



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

PROJETO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DE UMA SUBESTAÇÃO DE TRANSMISSÃO

Antônio Augusto Pereira Lima

João Monlevade, MG
2025

Antônio Augusto Pereira Lima

PROJETO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DE UMA SUBESTAÇÃO DE TRANSMISSÃO

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.
Orientador: Prof. Dr. Thainan Santos Theodoro

Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2025

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

L732p Lima, Antonio Augusto Pereira.
Projeto de proteção e seletividade de uma subestação de
transmissão. [manuscrito] / Antonio Augusto Pereira Lima. - 2025.
67 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Thainan Santos Theodoro.
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia
Elétrica .

1. Energia elétrica - Transmissão. 2. Sistemas de energia elétrica. 3.
Sistemas de energia elétrica - Proteção. 4. Subestações elétricas. I.
Theodoro, Thainan Santos. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III.
Título.

CDU 621.31

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



FOLHA DE APROVAÇÃO

Antonio Augusto Pereira Lima

Projeto de proteção e seletividade de uma subestação de transmissão

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 04 de setembro de 2025

Membros da banca

Dr. - Thainan Santos Theodoro - Orientador(a) (Universidade Federal de Ouro Preto)
Dr. - Wilington Guerra Zvietcovich - Convidado(a) (Universidade Federal de Ouro Preto)
Dr. - Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho - Convidado(a) (Universidade Federal de Ouro Preto)

Thainan Santos Theodoro, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 30/09/2025.



Documento assinado eletronicamente por **Thainan Santos Theodoro, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 30/09/2025, às 21:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0973592** e o código CRC **5F913EEC**.

Eu dedico este trabalho a cada pessoa que tem o sonho de vencer na vida de forma honesta. Não desista, ser bom vale a pena.

Agradecimentos

Agradeço a minha família, por ter me proporcionado uma base forte para que eu construísse minha vida com muita dignidade e dedicação, sem eles eu não seria nada. Aos meus amigos por todo o suporte e risadas no ambiente altamente estressante da faculdade. A minha namorada por ter me incentivado e dado apoio em todos os momentos da graduação. Ao orientador do presente trabalho, por topar o desafio e me acompanhar desde o princípio. Por fim, agradeço a mim por ter visto sentido na conclusão do curso de Engenharia Elétrica e lutado muito para que isso acontecesse.

*"Uma pessoa sem foco morrerá afogada num mar de oportunidades."
– Manoel Gonçalves Delgado Júnior*

Resumo

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é uma das infraestruturas mais complexas e críticas da modernidade. Para garantir sua operação segura e confiável, é indispensável a aplicação de sistemas de proteção e seletividade eficientes, especialmente em subestações de transmissão. A complexidade do arranjo de barra dupla e disjuntor a quatro chaves, somada à sua importância estratégica no atendimento a grandes indústrias da região do Médio Piracicaba, tornou o desenvolvimento de um projeto de proteção e seletividade um desafio técnico relevante. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é desenvolver e testar as principais funções de proteção de fase da Subestação (SE) Barão de Cocais 3 (50/51, 67 e 87) utilizando o *software Matlab/Simulink*. Para isso, a SE foi modelada e as proteções parametrizadas com base nas correntes de curto-circuito. Foram realizados testes com a simulação de três faltas bifásicas e duas faltas trifásicas entre fases. É importante notar que este estudo não considerou detalhadamente transitórios e faltas monofásicas. Os resultados mostraram que, quando todas as funções de proteção estavam ativas, a falta foi eliminada de forma adequada pelas funções 50 e 87. Embora tenha havido uma pequena discrepância entre o resultado simulado e o previsto pelo coordenograma, isso ocorreu devido à simplificação adotada ao desconsiderar os transitórios. Analogamente, quando as funções 50 e 87 estavam inoperantes, o sistema conseguiu extinguir a falta por meio da função 67, comprovando a retaguarda e a seletividade. As principais contribuições deste trabalho incluem a explicação do funcionamento de uma SE de transmissão real e a construção passo a passo das principais funções de proteção, com a expectativa de que este estudo sirva como ponto de partida para outros projetos na indústria e no meio acadêmico.

Palavras-chave: Sistemas de potência, Subestações, Transmissão, Proteção.

Abstract

The Electric Power System is one of the most complex and critical infrastructures of modernity. To ensure its safe and reliable operation, the application of efficient protection and selectivity systems is essential, especially in transmission substations. The complexity of the double busbar and four-breaker arrangement, coupled with its strategic importance in supplying major industries in the Médio Piracicaba region, made the development of a protection and selectivity project a significant technical challenge. In this context, the objective of this work is to develop and test the main phase protection functions of the Barão de Cocais 3 substation (50/51, 67, and 87) using the Matlab/Simulink software. To do this, the substation was modeled, and the protection relays were parameterized based on short-circuit currents. Tests were performed simulating three two-phase faults and two three-phase faults between phases. It is important to note that this study did not consider transients and single-phase faults in detail. The results showed that, when all protection functions were active, the fault was adequately cleared by functions 50 and 87. Although there was a small discrepancy between the simulated result and the one predicted by the coordination diagram, this occurred due to the simplification adopted by disregarding transients. Similarly, when functions 50 and 87 were inoperative, the system managed to extinguish the fault through function 67, proving both backup protection and selectivity. The main contributions of this work include explaining the operation of a real transmission substation and the step-by-step construction of the main protection functions, with the expectation that this study will serve as a starting point for other projects in both industry and academia.

Keywords: Power systems, Substations, Transmission, Protection.

Lista de figuras

Figura 1 – Diagrama unifilar de operação da subestação Barão de Cocais 3 (230 kV).	14
Figura 2 – Pátio britado exposto ao tempo e barramento rígido nú - SE Barão de Cocais 3 (BCST).	20
Figura 3 – Modelo de tagueamento dos equipamentos adotado pela concessionária	22
Figura 4 – Arranjo dos equipamentos da SE BCST.	23
Figura 5 – Exemplificação dos vãos da SE Barão de Cocais 3 em sua configuração padrão.	24
Figura 6 – Curva comparativa entre atuação ideal e real da função de proteção 50.	30
Figura 7 – Curvas de atuação da função 51.	32
Figura 8 – Exemplo de configuração das medições de corrente para aplicação da proteção diferencial (87) de barra dupla.	33
Figura 9 – Exemplo de caso de atuação do relé diferencial (67).	34
Figura 10 – Modelo da SE BCST no <i>Simulink/Matlab</i>	36
Figura 11 – Diagramas da função de proteção 50 implementada no <i>simulink</i>	40
Figura 12 – Diagramas da função de proteção 51 implementada no <i>simulink</i>	41
Figura 13 – Diagramas da função de proteção 67 implementada no <i>simulink</i>	42
Figura 14 – Diagramas da função de proteção 87 implementada no <i>simulink</i>	43
Figura 15 – Módulo das correntes durante curto-circuito trifásico na Linha de Transmissão (LT) do vão 3.	45
Figura 16 – Coordenogramas de proteção de cada vão.	50
Figura 17 – Módulo das correntes durante de curto-circuito trifásico na barra.	52
Figura 18 – Módulo das correntes do vão 3 em relação da corrente de pickup de cada proteção.	53
Figura 19 – Relação entre os tempos de atuação das proteções e o tempo de sensibilização pela corrente de <i>pick up</i>	54
Figura 20 – Saídas de <i>trip</i> que atuam no disjuntor 3M4.	55
Figura 21 – Módulos das correntes de todos os vãos durante curto-circuito bifásico na barra.	56
Figura 22 – Sinais de <i>trip</i> da função 87 e das funções 50 dos vãos 3, 4 e 5.	56
Figura 23 – Módulo da corrente do vão 3 em relação da corrente de acionamento da função 50 do vão 3.	57
Figura 24 – Módulos das correntes durante curto-circuito trifásico na barra com as proteções 50 e 87 inativas.	58
Figura 25 – Saídas de <i>trip</i> de todas as proteções ativas na simulação.	58

Figura 26 – Módulos das correntes durante curto-circuito bifásico na barra com as proteções 50 e 87 inativas.	59
Figura 27 – Saídas de <i>trip</i> das proteções 51 e 67 de todos os vãos.	60
Figura 28 – Módulos das correntes de todos os vãos durante curto-circuito bifásico na LT do vão 6.	60
Figura 29 – Comparação entre a corrente de <i>pick up</i> da proteção 87 e a corrente diferencial durante o curto-circuito bifásico na LT do vão 6.	61

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tabela de classificação das Subestações (SE's) de acordo com nível de tensão	19
Tabela 2 – Segundo dígito do tagueamento dos equipamentos.	22
Tabela 3 – Terceiro dígito do tagueamento dos equipamento	22
Tabela 4 – Porcentagem de ocorrência em relação ao tipo de curto-circuito.	25
Tabela 5 – Principais causas de defeitos em barras.	26
Tabela 6 – Configurações dos blocos de fonte e carga.	37
Tabela 7 – Configurações dos blocos <i>Three-phase section line</i>	38
Tabela 8 – Dados do fluxo de potência utilizado na modelagem da subestação.	38
Tabela 9 – Módulo das correntes em regime permanente em A.	39
Tabela 10 – Correntes de curto-circuito nos vãos, considerando falha trifásica na LT do vão 3 e regime permanente em $t = 0, 25$ s.	45
Tabela 11 – Módulo da corrente no vão 3 durante diferentes curto-circuitos trifásicos, considerando regime permanente em $t = 0, 25$ s.	45
Tabela 12 – Correntes de <i>pick up</i> das proteções de sobrecorrente instantânea de casa um dos vãos da SE BCST.	46
Tabela 13 – Correntes de <i>pick up</i> das proteções de sobrecorrente temporizada de cada um dos vãos da SE BCST.	46
Tabela 14 – Correntes de <i>pick up</i> das proteções de sobrecorrente direcional de cada um dos vãos da SE BCST.	47
Tabela 15 – Corrente de <i>pick up</i> da função 87.	48
Tabela 16 – Resumo da parametrização das funções de proteção.	49
Tabela 17 – Configurações dos blocos de fonte e carga.	51
Tabela 18 – Atuação das proteções por cenário e vão.	62

