONS (2023), é possível encontrar normas no que diz respeito à utilização dos RDPs nas instalações de transmissão, segue o trecho a seguir retirado do Módulo 2, Submódulo 2.11 item 4.1.1 dos Procedimentos de Rede, “Para as instalações de

transmissão, devem ser previstos Registradores Digitais de Perturbações (RDP) com configuração de canais de entradas analógicas e entradas digitais suficientes para permitir o completo monitoramento e registro dessas instalações, de acordo com os requisitos descritos no item 4.3 deste submódulo”.

Os RDPS, também conhecidos como oscilógrafos digitais, desempenham um papel crucial no monitoramento contínuo das grandezas elétricas, como correntes e tensões, registrando meticulosamente os valores amostrados dessas grandezas na rede de oscilografia da empresa concessionária de energia (MORETO; ROLIM, 2010).

Ainda segundo Moreto e Rolim (2010), além do registro de grandezas analógicas, os RDPs também são capazes de monitorar grandezas calculadas, tais como potência, tensão e corrente de sequências, entre outras. Os RDPs também demonstram versatilidade ao serem capazes de verificar a mudança de estado de entradas digitais que são ligadas em contatos auxiliares de relés, chaves e disjuntores.

Essa abrangência de funcionalidades permite que os RDPs tenham como principal objetivo registrar a operação do sistema elétrico e sua proteção durante eventos de grande importância, como faltas elétricas, oscilações de frequência e falhas operativas, entre outros. Para isso, esses dispositivos são ajustados com uma sensibilidade extremamente apurada, garantindo o registro de eventos mesmo que eles não sejam suficientes para acionar os sistemas de proteção. Desse modo, caso ocorra uma atuação indevida da proteção, o registro do RDP pode ser utilizado para investigar tal ocorrência e implementar medidas corretivas, como o ajuste dos relés de proteção.

Os RDPs são relevantes para o tema abordado neste trabalho, pois as oscilografias fornecidas por eles possibilitam a análise minuciosa de ocorrências nos sistemas de energia elétrica, especialmente no que diz respeito ao desempenho do sistema de proteção.

A Figura 12 mostra um RDP.

Figura 12. RDP Reason RPV311.



Fonte: GE Grid Solutions (2023)

2.4.1 COMTRADE

Outro ponto importante para levantar a respeito dos RDPs é que estes são comumente configurados para fazer o registro de oscilografias em arquivos de formato COMTRADE. (Common format for Transient Data Exchange for power systems) (IBRAHIM, 2012).

Artigo publicado pelo IEEE (1991) descreve o COMTRADE como um formato padrão de arquivo desenvolvido pelo próprio instituto e amplamente utilizado para a troca de dados de oscilografia e perturbação em sistemas elétricos de potência.

O IEEE especifica o COMTRADE como um arquivo composto por vários outros arquivos de diversas extensões, como “.CFG”, “.HDR” e “.DAT”, tratando-se basicamente de um arquivo compactado. O arquivo “.DAT” contém os dados das amostras digitais no formato de texto ASCII. O arquivo “.CFG” contém dados de configuração sobre as informações contidas no arquivo “.DAT”, como identificação dos canais de sinais, nome da subestação, data e hora, número de amostras, frequência do sinal e muito mais.

Em 1999, a norma IEEE C37.111-1999 acrescentou um formato de arquivo “.DAT” binário de 16 bits e um arquivo “.INF”. O arquivo “.INF” é um arquivo opcional que tem a função de fornecer informações adicionais a respeito das relações de transformação dos TCs e TPs, dos parâmetros da linha, como impedância de sequência positiva, impedância de sequência zero e comprimento total da LT em quilômetros.

A edição mais recente da norma COMTRADE, publicada em 2013, é referenciada como IEEE/IEC C37.111-2013, e traz consigo diversas melhorias. Destaca-se a inclusão dos formatos “.DAT” em ponto flutuante IEEE 754 e binário de 32 bits, assim como informações detalhadas sobre o fuso horário.

Apesar de o arquivo COMTRADE ser muito completo e carregar inúmeras informações relevantes, salienta-se que apenas os arquivos de extensão “.CFG” e “.DAT” são obrigatórios e responsáveis por um arquivo de oscilografia funcional.

O arquivo de oscilografia no formato COMTRADE é importante para esse trabalho, pois este é o ponto de partida para a execução da metodologia por trás do algoritmo desenvolvido, uma vez que esse carrega os valores amostrados de tensão e corrente no tempo e, desse modo, permite uma série de aplicações, estudos e análises desses sinais, principalmente durante uma perturbação.

3. Revisão Teórica e do Estado da Arte

Neste capítulo são apresentados os conteúdos teóricos necessários para entendimento da metodologia adotada no processo de modelagem e teste do relé de distância do tipo Mho. Serão expostos conceitos como componentes simétricas, curto-circuito e cálculo de impedância de falta em uma linha de transmissão, característica de operação de um relé de distância do tipo Mho e estimação de fasores através da Transformada de Fourier.

3.1. Componentes Simétricas

Kindermann (2018) abordou de forma abrangente os curto-circuitos em sistemas de potência em sua obra "Curto-Circuito". O autor explica detalhadamente um conceito fundamental para esse fenômeno, a teoria dos componentes de sequência.

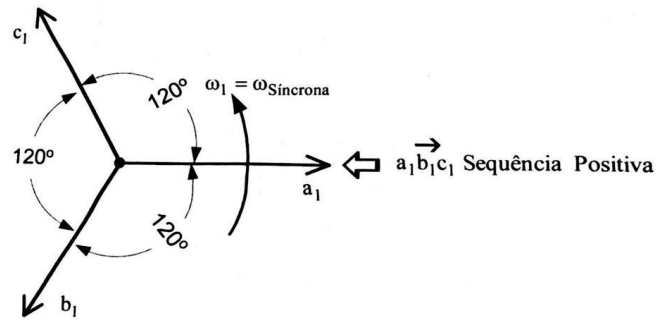
De acordo com Kindermann (2018), os curto-circuitos em sistemas elétricos de potência causam desequilíbrios nas grandezas de tensão e corrente, o que torna desafiador simular e calcular essa ocorrência. Dessa forma, em 1918, o Dr. Charles L. Fortescue conseguiu desenvolver uma ferramenta analítica muito eficaz quando se tratava de analisar sistemas desequilibrados, ele propôs que, era possível fazer a decomposição de qualquer sistema de "n" fases desequilibradas nas suas respectivas componentes simétricas equilibradas.

Posteriormente esta formulação de Fortescue foi implementada no âmbito dos sistemas elétricos de potência, sendo que, como o sistema elétrico mais utilizado mundialmente é o trifásico, ficou definido que um sistema trifásico de três fasores desbalanceados pode ser decomposto em 3 sistemas trifásico de três fasores balanceados chamados de componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero.

3.1.1. Sistema trifásico de sequência positiva

Kindermann (2018) define o sistema trifásico de sequência positiva por um conjunto de 3 fasores balanceados, ou seja, de mesmo módulo, defasados de 120° , com sequência de fase idêntica a do sistema trifásico original desbalanceado.

Figura 13. Diagrama fasorial do sistema trifásico de seqüência positiva.



Fonte: Kindermann (2018)

Salienta-se que o sistema trifásico original tem uma seqüência de fase representada por abc \rightarrow o qual os fasores giram na velocidade síncrona (ω original), ou seja, a ordem de rotação, quando observada, é seqüenciada por primeiro o fasor da fase A, em seguida o fasor da fase B e por último o fasor da fase C.

Supondo que os três fasores observados na figura acima são fasores de tensão, e por definição são equilibrados, tem-se o seguinte:

$$\begin{aligned} V_{a1} & \\ V_{b1} &= 1 \angle -120^\circ \cdot V_{a1} \\ V_{c1} &= 1 \angle -240^\circ \cdot V_{a1} \end{aligned} \quad (1)$$

Em módulo, as tensões de cada fase são iguais, por isso:

$$V_{a1} = V_{b1} = V_{c1}$$

Ao invés de recorrer ao termo $1 \angle 120^\circ$, impende valer-se de uma terminologia literal, denominado de \hat{a} , conhecida como operador rotacional. Assim,

$$\hat{a} = 1 \angle 120^\circ$$

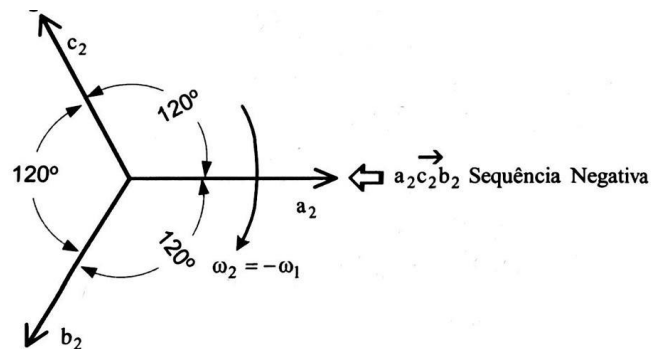
Apresentando a expressão (1) em termos do operador \hat{a} :

$$\begin{aligned} V_{a1} & \\ V_{b1} &= \hat{a}^2 \cdot V_{a1} \\ V_{c1} &= \hat{a} \cdot V_{a1} \end{aligned}$$

3.1.2. Sistema trifásico de seqüência negativa

É um conjunto de 3 fasores equilibrados, girando numa seqüência de fase contrária a do sistema original desbalanceado, em velocidade síncrona contrária a da seqüência positiva (KINDERMANN, 2018).

Figura 14. Diagrama fasorial do sistema trifásico de seqüência negativa.



Fonte: Kindermann (2018)

Ao expressar os fasores em função da tensão na fase a, tem-se:

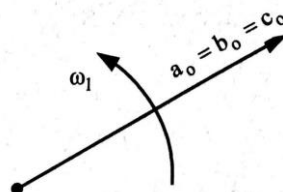
$$\begin{aligned} V_{a2} & \\ V_{b2} &= \hat{a} \cdot V_{a2} \\ V_{c2} &= \hat{a}^2 \cdot V_{a2} \end{aligned}$$

3.1.3. Sistema trifásico de seqüência zero

É um conjunto de 3 fasores iguais, em fase, girando no mesmo sentido da seqüência do sistema original desbalanceado, isto é, da seqüência positiva (KINDERMANN, 2018).

O diagrama fasorial do sistema trifásico de seqüência zero está representado na Figura 15.

Figura 15. Diagrama fasorial do sistema trifásico de seqüência zero.



Fonte: Kindermann (2018)

Colocando os fasores em função da tensão, temos:

$$\dot{V}_{a0} = \dot{V}_{b0} = \dot{V}_{c0}$$

Com as definições apresentadas nos itens anteriores, é possível fazer uma representação analítica do Teorema de Fortescue.

$$\begin{aligned}\dot{V}_a &= \dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_b &= \dot{V}_{b0} + \dot{V}_{b1} + \dot{V}_{b2} \\ \dot{V}_c &= \dot{V}_{c0} + \dot{V}_{c1} + \dot{V}_{c2}\end{aligned}\quad (2)$$

Onde:

$\dot{V}_a, \dot{V}_b, \dot{V}_c$ são as tensões do sistema trifásico original desequilibrado.

$\dot{V}_{a0}, \dot{V}_{b0}, \dot{V}_{c0}$ são as tensões do sistema trifásico equilibrado de sequência zero.

$\dot{V}_{a1}, \dot{V}_{b1}, \dot{V}_{c1}$ são as tensões do sistema trifásico equilibrado de sequência positiva.

$\dot{V}_{a2}, \dot{V}_{b2}, \dot{V}_{c2}$ são as tensões do sistema trifásico equilibrado de sequência negativa.

Colocando todas as tensões da expressão (2) em função da fase “a”, tem-se:

$$\begin{aligned}\dot{V}_a &= \dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_b &= \dot{V}_{a0} + \dot{a}^2 \cdot \dot{V}_{a1} + \dot{a} \cdot \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_c &= \dot{V}_{a0} + \dot{a} \cdot \dot{V}_{a1} + \dot{a}^2 \cdot \dot{V}_{a2}\end{aligned}$$

O mesmo se tem para as correntes:

$$\begin{aligned}\dot{I}_a &= \dot{I}_{a0} + \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} \\ \dot{I}_b &= \dot{I}_{a0} + \dot{a}^2 \cdot \dot{I}_{a1} + \dot{a} \cdot \dot{I}_{a2} \\ \dot{I}_c &= \dot{I}_{a0} + \dot{a} \cdot \dot{I}_{a1} + \dot{a}^2 \cdot \dot{I}_{a2}\end{aligned}$$

3.2. Curto-circuito e cálculo de impedância de falta

O sistema elétrico e principalmente as linhas de transmissão estão suscetíveis diariamente a falhas, estas são majoritariamente curtos-circuitos, podendo ser de natureza

monofásica (envolvendo uma fase e a terra), bifásica (envolvendo duas fases), bifásica-terra (envolvendo duas fases e a terra) e trifásica (envolvendo três fases, podendo ou não envolver a terra) (KINDERMANN, 2018). Sendo que, conforme Tabela 2, estatisticamente o curto-circuito monofásico é o mais corriqueiro.

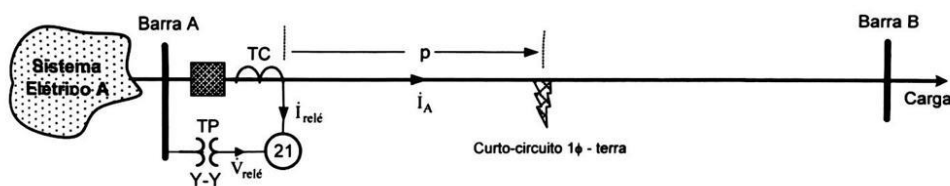
Tabela 2. Ocorrências de curtos-circuitos

Tipos de Curtos-circuitos	Ocorrências em %
$1\phi - terra$	64%
$2\phi - terra$	16%
2ϕ	15%
3ϕ	5%

Fonte: Adaptado de Kindermann (2018)

O estudo dos curtos-circuitos em linhas de transmissão é importante, pois através deles, é possível fazer as medições de impedância dos defeitos e até mesmo estimar sua localização aproximada. Estes cálculos são realizados internamente nos relés de proteção de distância (também referidos pelo código 21 de acordo com o padrão ANSI) por meio das unidades de processamento e os resultados são usados para sensibilizar o relé. Abaixo, é ilustrado pela Figura 16, um curto-circuito $1\phi - terra$ na fase “a” que ocorre a “p” por cento de distância da linha de transmissão AB.

Figura 16. Curto-circuito $1\phi - terra$



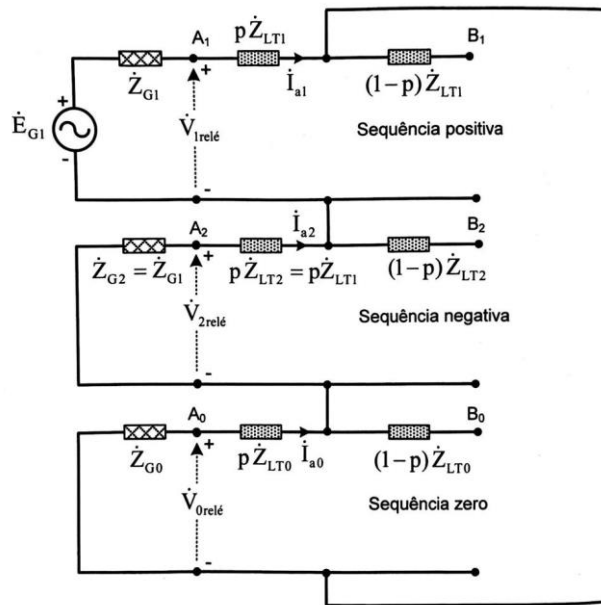
Fonte: Kindermann (2018)

As seções a seguir explicam o processo utilizado para se obter os valores de impedância medidos pelo relé de distância em casos de curtos-circuitos em uma linha de transmissão.

3.2.1. Curto-circuito monofásico

Kindermann (2018) afirma que, quando ocorre um defeito monofásico, os três modelos dos circuitos equivalentes de seqüências positiva, negativa e zero são conectados em serie, conforme Figura 17.

Figura 17. Curto-circuito 1 ϕ – terra



Fonte: Kindermann (2014)

A impedância vista pelo relé 21, quando este estiver fazendo a medição da tensão e corrente na fase A, será:

$$\dot{Z}_{relé21} = \frac{\dot{V}_a}{\dot{I}_a}$$

$$\dot{Z}_{relé21} = \frac{\dot{V}_a}{\dot{I}_a} = \frac{\dot{V}_{1relé} + \dot{V}_{2relé} + \dot{V}_{0relé}}{\dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0}}$$

$$\dot{Z}_{relé21} = \frac{\dot{V}_a}{\dot{I}_a} = \frac{(p\dot{Z}_{LT1} + p\dot{Z}_{LT1} + p\dot{Z}_{LT0})\dot{I}_{a1}}{3\dot{I}_{a1}}$$

$$\dot{Z}_{relé21} = \frac{\dot{V}_a}{\dot{I}_a} = \frac{(2p\dot{Z}_{LT1} + p\dot{Z}_{LT0})}{3} \quad (3)$$

No entanto, considerando que o curto-circuito $1\phi - terra$ ocorra no ponto “p” conforma mostrado na Figura 17, observa-se pela equação (3) que o relé está medindo uma impedância muito maior que a do trecho da linha de transmissão correspondente a falha. Sabendo disso, para casos de falta envolvendo apenas uma fase da LT, é necessária fazer uma correção através da implementação de uma constante k_0 , onde:

$$k_0 = \frac{Z_{LT0} - Z_{LT1}}{Z_{LT1}} = \frac{Z_{LT0}}{Z_{LT1}} - 1 \quad (4)$$

Dessa forma, manipulando a expressão (3) conforme abaixo:

$$Z_{relé21} = \frac{V_a}{I_a} = \frac{(2pZ_{LT1} + pZ_{LT0})}{3} \times \frac{pZ_{LT1}}{pZ_{LT1}}$$

$$Z_{relé21} = \frac{V_a}{I_a + \left(\frac{Z_{LT0} - Z_{LT1}}{Z_{LT1}}\right)I_{a0}} = pZ_{LT1} \quad (5)$$

Substituindo (4) na expressão (5) e considerando que $I_{a0} = I_0$, tem-se:

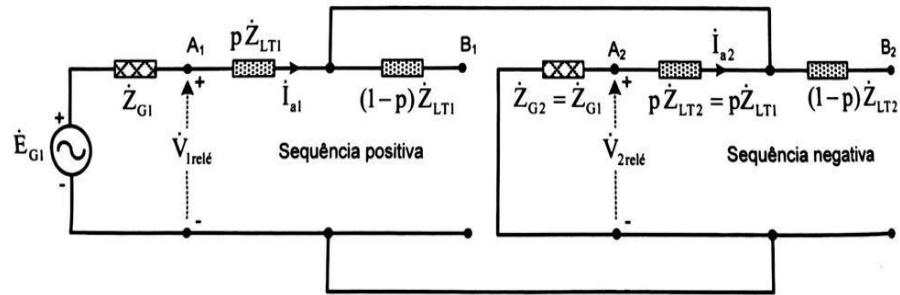
$$Z_{relé21} = \frac{V_{relé}}{I_{relé}} = \frac{V_a}{I_a + k_0 I_0} = pZ_{LT1} \quad (6)$$

Assim, o fator k_0 aplicado na corrente de sequência, juntamente com a corrente de fase, produz a correção necessária no relé 21 para a medição correta da impedância do defeito.

3.2.2. Curto-circuito bifásico

Kindermann (2018) afirma que, neste caso, tratando de um curto-circuito bifásico entre as fases “b” e “c” não envolvendo a terra, têm-se apenas os circuitos de sequência positiva e negativa conectados em paralelo, conforme mostra a Figura 18.

Figura 18. Curto-circuito 2φ



Fonte: Kindermann (2014)

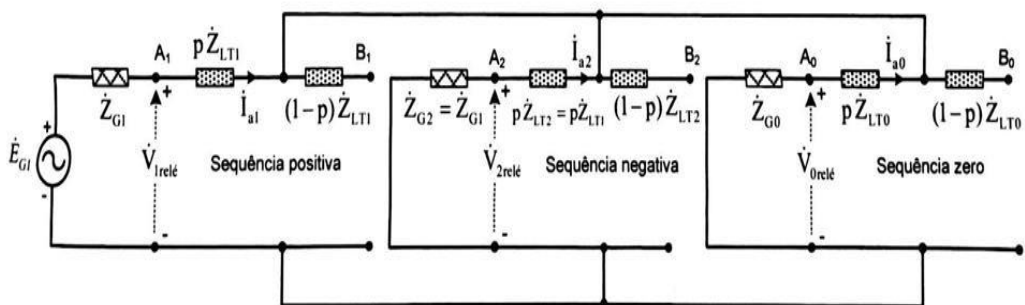
Para este tipo de falta, a impedância medida pelo relé fica:

$$Z_{relé21} = \frac{V_{relé}}{I_{relé}} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} = pZ_{LT1} \quad (7)$$

3.2.3. Curto-circuito bifásico – terra

Kindermann (2018) afirma que, Para um curto-circuito bifásico-terra entre as fases “b”, “c” e terra, os circuitos de seqüência positiva, negativa e zero são conectados em paralelo, conforme mostra a Figura 19.

Figura 19. Curto-circuito 2φ – terra



Fonte: Kindermann (2014)

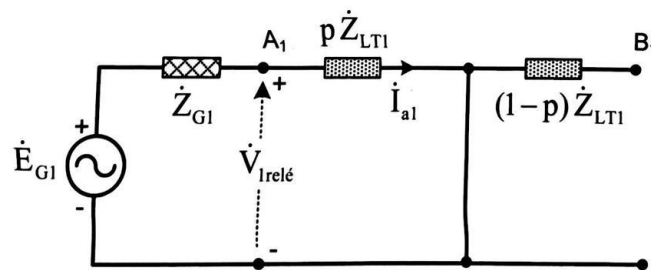
Para este tipo de falta, a impedância medida pelo relé é:

$$Z_{relé21} = \frac{V_{relé}}{I_{relé}} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} = pZ_{LT1}$$

3.2.4. Curto-circuito trifásico

Segundo Kindermann (2018), um curto-circuito trifásico pode ou não envolver a terra, no entanto, em ambos os casos, trata-se de um defeito equilibrado, ou seja, sem a presença de corrente I_0 . Sendo assim, tem-se apenas um circuito de sequência positiva, conforme mostrado na Figura 20.

Figura 20. Curto-circuito 3 ϕ



Fonte: Kindermann (2014)

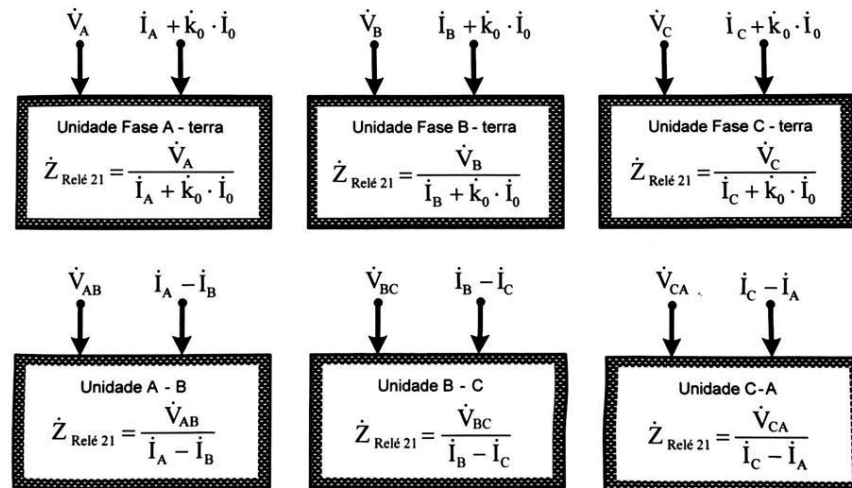
Para este tipo de falta, podem-se usar os mesmos critérios utilizados para medição de impedância para curtos-circuitos monofásicos (considerando $I_0 = 0$) ou para curtos-circuitos bifásicos, ou seja, equação (6) ou (7) são funcionais.

3.2.5. Loops de falta

Nesse sentido, é necessário que o sistema de proteção de distância seja composto por seis unidades de processamento, responsáveis por calcular as impedâncias aparentes em todas as possíveis falhas que podem ocorrer no sistema elétrico. Esses cálculos de impedância são realizados de forma contínua pelas unidades de processamento do relé, sendo comumente denominados de loops de falta. Quando ocorre um defeito com conexão à terra, são realizados os cálculos de impedância dos loops de terra, como o loop AN (curto-circuito entre a fase A e a terra), loop BN, loop CN. Por outro lado, quando o defeito envolve apenas as fases do circuito, temos os loops de fase, como o loop AB (curto-circuito entre as fases A e B), loop

BC e loop AC. As equações correspondentes a cada unidade de processamento são apresentadas na Figura 21.

Figura 21. Unidades de processamento do relé digital



Fonte: Kindermann (2014)

3.3. Relé de distância

Dentre os diversos tipos de relés existentes e suas mais diferentes funcionalidades, o relé de distância, ou relé 21 de acordo com a tabela ANSI, é considerado um dos relés mais importantes quando se trata da proteção de linhas de transmissão, pois este supre a deficiência de outros relés e produzem uma proteção fácil de ajustar e coordenar. Os relés de distância estão presentes em quase cem por cento das subestações quando se necessita executar a proteção de uma LT (KINDERMANN, 2018).

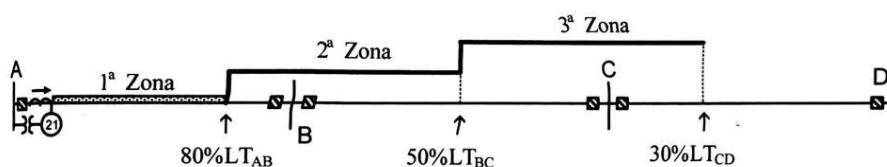
Órgãos importantes, como o Operador Nacional do Sistema (ONS), possui nos seus Procedimentos de Rede, normas no que diz respeito à utilização de relés de distância. No “Módulo 2 – Critérios e Requisitos”, “Submódulo 2.11 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, registro de perturbações e teleproteção” pode-se encontrar no Item 3.2.1.5 no que diz respeito à proteção de linhas de transmissão, o seguinte, “Os sistemas de proteção devem ter as seguintes funções e lógicas de proteção: (a) função de distância (21/21 N) para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, com temporizadores independentes por zona;” (ONS, 2023).