Lista de Siglas

AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
DUO	Diagrama Unifilar de Operação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
LT	Linha de Transmissão
LT's	Linhas de Transmissão
SE	Subestação
SE's	Subestações
ONS	Operador Nacional do Sistema
BCST	Barão de Cocais 3
SIN	Sistema Interligado Nacional
PTW	Power Tools for Windows
BCST	Barão de Cocais 3
IED	Dispositivo Eletrônico Inteligente
IED's	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes
TC	Transformador de Corrente
TC's	Transformadores de Corrente
TP's	Transformadores de Potencial
CC	Corrente Contínua

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Considerações iniciais	13
1.2	Estado da Arte	14
1.3	Problema de Pesquisa	15
1.4	Objetivos	16
1.5	Justificativa	16
1.6	Metodologia	16
1.7	Organização do texto	17
2	FUNDAMENTOS	18
2.1	Subestações de transmissão	18
2.2	Classificação das subestações	18
2.2.1	Classificação de acordo com nível de tensão	18
2.2.2	Classificação de acordo com categoria de utilização	19
2.2.3	Classificação de acordo com formas de operação	19
2.2.4	Classificação de acordo com funções da subestação	19
2.2.5	Classificação de acordo com tipo construtivo	20
2.2.6	Classificação de acordo com o tipo de barramento	20
2.2.7	Classificação de acordo com o arranjo do barramento	21
2.3	Funcionamento da subestação	22
2.4	Faltas em sistemas elétricos de potência	24
2.4.1	Faltas nas barras	26
2.5	Proteção e Seletividade	27
2.6	Dispositivos de Proteção	28
2.7	Funções de proteção	28
2.7.1	Função Sobrecorrente não direcional Instantânea/Temporizada (50/51)	29
2.7.2	Função diferencial de corrente (87)	31
2.7.3	Função direcional de corrente (67)	33
3	DESENVOLVIMENTO	35
3.1	Modelagem da subestação	35
3.1.1	Fluxo de potência	38
3.2	Função de proteção de sobrecorrente instantânea (50)	39
3.3	Função de proteção de sobrecorrente temporizada (51)	41
3.4	Função de proteção de sobrecorrente direcional (67)	42
3.5	Função de proteção diferencial (87)	43

3.6	Parametrização dos relés	44
3.6.1	Parametrização relé de sobrecorrente instantâneo de fase (50)	44
3.6.2	Parametrização relé de sobrecorrente temporizada de fase (51)	45
3.6.3	Parametrização relé de sobrecorrente direcional (67)	46
3.6.4	Parametrização relé de sobrecorrente diferencial (87)	47
3.7	Coordenogramas de proteção	48
4	RESULTADOS	51
4.1	Cenário 1: Simulação de curto-circuito trifásico na barra com todas as 4 proteções ativas	51
4.1.1	Análise dos critérios de corrente durante curto-circuito trifásico na barra com todas as 4 proteções ativas	52
4.1.2	Análise dos critérios de tempo durante curto-circuito trifásico na barra com todas as 4 proteções ativas	52
4.1.3	Análise da coordenação de abertura dos disjuntores durante curto-circuito trifásico na barra com todas as 4 proteções ativas	55
4.2	Cenário 2: Simulação de curto-circuito bifásico na barra com todas as proteções ativas	55
4.3	Cenário 3: Simulação de curto-circuito trifásico na barra com as proteções 50 e 87 desativadas	57
4.4	Cenário 4: Simulação de curto-circuito bifásico na barra com as proteções 50 e 87 desativadas	59
4.5	Cenário 5: Simulação de curto-circuito bifásico na linha de transmissão com todas as proteções ativas	59
4.6	Resumo dos ensaios	61
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	63
5.1	Trabalhos futuros	64
	REFERÊNCIAS	65

1 Introdução

1.1 Considerações iniciais

O Sistema Elétrico de Potência é uma das criações mais complexas desenvolvidas pela humanidade (NREL, 2024). Ele é composto por milhares de equipamentos, incluindo geradores, linhas, subestações e cargas, todos interligados para garantir o fornecimento de energia. Além disso, esse sistema opera com alta disponibilidade, atendendo milhões de consumidores e diferentes setores diariamente. Sua complexidade é resultado de um planejamento cuidadoso e de uma operação que depende do trabalho coordenado de diversas equipes especializadas.

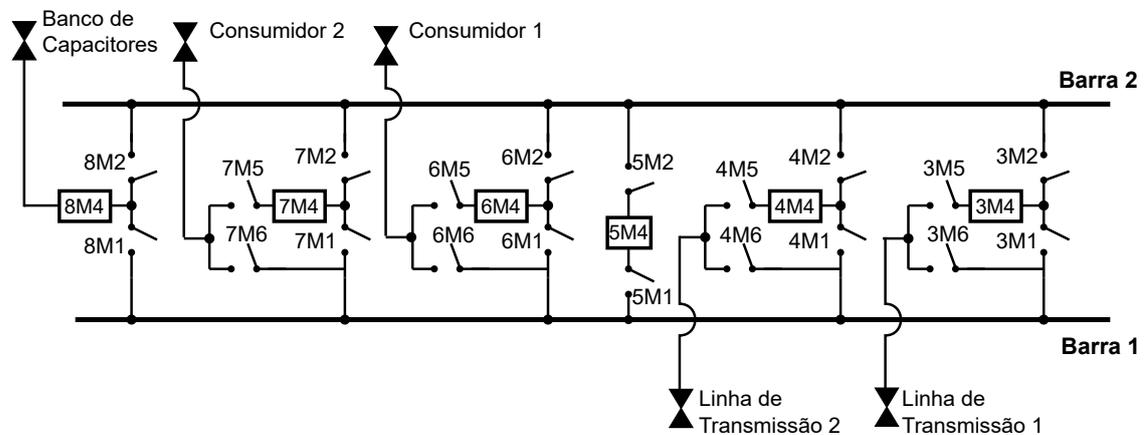
Para melhor compreensão de sua estrutura, o SEP pode ser subdividido em três segmentos principais: Geração, Transmissão e Distribuição. A etapa de Transmissão abrange níveis de tensão iguais ou superiores a 230 kV e é composta por dois grupos principais de componentes: as Linhas de Transmissão (LT's), responsáveis pela condução da corrente elétrica, e as SE's, que desempenham funções de interligação, possibilitando alternativas de alimentação e manobras operacionais para o Operador Nacional do Sistema (ONS). No Brasil, estima-se que a extensão das linhas de transmissão ultrapasse 200 mil quilômetros até 2028 (ONS, 2025a). Em comparação, a malha de transmissão dos Estados Unidos já supera 800 mil quilômetros (NREL, 2024), demonstrando a magnitude da infraestrutura necessária para garantir o fornecimento de eletricidade em larga escala. Já em relação à subestações de transmissão, De acordo com o ONS, existem cerca de 550 subestações com nível de tensão 230 kV ou superior no país. Fonte: (ONS, 2025b).

A robustez da infraestrutura de transmissão é fundamental para garantir a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente diante de falhas inesperadas, denominadas faltas. Para mitigar os impactos dessas ocorrências, torna-se imprescindível a implementação de sistemas de proteção que permitam identificar rapidamente a localização da falha, isolar os componentes afetados e restabelecer a transmissão no menor tempo possível. Dessa forma, a proteção das LT's e SE's desempenha um papel estratégico na operação segura do sistema elétrico, exigindo a atuação de especialistas em proteção e seletividade. O desenvolvimento de projetos nessa área demanda a seleção criteriosa de equipamentos de medição, a definição de lógicas operacionais adequadas e a parametrização detalhada dos sistemas de proteção, em especial dos relés. Esses fatores são ainda mais críticos em subestações de transmissão, onde os ativos possuem alto custo e falhas podem gerar impactos significativos para consumidores industriais e comerciais.

Diante dessa necessidade, este trabalho tem como foco o desenvolvimento de um projeto de proteção e seletividade para a subestação Barão de Cocais 3 (230 kV), cujo

Diagrama Unifilar de Operação (DUO) é apresentado na Figura 1.

Figura 1 – Diagrama unifilar de operação da subestação Barão de Cocais 3 (230 kV).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A subestação Barão de Cocais 3 é considerada de manobra e desempenha um papel estratégico na alimentação de grandes indústrias da região do Médio Piracicaba, como a White Martins e a Vale (Mina de Brucutu), Consumidores 1 e 2 respectivamente indicados na Figura 1. Sua configuração operacional inclui um arranjo de barra dupla com um disjuntor e quatro chaves, sem a presença de transformadores. O projeto a ser desenvolvido abrangerá o dimensionamento e parametrização das principais proteções de barra. Além disso, a modelagem e a análise do desempenho das proteções serão realizadas por meio de simulações *SimPowerSystems/Matlab* (transitórios eletromecânicos) frente a diferentes cenários de falhas.