Apesar de sua importância, o relé de distância opera de maneira simples, sua operação é fundamentada na medição da impedância da linha de transmissão até o ponto do curto-

circuito, tal cálculo é feito pelas unidades de processamento do relé digital, conforme descrito anteriormente na Seção 3.2 e ilustrado na Figura 21, essa impedância é aproximadamente proporcional à distância da linha entre o ponto do TC e o defeito, daí se justifica o nome dado ao relé (KINDERMANN, 2018).

O relé de distância pode ser configurado com inúmeras zonas de proteção, as quais possuem seus respectivos alcances, direcionalidades e temporizações. A Figura 23 faz o demonstrativo das configurações destas zonas (KINDERMANN, 2018):

Figura 22. Zonas de atuação do relé A



Fonte: Kindermann (2018)

Os ajustes da figura acima podem ser exemplificados da seguinte maneira:

1ª Zona:

- Z_{1zona} (ajuste de impedância) = 80% da LT
- Direção: para frente do relé
- Temporização1: instantânea

2ª Zona:

- $Z_{2zona} = 100\%$ da LT + (50 a 60%) da LT seguinte
- Direção: para frente
- Temporização2: $T_2 = \Delta T$

3ª Zona:

- $Z_{3zona} = 100\%$ da LT + 100% da LT seguinte + (20 a 30%) da próxima LT
- Direção: para frente
- Temporização3: $T_3 = T_2 + \Delta T = 2\Delta T$

Cumprе ressaltar que existe a possibilidade de inclusão de uma quarta zona, ampliando as abrangências de proteção. Ademais, todos os parâmetros mencionados anteriormente, referentes a cada zona, estão sujeitos a alterações e ajustes específicos, de

acordo com as características do sistema a ser protegido, a filosofia adotada pela empresa responsável e outras variáveis relevantes. Portanto, é plausível que as zonas possuam ajustes de impedância e temporização distintos, e até mesmo apresentem direcionalidades reversas, ou seja, detectando a ocorrência de falhas em direção oposta ao fluxo normal do sistema.

O funcionamento dos relés de distância tem sua filosofia baseada nos princípios descritos acima, no entanto, ainda podem-se ter vários tipos de relé 21, no qual cada um deles interpretará a impedância medida de maneira particular. Alguns deles são:

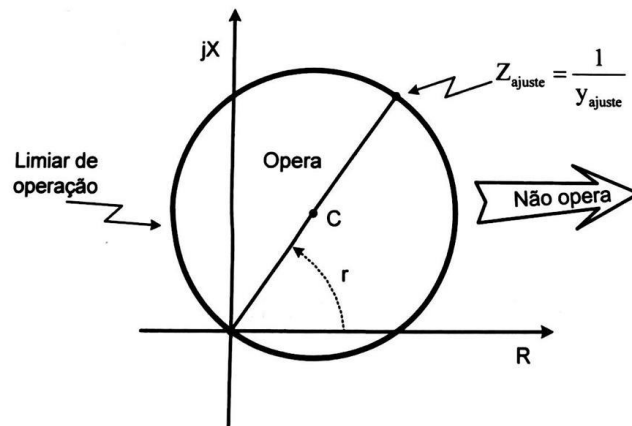
- Relé de impedância
- Relé de admitância ou Mho
- Relé de reatância

Neste trabalho, o foco será dado ao relé do tipo admitância, ou também chamado, relé do tipo MHO (OHM, escrito de trás pra frente).

3.3.1. Relé de admitância ou Mho

A escolha pelo estudo do relé de admitância justifica-se pelo fato deste tipo de relé ser amplamente utilizado atualmente pelas concessionárias de energia quando se trata da utilização de relés digitais para proteção de linhas de transmissão, uma vez que este garante alta seletividade, pois possui em sua natureza característica direcional.

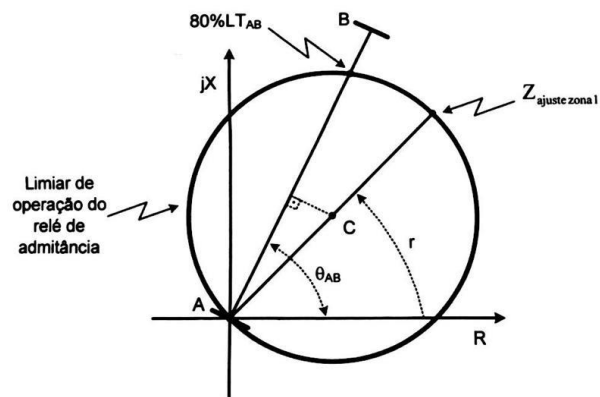
O relé de admitância segue a mesma filosofia das outras classes de relé de distância, baseando-se na medição da impedância da LT no momento do curto-circuito. Desse modo, é possível expressar o limiar de operação do relé através de uma circunferência baseada em um diâmetro igual a Z_{ajuste} , e um ângulo r , que representa o ângulo de máximo torque do relé, e é comumente adotado como o mesmo ângulo de impedância da LT protegida (KINDERMANN, 2018). Esta definição está ilustrada na Figura 23:

Figura 23. Diagrama $jX \times R$ do relé de admitância

Fonte: Kindermann (2018)

Onde Z_{ajuste} corresponde a magnitude máxima da impedância medida pelo relé considerada adequada para diferenciar uma impedância de carga nominal para uma impedância de falta, e r corresponde ao ângulo de máximo torque do relé, sendo comumente adotado como o ângulo da impedância da própria LT a ser protegida.

Colocando o limiar de operação do relé de admitância, junto com a representação da LT em um diagrama $jX \times R$, tem-se:

Figura 24. Diagrama $jX \times R$ do relé de admitância

Fonte: Kindermann (2018)

Dessa forma, é possível fazer a regulagem da impedância de ajuste da zona 1 do relé correspondente a 80% da LT, da seguinte forma (KINDERMANN, 2018):

$$\frac{Z_{80\%LTAB}}{2} = \bar{C}\bar{A} \cos(\theta_{AB} - r)$$

$$\frac{Z_{80\%LTAB}}{2} = \frac{Z_{ajuste\ zona1}}{2} \cos(\theta_{AB} - r)$$

$$Z_{ajuste\ zona1} = \frac{Z_{80\%LTAB}}{\cos(\theta_{AB} - r)}$$

3.3.2. Característica do Limiar de Operação do Relé 21

Nos itens anteriores deste trabalho foram definidos como o relé 21 faz a medição da impedância do defeito através das suas seis unidades de processamento e também como se faz o cálculo e ajuste do círculo característico do relé de admitância. Desse modo, agora será exposto o modo de operação de um relé digital, e como ele utiliza desses dois conceitos para tomar a decisão de:

- Atuar;
- Estar no limiar de operação;
- Não atuar.

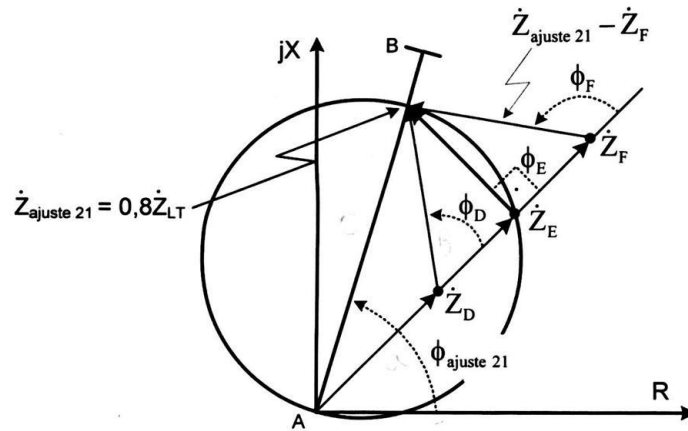
Kindermann (2018) argumenta que, quando se trata de relés digitais, se tem a vantagem de estes equipamentos serem capazes de manusear as grandezas medidas ou calculadas através de funções e algoritmos, o que facilita a decisão e rapidez de atuação do relé.

Para o relé do tipo admitância, um dos artifícios utilizados para facilitar a identificação se a impedância da falta encontra-se dentro da região de operação é através da comparação de fase (ângulo ou argumento).

A comparação de fase consiste em utilizar do ângulo do valor da impedância medida do relé para identificar se esta se encontra dentro do círculo característico de atuação do relé.

Para simplificar, segue a Figura 25:

Figura 25 Três impedâncias de curto-circuito medidas pelo relé de admitância no plano $jX \times R$



Fonte: Kindermann (2014)

Os pontos de impedância medida pelo relé foram plotados no plano jX versus R , para três defeitos, \dot{Z}_D , \dot{Z}_E e \dot{Z}_F , nota-se que um defeito encontra-se dentro da circunferência de limiar de operação, outro encontra-se no limite e outro fora do círculo.

Dessa forma, observa-se que através da subtração $\dot{Z}_{ajuste\ 21} - \dot{Z}_D$, se obtêm um vetor que vai do ponto do defeito até o limiar de operação do relé, em seguida, prolongando uma reta a partir do vetor \dot{Z}_D e medindo-se o ângulo entre esta reta e o vetor $\dot{Z}_{ajuste\ 21} - \dot{Z}_D$, nota-se que o ângulo ϕ_D será menor que 90° . Fazendo o mesmo processo para os defeitos \dot{Z}_E e \dot{Z}_F é possível identificar o seguinte: para o defeito \dot{Z}_E que se encontra no limite da região de operação, o ângulo ϕ_D é igual a 90° e para o defeito \dot{Z}_F com impedância fora da zona de operação temos um ângulo ϕ_F maior que 90° .

Assim, estabelece-se um padrão e pode-se definir:

$\cos \varphi > 0 \rightarrow$ o relé 21 atua, ponto \dot{Z}_D está dentro da característica do relé.

$\cos \varphi = 0 \rightarrow$ o relé 21 está no limiar de operação, ponto \dot{Z}_E está na característica do relé.

$\cos \varphi < 0 \rightarrow$ o relé 21 não atua, o ponto \dot{Z}_F está fora da característica do relé.

3.4. Estimação de fasores através da Transformada Discreta de Fourier

A estimação de fasores desempenha um papel fundamental na leitura e análise de sinais elétricos amostrados. Quando lidamos com sinais elétricos complexos, como os

encontrados em sistemas de energia, é essencial obter informações precisas sobre a magnitude, frequência e fase desses sinais. A estimação de fasores permite determinar essas características proporcionando uma compreensão profunda do comportamento do sinal e facilitando a detecção de problemas, como distorções harmônicas, variações indesejadas e, inclusive, a utilização dos valores de módulo e ângulo da impedância do defeito para operação dos algoritmos do relé de admitância.

De acordo com Phadke e Thorp (2008), a técnica de estimação de fasores consiste em analisar um sinal cossenoidal $x(t)$ com frequência kf_0 , representando seus termos pela Serie de Fourier, como:

$$\begin{aligned} x(t) &= a_k \cos(2\pi k f_0 t) + b_k \sin(2\pi k f_0 t) \\ &= \left\{ \sqrt{(a_k^2 + b_k^2)} \right\} \cos(2\pi k f_0 t + \varphi) \end{aligned} \quad (8)$$

Onde:

$$\varphi = \arctan\left(\frac{-b_k}{a_k}\right)$$

f_0 é a frequência fundamental

a_k e b_k são os coeficientes da k -ésima harmônica do sinal, para $k = 1, 2, \dots, K$.

Ainda pode-se fazer a representação fasorial da equação (8) acima:

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \left\{ \sqrt{(a_k^2 + b_k^2)} \right\} e^{j\varphi} \quad (9)$$

Onde o termo $\sqrt{2}$ no denominador é inserido para obter o valor RMS (Root Mean Square), técnica comumente utilizada para se obter valores eficazes dos sinais de tensão e corrente quando se trata de estudos em sistemas elétricos de potência.

A equação (9) pode ser representada na forma complexa como:

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} (a_k - j b_k)$$

Utilizando a relação dos coeficientes da Serie de Fourier com a Transformada Discreta de Fourier, a representação fasorial da componente da k -ésima harmônica pode ser dada por um somatório de senos e cossenos:

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \{ \cos(kn\theta) - j \sin(kn\theta) \}$$

Onde:

N é o número total de amostras do sinal

x_n são as amostras coletadas, para $n = 0, 1, 2, \dots, N - 1$

$\theta = \frac{2\pi}{N}$ é o ângulo de amostragem

Separando a soma dos cossenos e senos:

$$X_{kc} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos(kn\theta)$$

$$X_{ks} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \sin(kn\theta)$$

Então o fasor X_k pode ser definido como:

$$X_k = X_{kc} - jX_{ks}$$

Neste trabalho, como se faz o estudo de sinais de um sistema elétrico, é importante ressaltar que o sistema opera, por padrão, em uma frequência fundamental f_0 , como é o caso do Brasil, com 60 Hz. Além disso, tem-se conhecimento de que o sinal possui uma frequência de amostragem fixa Nf_0 . Assumindo $k = 1$ e utilizando o sobrescrito para denotar o fasor com a amostra $N - 1$ como sendo o último, é possível calcular os fasores da frequência fundamental por meio da seguinte equação:

$$X_c^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos(n\theta)$$

$$X_s^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \sin(n\theta)$$

$$X^{N-1} = X_c^{N-1} - jX_s^{N-1}$$

3.4.1. Atualização recursiva

A utilização da técnica de estimação de fasores descrita acima é feita de forma contínua, uma vez que se deseja calcular um novo fasor conforme o sinal apresenta uma nova amostra. Para isso, existem maneiras de fazer a atualização dos fasores.

O tipo de atualização utilizada neste trabalho é a atualização recursiva. O algoritmo recursivo tem inúmeras aplicações e devido alta eficiência computacional, apresenta resultados satisfatórios na estimação de fasores, de acordo com Phadke e Thorp (2008), esta técnica é formulada da seguinte maneira:

Considerando o cálculo de dois fasores em sequência, de acordo com uma técnica de atualização não recursiva, tem-se:

$$X^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-jn\theta}$$

$$X^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{n+1} e^{-jn\theta}$$

No entanto, nota-se que as amostras $x_n: \{n = 1, 2, \dots, N - 1\}$ são comuns em ambas as janelas. A segunda janela não tem x_0 , então ela começa em x_1 e termina em x_N , o que não acontece na primeira janela. Portanto, se fosse possível manter os múltiplos para as amostras comuns, iguais nas duas janelas, iria-se poupar tempo de processamento considerável no cálculo de X .

Com essa percepção e utilizando de manipulação matemática nas equações acima, podemos calcular os fasores de um sinal amostrado através de:

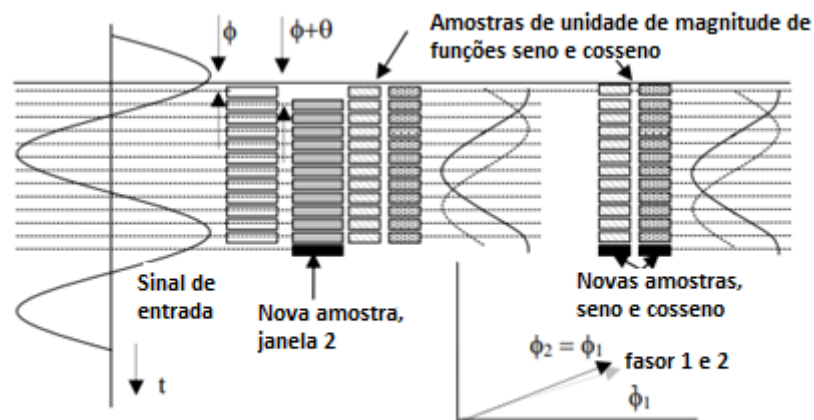
$$\begin{aligned}\hat{X}^{N+r} &= e^{-j\theta} X^{N+r-1} + \frac{\sqrt{2}}{N} (x_{N+r} - x_r) e^{-jr\theta} \\ &= \hat{X}^{N+r-1} + \frac{\sqrt{2}}{N} (x_{N+r} - x_r) e^{-jr\theta}\end{aligned}\quad (10)$$

Sendo $N + r$ a última amostra da janela.

A resposta da equação (10) fornece os valores dos fasores na forma complexa, portanto basta fazer a transformação desses resultados para a forma polar para obter os valores de módulo e ângulo.

A Figura 26 ilustra o processo de atualização recursiva de fasores.

Figura 26. Atualização recursiva

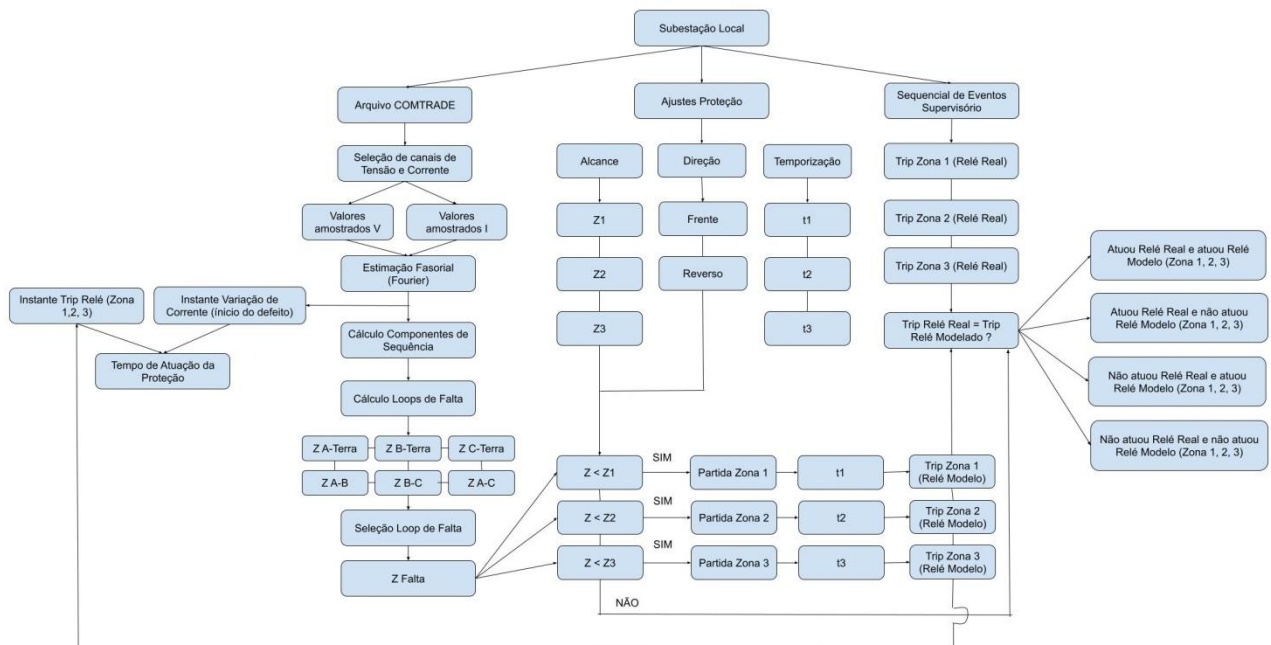


Fonte: Adaptado de Phadke e Thorp (2008)

4. Modelagem do Relé de Proteção de Distância tipo Mho

Para realizar os testes e analisar os resultados do relé de proteção de distância do tipo Mho, foi necessário realizar sua modelagem em um ambiente computacional. Com esse propósito, foi elaborado um algoritmo em Python, empregando todos os conceitos teóricos abordados na Seção 3 deste trabalho. A metodologia adotada para essa modelagem segue uma abordagem coerente, que é representada visualmente no fluxograma ilustrado na Figura 27.

Figura 27. Fluxograma da metodologia utilizada para modelagem do relé de proteção de distância do tipo Mho.



Fonte: Autoria própria

O modelo desenvolvido pelo aluno foi inspirado no trabalho científico de Tun, Lin e Yin (2019), que explora a modelagem e simulação de um relé de proteção de distância do tipo Mho para linhas de alta tensão utilizando a *software* Matlab/Simulink.

No referido estudo, Tun, Lin e Yin (2019) introduzem o tema e oferecem uma breve explicação dos conceitos teóricos e matemáticos subjacentes a um relé de proteção de distância, abordando aspectos como o cálculo da impedância de falta e as zonas de proteção

de uma linha de transmissão. Em seguida, os autores descrevem o processo de modelagem e a metodologia adotada.

Especificamente no que se refere à modelagem do relé, Tun, Lin e Yin (2019) apresentam diagramas de blocos desenvolvidos no Matlab/Simulink que representam o modelo do dispositivo de proteção em si, bem como os modelos de cálculo de impedância para diferentes tipos de faltas (monofásica, bifásica, bifásica-terra e trifásica), além do modelo para os cálculos dos ajustes das zonas de proteção e o modelo para linhas de transmissão de alta tensão.

É relevante notar que, diferentemente da abordagem adotada pelo aluno neste trabalho em questão, Tun, Lin e Yin (2019) desenvolvem um modelo de linha de transmissão. Essa abordagem é utilizada para testar o relé de proteção por meio da simulação de faltas em diferentes localizações da linha de transmissão.

Portanto, o estudo realizado pelo aluno neste trabalho se destaca pelo fato de que as faltas utilizadas para testar o modelo do relé são perturbações reais que ocorreram no SEP e foram registradas em arquivos de oscilografias, diferenciando-se assim de defeitos simulados que podem não representar a realidade de forma precisa.

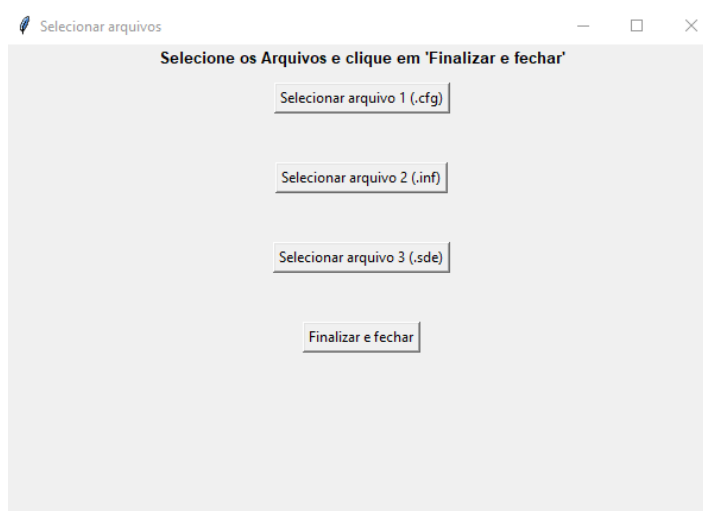
4.1. Descrição do modelo

Com base na Figura 27, o modelo desenvolvido pelo aluno tem como ponto de partida a aquisição de dados relacionados à subestação onde o relé está instalado. Para isso, é necessário obter as seguintes informações:

1. Arquivo de oscilografia da perturbação no formato COMTRADE, registrado pelo Registrador Digital de Perturbações (RDP) da subestação em questão e disponibilizado no servidor da empresa responsável.
2. Ajustes da proteção de distância, obtidos por meio da memória de cálculo dos ajustes e parametrização das proteções da linha de transmissão a ser protegida, ou por acesso remoto ao relé em questão.
3. Sequencial de eventos, adquirida por meio de arquivos gerados pelo sistema supervisor da empresa ou por acesso remoto ao relé.

Como ponto de partida, o algoritmo desenvolvido pelo discente exibe uma janela para o usuário (Figura 28), onde este irá selecionar três arquivos, que serão usados como referência para os itens 1 e 3. O primeiro e o segundo arquivo tratam-se de arquivos de oscilografia que possuem as extensões “.CFG” e “.INF” respectivamente. Já o terceiro arquivo trata-se de um arquivo com extensão “.SDE” ou “.TXT”, que representa um arquivo de texto contendo o sequencial de eventos registrado pelo relé de proteção e disponibilizado na rede de supervisão da empresa concessionária de energia.

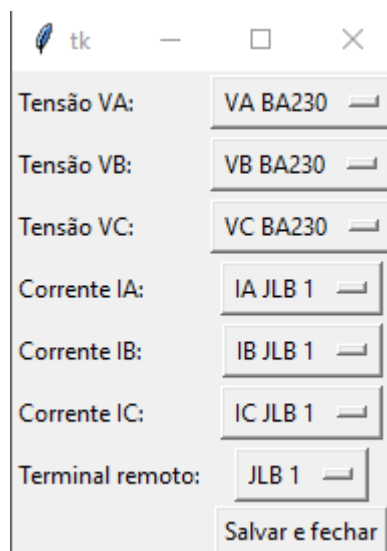
Figura 28. Janela de seleção de arquivos



Fonte: Autoria própria

Após essa etapa, o algoritmo desenvolvido realiza a leitura dos arquivos relacionados a oscilografia e identifica os canais analógicos de tensão e corrente disponíveis. Nesse estágio, outra janela é exibida ao usuário, permitindo a seleção dos canais desejados para análise, conforme mostra a Figura 29.

Figura 29. Janela de seleção de canais de tensão e corrente



Fonte: Autoria própria

Após a seleção, o programa lê os valores amostrados desses canais e, automaticamente, estima os fasores (conforme descrito na Seção 3.3), obtendo os valores de módulo e fase de tensão e corrente das fases A, B e C do circuito. Em seguida, utiliza esses fasores para realizar os cálculos das componentes de sequência (Seção 3.1), necessários para os cálculos das impedâncias dos seis loops de falta (Seção 3.2). Com as impedâncias de falta calculadas, o modelo seleciona qual loop utilizará como referência para sensibilizar o relé, com base na natureza elétrica do curto-circuito (monofásico, bifásico, bifásico-terra, trifásico). Por fim, com a impedância de falta (Z_{Falta}) obtida corretamente, é necessário compará-la com os ajustes de proteção do relé para fazer a análise de uma possível atuação.

Com os dados de ajuste do relé real, é possível inserir esses parâmetros por meio de uma janela exibida pelo relé modelado ao usuário (Figura 30).