1.2 Estado da Arte

O trabalho de Sartori (2011) aborda a proteção e seletividade de sistemas elétricos em um estudo de caso realizado na Gerdau Aços Longos S/A. O autor analisou a coordenação entre relés digitais em uma subestação de 230 kV e um centro de distribuição de 23 kV, utilizando o software Power Tools for Windows (PTW) para simulações. O estudo foi dividido em etapas, incluindo a análise do sistema elétrico da usina, cálculos de correntes de curto-circuito e ajustes nos parâmetros dos relés para garantir a proteção eficiente dos equipamentos. Essa divisão foi utilizada como base para o presente trabalho devido à ótima sequência lógica e fluidez do conteúdo. Além disso, o autor concluiu que as modificações realizadas foram bem-sucedidas, mas destacou a necessidade de ajustes contínuos nos relés devido a mudanças no sistema elétrico, visando otimizar a seletividade e reduzir tempos de atuação.

A dissertação de Negrão (2015) apresenta uma metodologia para a coordenação e seletividade da proteção direcional de sobrecorrente em sistemas de transmissão de energia elétrica. Os conceitos relacionados a proteção primária e de retaguarda citados pelo autor são muito interessantes e aplicáveis em outros projetos, como o que será apresentado no presente trabalho. Porém o foco da dissertação é a metodologia proposta, esta utiliza critérios específicos para ajustar relés direcionais sem a necessidade de análises topológicas detalhadas, baseando-se em dados de estudos de curto-circuito. A implementação foi realizada por meio de algoritmos que permitem a análise individual de cada relé, simplificando a coordenação e otimizando o processo. O trabalho resultou em uma ferramenta computacional capaz de gerar ajustes automáticos e coordenogramas de proteção, facilitando a análise e a tomada de decisão. Os testes realizados em sistemas reais e modelos padrão, como o sistema IEEE 14 barras, demonstraram a eficácia e agilidade da metodologia, embora desafios como ajustes adicionais para condições específicas possam ser necessários.

A monografia de Frade (2016) também aborda a proteção de SEP, com foco na análise da seletividade dos relés de proteção na Subestação Três Corações. O estudo foi realizado utilizando relés digitais SEL 351-A, avaliando eventos ocorridos entre setembro de 2015 e fevereiro de 2016. A metodologia incluiu a análise de oscilografias dos relés para identificar falhas, verificar ajustes de proteção e avaliar a atuação dos dispositivos na interrupção de falhas. Essas análises e consequentes ajustes nas proteções foram muito importantes para assimilar os eventos que acontecem no momento das faltas para aplicar no presente trabalho. Concluiu-se que a maioria dos eventos esteve associada a condições climáticas adversas e que a seletividade dos relés foi eficaz em isolar as falhas. O autor destacou a importância de ajustes contínuos para minimizar impactos ao sistema e garantir a confiabilidade do fornecimento de energia.

O trabalho de conclusão de curso de Feitosa (2023) apresenta um estudo de seletividade e proteção focado nas funções de sobrecorrente para o Complexo Eólico Pedra do Sal. Foram utilizados os softwares Anafas e PTW para cálculos de curto-circuito e análise de coordenogramas de proteção. A utilização dessas ferramentas pelo autor deu luz a ideia de utilizar alguns recursos extras no presente trabalho. Além disso, o estudo detalha os ajustes das funções de proteção de fase, neutro e diferencial do transformador, assegurando a coordenação e seletividade do sistema. Constatou-se que os ajustes propostos garantiram a proteção eficiente do complexo eólico, destacando a importância de estudos contínuos para manutenção da confiabilidade e desempenho do sistema.

1.3 Problema de Pesquisa

O projeto de proteção e seletividade de uma subestação de transmissão de energia elétrica é um desafio técnico complexo, que exige conhecimentos especializados não plena-

mente abordados na graduação. Trata-se de um campo dominado por grandes empresas e profissionais com vasta experiência, dado que envolve uma série de detalhes críticos para garantir a segurança de pessoas, a integridade dos equipamentos e a continuidade do fornecimento de energia. Diante disso, surge o problema: como desenvolver um projeto eficiente que assegure a proteção e a seletividade de uma subestação, conciliando a teoria acadêmica com as exigências práticas do setor elétrico?

1.4 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é desenvolver um projeto de proteção e seletividade para a subestação Barão de Cocais 3, uma subestação muito importante para a rede básica do SIN. Para isso, foi elaborado o projeto de proteção e seletividade das funções de proteção 50/51, 67 e 87 de fase utilizando o *software Matlab*. Além disso, o *Matlab* será utilizado para a obtenção das correntes de curto-circuito, servindo de base para o dimensionamento e ajuste dos relés.

Para atingir este objetivo, foram elencados os seguintes objetivos específicos:

1. Realizar uma revisão bibliográfica sobre subestações de transmissão e sistemas de proteção;
2. Simular subestação através da utilização do *Software SimPowerSystems/Matlab*;
3. Modelar e parametrizar as funções de proteção 50/51, 67 e 87;
4. Simular diversas condições de falha usando o ambiente *SimPowerSystems/Matlab* e verificar eficácia do projeto.

1.5 Justificativa

Em comparação com outros ramos da engenharia elétrica, o tema projetos de proteção de SEP não é tão explorado em trabalhos acadêmicos, dessa forma, o presente trabalho irá servir de base para futuras produções e tornará mais atual a discussão dentro do meio acadêmico. Além disso, uma outra motivação desta monografia é o aprendizado de conteúdos que são imprescindíveis para profissionais que irão ingressar no mercado de trabalho no ramo de sistemas de potência e são pouco abordados durante a graduação.

1.6 Metodologia

A fim de atingir os objetivos propostos, serão adotados os seguintes procedimentos metodológicos:

1. Revisão bibliográfica sobre subestações;
2. Revisão bibliográfica sobre faltas no sistema elétrico;
3. Revisão bibliográfica sobre filosofias de proteção e seletividade;
4. Modelagem da subestação Barão de Cocais 3 usando o ambiente *SimPowerSystems/Matlab*;
5. Estudo de curto-circuito utilizando o software *Matlab*;
6. Modelagem do sistema de proteção e simulação das faltas utilizando o ambiente *SimPowerSystems/Matlab*.

1.7 Organização do texto

Este trabalho é constituído de mais 4 capítulos, além deste capítulo introdutório. No Capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre subestações, faltas no sistema elétrico e filosofias de proteção e seletividade. No Capítulo 3, é apresentado o desenvolvimento do projeto de proteção e seletividade da subestação Barão de Cocais 3. No Capítulo 4, são apresentados os resultados obtidos nas simulações de faltas. Finalmente, a partir dos resultados encontrados, é desenvolvido o Capítulo 5 com conclusões e propostas de melhorias.

2 Fundamentos

2.1 Subestações de transmissão

Para iniciar essa seção, é importante solidificar o conceito sobre o que é uma subestação de transmissão de energia. Dessa forma, de acordo com a ABNT (1992), as subestações de transmissão de energia são instalações compostas por um conjunto de equipamentos responsáveis pela transformação, redistribuição, seccionamento e medição da energia elétrica gerada nas usinas.

Após esclarecimento de um dos conceitos chave dessa seção, é possível especificar qual subestação será objeto de estudo do presente trabalho. A SE escolhida para a realização do projeto de proteção e seletividade foi BCST, conforme mostrado na Figura 1, que se encontra no distrito de Cocais pertencente a cidade de Barão de Cocais no estado de Minas Gerais. O principal motivo da escolha foi a relativa simplicidade da planta devido a ausência de transformadores de potência, que tornariam o projeto muito mais complexo.

2.2 Classificação das subestações

Para tornar o trabalho mais palpável e a fim de entender melhor como a subestação funciona, esta será classificada de acordo com diversos critérios presentes na literatura. As classificações serão direcionadas pelo livro *Subestações de Alta tensão* escrito por Mamede (2021). Nesse sentido, essas classificações tornarão mais claros os aspectos funcionais, estruturais e filosóficos da SE para ficar melhor explicado em qual tipo de planta o projeto de proteção e seletividade será desenvolvido.

2.2.1 Classificação de acordo com nível de tensão

Primeiramente, uma das informações mais importantes é em relação aos níveis de tensão que as SE's operam. Essa informação irá refletir em sua importância, dimensão dos equipamentos, nível de segurança, entre outros aspectos. Nesse sentido, a classificação se dá em 5 possibilidades de acordo com a Tabela 1. É notória a diferença entre Alta Tensão (AT) e Média Tensão (MT), sendo que a partir de 69 kV os ativos são ditos de AT. Outra informação importante de notar é que a partir do nível IV os equipamentos são pertencentes à rede básica operada pelo ONS por se tratarem do sistema de transmissão.

Seguindo a classificação apresentada na Tabela 1, a SE BCST se enquadra nos critérios de **Subestação de Alta Tensão Nível IV** por possuir nível de tensão igual a 230 kV. Esse tipo de subestação é muito utilizado no Brasil e está presente em todas as regiões na Rede Básica do SIN.

Tabela 1 – Tabela de classificação das SE's de acordo com nível de tensão

Nível	Classificação	Faixa de tensão (kVca)
I	Média Tensão	2,3 - 25
II	Média Tensão	34,5 - 46
III	Alta Tensão	69 - 145
IV	Alta Tensão	230 - 440
V	Alta Tensão	> 500

Fonte: Adaptado de Mamede (2021)

2.2.2 Classificação de acordo com categoria de utilização

Como a subestação Barão de Cocais 3 não apresenta transformadores de potência, o que inviabiliza sua classificação como subestação elevadora ou abaixadora, trabalha em corrente alternada, o que inviabiliza sua classificação como subestação de corrente contínua ou de conversão, e não é uma subestação industrial ou de distribuição, sua classificação é de **Subestação de Manobra**. Isso significa que serve de intermédio e chaveamento para linhas de transmissão e interliga a Rede básica entre si e entre grandes clientes.