Figura 30. Janela de ajustes da proteção 21

Insira os ajustes das zonas de proteção proporcional a impedância da LT
Direcionalidade das zonas: digite 1 para frente, 2 para reverso

Zona 1: Direção:

Zona 2: Direção:

Zona 3: Direção:

Temporização Zona 1 (ms):

Temporização Zona 2 (ms):

Temporização Zona 3 (ms):

Salvar e fechar

Fonte: Autoria própria

Dessa forma, o relé é capaz de definir a impedância da linha de transmissão (LT) e suas três zonas de proteção, juntamente com suas respectivas direcionalidades. Através da comparação de fase entre a impedância da falta (Z_{falta}) e os círculos característicos do relé do tipo Mho (conforme descrito na Seção 3.3.2), é possível identificar se a impedância de falta entrou em alguma das zonas protegidas.

No caso de alguma zona ser sensibilizada, o relé modelado emite um sinal de partida, o qual deve persistir por um tempo determinado pela temporização ajustada para aquela zona específica, para que finalmente seja emitido o sinal de trip.

Os sinais de trip são diferenciados com base na zona que ativou a proteção. Assim, é possível comparar, por meio de uma análise automática do arquivo de sequencial de eventos, se houve atuação da proteção de distância tanto no relé real quanto no relé modelado. Dessa forma, o algoritmo retorna quatro tipos de resposta:

1. A proteção de distância da zona (1, 2 ou 3) atuou tanto no relé real quanto no relé modelado.
2. A proteção de distância da zona (1, 2 ou 3) atuou apenas no relé real e não no relé modelado.
3. A proteção de distância da zona (1, 2 ou 3) não atuou no relé real, mas atuou no relé modelado.

4. A proteção de distância da zona (1, 2 ou 3) não atuou nem no relé real nem no relé modelado.

A partir dessas respostas, é possível comparar a atuação do relé modelado desenvolvido pelo aluno com o relé real e avaliar o desempenho de ambos quanto a atuação correta ou incorreta.

Além disso, o algoritmo desenvolvido emprega a variação da magnitude das correntes em relação à corrente nominal do circuito para determinar o momento exato em que o defeito ocorre. Ele utiliza, em conjunto, a informação do instante em que o sinal de trip da proteção modelada é acionado, permitindo calcular a diferença entre esses tempos. O resultado é apresentado em formato textual, indicando o tempo necessário para que a proteção modelada entre em ação. Com esses dados, é possível realizar uma comparação com o tempo de atuação do relé real e concluir se este está com velocidade de operação adequada.

5. Testes e Resultados

Neste capítulo, o objetivo é fornecer detalhes sobre os testes realizados e os resultados obtidos ao submeter o relé modelado a oscilografias de perturbações reais que ocorreram no sistema elétrico de potência. São analisadas de forma mais completa, três perturbações em linhas de transmissão, englobando curtos-circuitos de diferentes naturezas e abordando conceitos que são importantes durante uma análise de ocorrência.

Além disso, são apresentados os ajustes definidos para o relé em cada perturbação, abrangendo o alcance das zonas de proteção, suas direcionalidades e também temporizações.

Em seguida, são fornecidas informações sobre a eficiência do relé modelado para cada perturbação, apresentando resultados quantitativos e qualitativos relacionados à seleção adequada do loop de falta, cálculo e representação das impedâncias de falta e das zonas de proteção no gráfico RX. Também é avaliado o desempenho do relé em termos de sua atuação correta ou incorreta, bem como seu tempo de operação (velocidade).

Por fim, ao concluir o capítulo, é apresentada uma tabela contendo os resultados do teste do relé modelado para mais 20 perturbações, analisando especificamente sua atuação (correta ou incorreta) e tempo de operação. Essa ampla amostragem de dados tem como objetivo comprovar a confiabilidade do modelo desenvolvido pelo aluno e reforçar a robustez de sua aplicação.

5.1. Perturbação 1

5.1.1. Descrição:

No dia 13/03/2023, às 22h48min, ocorreu o desligamento da LT X – Y 525 kV.

A linha de transmissão possui os parâmetros conforme Tabela 3:

Tabela 3. Parâmetros LT – Perturbação 1

Parâmetros LT	
Comprimento	168,5 km
Impedância Seq. Positiva	$3,5831 + j54,9045 \Omega$
Impedância Seq. Zero	$44,5410 + j148,0657 \Omega$

Fonte: Autoria própria

A subestação X conta com uma cadeia de proteção completa, a qual inclui a função 21 (proteção de distância). De acordo com a memória de cálculo do dispositivo, o relé 21 está configurado para atuar de acordo com a característica M_{ho} , com os seguintes ajustes, conforme Tabela4:

Tabela 4. Ajustes relé 21 – Perturbação 1

Ajustes relé 21			
Zona	1	2	3
Alcance	80% da LT	130% da LT	60% da LT
Direção	Frente	Frente	Reverso
Temporização	0 ms	300 ms	1000 ms

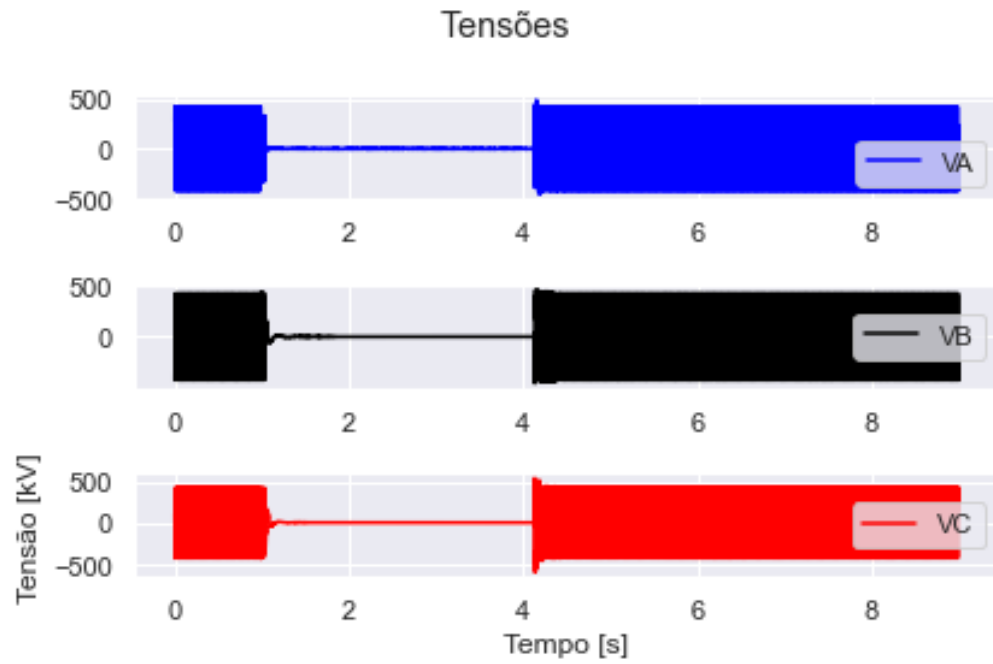
Fonte: Autoria própria

5.1.2. Identificação da fase faltosa

Uma das vantagens de utilizar a linguagem Python para a modelagem é a capacidade de utilizar ferramentas de plotagem. Dessa forma, o algoritmo desenvolvido realiza a leitura dos sinais de tensão e corrente amostrados, gerando gráficos relevantes para uma análise inicial.

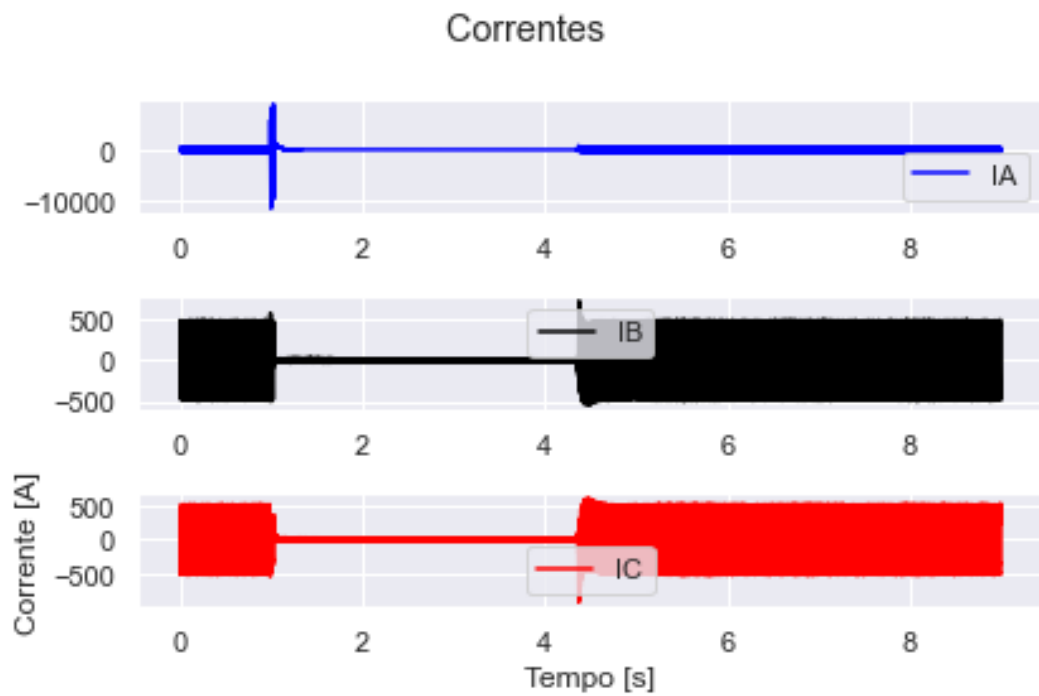
É pertinente iniciar a análise da oscilografia ao observar as flutuações nas correntes e nas tensões. Em curtos-circuitos simples, geralmente há um aumento na corrente de uma ou mais fases, enquanto ocorre uma diminuição na tensão de uma ou mais fases. Embora nem sempre seja uma regra absoluta, essa observação constitui um ponto de partida sólido. A partir das figuras apresentadas anteriormente, é bastante evidente, o aumento da corrente e a redução da tensão na fase A durante o período de falta, indicando a ocorrência de um curto-circuito envolvendo a fase A. As Figuras 31, 32 e 33 destacam de forma explícita essas alterações nos padrões das formas de onda de corrente e tensão.

Figura 31. Sinais de tensão das fases A, B e C da LT protegida (TP de linha)



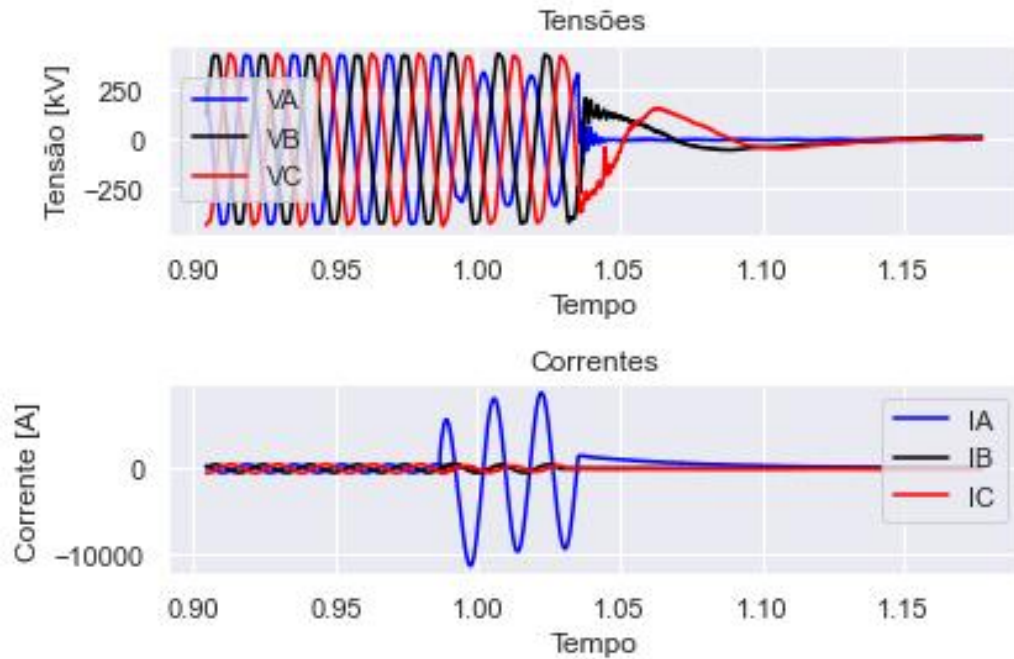
Fonte: Autoria própria

Figura 32. Sinais de corrente da LT protegida



Fonte: Autoria própria

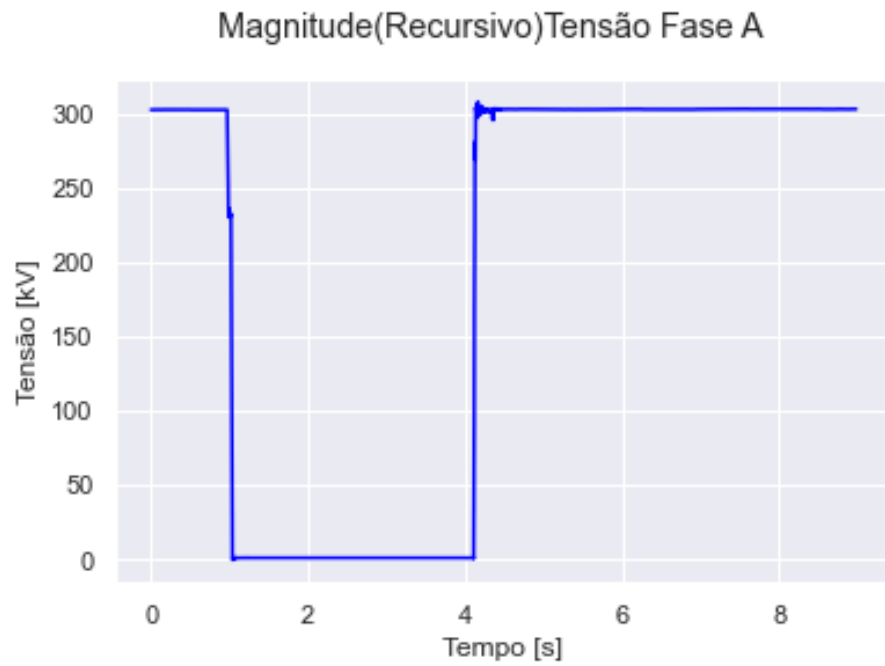
Figura 33. Sinais de tensão e corrente da LT protegida (zoom)



Fonte: Autoria própria

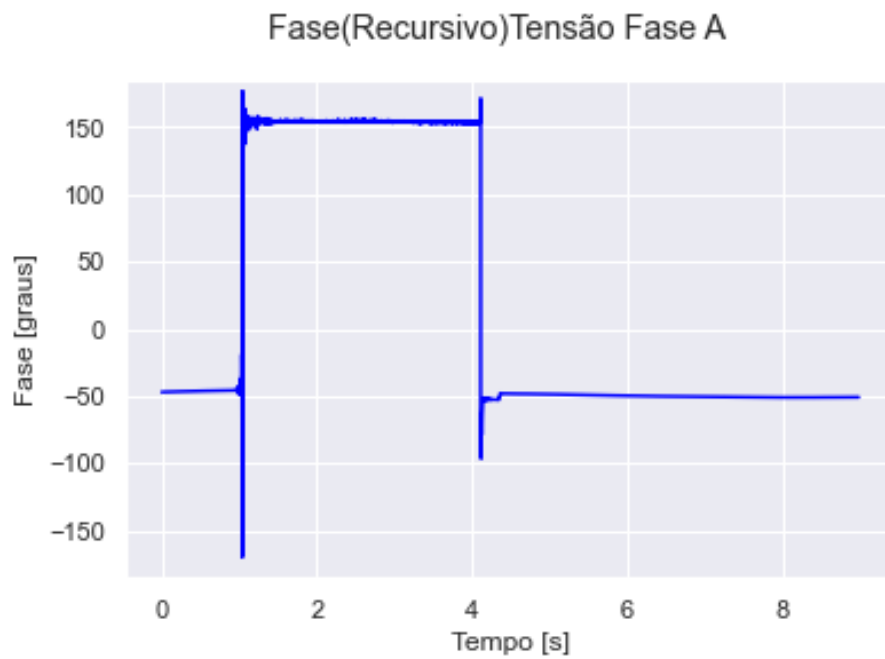
Além do mais, o algoritmo desenvolvido realiza os cálculos dos fasores, fornecendo informações sobre o módulo (em valores RMS) e o ângulo do sinal desejado. Essa representação é extremamente útil para analisar as variações no módulo e na fase dos sinais de tensão e corrente da fase A do circuito durante os períodos pré-falta, durante a falta e pós-falta. As Figuras 34, 35, 36 e 37 ilustram essas representações de forma clara e visual.

Figura 34. Magnitude (RMS) da tensão na fase A



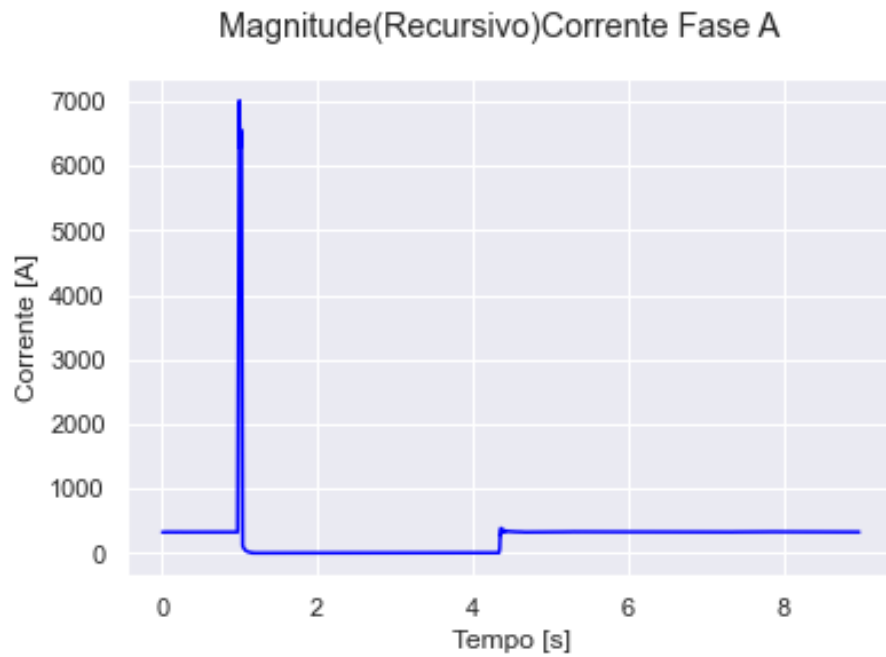
Fonte: Autoria própria

Figura 35. Ângulo da tensão na fase A



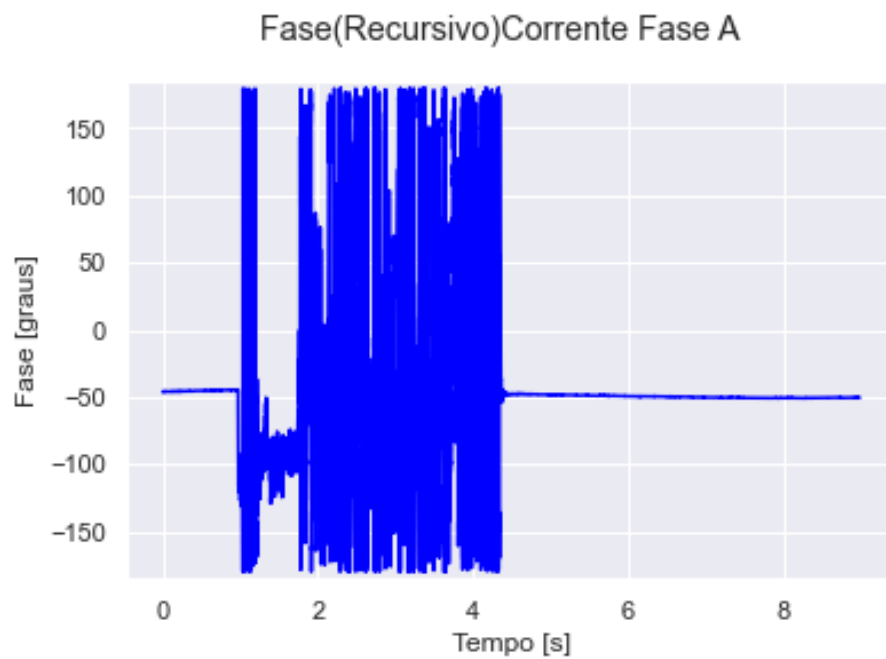
Fonte: Autoria própria

Figura 36. Magnitude (RMS) da corrente na fase A



Fonte: Autoria própria

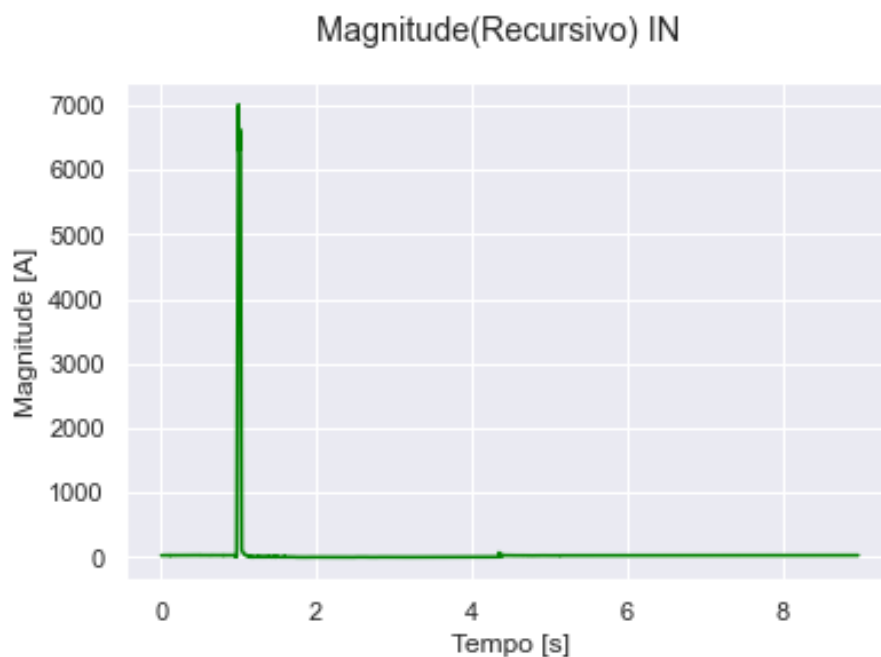
Figura 37. Ângulo da corrente na fase A



Fonte: Autoria própria

Outra observação importante a ser feita é sobre a Figura 38, que representa a magnitude da corrente de neutro ($3I_0$). É perceptível que a corrente de neutro permanece próxima de zero durante o período pré-falta. No entanto, em um determinado momento, correspondente ao instante do curto-circuito, ocorre um aumento significativo em sua magnitude, alcançando valores próximos a 7000 A. Esse aumento indica que o curto-circuito envolve a terra, caracterizando um desequilíbrio no sistema (com presença de corrente de sequência zero).

Figura 38. Magnitude (RMS) da corrente de neutro ($3I_0$)



Fonte: Autoria própria

Dessa forma, com as análises feitas acima, pode-se afirmar que houve um defeito de natureza monofásica, fase A à terra, na linha de transmissão em questão.

5.1.3. Seleção do Loop de Falta e traçado do Diagrama RX

Uma vez que a fase defeituosa tenha sido identificada, é esperado que o relé de distância seja capaz de selecionar a unidade de processamento correta e calcular com precisão a impedância do defeito. Isso permitirá determinar se o defeito ocorre dentro da linha e se penetra em alguma das zonas de proteção. Para essa identificação, o relé modelado fornece informações em formato de texto sobre a unidade de processamento selecionada e exibe

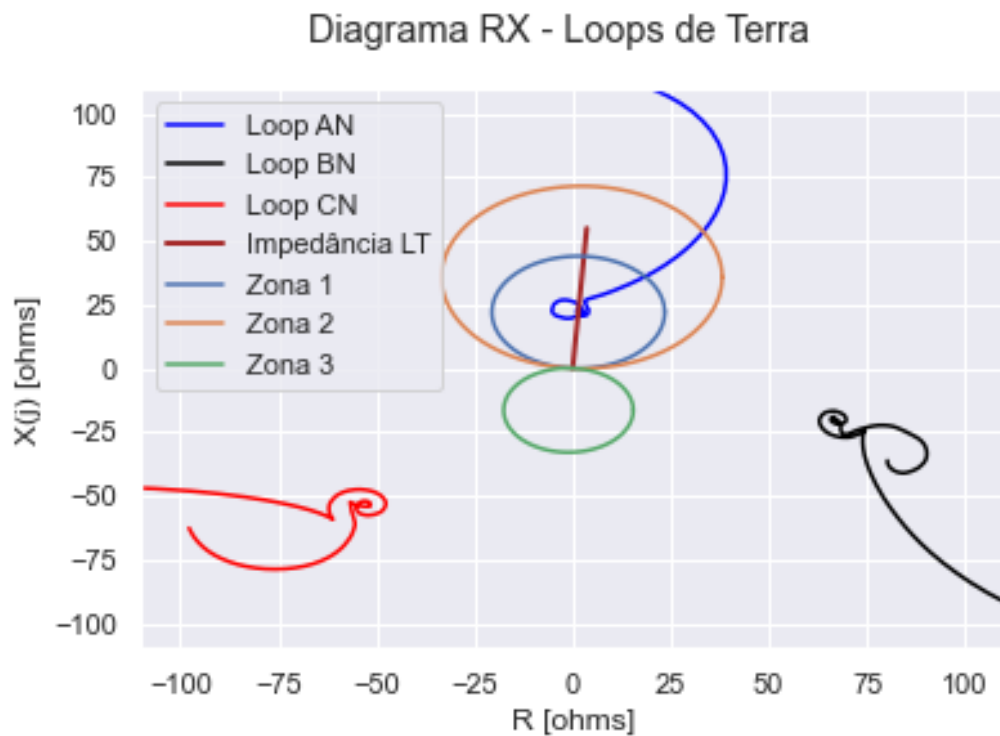
gráficos da impedância medida em um gráfico de R versus jX . A Figura 39 exibe a resposta textual fornecida pelo algoritmo do relé, indicando a Unidade de Processamento selecionada. Já as Figuras 40 e 41, mostram os diagramas da impedância medida pelas seis Unidades de Processamento do relé.