2.2.3 Classificação de acordo com formas de operação

Esse é um aspecto muito interessante de se analisar e que traz a tona a evolução que existe hoje no mercado de energia. Algumas décadas atrás, a maioria das subestações possuíam equipes permanentes de operadores que muitas vezes trabalhavam em revezamento de turno operando as instalações 24 horas por dia, o que caracterizada sua operação como presencial. Hodiernamente, o cenário é outro. A SE BCST é só mais um exemplo de **Subestação Supervisionada** que possui sistema de telecomando. Isso significa que a maioria das manobras conseguem ser realizadas remotamente pelo Centro de Operações da concessionária, diminuindo a necessidade de intervenções presenciais dos colaboradores da empresa.

2.2.4 Classificação de acordo com funções da subestação

Devido a SE BCST fazer interface entre subestações centrais (mais próximas aos blocos de geração) e duas grandes empresas (grandes blocos de carga), ela se encaixa na classificação de **Receptora de Transmissão**. A fim de explicitar ainda mais essa classificação, é interessante salientar que chegam duas linhas advindas de duas subestações diferentes (SE Taquaril e SE João Monlevade 2) e saem duas linhas para dois consumidores distintos. Outras possibilidades de classificação são: central de transmissão (SE's anexas a centrais geradoras), de subtransmissão (onde se localizam os alimentadores primários da rede de distribuição) e de consumidor.

2.2.5 Classificação de acordo com tipo construtivo

Apesar dos tipos construtivos de subestações também estarem evoluindo muito nos últimos anos com o surgimento de SE's cada vez mais compactas e com equipamentos conjugados, a SE BCST é do tipo **convencional com barramentos nus**. Isso significa que todos os equipamentos de potência se encontram em um pátio de brita expostos ao tempo. Nesse sentido, os disjuntores, chaves seccionadoras, para-raios, transformadores de potencial e de corrente, barramentos, capacitores e demais ativos precisam ser dimensionados para suportarem as intempéries. Em contraponto, existem outros tipos construtivos como subestações abrigadas, subestações ao tempo com barramentos isolados, opção para SE's que não possuem tanto espaço físico e precisam diminuir a distancia de isolamento entre os equipamentos, e instalações blindadas em cubículos metálicos.

2.2.6 Classificação de acordo com o tipo de barramento

Os barramentos são os pontos de ligação entre as linhas que chegam de outras subestações e as linhas que se direcionam em relação aos blocos de carga. Na subestação estudada esses são **rígidos e nus**, barras de alumínio ocas para melhorar a refrigeração e não pintadas. A tinta utilizadas em alguns barramentos tem o objetivo de melhorar a capacidade máxima de condução, mas ao serem utilizados ao tempo se deterioram e aumentam a retenção de calor do equipamento, prejudicando sua performance. Atualmente esse tipo de barramento é mais utilizado nas subestações de transmissão do que os constituídos por cabos de cobre. A Figura 2 exemplifica tanto a classificação anterior quanto a atual ao capturar os equipamentos da SE BCST expostos ao tempo no pátio de brita e conectados aos barramentos rígidos e nus.

Figura 2 – Pátio britado exposto ao tempo e barramento rígido nú - SE BCST.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

2.2.7 Classificação de acordo com o arranjo do barramento

Esse é um dos tópicos mais importantes quando se trata de subestações. As filosofias de arranjo de barramento são inúmeras e existem para todos os tipos de classificação de SE's, variando de acordo com a quantidade de ativos e posição das conexões entre disjuntores e chaves seccionadoras. Quanto maior a quantidade de equipamentos, maior o custo do projeto e maior é a flexibilidade para realização de manobras. É interessante salientar, que quanto maior o nível de tensão de uma SE, mais interessante se torna o aspecto flexibilidade, uma vez que durante a ocorrência de uma falta em ativos que operam em níveis de tensão iguais ou superiores a 230 kV, existe uma grande chance de interromper o fornecimento de energia para grandes blocos de carga se não existirem manobras disponíveis para contornar as adversidades no sistema.

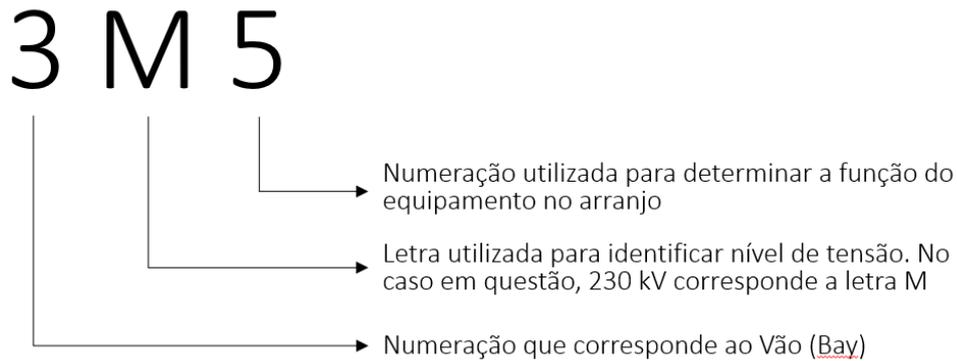
Nesse sentido, o arranjo na SE BCST é de **Barramento Duplo, 1 disjuntor a 4 chaves** e conta com 6 vãos. Vão ou *bay* (termo muito utilizado na bibliografia internacional) são denominações utilizadas para se referir a unidades funcionais dentro de uma subestação, ou seja, conjunto de equipamentos ligados aos barramentos que executam determinada função como por exemplo: entrada de linha, saída de linha, transformação e acoplamento de barras. Dito isso, a subestação possui 2 barramentos trifásicos (serão referenciados como Barra 1 e Barra 2) e 6 *bays* enumerados de 3 a 8, em sua maioria, possuindo 1 disjuntor e 4 chaves seccionadoras justificando o nome da filosofia. A numeração começa pelo número 3 devido a SE ter sido projetada com margem para uma possível expansão com inserção dos vãos 1 e 2, mas até agora nenhuma obra foi executada nesse sentido.

Antes de explicar o funcionamento de cada um dos vãos, é necessário esclarecer como é a distribuição dos equipamentos de acordo com o arranjo utilizado pelo projetista. Cada um dos vãos (exceto o vão 5 que é de acoplamento de barras e o vão 8 que é do banco de capacitores) possui uma chegada ou saída de linha e o primeiro equipamento de seccionamento presente é uma chave seccionadora que possui seu código terminado no número 5 (códigos definidos pelas concessionárias), como por exemplo 3M5.

Após os equipamentos terminados em 5, existem os disjuntores responsáveis por abrir os circuitos sobre carga. Esses possuem código terminados com o número 4. Depois dos disjuntores, o arranjo disponibiliza duas chaves seccionadoras conectadas em série, a primeira para conectar o vão à Barra 1 (final de código 1) e a segunda para conectar a Barra 2 (final de código 2). Além disso, existe uma chave que possui final de código com a numeração 6 que serve como alternativa para indisponibilidade do disjuntor do *bay*, o famoso *bypass*. Dessa forma, a norma de taguemento dos equipamentos é ilustrada na Figura 3 e explicada na Tabela 2 e Tabela 3 e a configuração padrão SE BCST para um vão genérico de entrada ou saída de linha X é apresentada na Figura 4a.

Todos os *bays* da SE BCST seguem esse padrão, com exceção ao vão de acoplamento e do vão do Banco de Capacitores. Apesar de serem *bays* mais simples devido

Figura 3 – Modelo de tagueamento dos equipamentos adotado pela concessionária



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Tabela 2 – Segundo dígito do tagueamento dos equipamentos.

Segundo dígito	F	H	J	K	L	M	P	U
Nível de Tensão (kVca)	13,8	34,5	69	138	161	230	345	500

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Tabela 3 – Terceiro dígito do tagueamento dos equipamento

Terceiro dígito	Função do equipamento
1	Seccionadora conectada a barra 1
2	Seccionadora conectada a barra 2
4	Disjuntor
5	Seccionadora de entrada de linha
6	Seccionadora de bypass do disjuntor do vão

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

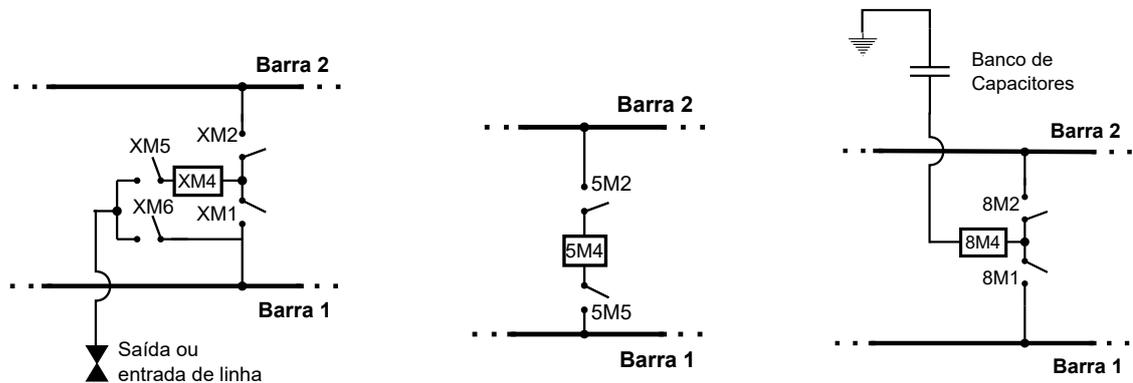
possuir apenas 1 disjuntor e duas chaves, o vão de acoplamento é imprescindível para o perfeito funcionamento dessa filosofia de arranjo como será explicitado no decorrer do trabalho e o *bay* do banco de capacitores é de suma importância para o ONS. A configuração do vãos de acoplamento e banco de capacitores são ilustrados na Figura 4b e na Figura 4c respectivamente.