Figura 39. Seleção Unidade de Processamento

A unidade de processamento escolhida foi Z_21_A_Terra

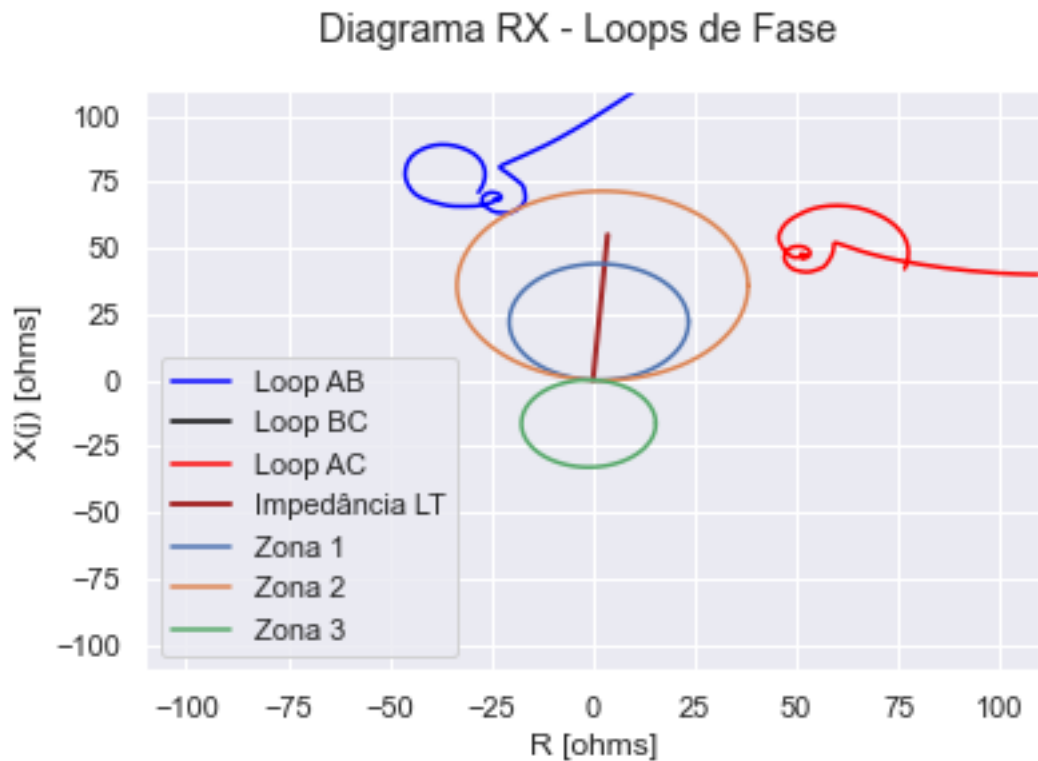
Fonte: Autoria própria

Figura 40. Diagrama RX – Loops de Terra



Fonte: Autoria própria

Figura 41. Diagrama RX – Loops de Fase



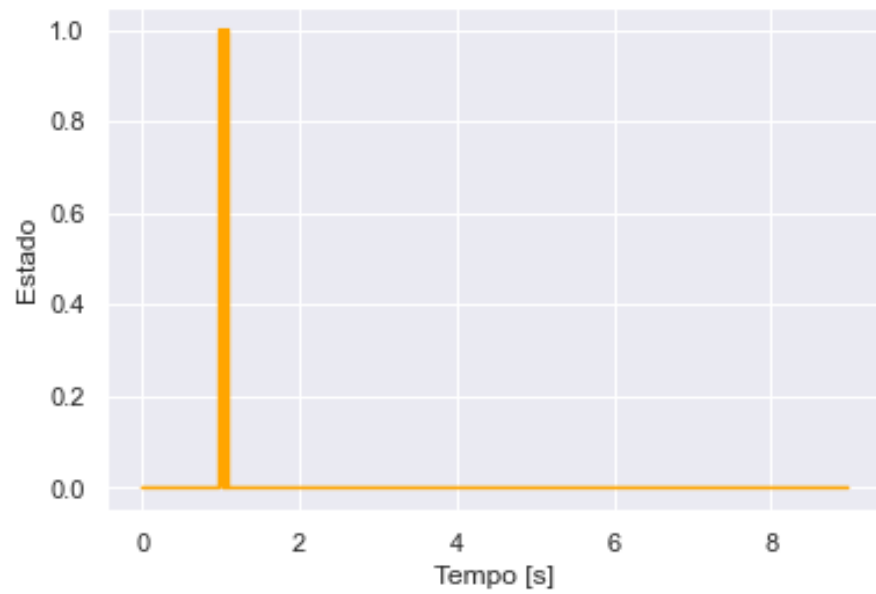
Ao analisar os diagramas RX apresentados acima, é evidente que a impedância que se aproxima mais da linha de transmissão é a do loop AN (azul) (Figura 40), o que torna adequado a escolha da unidade de processamento pelo algoritmo (Figura 39). Além disso, essa impedância é responsável por entrar nas zonas de proteção, incluindo a Zona 1, que tem atuação instantânea. Isso indica que o defeito ocorreu internamente à linha e que a proteção deve ser acionada.

5.1.4. Atuação da Proteção

Examinando a Figura 40, é possível obter apenas uma indicação de qual zona de proteção o relé de distância deveria atuar. No entanto, para obter uma confirmação precisa, é necessário analisar o tempo em que a impedância permaneceu em cada zona. Para facilitar essa análise, o algoritmo do relé modelo exibe os sinais de partida e de trip de cada zona em formato binário, onde o estado alto (ativação) é representado por 1 e o estado baixo (normalização) é representado por 0. As figuras 42 a 47 abaixo mostram essas variações de estado do relé.

Figura 42. Sinal de partida Zona 1

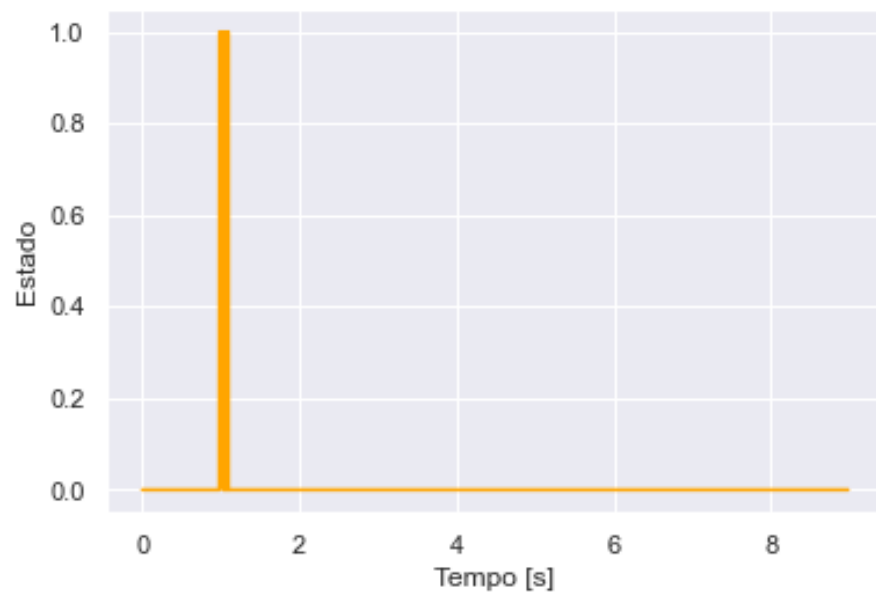
Partida Modelo Relé 21 Zona 1



Fonte: Autoria própria

Figura 43. Sinal de trip Zona 1

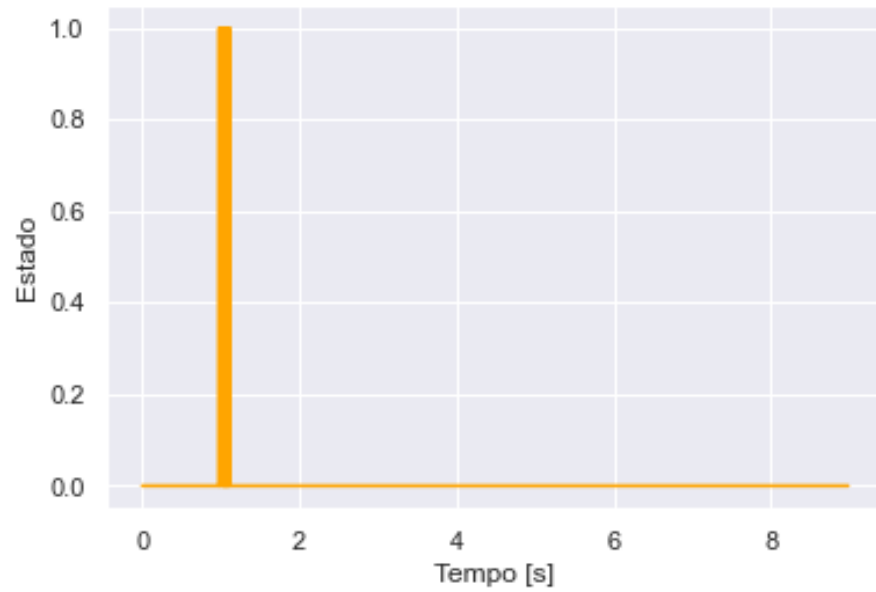
Trip Modelo Relé 21 Zona 1



Fonte: Autoria própria

Figura 44. Sinal de partida Zona 2

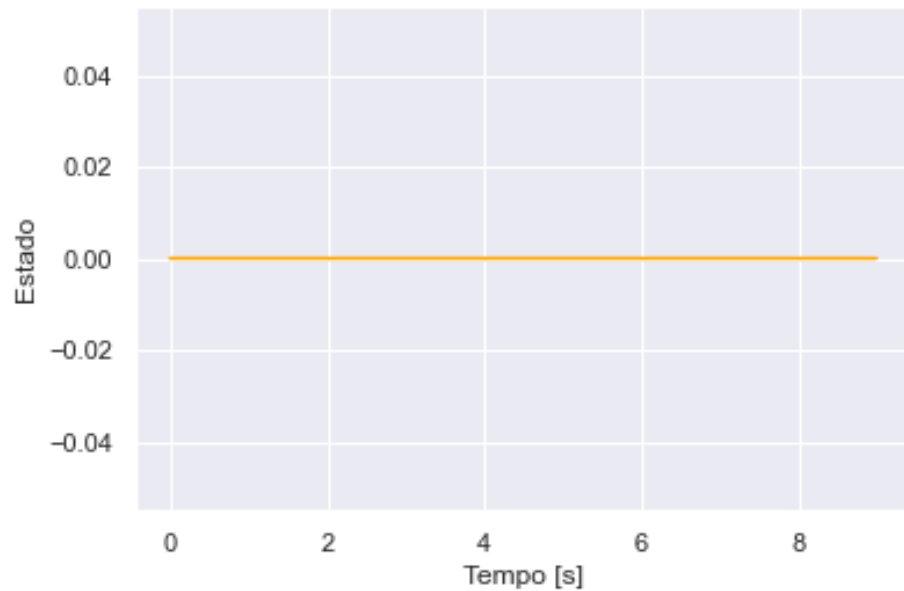
Partida Modelo Relé 21 Zona 2



Fonte: Autoria própria

Figura 45. Sinal de trip Zona 2

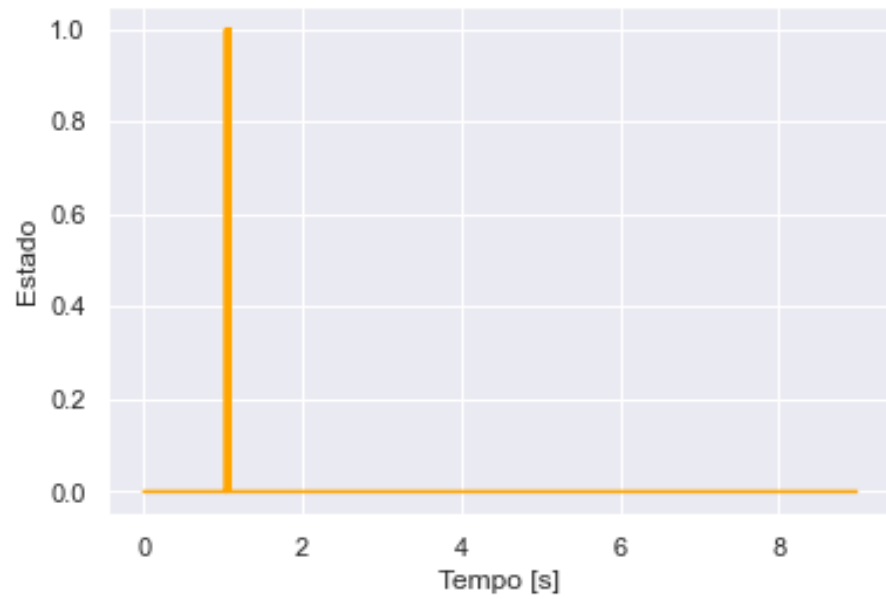
Trip Modelo Relé 21 Zona 2



Fonte: Autoria própria

Figura 46. Sinal de partida Zona 3

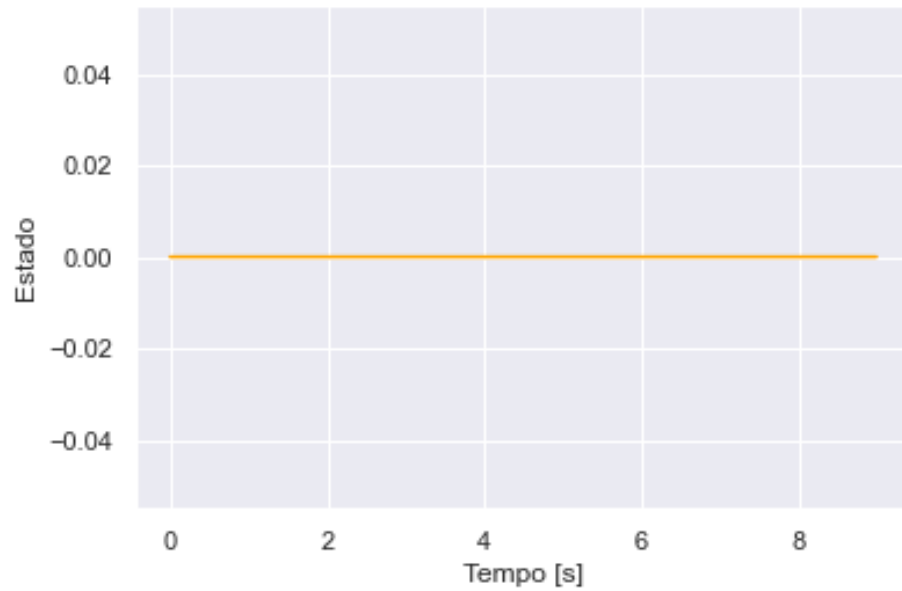
Partida Modelo Relé 21 Zona 3



Fonte: Autoria própria

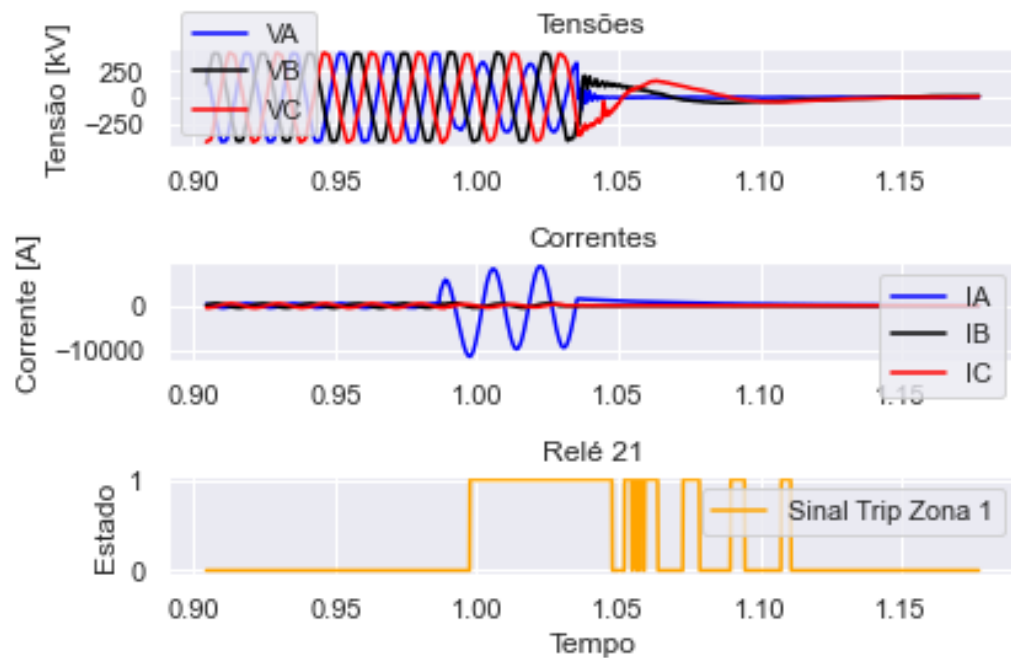
Figura 47. Sinal de trip Zona 3

Trip Modelo Relé 21 Zona 3



Fonte: Autoria própria

Figura 48. Atuação da proteção



Fonte: Autoria própria

Ao analisar as Figuras 42, 44 e 46, nota-se que houve emissão de sinal de partida da proteção para todas as zonas, porém apenas a zona 1 enviou o sinal de trip (Figura 43). Além disso as Figuras 45 e 47 mostram que não houve emissão de sinal de trip pelas zonas 2 e 3 respectivamente, isso ocorreu, pois a impedância do defeito adentrou nas zonas 2 e 3, mas não permaneceu tempo suficiente para acionar o trip, ou seja, o tempo foi inferior ao valor definido em seus ajustes de temporização. Além disso, ao observar a Figura 48, é interessante notar, que mesmo após a abertura do disjuntor e a eliminação do defeito, o relé da zona 1 continuou enviando sinal de trip. Essa persistência se deve ao fato de que a tensão medida pelo relé é referente a tensão do TP da linha, a qual tende a zero quando o disjuntor é aberto. Nesse curto intervalo de tempo, ocorre um transitório que afeta o cálculo da impedância do defeito, resultando na sensibilização da proteção de distância mesmo com o circuito aberto. No entanto, é importante ressaltar que os relés digitais utilizados nas subestações possuem sistemas que evitam esse tipo de sinal de trip incorreto, bloqueando a atuação da proteção em situações como essa. No modelo de relé desenvolvido pelo discente não foi implementado essa função, pois necessitaria um estudo específico para isso, fugindo do escopo do trabalho.

Levando em consideração as análises feitas anteriormente, tudo indica que o relé de distância atuou conforme o esperado para a zona 1. No entanto, para confirmar essa conclusão, é possível comparar a atuação do relé modelado com o relé real por meio do

sequencial de eventos deste último (Figuras 49 e 50). Portanto, com base no algoritmo desenvolvido, se tem a seguinte informação:

Figura 49. Sequencial de eventos relé real

68	182 Operado		Distancia zona 1 21-1/21N1
69	182 Operado		Disparo protecao primaria
70	195 Operado		Religamento tripolar em progresso
71	201 Operado		Esquema POTT 67NP
72	201 Operado		Recepcao canal D1
73	207 Operado		Esquema POTT 21P/21NP
74	207 Operado		Recepcao canal A1
75	220 Aberto		Estado
76	220 Normalizado		Distancia zona 1 21-1/21N1
111	98 Operado		Distancia zona 1 21-1/21N1
112	98 Operado		Disparo protecao fase A
113	98 Operado		Disparo protecao fase B
114	98 Operado		Disparo protecao fase C
115	98 Operado		Transmissao canal A1
116	98 Operado		Disparo protecao primaria
117	901 Operado		Partida distancia protecao
118	902 Operado		Religamento tripolar em progresso
119	916 Operado		RED1.S Recepcao canal D1
120	916 Operado		Esquema POTT 67NP
121	923 Operado		Esquema POTT 21P/21NP
122	923 Operado		Recepcao canal A3
123	924 Operado		Recepcao canal D1
124	925 Operado		RED1.S Recepcao canal D1
125	935 Aberto		Estado
126	935 Normalizado		Distancia zona 1 21-1/21N1

Fonte: Autoria própria

Figura 50. Comparação atuação relé modelado e relé real

Atuação	Proteção	Distância	Zona 1 encontrado na linha 68 no sequencial de eventos do relé real
Atuação	Proteção	Distância	Zona 1 encontrado na linha 76 no sequencial de eventos do relé real
Atuação	Proteção	Distância	Zona 1 encontrado na linha 111 no sequencial de eventos do relé real
Atuação	Proteção	Distância	Zona 1 encontrado na linha 126 no sequencial de eventos do relé real
Proteção de distância zona 1 atuou no relé modelado e no relé real			
Não houve atuação de proteção de distância zona 2 tanto no relé modelado quanto no relé real			
Não houve atuação de proteção de distância zona 3 tanto no relé modelado quanto no relé real			

Fonte: Autoria própria

Desta forma, pela comparação automática realizada pelo algoritmo do relé modelado para a atuação da proteção de distância para as diferentes zonas, observa-se que foi

identificada atuação de proteção de distância para ambos os dispositivos. Essa informação corrobora para a conclusão de que ambos os relés operaram corretamente.

Além disso, o algoritmo também fornece informação a respeito do tempo entre o início do curto-circuito e o acionamento da proteção modelada, possibilitando a verificação da velocidade do relé. Essa informação está representada na Figura 51 abaixo.

Figura 51. Tempo de atuação da proteção

O intervalo de tempo entre o início do curto-circuito e o trip da proteção foi de: 9.89583357295487 milissegundos

Fonte: Autoria própria

A respeito do tempo estimado, conclui-se que o tempo de 9,89 milissegundos está adequado para uma atuação de proteção de primeira zona de característica instantânea. Além do mais, se esse resultado for comparado com o tempo medido visualmente pela oscilografia para o relé real, encontra-se um tempo de 17 milissegundos, mostrando que a proteção modelo atuou inclusive em um tempo menor da real. No entanto, apesar deste tempo inferior adicionar rapidez no desligamento do circuito, este fenômeno pode também ser prejudicial e será explicado com mais detalhes ao fim deste capítulo.

5.1.5. Causa do desligamento

No caso específico da Perturbação 1, como forma de fornecer uma confirmação mais sólida sobre a atuação do relé 21 e desligamento da LT, uma inspeção na linha de transmissão foi realizada pela equipe de manutenção da empresa responsável com o intuito de identificar a causa do defeito. Após a análise, foram encontrados ninhos de pássaros instalados na estrutura da torre e uma cadeia de isoladores poluída pelas fezes dos animais. Essa condição provavelmente resultou na perda de isolamento entre o condutor e a torre, ocasionando um curto-circuito na fase A, como ilustrado na Figura 52. Esta informação valida todas as análises feitas para a Perturbação 1.

Figura 52. Cadeia de isoladores poluída



Fonte: Aatoria própria

5.2. Perturbação 2

5.2.1 Descrição:

No dia 08/10/2022, às 11h13min, ocorreu o desligamento da LT X – Y 138 kV.

A linha de transmissão possui os seguintes parâmetros:

Tabela 5. Parâmetros LT – Perturbação 2

Parâmetros LT	
Comprimento	45,70 km
Impedância Seq. Positiva	$6,3797 + j21,4378 \Omega$
Impedância Seq. Zero	$19,6401 + j66,5150 \Omega$

Fonte: Aatoria própria

A subestação X conta com uma cadeia de proteção completa, a qual inclui a função 21 (proteção de distância). De acordo com a memória de cálculo do dispositivo, o relé 21 está configurado para atuar de acordo com a característica Mho, com os seguintes ajustes:

Tabela 6. Ajustes relé 21 – Perturbação 2

Ajustes relé 21			
Zona	1	2	3
Alcance	100% da LT	120% da LT	40% da LT
Direção	Frente	Frente	Reverso
Temporização	0 ms	400 ms	1100 ms

Fonte: Aatoria própria

5.2.2. Identificação da fase faltosa

Diferentemente da Perturbação 1, neste caso, é evidente um comportamento anormal nas senoides de tensão e corrente em mais de uma fase. As tensões nas fases A e B afundam e as correntes nessas mesmas fases aumentam, conforme ilustra as Figuras 53, 54 e 55.

Figura 53. Sinais de tensão das fases A, B e C da LT protegida (TP de barra)

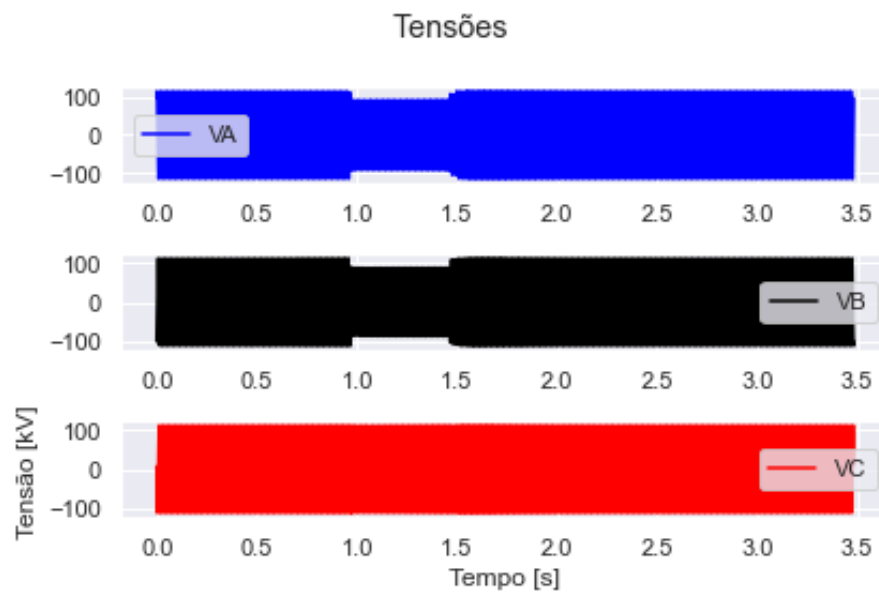


Figura 54. Sinais de corrente da LT protegida

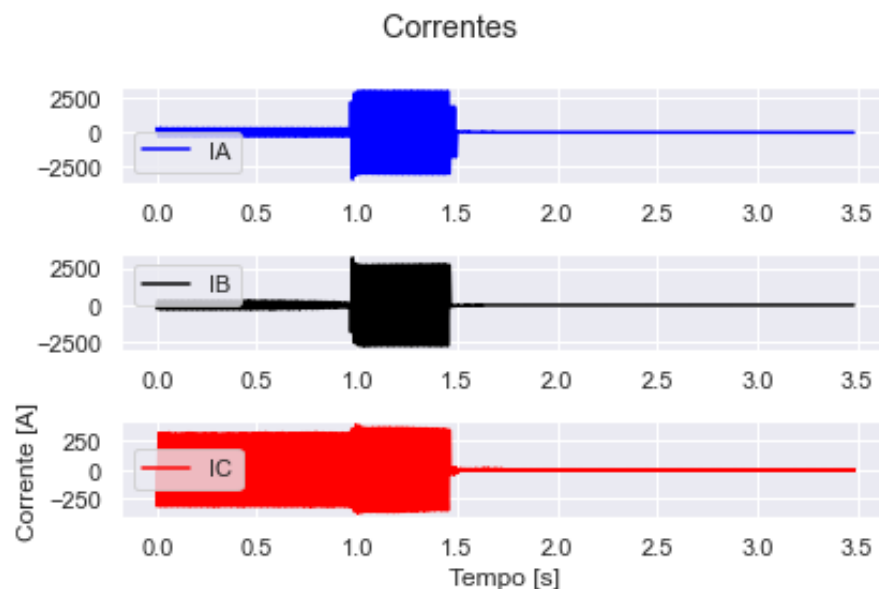
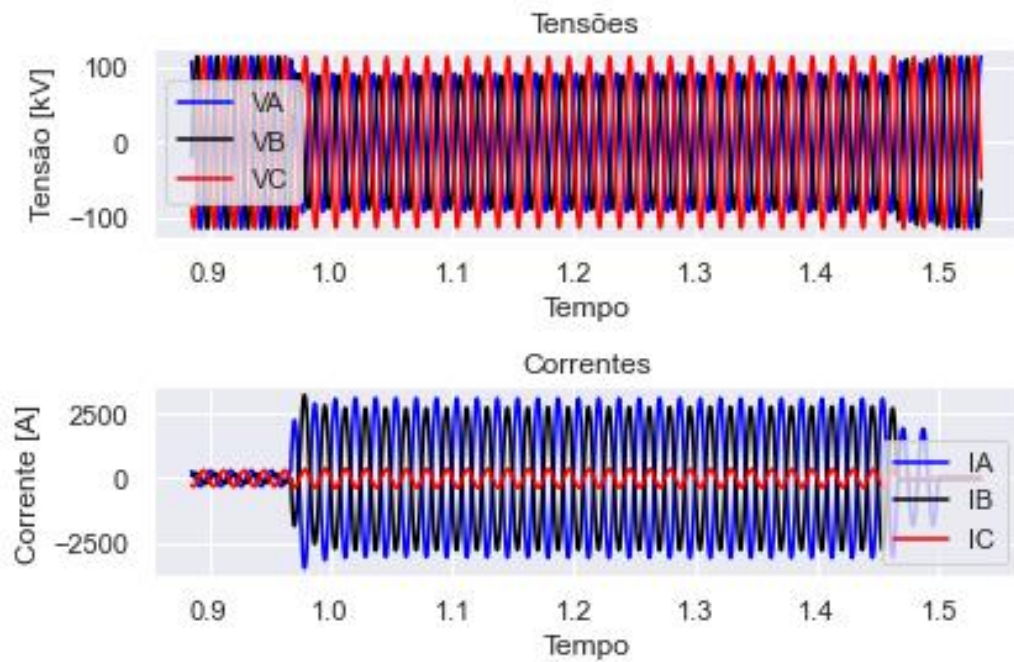


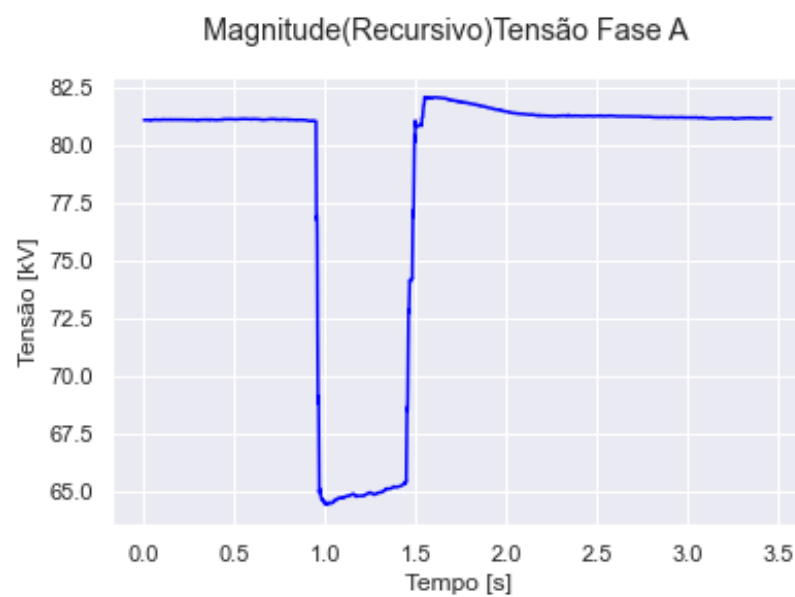
Figura 55. Sinais de tensão e corrente da LT protegida (zoom)



Fonte: Autoria própria

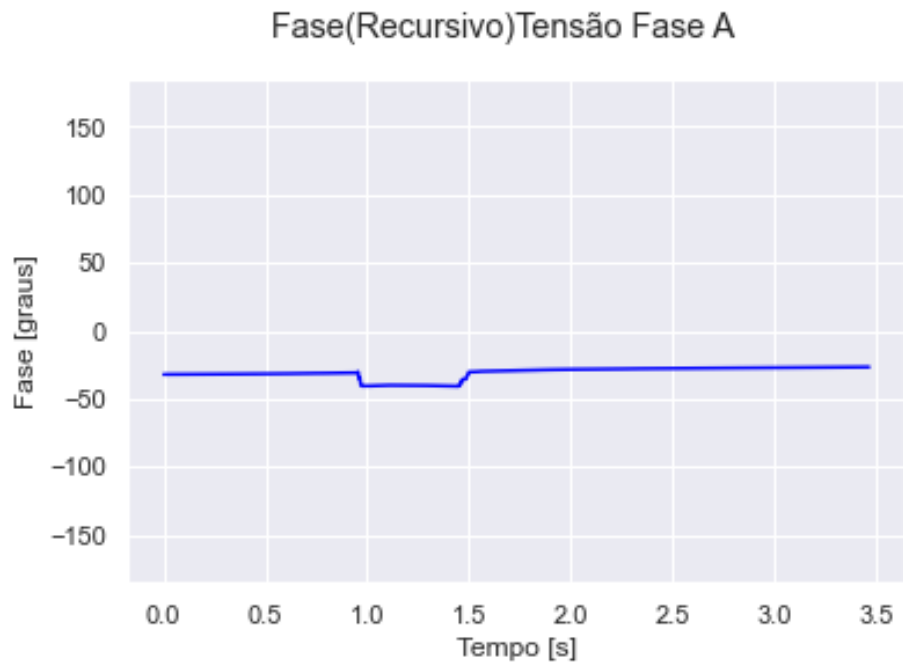
Já pelas Figuras 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62 e 63 observa-se com mais clareza o aumento da magnitude das correntes, afundamento das tensões e variação de seus respectivos ângulos no período de falta, nas fases A e B, assinalando para um curto-circuito bifásico.

Figura 56. Magnitude (RMS) da tensão na fase A



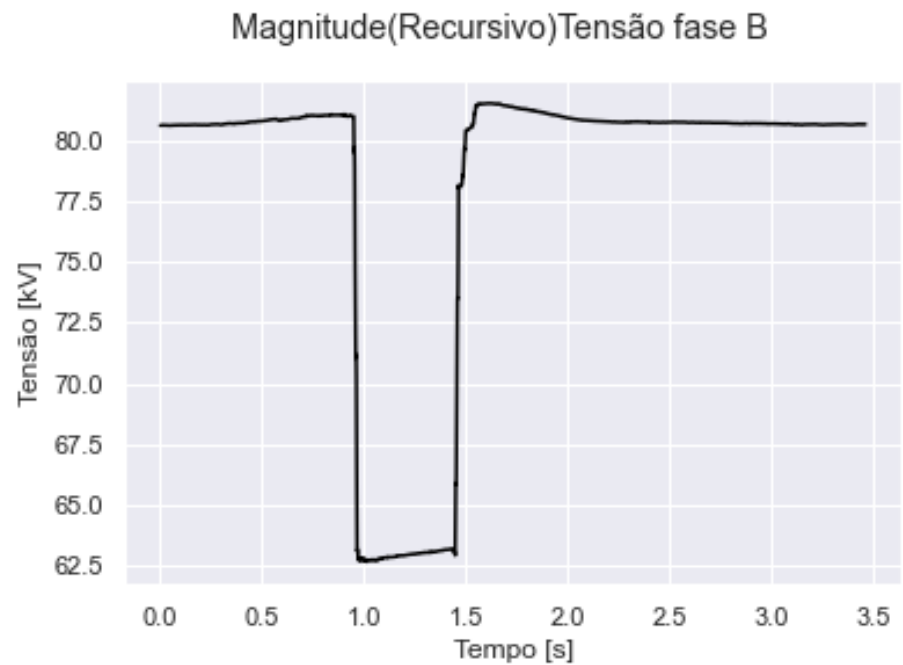
Fonte: Autoria própria

Figura 57. Ângulo da tensão na fase A



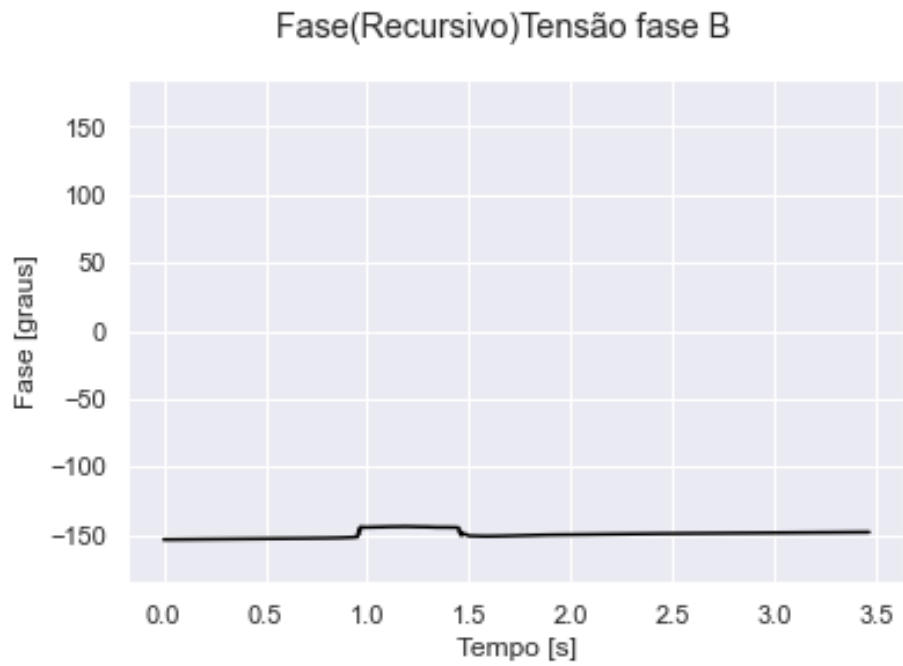
Fonte: Autoria própria

Figura 58. Magnitude (RMS) da tensão na fase B



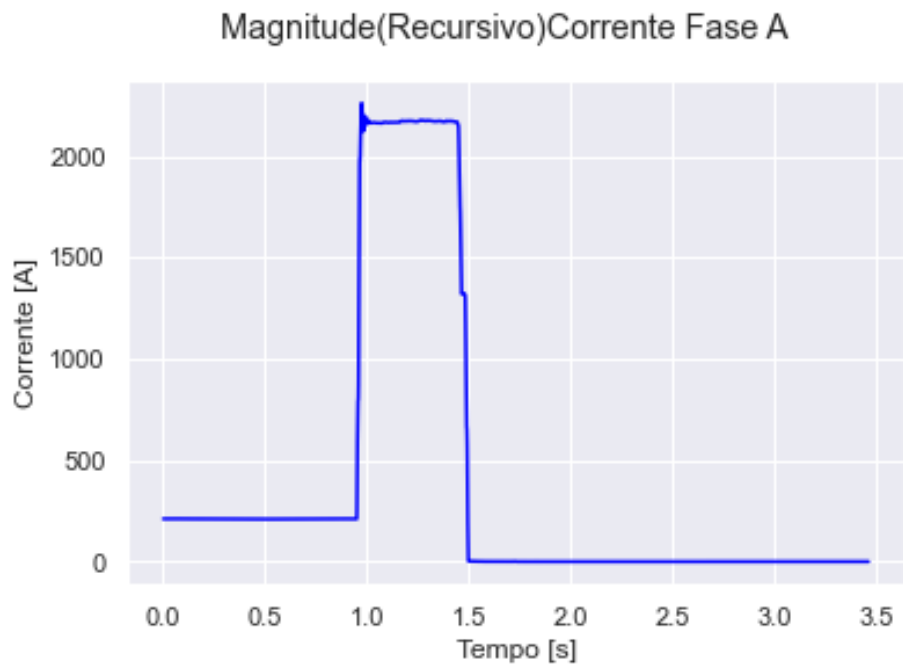
Fonte: Autoria própria

Figura 59. Ângulo da tensão na fase B



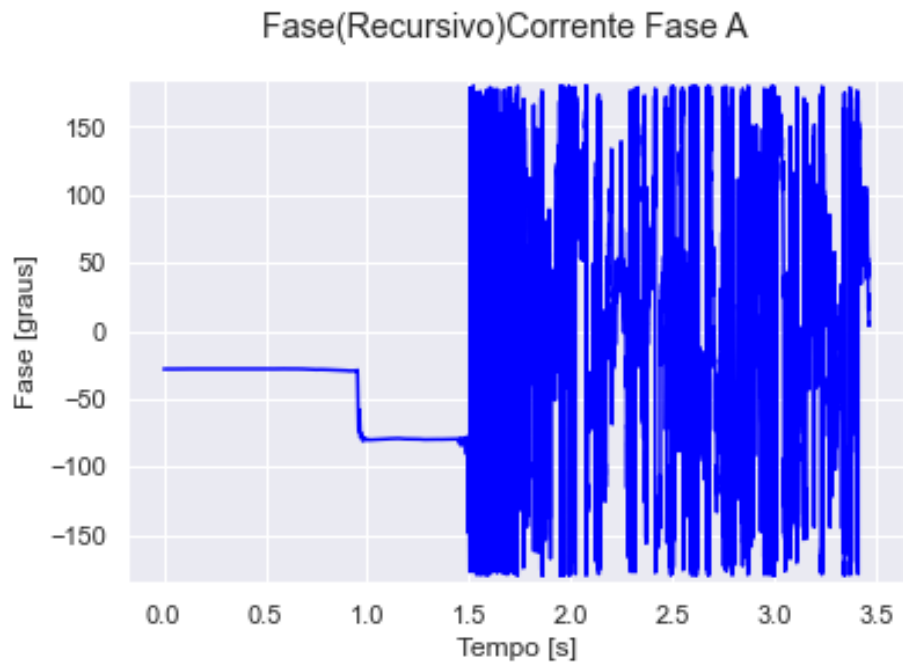
Fonte: Autoria própria

Figura 60. Magnitude (RMS) da corrente na fase A



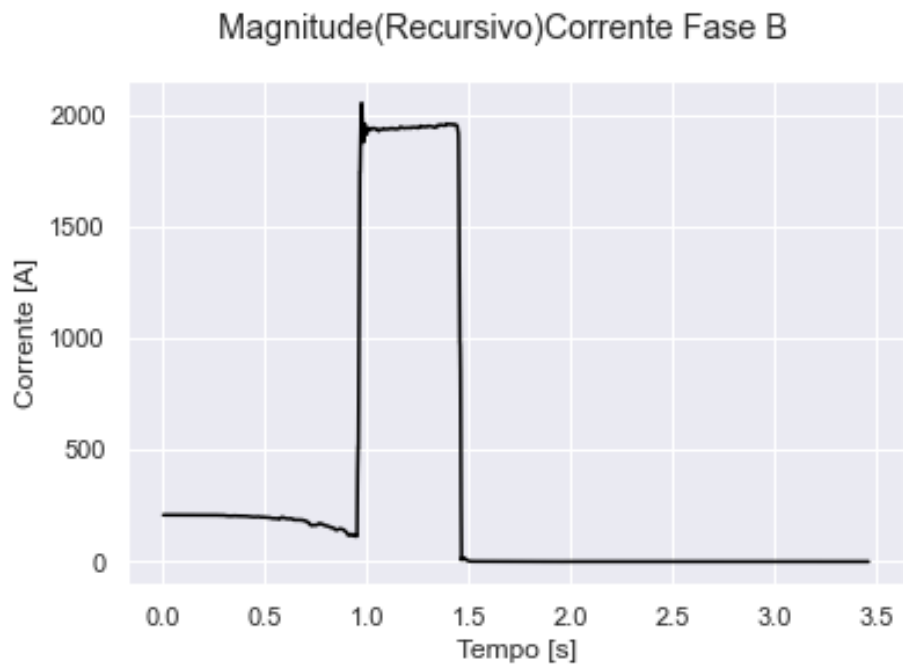
Fonte: Autoria própria

Figura 61. Ângulo da corrente na fase A



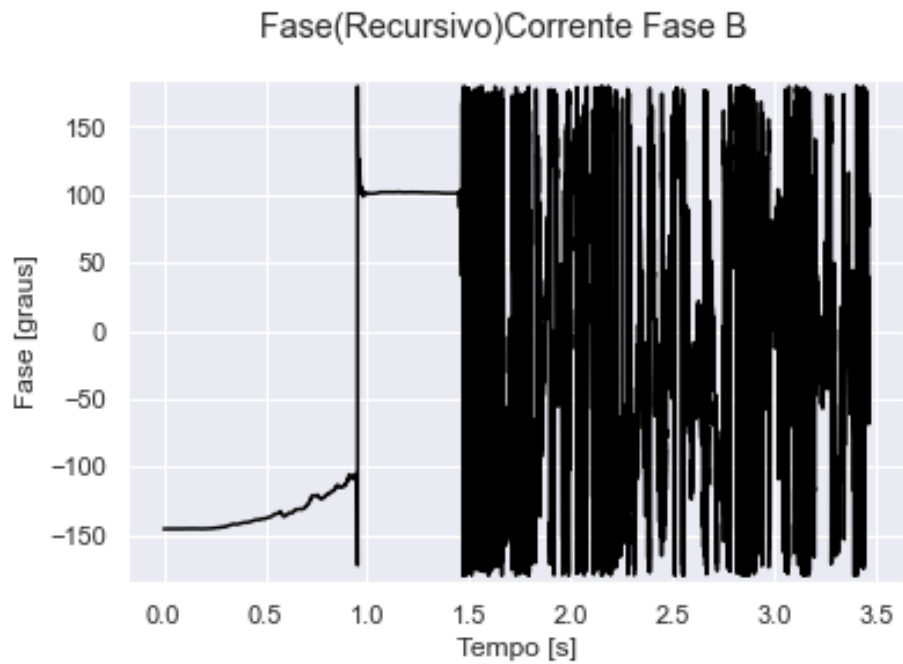
Fonte: Autoria própria

Figura 62. Magnitude (RMS) da corrente na fase B



Fonte: Autoria própria

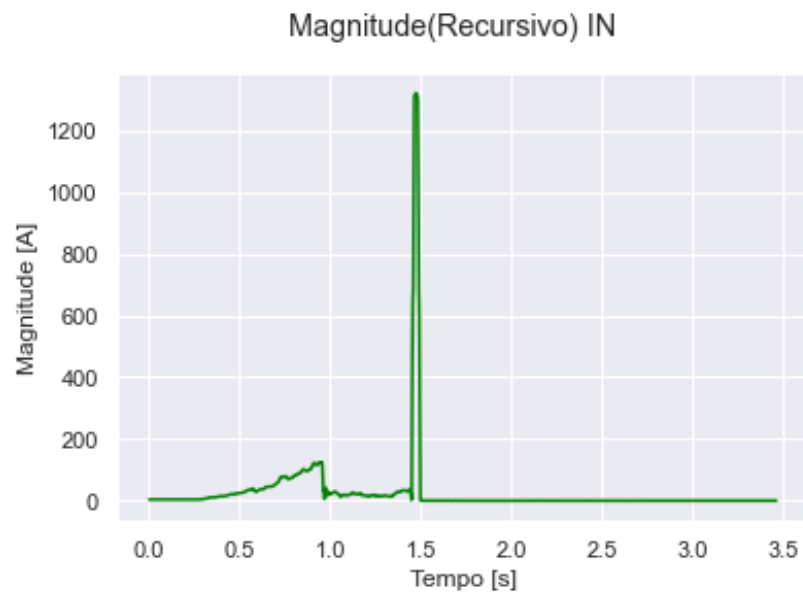
Figura 63. Ângulo da corrente na fase B



Fonte: Autoria própria

Já para a análise da conexão do curto-circuito à terra, pode-se observar pela Figura 64, que no momento da falta (período de 1 a 1,5 segundos), a magnitude da corrente de neutro se mantém em valores praticamente idênticos ao da pré falta (0 a 1 segundo), sofrendo uma alteração rápida apenas no instante de 1,5 s.

Figura 64. Magnitude (RMS) da corrente de neutro



Fonte: Autoria própria

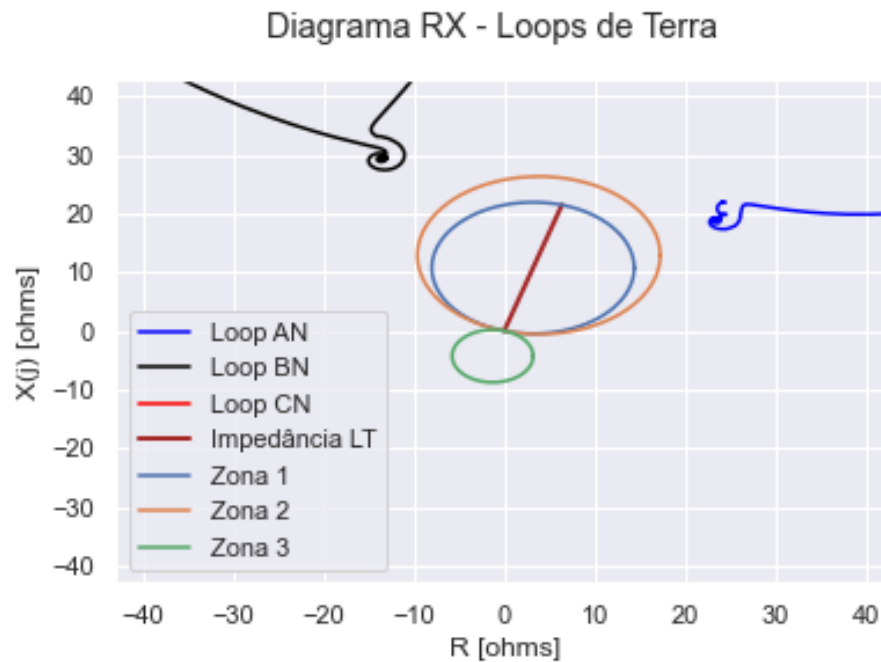
Outra análise interessante que pode ser feita é através das fases das correntes A e B no período de falta. Pela Figura 61, nota-se que durante o período de curto, a corrente na fase A possui um ângulo de aproximadamente -75° , equivalente a 285° , já o ângulo da corrente na fase B, pela Figura 63, observa-se um ângulo de aproximadamente 100° , isso aponta que as correntes das fases defeituosas estão em oposição de fase, ou seja, diferença próxima de 180° ($285^\circ - 100^\circ = 185^\circ$). Isso indica uma característica específica quando o defeito trata-se de um curto-circuito bifásico puro, isto é, sem contato à terra.

Também vale ressaltar, que se tratando de uma análise fasorial, a qual se considera um estudo da magnitude e ângulo dos sinais, não se deve considerar o período em que o circuito encontra-se aberto, pois neste momento, com a linha desligada, os valores de magnitude de corrente tendem a zero e a medição da fase torna-se incoerente, uma vez que não há fluxo de potência para nenhum sentido no sistema.

Dessa forma, com as análises feitas acima, pode-se afirmar que houve um defeito de natureza bifásica, entre fases A e B, na linha de transmissão em questão.