2.3 Funcionamento da subestação

Uma vez explicitado o arranjo dos vãos de acordo com a filosofia barramento duplo, 1 disjuntor a 4 chaves, é possível aprofundar no funcionamento da SE. Para dar início a discussão, é interessante ressaltar a configuração de cada um dos *bays* da SE:

- **Vão 3: entrada de linha de 230 kV vinda da Subestação Taquaril.** A confi-

Figura 4 – Arranjo dos equipamentos da SE BCST.



- (a) Vãos de entrada ou saída de linha. (b) Vão de acoplamento de barras (*bay* 5). (c) Vão do banco de capacitores (*bay* 8).

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

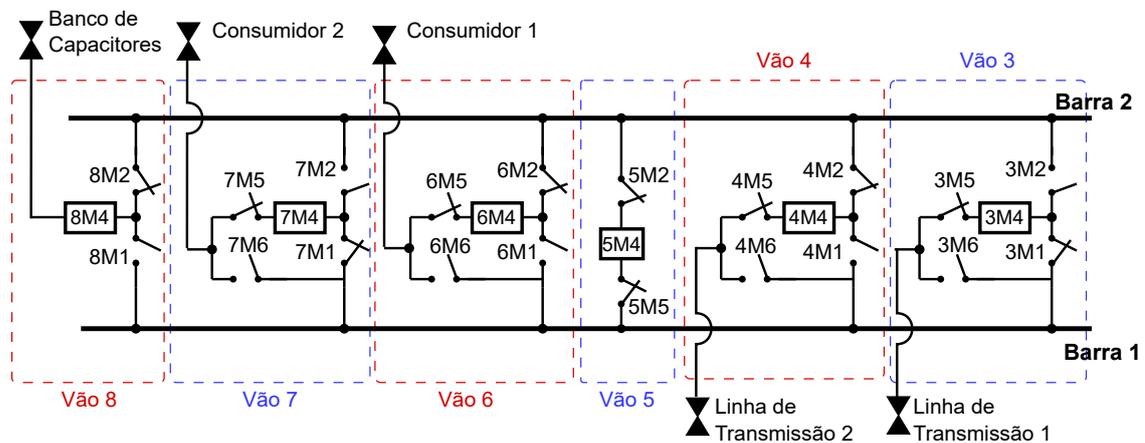
guração padrão conta com as chaves seccionadoras 3M5 e 3M1 fechadas, o disjuntor 3M4 fechado e as chaves 3M2 e 3M6 abertas. Dessa forma, o vão 3 alimenta a Barra 1;

- **Vão 4: entrada de linha de 230 kV vinda da Subestação Monlevade 2.** A configuração padrão conta com as chaves seccionadoras 4M5 e 4M2 fechadas, o disjuntor 4M4 fechado e as chaves 4M1 e 4M6 abertas. Dessa forma, o vão 4 alimenta a Barra 2;
- **Vão 5: é responsável por fazer o acoplamento entre as Barras 1 e 2.** Sua configuração normal conta com todos os três dispositivos fechados, as chaves 5M2 e 5M5 e o disjuntor 5M4. É importante salientar que esse bay é responsável por manter as duas barras energizadas e equipotencializadas;
- **Vão 6: saída de linha de 230 kV para a empresa consumidora 1.** A configuração padrão conta com as chaves seccionadoras 6M5 e 6M2 fechadas, o disjuntor 6M4 fechado e as chaves 6M1 e 6M6 abertas. Dessa forma, o vão 6 alimentado pela Barra 2;
- **Vão 7: saída de linha de 230 kV para a empresa consumidora 2.** A configuração padrão conta com as chaves seccionadoras 7M5 e 7M1 fechadas, o disjuntor 7M4 fechado e as chaves 7M2 e 7M6 abertas. Dessa forma, o vão 7 alimentado pela Barra 1;
- **Vão 8: responsável por colocar e retirar de operação o banco de capacitores.** Apesar de ser a concessionária, de forma remota através do telecontrole ou

presencial através dos operadores, que opera o banco de capacitores esta só coloca ou retira de operação de acordo com sinalizações do ONS. O banco é preferencialmente ligado na Barra 2 através da chave 8M2, mas dependendo da situação pode ser conectado a outra barra.

A configuração explicitada acima é ilustrada na Figura 5. Nesse sentido, é possível imaginar diversos cenários alternativos para verificar o quão versátil é o arranjo utilizado. Como por exemplo, o cenário muito recorrente de manutenção em disjuntores, que é possível ser contornado fechando as chaves de final 6 (chaves seccionadoras de *bypass* de disjuntor) e abrindo o disjuntor e as chaves de final 5 (entrada ou saída de linha), 1 e 2 (conexões com as barras).

Figura 5 – Exemplificação dos vãos da SE Barão de Cocais 3 em sua configuração padrão.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Outro cenário atípico que pode ser contornado tranquilamente através da operação da SE é a solicitação de corte de energia por parte de um dos consumidores. Com a simples abertura do disjuntor do vão correspondente é possível interromper o fornecimento de energia de apenas um dos consumidores sem afetar em nada o outro.

Em resumo, é interessante perceber que é possível transferir qualquer um dos vãos de uma barra para a outra, o que gera uma gama enorme de possibilidades de configurações para as mais diversas situações que possam vir a ocorrer como defeitos em chaves seccionadoras, disjuntores, faltas e necessidades dos consumidores.

2.4 Faltas em sistemas elétricos de potência

De acordo com Mamede (2011), algumas condições podem perturbar, mesmo que momentaneamente, o equilíbrio do sistema de potência. Dessa forma, é necessário que as proteções do sistema sejam capazes de identificar qual a natureza da falta e agir de forma

a conter os danos dessa anomalia. A seguir, serão explanadas algumas condições anormais que ocorrem para solidificar o conhecimento acerca dessas faltas e poder direcionar melhor o projeto das proteções.

Os sistemas são projetados para suportar sobrecargas durante determinados tempos, segundo Mamede (2011). Transitórios, partidas de motores de indução, excesso de carga, dentre outros são motivos de sobrecarga. Ao dimensionar as proteções dos circuitos, é necessário prever esse tipo de situação e construir lógicas que não façam com que as proteções atuem desnecessariamente. Outra situação que o autor citado anteriormente discorreu sobre são as sobretensões que tem como causa raiz a indução gerada pelas descargas atmosféricas.

Outra situação que provoca distúrbio do sistema, de acordo com Mamede (2021) são os chaveamentos. Ligar ou desligar grandes cargas, bancos de capacitores, reatores, energização de linhas e outras modalidades de chaveamento são exemplos de situações que causam sobretensões momentâneas na rede. É necessário arquitetar o sistema de forma sensível para identificar o local onde surgiu o distúrbio e seletiva para desenvolver uma sequência lógica de passos para minimizar as consequências do transitório ou apenas esperar alguns instantes para verificar se a situação se normaliza.

Apesar de serem situações anormais, nenhum dos exemplos anteriores possui tanto potencial de dano quanto o curto circuito, porque diferentemente das sobrecargas, os sistemas normalmente são dimensionados para suportar corrente de curto circuito por no máximo 2 segundos e após esse tempo equipamentos podem sofrer danos, perderem suas funções, ferirem pessoas próximas e interromper muitas cargas, segundo Mamede (2011). São provocados normalmente por defeitos de isolamento em pontos energizados ou alguma ação aleatória que interaja com o sistema, dessa forma, é necessário inserir nas instalações dispositivos que consigam atuar com a rapidez requerida, como por exemplo fusíveis, relés, religadores e disjuntores.

Um dado interessante que o autor Mamede (2011) traz em seu livro é em relação à porcentagem de ocorrência em relação ao tipo de curto circuito é explícito na Tabela 4. Nesse sentido, é interessante que o projetista de proteção considere todos esses casos ao confeccionar o projeto, mas dê uma atenção especial ao caso do curto-circuito fase-terra devido à alta incidência desse tipo de falta perante as demais.

Tabela 4 – Porcentagem de ocorrência em relação ao tipo de curto-circuito.

Tipo de curto-circuito	Porcentagem de ocorrência (%)
Trifásico	8
Bifásico	14
Monofásico	78

Fonte: Retirado de Mamede (2011).

Este trabalho irá se ater ao estudo de curto circuito, uma vez que é um critério importante para a realização de um projeto de proteção. Nesse sentido, o projeto de curto-circuito determina a magnitude e o ângulo das grandezas elétricas em diversos cenários de falta, como por exemplo: curto fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra e trifásico. Esses valores são imprescindíveis para a parametrização das proteções, uma vez que os dispositivos precisam ser sensibilizados de forma muito precisa para evitar atuações desnecessárias.

2.4.1 Faltas nas barras

Na SE Barão de Cocais 3, devido a inexistência de transformadores, os ativos que estão mais sujeitos à faltas são as barras. Isso se dá porque as barras servem como ponto de conexão entre os equipamentos e, dessa maneira, qualquer defeito ou falta em qualquer elemento irá se propagar nas barras. Nesse sentido, Kindermann (2008) expõe as principais causas percentuais de defeitos nas barras demonstradas na Tabela 5. É possível que o defeito com maior percentual é o *flashover* que se configura como uma descarga elétrica ocasionada por isolamento insuficiente seja por problemas de sobretensão ou mesmo por isolamentos deteriorados ou mal projetados. Dessa forma, podemos correlacioná-lo também com o item defeito na isolação (7% das ocorrências). Além desses, podemos perceber o quanto as barras são impactadas por defeitos em outros ativos, pois somados os defeitos nos disjuntores, nas seccionadoras e nos Transformadores de Corrente (TC's) resultam em 34,8% das ocorrências, um percentual muito alto.