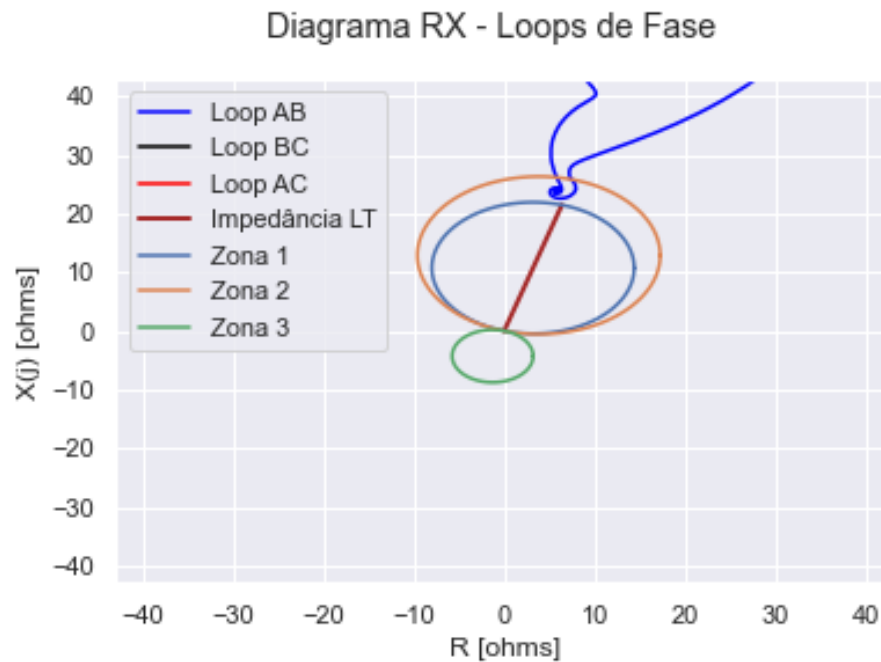
5.2.3. Seleção do Loop de Falta e traçado do Diagrama RX

Figura 65. Diagrama RX – Loops de Terra



Fonte: Autoria própria

Figura 66. Diagrama RX – Loops de Fase



Fonte: Autoria própria

Figura 67. Seleção Unidade de Processamento

A unidade de processamento escolhida foi Z_21_A_B

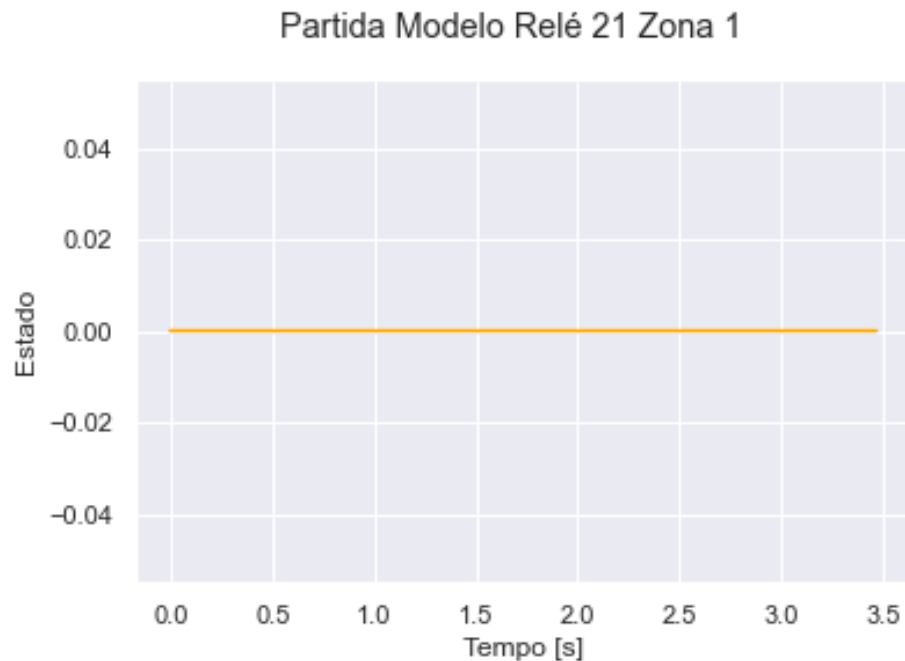
Fonte: Autoria própria

Ao analisar os Diagramas RX apresentados acima, evidencia-se que a única impedância responsável por adentrar as zonas de proteção do relé é a do Loop AB (Azul), portanto a seleção da unidade de processamento do relé modelo representado pela Figura 67, apresenta-se correta. Além disso, tomando-se o traçado em marrom da Figura 66 como representação da extensão total do comprimento da LT, nota-se que o defeito aparentemente encontra-se externo a linha. Sendo assim, em uma primeira perspectiva, pensa-se que a proteção de distância Zona 2 pode ter sido acionada como proteção retaguarda, caso o relé do terminal da linha a jusante não tenha eliminado a falta em tempo instantâneo e o defeito persista dentro da Zona 2 por um tempo maior ou igual ao estabelecido em seu ajuste de temporização.

5.2.4. Atuação da Proteção

Ao analisar as figuras abaixo, evidencia-se que houve apenas a partida da proteção de distância zona 2 (Figura 70) e após um intervalo, houve envio de sinal de trip (Figura 71). Isso mostra que o relé modelado atuou conforme o protocolo, pois como o defeito se manteve dentro da zona por um tempo elevado sem ser extinto, o relé aguardou seu ajuste de temporização de segunda zona de 400 ms para enviar comando de abertura do disjuntor da LT (trip).

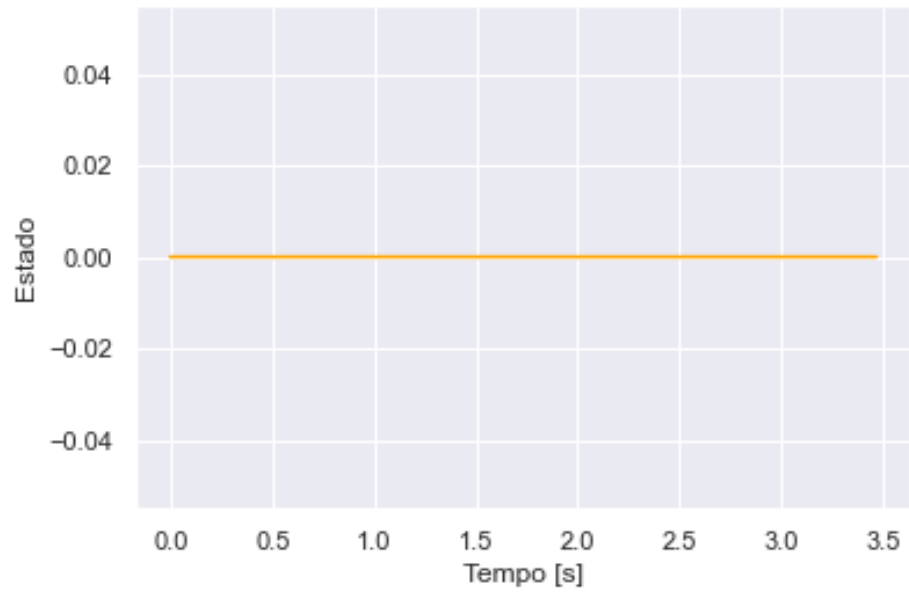
Figura 68. Sinal de partida Zona 1



Fonte: Autoria própria

Figura 69. Sinal de trip Zona 1

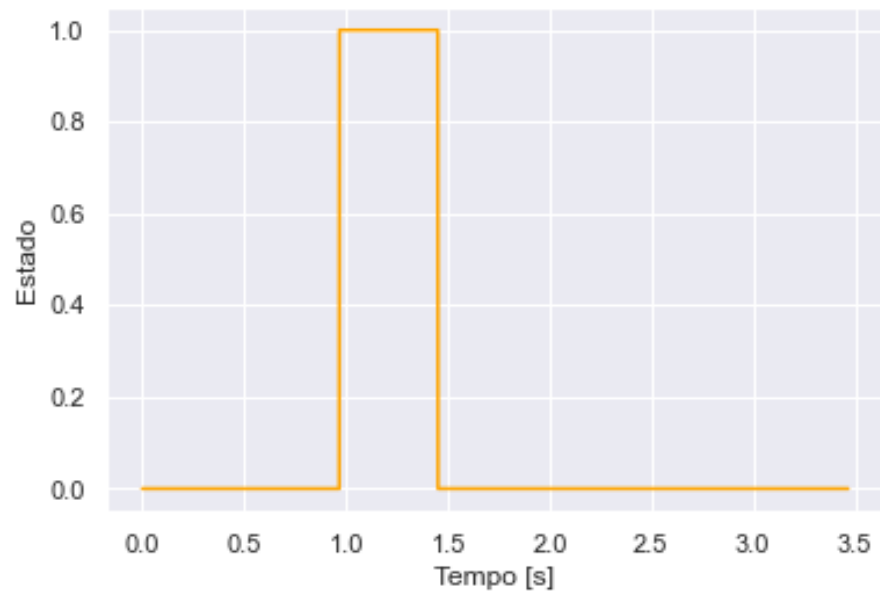
Trip Modelo Relé 21 Zona 1



Fonte: Autoria própria

Figura 70. Sinal de partida Zona 2

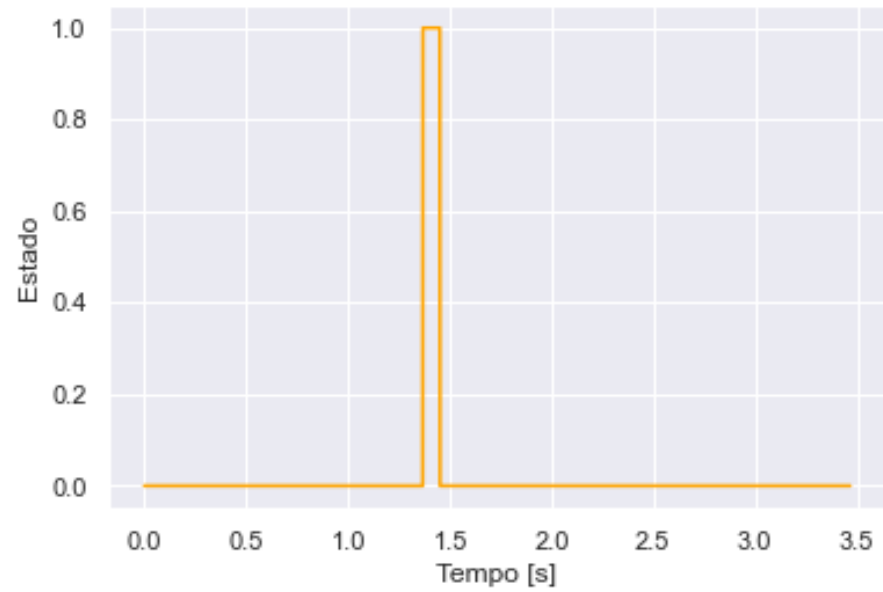
Partida Modelo Relé 21 Zona 2



Fonte: Autoria própria

Figura 71. Sinal de trip Zona 2

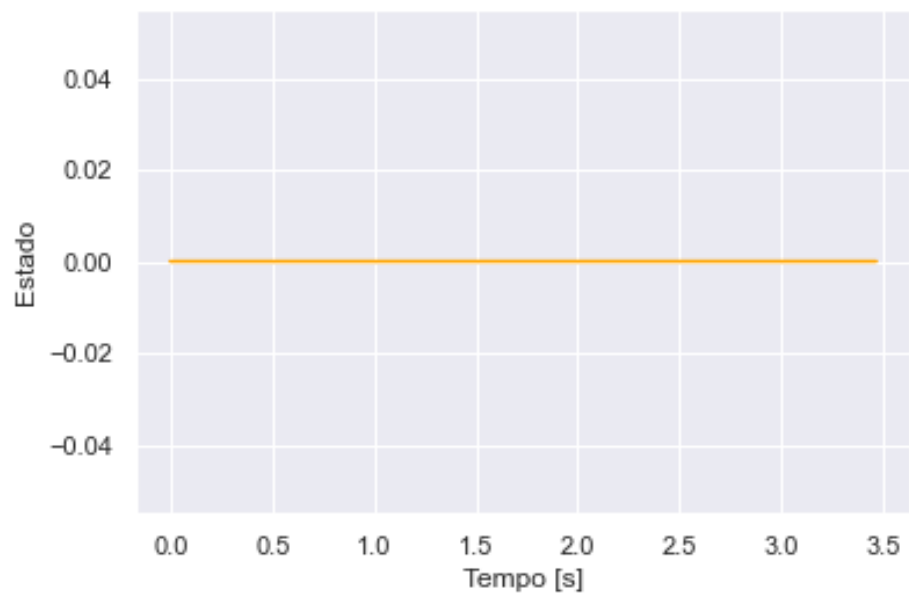
Trip Modelo Relé 21 Zona 2



Fonte: Autoria própria

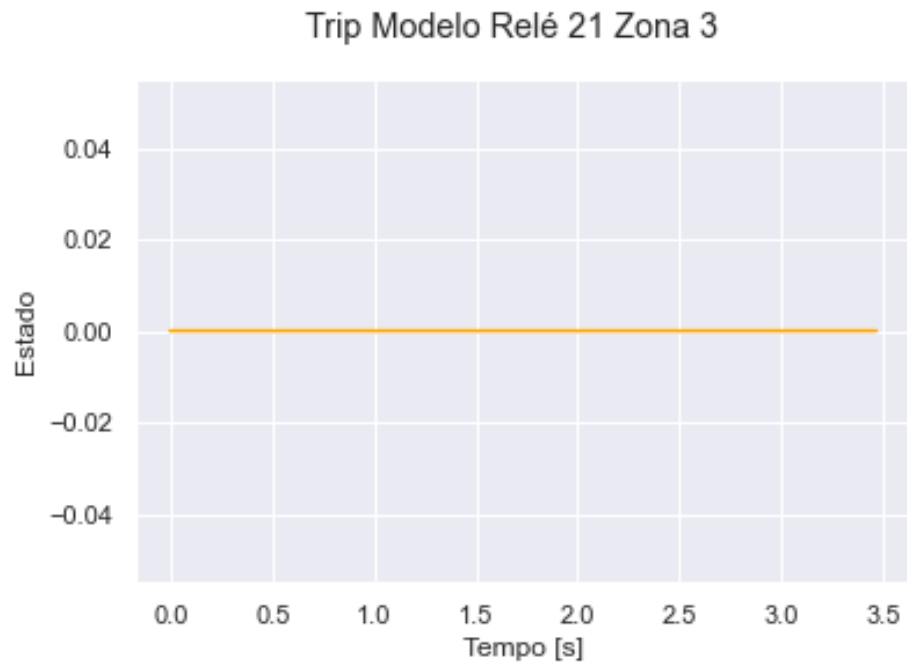
Figura 72. Sinal de partida Zona 3

Partida Modelo Relé 21 Zona 3



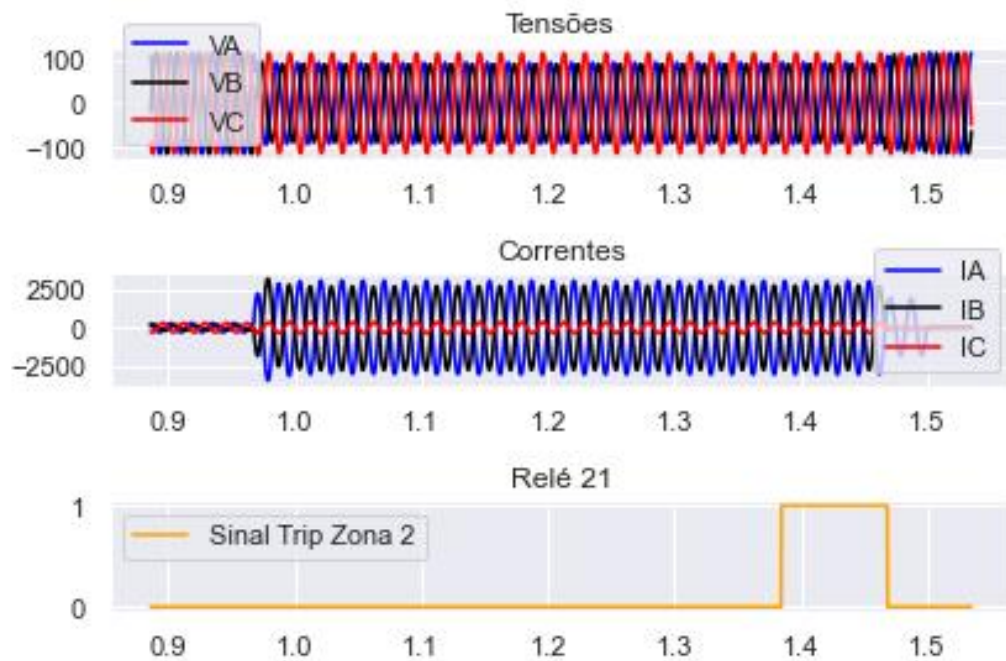
Fonte: Autoria própria

Figura 73. Sinal de trip Zona 3



Fonte: Autoria própria

Figura 74. Atuação da proteção



Fonte: Autoria própria

Para confirmar se a atuação do relé modelo realmente foi condizente, é feita sua comparação com a atuação do relé real. Os resultados desta comparação estão representados pelas figuras abaixo.

Figura 75. Sequencial de eventos relé real

14	Arquivo verificado as 10:00:00	
15	434		Partida distancia fase A	Operado
16	435		Partida distancia fase B	Operado
17	845		Disparo protecao	Operado
18	845		Distancia zona 2 21-2/21N2	Operado
19	941		Estado	Aberto
20	943		Partida neutro	Operado
21	945		Partida distancia fase B	Normalizado
22	005		Partida neutro	Normalizado
23	006		Partida distancia fase A	Normalizado
24	012		Disparo protecao	Normalizado
25	012		Distancia zona 2 21-2/21N2	Normalizado
26	549		Estado	Fechado
27	Arquivo verificado as 11:00:00	

Fonte: Autoria própria

Figura 76. Comparação atuação relé modelado e relé real

```

Atuação Proteção Distância Zona 2 encontrado na linha 18 no sequencial de eventos do relé real
Atuação Proteção Distância Zona 2 encontrado na linha 25 no sequencial de eventos do relé real

Não houve atuação de proteção de distância zona 1 tanto no relé modelado quanto no relé real

Proteção de distância zona 2 atuou no relé modelado e no relé real

Não houve atuação de proteção de distância zona 3 tanto no relé modelado quanto no relé real

```

Fonte: Autoria própria

Desta forma, conclui-se que o relé de proteção de distância desenvolvido pelo discente teve uma atuação correta, juntamente com o relé real. Isso se confirma pelas Figuras 74, 75 e 76, que indicam atuação de proteção de distância zona 2 para ambos os dispositivos. Essa concordância entre o relé modelado e o relé real reforça a eficácia do relé modelado e sua capacidade de desempenhar as funções de proteção desejadas.

Já para a análise de velocidade, o algoritmo desenvolvido computou um tempo de aproximadamente 415 ms entre o momento do início da falta e a emissão de sinal de trip (Figura 77). Já pela análise da proteção real, foi medido um tempo de aproximadamente 440 ms. Portanto, conclui-se que o relé modelado atuou em tempo adequado para um defeito em segunda zona.

Figura 77. Tempo de atuação da proteção

O intervalo de tempo entre o início do curto-circuito e o trip da proteção foi de: 415.2777878334746 milissegundos

Fonte: Autoria própria

5.2.5. Causa do desligamento

Não se tem informações a respeito da causa do desligamento.

5.3. Perturbação 3

5.3.1. Descrição

No dia 12/03/2023, às 21h48min, ocorreu o desligamento da LT X – Y 525 kV.

A linha de transmissão possui os seguintes parâmetros:

Tabela 7. Parâmetros da LT – Perturbação 3

Parâmetros LT	
Comprimento	49,40 km
Impedância Seq. Positiva	$5,2318 + j25,6036 \Omega$
Impedância Seq. Zero	$23,6992 + j61,8665 \Omega$

Fonte: Autoria própria

A subestação X conta com uma cadeia de proteção completa, a qual inclui a função 21 (proteção de distância). De acordo com a memória de cálculo do dispositivo, o relé 21 está configurado para atuar de acordo com a característica Mho, com os seguintes ajustes:

Tabela 8. Ajustes relé 21 – Perturbação 3

Ajustes relé 21			
Zona	1	2	3
Alcance	80% da LT	130% da LT	40% da LT
Direção	Frente	Frente	Reverso
Temporização	0 ms	400 ms	1100 ms

Fonte: Autoria própria

5.3.2. Identificação da fase faltosa

Neste caso, é evidente um comportamento anormal predominantemente nas senoides de tensão e corrente das fases A e C do circuito, conforme ilustra as Figuras 78, 79 e 80.

Figura 78. Sinais de tensão das fases A, B e C da LT protegida (TP de barra)

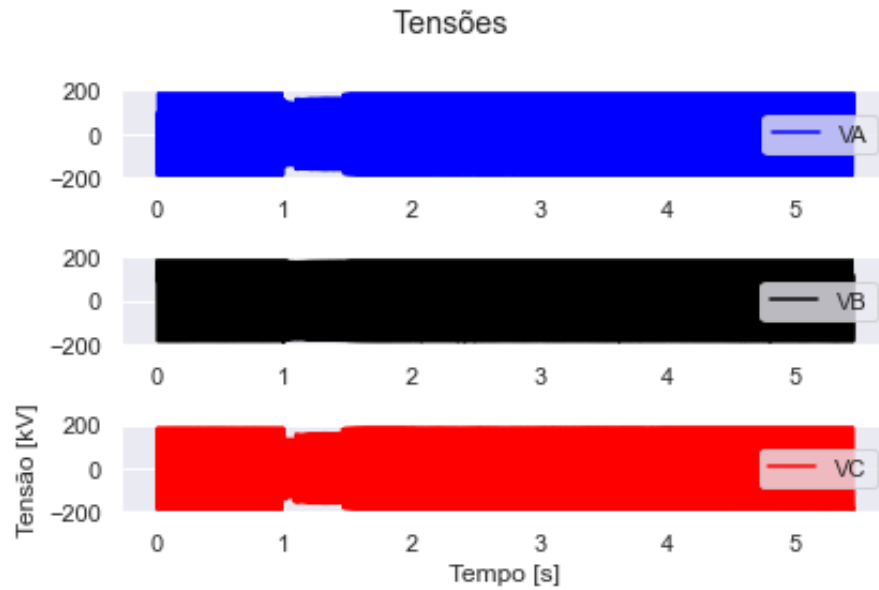


Figura 79. Sinais de corrente da LT protegida

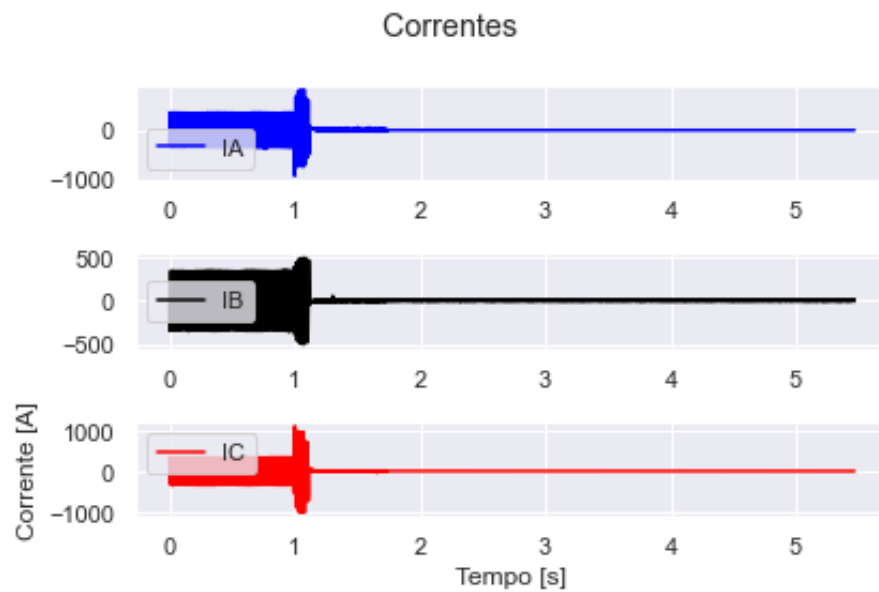
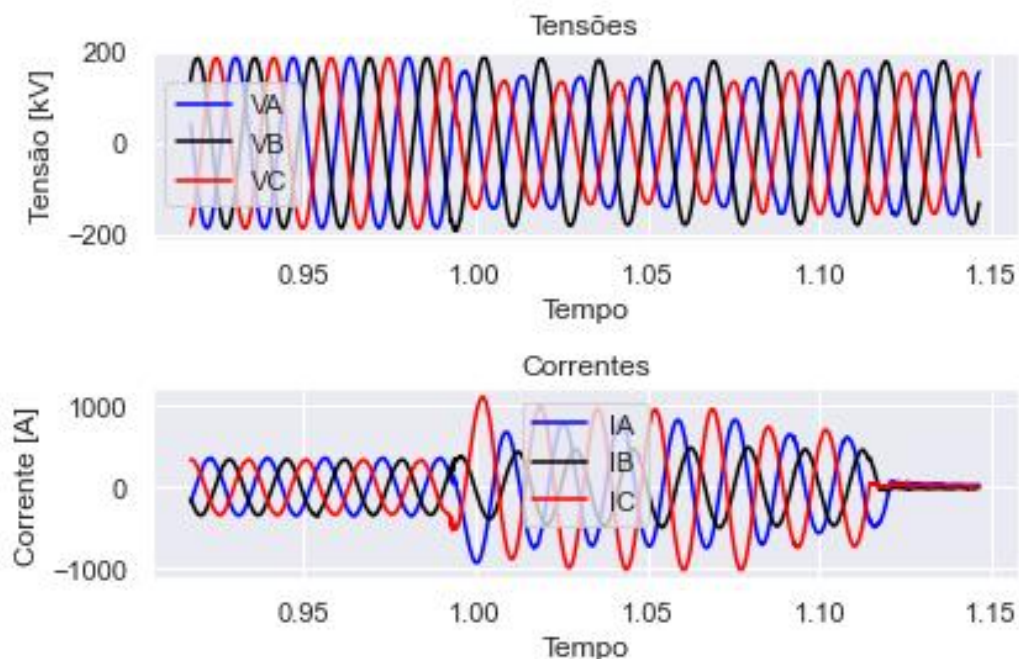


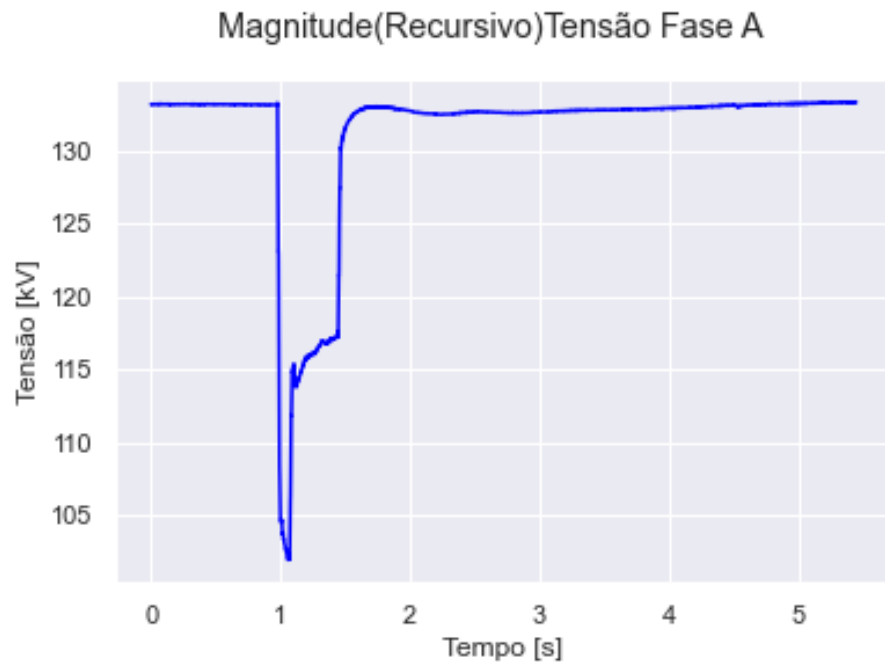
Figura 80. Sinais de tensão e corrente da LT protegida (zoom)



Fonte: Autoria própria

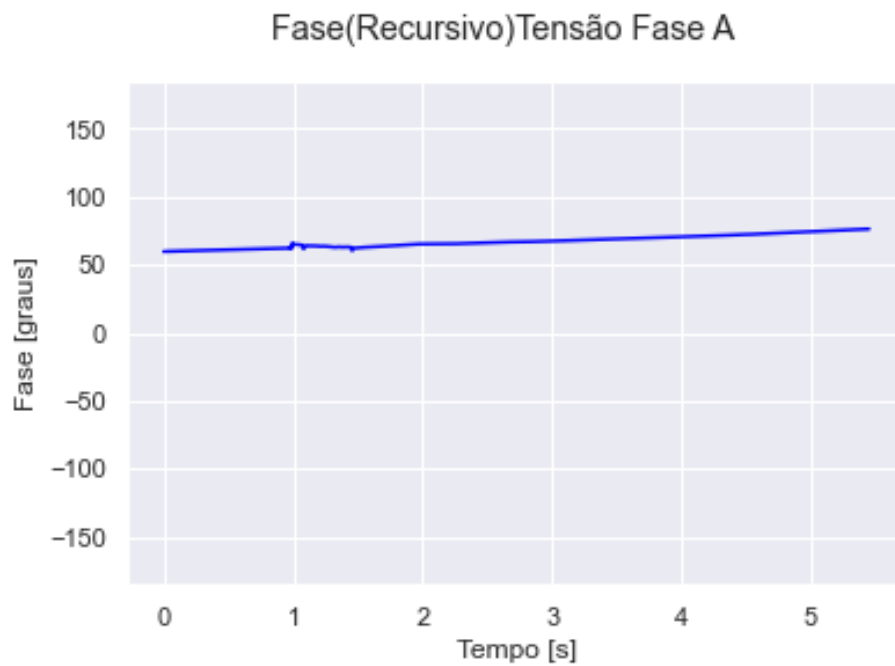
Já pelas Figuras 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87 e 88 ainda se pode observar o aumento da magnitude das correntes e afundamento das tensões nestas mesmas fases durante o período de falta, assinalando para um curto-circuito bifásico. No entanto, um adendo a se fazer, é que as variações de corrente nas fases defeituosas foram menos expressivas do que nas perturbações analisadas anteriormente, pois o valor eficaz máximo da magnitude neste caso presente atingiu valores próximos de 600 e 700 A nas fases A e C respectivamente, enquanto na Perturbação 1, por exemplo, observa-se uma sobrecorrente de valor muito mais elevado para uma linha de mesma tensão (230 kV) notando-se uma magnitude que chega na casa de 7000 A. Já para a Perturbação 2, que trata-se de uma linha de tensão inferior (138 Kv) nota-se valores próximos de 2000 A, mesmo para um defeito externo. Isso sugere que o defeito analisado (Perturbação 3), não ocorreu nas proximidades do terminal local onde o relé está instalado. Além disso, é bastante provável que tenha ocorrido externamente à linha monitorada, em uma localização bastante distante.

Figura 81. Magnitude (RMS) da tensão na fase A



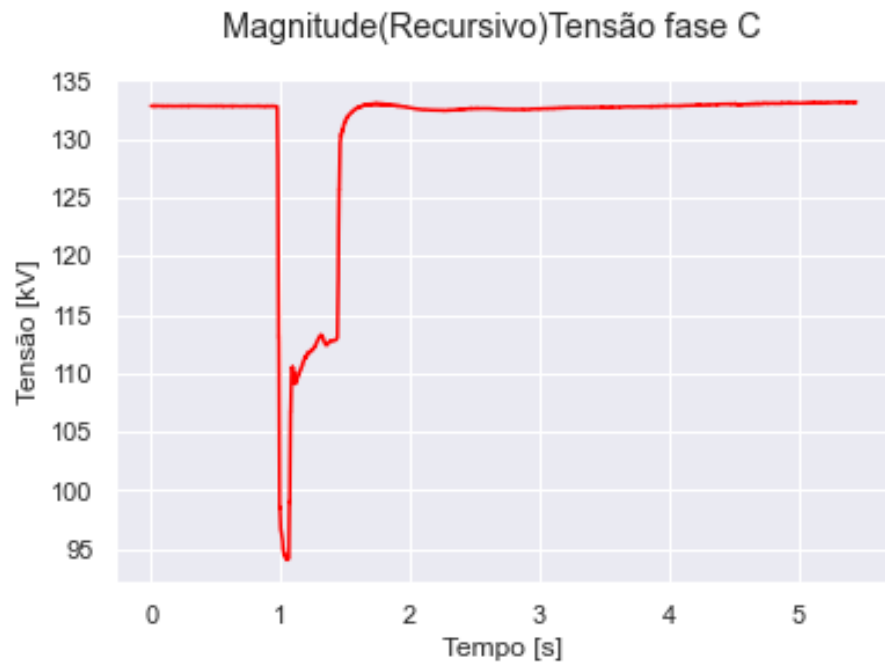
Fonte: Autoria própria

Figura 82. Ângulo da tensão na fase A



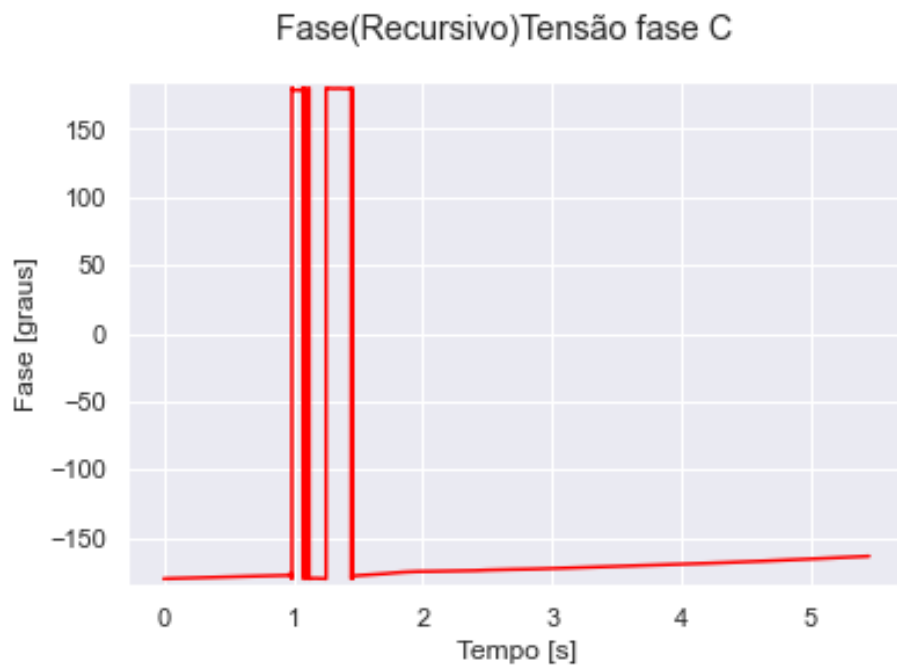
Fonte: Autoria própria

Figura 83. Magnitude (RMS) da tensão na fase C



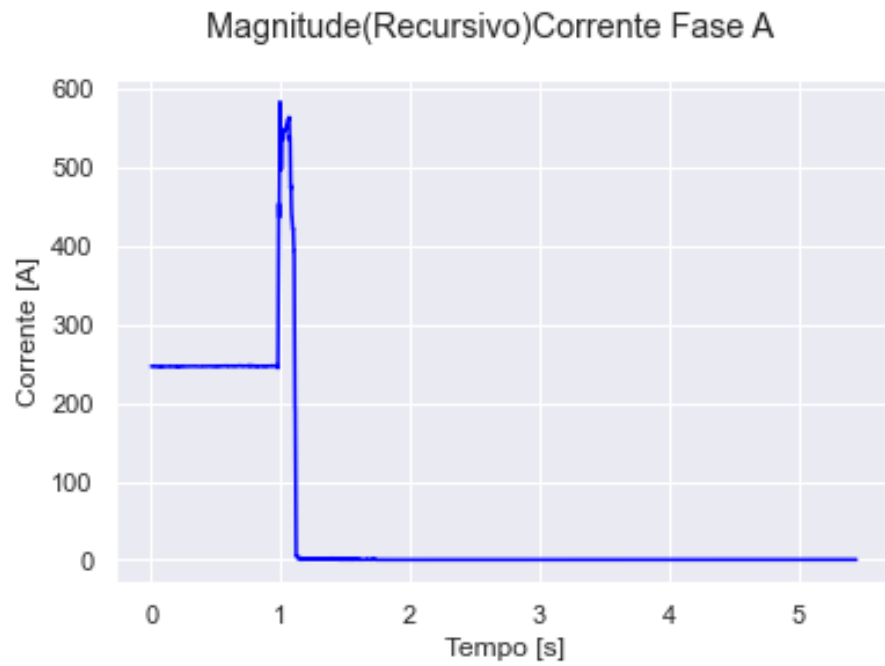
Fonte: Autoria própria

Figura 84. Ângulo da tensão na fase C



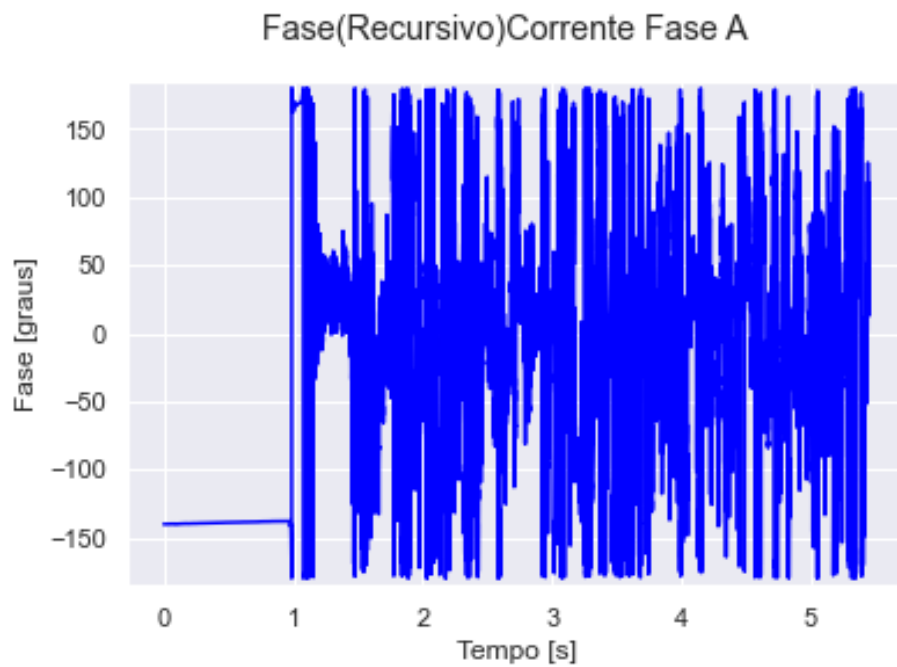
Fonte: Autoria própria

Figura 85. Magnitude (RMS) da corrente na fase A



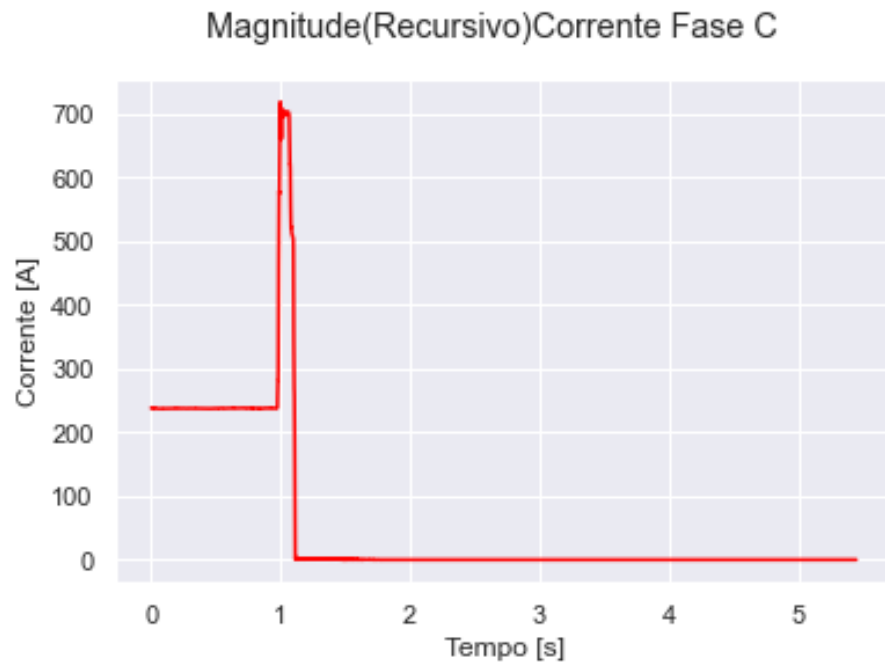
Fonte: Autoria própria

Figura 86. Ângulo da corrente na fase A



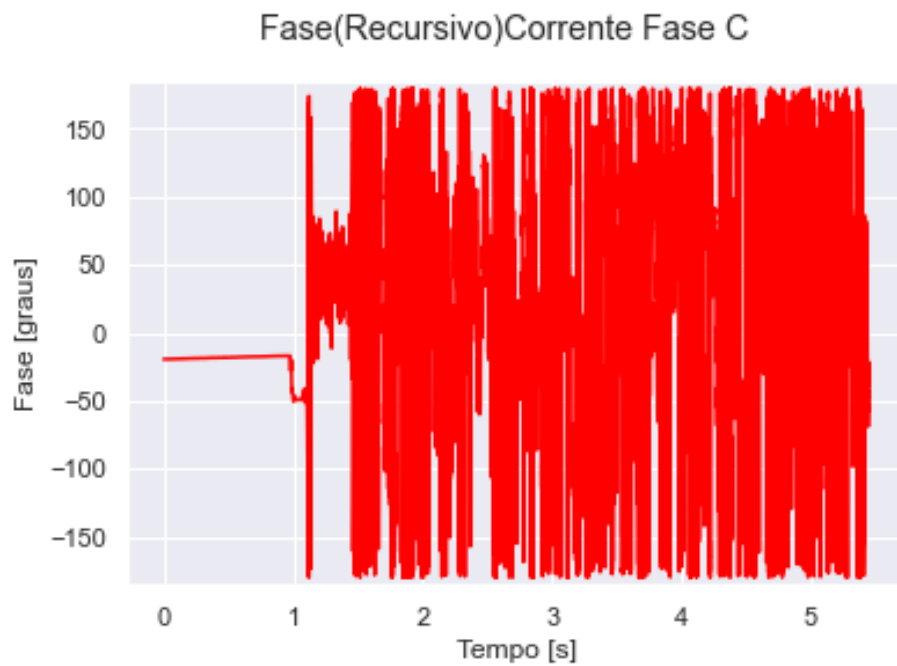
Fonte: Autoria própria

Figura 87. Magnitude (RMS) da corrente na fase C



Fonte: Autoria própria

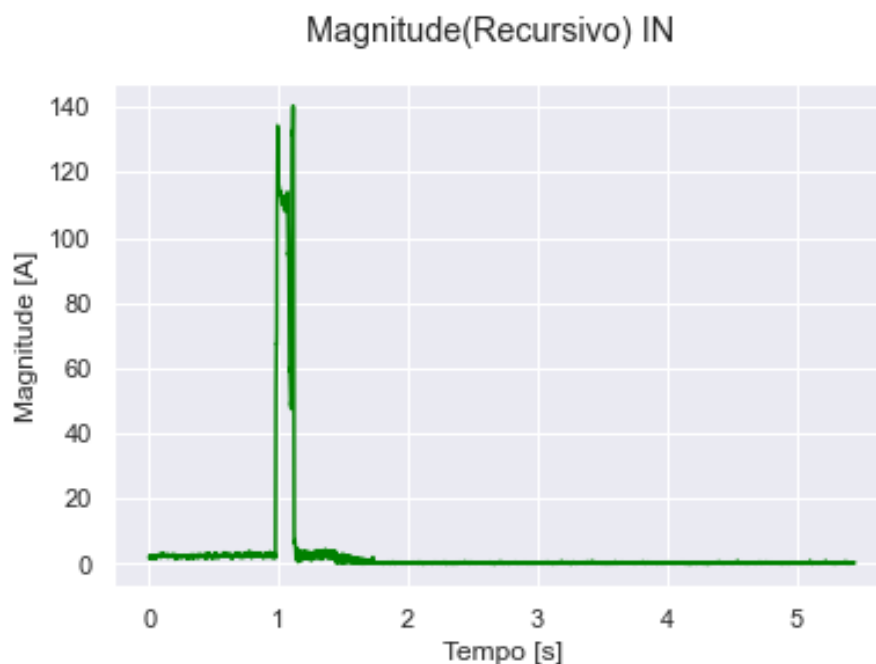
Figura 88. Ângulo da corrente na fase C



Fonte: Autoria própria

Já para a análise da conexão do curto-circuito à terra, pode-se observar pela Figura. 89, que no período de pré falta (tempo de 0 a 1 s), o circuito se encontrava equilibrado, ou seja, sem corrente residual. Já no tempo de 1 segundo do mesmo gráfico, a magnitude da corrente de neutro se eleva a valores próximos de 140 A.

Figura 89. Magnitude (RMS) da corrente de neutro



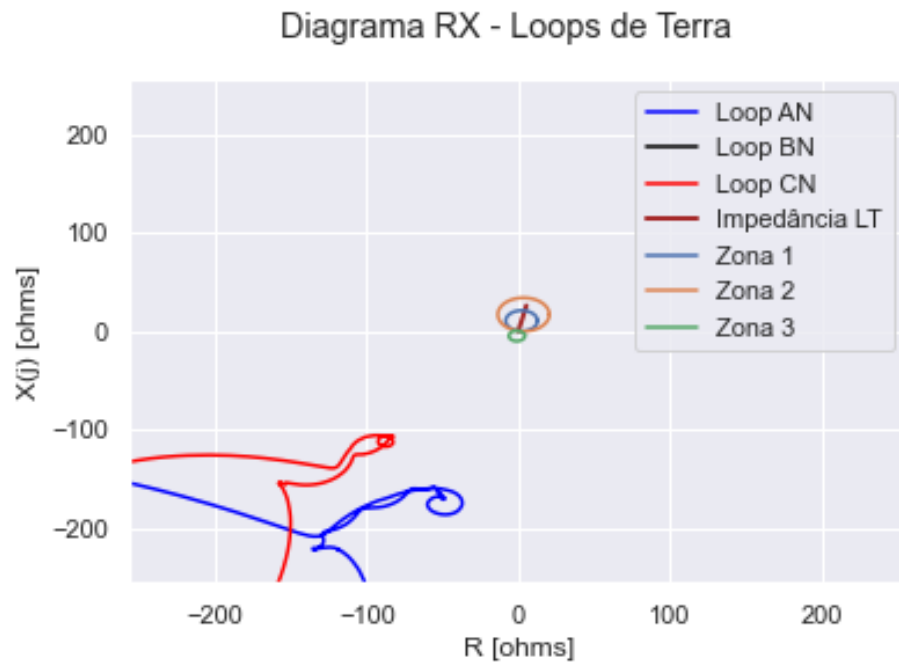
Fonte: Autoria própria

Dessa forma, pode-se afirmar que houve uma perturbação de natureza bifásica – terra (fases A e C à terra), que atingiu a linha de transmissão em questão.

5.3.3. Seleção do Loop de Falta e traçado do Diagrama RX

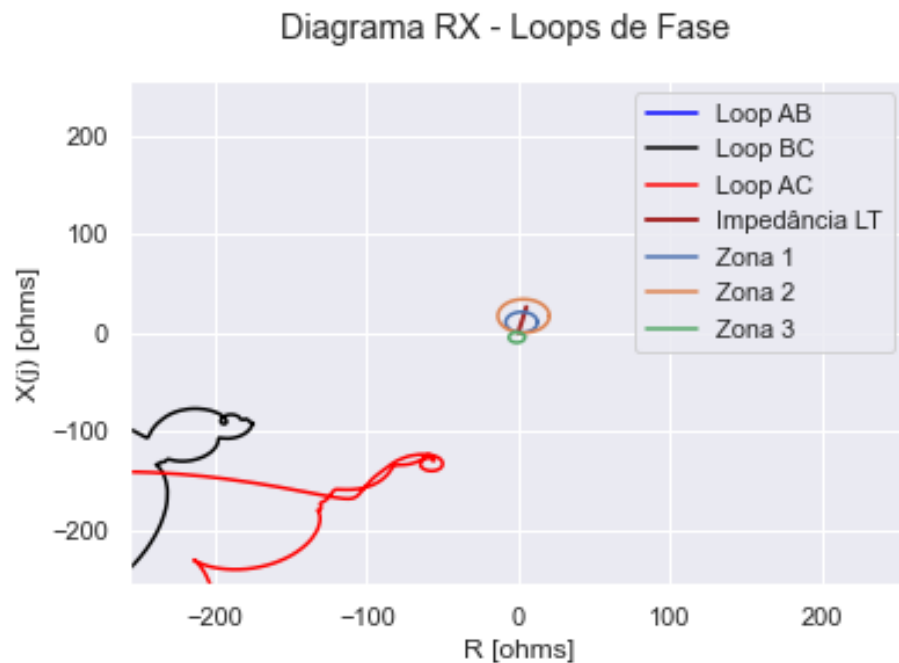
A dúvida em relação à localização do defeito mencionada anteriormente pode ser esclarecida agora por meio da análise dos Diagramas RX apresentados nas Figuras 90 e 91. Ao observar ambos os diagramas, é evidente que as impedâncias medidas pelo relé modelado não atravessaram nenhuma das zonas de proteção. Além disso, elas estão localizadas em quadrantes reversos e apresentam valores excessivamente elevados em comparação com a impedância da linha de transmissão protegida e os círculos característicos definidos pela proteção de distância Mho. Isso indica que a proteção fornecida pelo relé modelado não deve atuar em nenhuma das suas zonas, e espera-se o mesmo para o relé real.

Figura 90. Diagrama RX – Loops de Terra



Fonte: Autoria própria

Figura 91. Diagrama RX – Loops de Fase



Fonte: Autoria própria

A unidade de processamento selecionada pelo algoritmo do relé modelo foi a de fase C em relação à terra, conforme ilustrado na Figura 92. Essa escolha é coerente, uma vez que a

impedância medida nessa unidade foi a que mais se aproximou da impedância da linha de transmissão.

Figura 92. Seleção Unidade de Processamento

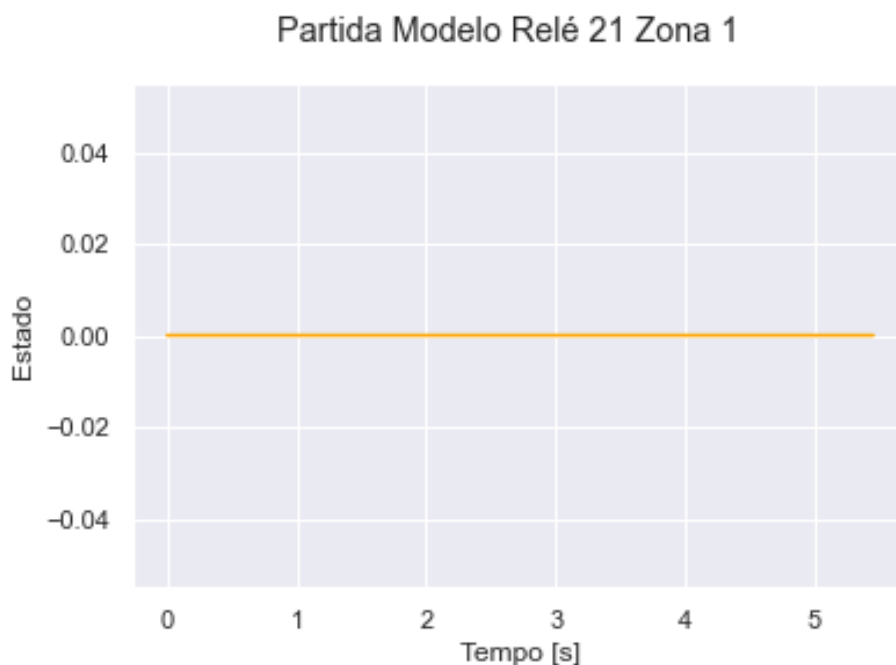
```
A unidade de processamento escolhida foi Z_21_C_Terra
```

Fonte: Autoria própria

5.3.4. Atuação da Proteção

Com base na análise dos gráficos RX realizada anteriormente, é esperado que a proteção modelada não emita nenhum sinal de partida ou trip para ambas as zonas de proteção, devido à impedância extremamente elevada do defeito. Ao examinar as figuras 93, 94, 95, 96, 97, 98 e 99 confirma-se o que foi previsto: não houve ativação da proteção, todos os sinais gerados pelo relé modelo estão em estado baixo (0).