Tabela 5 – Principais causas de defeitos em barras.

Causa de defeito na barra	Percentual de ocorrências
<i>Flashover</i>	21
Defeito no disjuntor	15,5
Defeito em seccionadora	17
Defeito na isolação	7
Defeito em Transformador de Corrente (TC)	2,3
Erro de manobra	11,6
Esquecimento do aterramento temporário (manutenção)	11,6
Contato acidental	5,4
Desmoronamento ou queda de estrutura	4,7
Desconhecida	3,9

Fonte: Retirado de Kindermann (2008).

2.5 Proteção e Seletividade

Uma vez elucidados os conceitos básicos sobre subestações e faltas nos sistemas de potência, urge a necessidade de discutir como evitar e conter os danos nos momentos em que o sistema passa por instabilidades. A solução para essas situações está no projeto de proteção e seletividade, que tem como objetivo identificar o tipo de anomalia que está ocorrendo no sistema e decidir, de acordo com parâmetros estabelecidos pelo projetista, quais serão as medidas a serem executadas para conter os danos nos equipamentos do SEP, nos consumidores e possíveis riscos para operadores.

Segundo Mamede (2011), a principal função de um sistema de proteção é isolar a falta, se essa não for transitória, comprometendo a menor quantidade de consumidores possíveis. Além disso, as proteções devem facilitar a identificação das anomalias por parte dos operadores, sejam os que trabalham nas SEs sejam os profissionais do centro de operação da concessionária. Nesse sentido, é possível perceber a importância de projetos de proteção bem elaborados e equipamentos bem parametrizados, uma vez que atuações indevidas do sistema de proteção não devem ser rotineiras devido retirarem o sistema da melhor configuração possível, o padrão pré estabelecido.

Antes da explanação sobre dispositivos e estratégias de proteção, é interessante salientar as propriedades que são objetivadas pelos profissionais ao confeccionar esse tipo de projeto, pois de acordo com Mamede (2011), existem alguns aspectos fundamentais que um sistema de proteção deve conter para ser considerado de bom desempenho, são eles:

- Seletividade: estratégia utilizada para que só as proteções mais próximas ao defeito atuem no sistema;
- Zonas de atuação: durante as anomalias, os elementos de proteção devem definir se a falta ocorre dentro ou fora da sua zona de atuação e só deve se sensibilizar quando o defeito é interno à sua delimitação. Caso identifique problemas externos a sua zona, deve se manter inerte ou comunicar com demais dispositivos.
- Velocidade: o sistema deve ser capaz de atuar muito rapidamente devido aos baixos tempos que os equipamentos suportam algumas faltas, dessa maneira, as intervenções devem ser ocorrer em frações de segundos, mesmo que sejam feitas de forma coordenada;
- Sensibilidade: capacidade de diferenciar pequenas diferenças de magnitude para distinguir tipos de falhas diferentes e definir tempos de atuação diferentes;
- Confiabilidade: propriedade que se refere ao tempo disponível em relação ao tempo de operação. O sistema de proteção deve estar sempre operante quando o sistema está ativo;

- Automação: consiste em o sistema operar e se reestabelecer de forma automática. Com o advento dos relés digitais esse conceito está ficando cada vez mais palpável, porém ainda é muito comum enviar profissionais aos locais de falha para certificação que o problema foi sanado e que não existe mais condições visíveis de falhas eminentes.

2.6 Dispositivos de Proteção

Neste ponto, em que já foram salientados os aspectos mais genéricos dos sistemas de proteção, chegou o momento de explanar sobre os protagonistas dos projetos, os relés. Segundo Mamede (2021), esses dispositivos operam monitorando as grandezas elétricas do sistema, especificamente a tensão e a corrente. A medição dessas grandezas é realizada inicialmente por dispositivos chamados transformadores de medida, que incluem os TC's e os Transformadores de Potencial (TP's). Neste trabalho os TC's e TP's serão tratados apenas como dispositivos de interface entre o SEP e os relés devido não serem o foco da discussão. Apesar disso, são os transformadores de medida que realizam a transformação da magnitude das tensões e correntes medidas no sistema para valores compatíveis com a leitura dos relés.

Por se tratar de um trabalho confeccionado no ano de 2025, em que apesar de ainda existirem relés eletromecânicos ao redor de todo o planeta, o foco será direcionado aos relés digitais, pois segundo Mamede (2011), esses dominam totalmente o mercado em um período que a automação dos sistemas elétricos é cada vez mais valorizada. Os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's), como também são denominados os relés, são dispositivos intrínsecos aos sistemas de proteção atuais e que funcionam como se fossem computadores que executam programas de supervisão e controle dos sistemas de potência. Ainda segundo Mamede (2011), os relés digitais mudaram completamente a forma de projetar sistemas de proteção conseguindo desempenhar o papel de diversos relés eletromecânicos com apenas um dispositivo, disponibilizarem funções de comunicação, medida, acesso remoto e muito mais.

2.7 Funções de proteção

Como foi explanado anteriormente, os IED's são dispositivos que realizam as tomadas de decisão durante situações adversas no sistema. Esses dispositivos possuem inúmeras funções de proteção que derivam dos esquemas de funcionamento dos relés eletromecânicos, em que cada relé fazia um tipo de proteção diferente e específico (salve exceções). Hoje em dia, com a popularização dos relés digitais, o nome função se tornou ainda mais pertinente, uma vez que na programação do sistema embarcado nos relés são programados códigos que modelam o funcionamento de cada um dos relés eletromecânicos. Nessa ses-

são, serão abordadas as principais funções de proteção que são implementadas nos IED's ressaltando o funcionamento e aplicação dentro do presente trabalho.

2.7.1 Função Sobrecorrente não direcional Instantânea/Temporizada (50/51)

Antes de dar início à discussão sobre as funções 50 e 51 é necessário limitar o escopo da explanação de acordo com o objetivo do trabalho. Nesse sentido, o autor Mamede (2011) divide os relés de sobrecorrente não direcional em dois grupos que serão explanados a seguir:

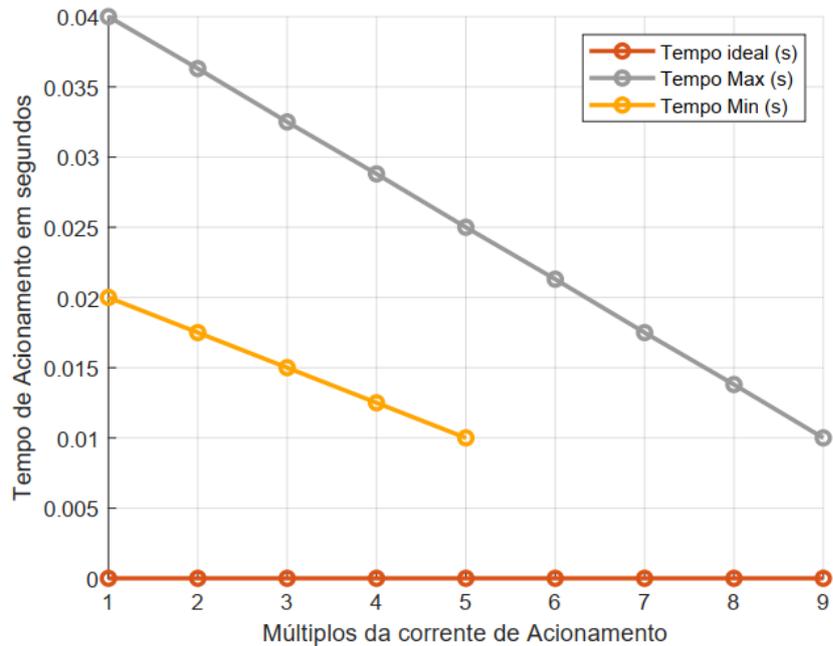
- Relé de Sobrecorrente primário: são dispositivos de seccionamento mecânico localizados fisicamente nos disjuntores e que não podem mais ser instalados de acordo com ABNT (2021). Um dos motivos que inviabilizam sua utilização é que não é possível detectar falhas fase-neutro utilizando o condutor neutro através da utilização desses equipamentos. Devido a esse fato, o presente trabalho não dará foco aos dispositivos primários;
- Relé de Sobrecorrente secundário: são dispositivos sensibilizados pelos TC's conectados aos dispositivos que se deseja proteger. São relativamente precisos e confiáveis e garantem a abertura dos disjuntores através da energização da bobina da abertura pelas fontes de Corrente Contínua (CC) disponíveis. Devido às vantagens citadas anteriormente e maior aplicabilidade desses dispositivos, os relés secundários que serão utilizados neste trabalho.

Uma vez delimitados os dispositivos que serão abordados e iniciando a explanação acerca das funções 50 e 51, os relés de sobrecorrente são as proteções mais básicas e mais abundantes no SEP, dada a sua simplicidade e a necessidade de proteger os equipamentos em relação a correntes superiores às nominais. Segundo Kindermann (1999), o conceito de funcionamento desses relés consiste em comparar o valor de corrente medido em determinado ponto do SEP com valores preestabelecidos. Dessa maneira, se a corrente atingir o limite máximo, o Dispositivo Eletrônico Inteligente (IED) envia o comando para abertura imediata do disjuntor (função 50) e caso a corrente atinja valores acima de limites intermediários, há um início de temporização para a abertura do disjuntor (função 51).

Apesar da função 50 ser denominada com instantânea, é notório que não existe acionamento com tempo de 0 segundos devido a necessidade de enviar comando para a bobina de abertura do disjuntor e esse, por sua vez, seccionar o circuito de forma mecânica através de seja qual for o mecanismo que utilize. Nesse sentido, a Figura 6 salienta a diferença entre o que seria a atuação da função 50 de forma ideal e da maneira como realmente acontece. É possível notar que idealmente a atuação do relé 50 é instantânea, porém como na realidade existe tempo de atuação para os relés eletromecânicos (como exemplificado na imagem) e o tempo de processamento para os IED's, a atuação varia entre

0,01 e 0,04 segundos. Por exemplo, se ocorrer o múltiplo da corrente de acionamento igual a 1, o relé cujo gráfico é apresentado na Figura 6 atuará com um tempo entre 0,02 e 0,04 segundos.

Figura 6 – Curva comparativa entre atuação ideal e real da função de proteção 50.



Fonte: adaptado de Mamede (2011)

Por outro lado, os relés de sobrecorrente temporizados precisam de uma relação tempo x corrente para operarem de maneira adaptativa quanto à intensidade da falta. Normalmente, quanto maior a magnitude da corrente, menor o tempo de atuação dos relés. Nesse sentido, existem algumas curvas características que necessitam ser identificadas para o pleno entendimento e dimensionamento das proteções segundo Mamede (2011):

- **Curva muito inversa:** normalmente são utilizadas em proteções em que o curto circuito possui uma forte relação com o local da falta e tem pouca ligação com a capacidade de geração;
- **Curva inversa:** utilizada em casos em que a corrente de curto circuito está atrelada a capacidade de geração;
- **Curva extremamente inversa:** como sua utilização está atrelada mais ao setor de distribuição de energia, esse trabalho não irá detalhar muito a curva extremamente inversa. Apesar disso, são muito utilizados em alimentadores de distribuição primária em que as cargas tem um caráter mais indutivo e as curvas das diversas proteções se aproximam umas das outras.

Essas curvas podem ser modeladas de acordo com a seguinte função proposta pela IEC (2009).

$$t = \frac{K}{\left(\left(\frac{I}{I_{\text{pickup}}}\right)^\alpha - 1\right)} \cdot TMS \quad (2.1)$$

Em que o tipo de curva varia de acordo com os seguintes parâmetros:

- t = tempo de atuação (segundos)
- I = corrente medida
- I_{pickup} = corrente de atuação (ajuste de pickup)
- K, α = constantes da curva (dependem do tipo de curva)
- TMS = Time Multiplier Setting (ajuste de tempo)

Além disso, as curvas citadas podem ser muito bem exemplificadas através da Figura 7 em que é possível observar que se o projetista precisar parametrizar a proteção para atuar para 20 vezes a corrente mínima de operação em 0,2 segundos a curva escolhida deve ser a extremamente inversa, para 0,8 a muito inversa e para aproximadamente 2,0 a inversa.

Este capítulo concentra-se apenas nos fundamentos teóricos necessários à compreensão do tema. A parametrização das proteções, com exemplos práticos, será apresentada no capítulo seguinte (Capítulo 3), a fim de tornar a exposição mais clara e contínua.

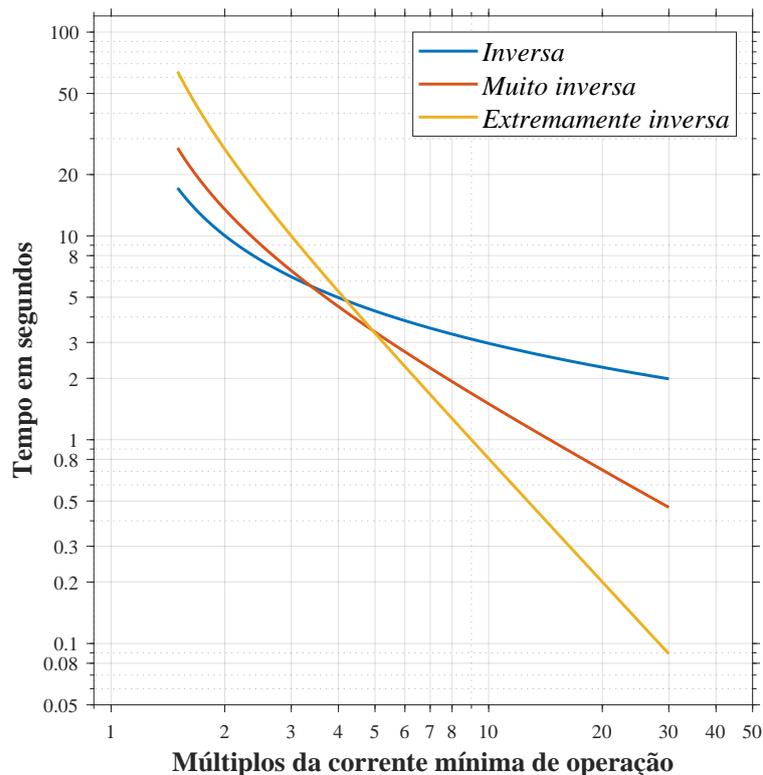
2.7.2 Função diferencial de corrente (87)

A função diferencial (87), como o próprio nome já diz, trabalha com base na diferença de medições, nesse sentido, o objetivo desse tipo de proteção é operar quando essa diferença é maior que um valor preestabelecido. Para que isso ocorra de maneira satisfatória, são instalados TC's em pontos estratégicos e o relé diferencial monitora os circuitos contidos entre esses pontos verificando se as corrente que chegam no sistema são equivalentes as que estão saindo dele, a menos de uma constante.

Segundo Kindermann (2006), esse tipo de relé é muito eficiente para proteger equipamentos como transformadores, motores, geradores e, em subestações, as barras. Dito isso, é nítida a percepção que a utilização dessa função objetiva proteger os elementos que se encontram dentro dos circuitos delimitados pelas medições, diferentemente dos relés 50/51 que não possuíam direcionalidade em suas zonas de atuação. Uma vez identificada essa diferença em relação à seletividade, é possível entender o porquê de muitos projetos utilizarem os IED's com funções 50/51 como retaguarda das proteções diferenciais.

É interessante salientar que, segundo Kindermann (2006), é possível variar o parâmetro de referência da função 87 de um valor pré-determinado de corrente para um

Figura 7 – Curvas de atuação da função 51.



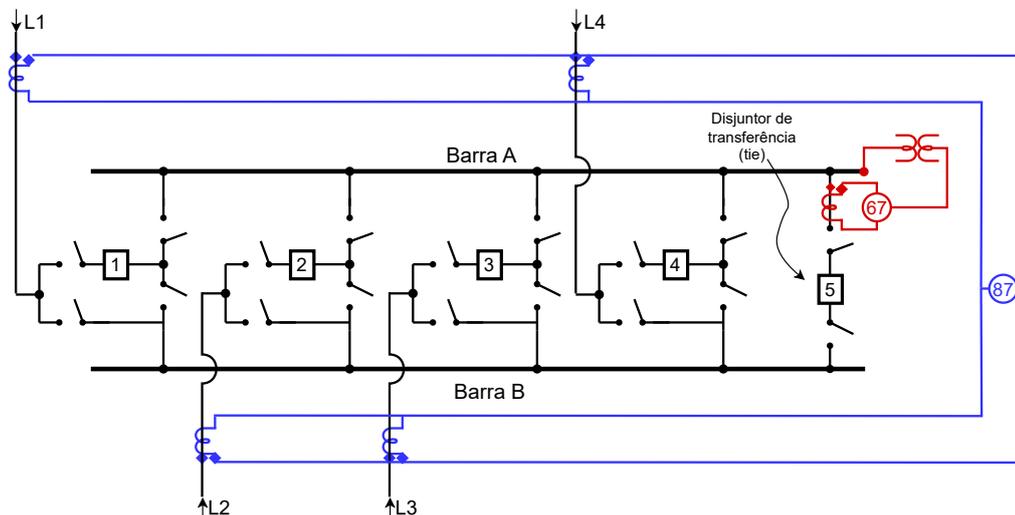
Fonte: Adaptado de Mamede (2011).

percentual. Utilizando essa estratégia, o projetista definirá qual o grau de desequilíbrio máximo aceito para o sistema operar e fará o ajuste da proteção de acordo essa tolerância. É possível inferir que dessa forma o projeto se torna muito mais adaptativo, pois em situações de sub ou sobretensão o sistema monitora a mesma proporção, diferentemente o caso primordial em que o *pick-up* era parametrizado por um valor de corrente.

Uma vez explicitados os princípios básicos da função 87, é possível explicar sobre algumas aplicações, como por exemplo, na proteção de barras em subestações. Segundo Kindermann (2008), as barras são ativos que conectam diversos equipamentos e suas resistências são muito baixas, dessa forma, podem ser aproximadas de nós. Nesse sentido, é possível utilizar a Lei de Kirchhoff das correntes ou 1ª Lei de Kirchhoff que fundamenta que a soma das correntes que entram em um nó é igual a soma das correntes que saem desse mesmo nó. Trazendo isso para o SEP das subestações, a soma das correntes que entram na barra é exatamente a soma das correntes que saem da barra. Com isso, ao coletar os dados de corrente nas entradas e saídas de linha através de TC's, é possível realizar esse cálculo e estabelecer um valor máximo da diferença para o qual o qual o relé 87 atuará. A disposição dos TC's citada acima pode ser ilustrada com a Figura 8 em que todos as linhas que recebem fluxo de potência (L1 e L4 na imagem) e as que enviam fluxo de

potência (L2 e L3) possuem medição de corrente associadas.

Figura 8 – Exemplo de configuração das medições de corrente para aplicação da proteção diferencial (87) de barra dupla.



Fonte: Adaptado de Kindermann (2008).