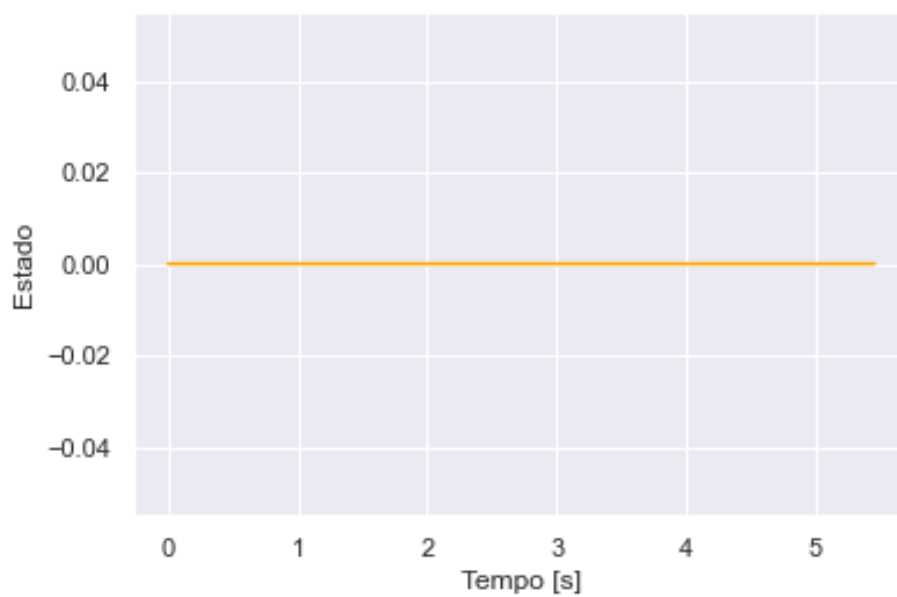
Figura 93. Sinal de partida Zona 1



Fonte: Autoria própria

Figura 94. Sinal de trip Zona 1

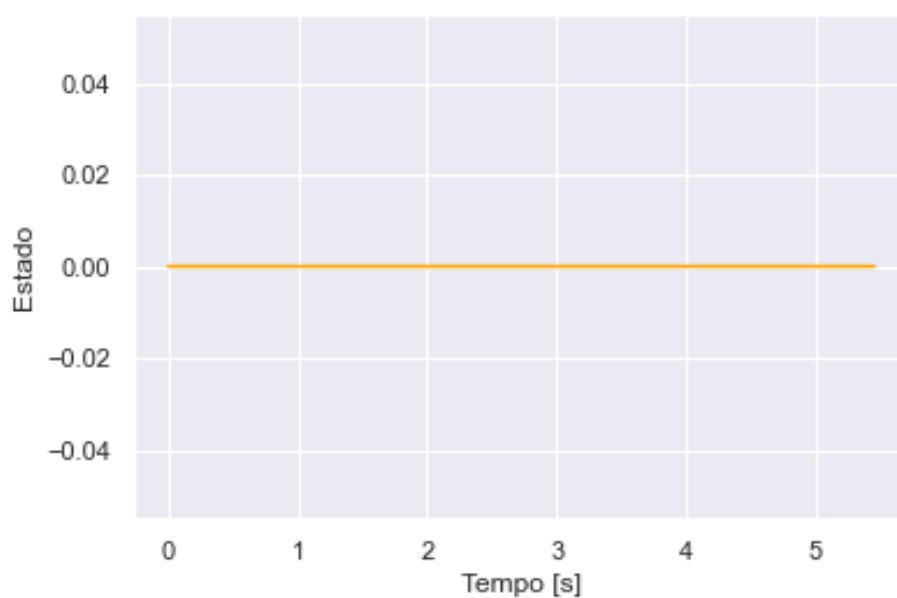
Trip Modelo Relé 21 Zona 1



Fonte: Autoria própria

Figura 95. Sinal de partida Zona 2

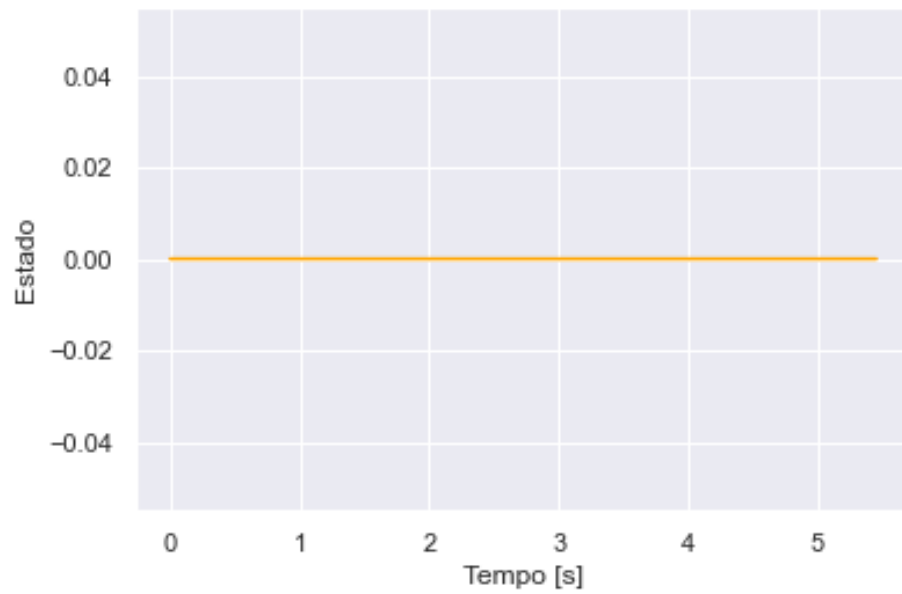
Partida Modelo Relé 21 Zona 2



Fonte: Autoria própria

Figura 96. Sinal de trip Zona 2

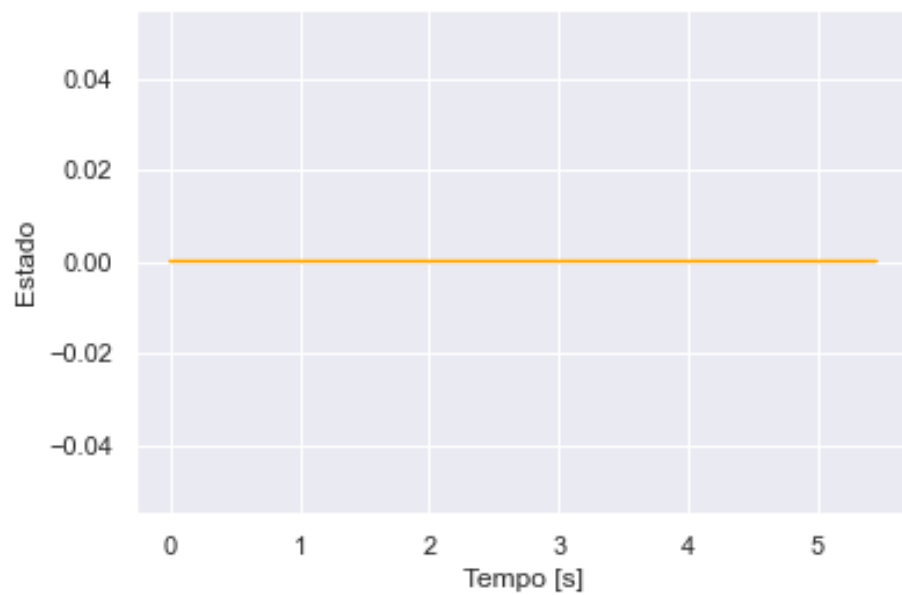
Trip Modelo Relé 21 Zona 2



Fonte: Autoria própria

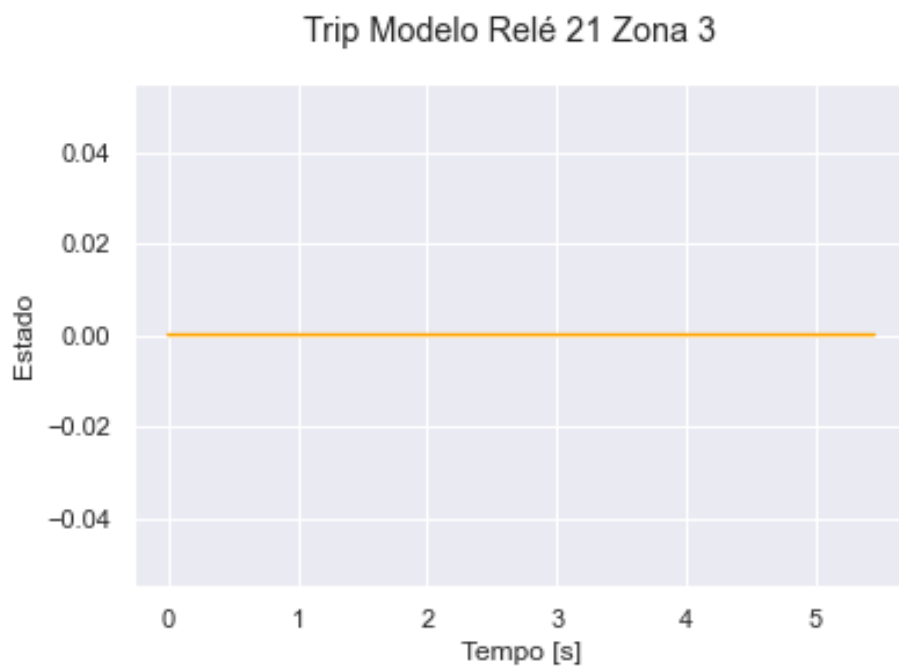
Figura 97. Sinal de partida Zona 3

Partida Modelo Relé 21 Zona 3



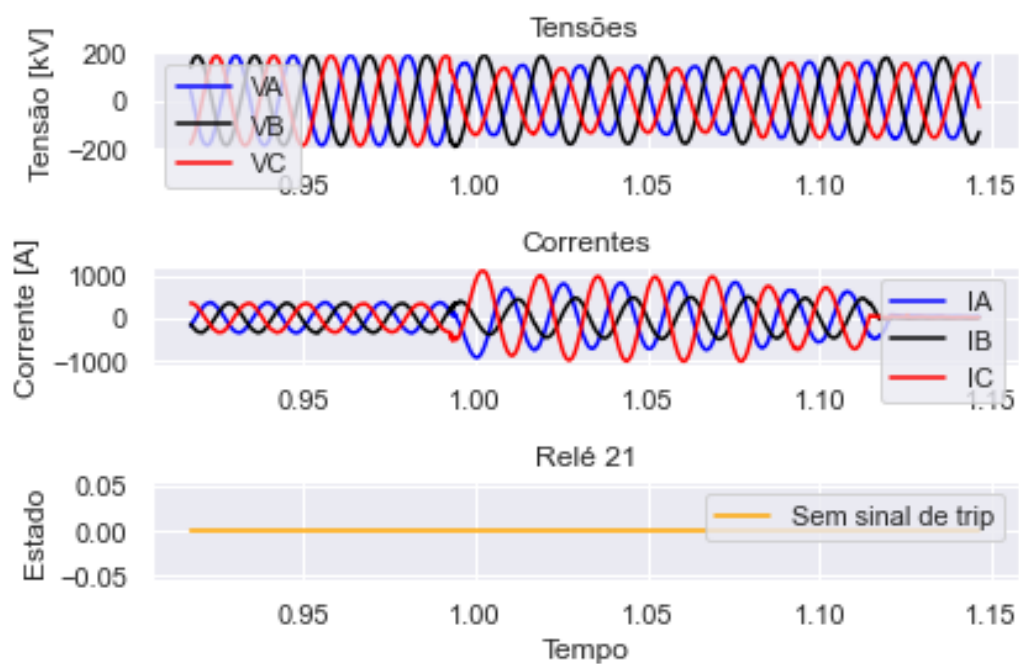
Fonte: Autoria própria

Figura 98. Sinal de trip Zona 3



Fonte: Autoria própria

Figura 99. Atuação da proteção



Fonte: Autoria própria

No entanto, ao observar a resposta gerada pelo algoritmo do relé desenvolvido pelo aluno ao comparar a atuação do relé modelo com o sequencial de eventos gerado pelo relé real (Figura 100), verifica-se que o algoritmo identifica uma atuação de proteção na zona 3 (conforme confirmado pela Figura 101).

Figura 100. Comparação atuação relé modelado e relé real

```

Atuação Proteção Distância Zona 3 encontrado na linha 80 no sequencial de eventos do relé real
Atuação Proteção Distância Zona 3 encontrado na linha 81 no sequencial de eventos do relé real

Não houve atuação de proteção de distância zona 1 tanto no relé modelado quanto no relé real

Não houve atuação de proteção de distância zona 2 tanto no relé modelado quanto no relé real

Proteção de distância zona 3 não atuou no relé modelado e atuou no relé real

```

Fonte: Autoria própria

Figura 101. Sequencial de eventos relé real

76		Bloqueio segundo harmônico fase B	Normalizado
77		Bloqueio segundo harmônico fase C	Normalizado
78		Recepção teleproteção	Operado
79		Recepção teleproteção	Operado
80		1-S Partida dist fase zona 3 21S	Operado
81		1-S Partida dist fase zona 3 21S	Normalizado
82		Disjuntor fase A	Aberto
83		Disjuntor fase C	Aberto
84		Disjuntor fase B	Aberto
85		Recepção teleproteção	Normalizado
86		Estado	Aberto
87		Recepção teleproteção	Normalizado

Fonte: Autoria própria

Com base nessas informações, pode-se concluir que o relé real teve uma atuação incorreta considerando as características do defeito. Portanto, é necessário realizar uma investigação aprofundada desse comportamento inadequado, verificando se o defeito foi realmente identificado por relés de linhas adjacentes e se os parâmetros definidos para o relé da subestação local, analisado nessa perturbação (Perturbação 3), estão configurados corretamente.

Esse resultado reforça o objetivo principal deste trabalho, pois cumpre a função de indicar que o relé real não funcionou adequadamente, podendo comprometer a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico e, portanto, providências devem ser tomadas para correção desta falha.

5.3.5. Causa do desligamento

Após uma investigação realizada pelo engenheiro responsável da empresa, foi constatado que o defeito de alta impedância de característica reversa analisado, de fato ocorreu em uma linha de transmissão adjacente, localizada atrás da subestação monitorada. Além disso, foi confirmado que a proteção de distância da zona 3 atuou incorretamente devido a ajustes inadequados de seus parâmetros.

5.4 Resultados gerais

A fim de complementar os resultados obtidos das Perturbações 1, 2 e 3, foram conduzidos testes adicionais para mais vinte perturbações distintas, porém de maneira mais objetiva. Como resultado desses testes, foi elaborada uma tabela que apresenta o desempenho do relé em termos de sua atuação correta ou incorreta, a zona de proteção que foi sensibilizada e o tempo de resposta comparando-os com os relés reais que atuaram em cada uma das perturbações analisadas. A tabela com os resultados pode ser encontrada abaixo.

Tabela 9. Resultados gerais

Resultados Gerais						
Perturbação	Zona Atuada Relé Modelo	Zona Atuada Relé Real	Tempo Atuação Relé Modelo	Tempo Atuação Relé Real	Atuação Relé Real Correta/ Incorreta	Atuação Relé Modelo Correta/ Incorreta
1	1	1	12 ms	19 ms	Correta	Correta
2	1	1	9 ms	60 ms	Correta	Correta
3	1	1	13 ms	21 ms	Correta	Correta
4	1	1	17 ms	37 ms	Correta	Correta
5	1	1	10 ms	25 ms	Correta	Correta
6	1	1	9 ms	8 ms	Correta	Correta
7	1	1	8 ms	16 ms	Correta	Correta
8	1	1	9 ms	15 ms	Correta	Correta
9	1	1	16 ms	40 ms	Correta	Correta
10	2	2	415 ms	435 ms	Correta	Correta
11	1	1	14 ms	30 ms	Correta	Correta
12	1	1	16 ms	41 ms	Correta	Correta
13	1	1	9 ms	14 ms	Correta	Correta

14	1	1	8 ms	12 ms	Correta	Correta
15	1	1	5 ms	28 ms	Correta	Correta
16	1	1	13 ms	5 ms	Correta	Correta
17	1	1	18 ms	39 ms	Correta	Correta
18	1	1	11 ms	28 ms	Correta	Correta
19	1	1	10 ms	8 ms	Correta	Correta
20	1	1	13 ms	50 ms	Correta	Correta

Fonte: Autoria própria

Com base nos dados apresentados, nota-se que o relé modelado apresenta desempenho satisfatório quanto a confiabilidade quando comparado com relés de outros fabricantes, pois o modelo operou corretamente em todos os casos de teste, inclusive cumprindo com os quesitos de sensibilidade, uma vez que as zonas de proteção sensibilizadas também são compatíveis entre ambos os dispositivos. No entanto, é evidente que existe uma diferença no tempo de atuação em comparação com os relés reais na maioria dos casos. Esse é um aspecto relevante a ser considerado, pois, a princípio, embora o equipamento modelado pareça ser mais rápido e, portanto, superior aos modelos de outros fabricantes, essa suposição não é verdadeira.

O primeiro ponto a ser discutido é o método utilizado para o processamento de sinais e a estimação de fasores. No caso do relé desenvolvido neste trabalho, utilizou-se a Transformada Discreta de Fourier para essa finalidade. Porém, é válido destacar que os diversos modelos de relés podem adotar outros métodos, como Mínimos Quadrados, Wavelet, entre outros, dependendo do fabricante e do dispositivo utilizado. Essa diferença de abordagem pode afetar o tempo necessário para realizar os cálculos, pois cada método pode requerer uma janela de tempo diferente, que pode variar de meio, um, dois ou mais ciclos do sinal analisado.

Contudo, o ponto mais relevante a ser considerado é a complexidade dos algoritmos implementados nos relés pelos principais fabricantes. Esses algoritmos são, em muitos casos, confidenciais e apresentam uma complexidade significativa. Essa complexidade tem como objetivo proporcionar uma identificação mais precisa de defeitos e cálculos de impedância, reduzindo a possibilidade de erros operacionais. Em alguns casos, os relés reais até mesmo utilizam um pequeno atraso, mesmo em zonas consideradas instantâneas, como medida de precaução para evitar operações indevidas causadas por transitórios.

Portanto, ressalta-se que os relés reais possuem filtros adicionais que o relé modelado não possui, tornando sua operação mais lenta, porém mais confiável.

6. Conclusão

Com a expansão do sistema elétrico brasileiro e a construção de linhas de transmissão cada vez mais extensas e de níveis de tensão elevados, torna-se imperativo possuir um sistema de proteção de alta confiabilidade que garantem a segurança de todos os ativos envolvidos neste processo. Dessa forma, é extremamente pertinente o estudo e análise das ocorrências nos sistemas e dos dispositivos de proteção atuantes.

Neste presente trabalho, foi possível através de uma abordagem completa compreender os princípios teóricos por trás de um relé de proteção digital e todos os outros componentes que atuam em conjunto com este e proporcionam um sistema de proteção completo das linhas de transmissão.

Além disso, com a explicação de alguns outros conceitos e revisão do estado da arte, foi possível desenvolver um método funcional, o qual foi aplicado e descrito, para criação de um modelo de relé de proteção de distância do tipo Mho.

Também foi possível notar, que com uma metodologia bem definida, a linguagem Python foi extremamente útil para aplicar este método através de um algoritmo e realizar a modelagem do relé, inclusive para a parte de análise, a qual através de diversos gráficos e respostas gerados pelo programa foi possível realizar uma análise completa e minuciosa sobre as características e naturezas das perturbações e sobre o desempenho do relé.

Já sobre a eficiência do relé modelado, foi comprovado através da análise das Perturbações 1, 2 e 3, que este possui ferramentas suficientes para realizar uma análise qualitativa completa para qualquer tipo de ocorrência que venha a ocorrer nas linhas de transmissão do setor elétrico, inclusive de detectar possíveis atuações incorretas de relés reais em operação. Além disso, através dos dados obtidos através dos outros inúmeros testes realizados em mais de 20 ocorrências reais que ocorreram no sistema elétrico brasileiro, foi possível realizar uma análise mais fiel a respeito do desempenho do relé modelado, indicando que este possui precisão nos quesitos de sensibilidade, confiabilidade e velocidade. Tornando plausível sua utilização para auxílio e suporte para engenheiros que atuam na área de proteção do sistema elétrico.

Por fim, este trabalho levantou questões importantes sobre análise de oscilografias, modelagem e desempenho de relés de proteção utilizando ferramentas de programação, despertando ideias e sugestões para trabalhos futuros como:

- Desenvolvimento de algoritmo preciso de identificação automática das fases faltosas envolvidas em uma perturbação.

- Desenvolvimento de algoritmo preciso de localização de defeitos em linhas de transmissão.
- Desenvolvimento de algoritmo capaz de fazer identificação automática da lentidão na emissão do sinal de trip de um relé de proteção.
- Desenvolvimento de algoritmo capaz de fazer identificação automática da lentidão no tempo de abertura de um disjuntor, ou até mesmo, da discrepância de tempo entre a abertura dos seus polos.
- Desenvolvimento de algoritmos baseados em inteligência artificial e aprendizado de máquina para diversos tipos de análise automática de oscilografias.

Referências

- ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 1999.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª Edição. Brasília: ANEEL, 2008.
- CHEN, B. **Fault Statistics and Analysis of 220-kV and Above Transmission Lines in a Southern Coastal Provincial Power Grid of China**. IEEE Open Access Journal of Power Energy, v. 7, p. 122-129, fev. 2020. DOI: 10.1109/OAJPE.2020.2975665.
- IBRAHIM, M. A. **Disturbance Analysis for Power Systems**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2012.
- C37.111.1991. **IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems**: New York: Intitute of Electrical and Electronic Engineers, Inc., 1991.
- C37.111.1999. **IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems**: New York: Intitute of Electrical and Electronic Engineers, Inc., 1999.
- C37.111.2013. **IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems**: New York: Intitute of Electrical and Electronic Engineers, Inc., 2013.
- KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 6ª Edição. Florianópolis: Geraldo Kindermann, 2018.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência v.1**. 2ª Edição. Florianópolis: Geraldo Kindermann, 2014.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência v.2**. 2ª Edição. Florianópolis: Geraldo Kindermann, 2014.
- LUSKOVÁ, M; LEITNER, B. **Societal vulnerability to electricity supply failure. Interdisciplinary Description of Complex Systems**, v. 20, n. 1, p. 16-26, nov. 2021. DOI: 10.7906/indecs.20.1.3.
- MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC-Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., 2011.
- MORETO, M.; ROLIM, J. G. **Análise automática de oscilografias em sistemas elétricos de potência**. Revista Controle & Automação, v. 21, n. 4, p. 1-16, jul./ago. 2010.
- ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de Rede, Submódulo 2.11, Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, registro de perturbações e teleproteção**. Vigência: 01/01/2021.

- ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de Rede, Submódulo 6.2, Análise da operação, ocorrências e perturbações e acompanhamento das providências.** Vigência: 21/12/2021.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications.** Ed. Springer, Power Electronics and Power Systems, 2008.
- PINHEIRO, P. H. B. S. et al. **Detailed Modelling and Analysis of Digital MHO Distance Relay with Single-Pole Operation.** Acta Polytechnica, v. 61, n. 4, p. 537-551, 2021. DOI: <https://doi.org/10.14311/AP.2021.61.0537>.
- TUN, W. W. et al. **Modelling and Simulation of Mho Type Distance Relay for High Voltage Transmission Line Protection Using MATLAB Software.** Journal on Advance Research in Electrical Engineering, v.3, n.2, p.1-7, out.2019.
- ZIN, A. A. M.; KARIM, S. P. A. **The Utilization of Digital Fault Recorders in Protection System Analysis on Tenaga Nasional Berhad Transmission System.** IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, v. 22, n. 4, pp. 2040-2046, out. 2007.

Anexo 1

Tabela 10. Tabela ANSI funções de proteção

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Relé de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou de descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição de partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Voltz por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual

44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detector de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial

88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 à 99	Usado para aplicações específicas
150	Indicador de falta à terra
AFD	Detector de arco voltaico
CLK	Clock
DDR	Sistema dinâmico de armazenamento de perturbações
DFR	Sistema de armazenamento de faltas digital
ENV	Dados do ambiente
HIZ	Detector de faltas com alta impedância
HMI	Interface Homem-Máquina
HST	Histórico
LGC	Esquema lógico
MET	Medição de Subestação
PDC	Concentrador de dados de fasores
PMU	Unidade de medição de fasores
PQM	Esquema de monitoramento de potência
RIO	Dispositivo Remoto de Inputs/Outputs
RTU	Unidade de terminal remoto/Concentrador de Dados
SER	Sistema de armazenamento de eventos
TCM	Esquema de monitoramento de Trip
SOTF	Fechamento sob falta

Complementação da Tabela ANSI:

50N - sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

51Q - relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas

51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão

51C - relé de sobrecorrente com controle de torque

50PAF - sobrecorrente de fase instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico

50NAF - sobrecorrente de neutro instantânea de alta velocidade para detecção de arco

voltaico

59Q - relé de sobretensão de seqüência negativa

59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G) , calculado ou TP em delta aberto

64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G. A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

67G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)

67Q - relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa

78 - Salto vetorial (Vector Shift)

Proteção Diferencial - ANSI 87:

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

87T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos)

87T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos)

87N - diferencial de neutro

REF – falta restrita à terra

87Q - diferencial de seqüência negativa (aplicado para detecção de faltas entre espiras em transformadores)

87G - diferencial de geradores

87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador

87SP - proteção diferencial de fase dividida de geradores

87V – Diferencial de tensão de fase

87VN – Diferencial de tensão de neutro

87B - diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância

Pode-se encontrar em circuitos industriais elementos de sobrecorrente ligados num esquema diferencial, onde os TC's de fases são somados e ligados ao relé de sobrecorrente.

Também encontra-se um esquema de seletividade lógica para realizar a função diferencial de barras.

Pode-se encontrar em algumas documentações o relé 68 sendo referido à função de seletividade lógica.

87M - diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado.

O percentual utiliza um circuito diferencial através de 3 TC's de fases e 3 TC's no neutro do motor.

O tipo autobalanceado utiliza um jogo de 3 TC's nos terminais do motor, conectados de forma à obter a somatória das correntes de cada fase e neutro. Na realidade, trata-se de um elemento de sobrecorrente, onde o esquema é diferencial e não o relé.

Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories (2014)