2.7.3 Função direcional de corrente (67)

Como já foi exposto anteriormente, há uma ampla utilização de relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados em qualquer sistema de potência, mas devido ao seu caráter não direcional os sistemas de proteção compostos apenas por IED's configurados com funções 50/51 não desempenham bons resultados no que tange à seletividade, principalmente em sistemas onde há mais de uma fonte de potência (em malha). Nesse sentido, segundo Mamede (2011), surgiu a necessidade da criação dos relés de sobrecorrente direcionais.

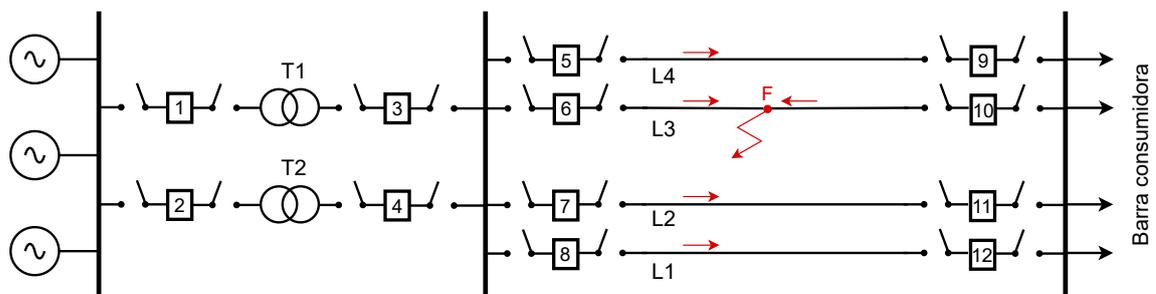
À luz dessa óptica e aprofundando mais sobre o funcionamento da função em questão, os relés 67 são parametrizados a fim de identificar sobrecorrentes e operarem apenas quando se apresentam em uma polaridade específica, pois dessa forma será possível utilizar vários relés com a função 67 (um em cada ramo do circuito) para que ao ocorrer um curto-circuito, sejam abertos apenas os disjuntores necessários para isolar a falta e não ocorra um desligamento total de parte do SEP.

Para funcionar adequadamente, a função direcional necessita de mais de um parâmetro de entrada para ser configurada, esses são: corrente e tensão. A corrente será utilizada para definir o limite suportado pelo sistema, já a tensão será utilizada para definir o sentido da grandeza citada anteriormente. Dessa maneira, o IED configurado com a função 67 terá que receber dados provenientes de duas medições (TC's para correntes

e TP's para tensões), verificar se a corrente está fluindo no sentido pré-estabelecido para atuação e verificar se o seu valor corresponde a, no mínimo, a corrente de *pick-up*, só assim poderá enviar o sinal de *trip* para os equipamentos responsáveis pelo seccionamento sob carga.

Para elucidar o conceito explanado anteriormente, é possível analisar a Figura 9 que demonstra perfeitamente a funcionalidade seletividade do relé 67. O sentido padrão das correntes nesse SEP é das fontes geradoras para a barra consumidora (da esquerda para a direita), dessa forma, quando uma falta se apresenta no ponto F a corrente que chegava normalmente ao disjuntor nº 10 inverte seu sentido a fim de alimentar o curto. Se um relé 67 estiver presente nesse ramo do sistema, irá detectar a corrente de curto e sua direcionalidade anormal, abrindo o disjuntor 10. Na sequência, uma simples proteção com a função 50 abriria o disjuntor 6 e a falta estaria isolada.

Figura 9 – Exemplo de caso de atuação do relé diferencial (67).



Fonte: Adaptado de Mamede (2011).

3 Desenvolvimento

Uma vez realizada a revisão bibliográfica de diversos conceitos que permeiam os projetos de proteção de subestações de transmissão, urge a necessidade de aplicá-los para aproximar ainda mais o conhecimento teórico da realidade prática. Nesse sentido, será apresentado neste capítulo a modelagem da subestação Barão de Cocais 3, a confecção das funções de proteção e as simulações de casos. Todos esses três itens serão desenvolvidos utilizando o *software Matlab*, a ferramenta *Simulink* e a biblioteca *Simpowersystems*.

3.1 Modelagem da subestação

Como ponto de partida, é necessário recriar o sistema elétrico de potência da subestação Barão de Cocais 3 em algum *software*. A plataforma escolhida foi o *Matlab* devido sua grande utilização no meio acadêmico e gigantesca gama de recursos. Uma das ferramentas que estão presentes nesse *software* é o *Simulink*, um ambiente de simulação em que é possível executar casos dinâmicos de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos com certa facilidade. Por último, a biblioteca *Simpowersystems* foi escolhida como a de utilização majoritária devido contar com material de apoio muito completo e inúmeros equipamentos já modelados e personalizáveis de acordo com os parâmetros de cada projeto.

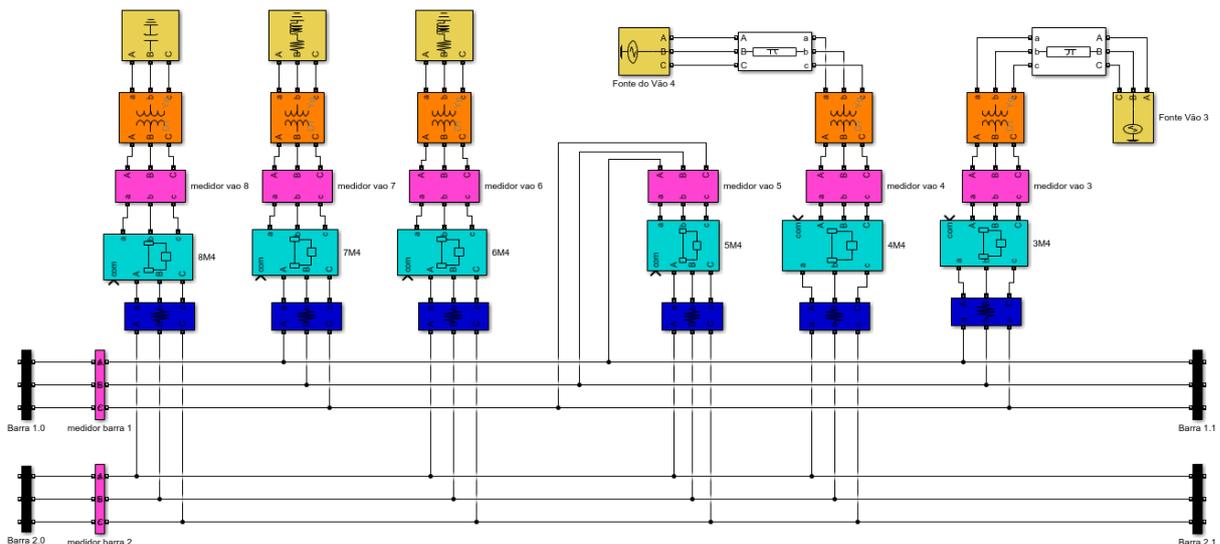
A simulação foi realizada considerando a configuração padrão da SE para tornar o projeto o mais próximo possível da subestação:

- Disjuntores: todos fechados;
- Chaves seccionadoras fechadas: 3M5, 3M1, 4M5, 4M2, 5M5, 5M2, 6M5, 6M2, 7M5, 7M1, 8M2;
- Chaves seccionadoras abertas: 3M2, 3M6, 4M1, 4M6, 6M1, 6M6, 7M2, 7M6, 8M1.

Para fins de simplificação, as chaves abertas foram modeladas como circuitos abertos e as chaves fechadas como curto circuitos. A primeira aproximação pode ser feita pelo fato de as chaves terem função de isolamento dos circuitos quando abertas, contando com distância física e isolamento a ar. Já a consideração acerca das seccionadoras fechadas também é razoável devido às chaves terem a função exclusiva de condução de corrente elétrica quando estão nesse estado. Ainda a fim de endossar essa estratégia de modelagem das chaves seccionadoras, é importante frisar que na SE BCST as seccionadoras não são movimentadas automaticamente durante faltas, ou seja, não operam de acordo com o sistema de proteção.

Em sequência, a modelagem das barras foi realizada de acordo com Kindermann (2008), que cita que essas podem ser aproximadas de nós que interconectam partes dos circuitos. Como as barras foram aproximadas de conexões, foram utilizados blocos de baixa resistência ($10^{-5} \Omega$) em todos os vãos para não conectar diretamente os blocos de fontes às cargas sem nenhuma resistência, o *software* acusa erro nesse caso¹. As extremidades das barras estão simbolizadas na cor preta e os blocos de baixa resistência na cor azul na Figura 10.

Figura 10 – Modelo da SE BCST no *Simulink/Matlab*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Outro tipo de ativo presente no SEP em questão são os disjuntores, que foram modelados utilizando o bloco *Breaker* da biblioteca *Simpowersystems* na sua configuração padrão para realização dos testes iniciais. Assim como os disjuntores, os medidores de tensão e corrente (apenas um dispositivo mede as duas grandezas na simulação), que simulam os TP's e TP's, também foram utilizados usando as configurações padrões da biblioteca². Os dois componentes estão representados na cor ciano e magenta respectivamente na Figura 10.

Os blocos de geração e carga foram adicionados com valores baseados em um caso particular do sistema real como demonstrado na Tabela 6 e estão representados na cor amarela na Figura 10.

Além disso, para que os blocos anteriores funcionassem corretamente e fosse possível simular o sistema de transmissão em delta, foram adicionados transformadores estrela aterrado x delta representados pela cor laranja na Figura 10. Esses trafos foram dimensio-

¹ Neste caso, o *software* fica preso em um laço algébrico.

² O estudo do comportamento e influência dos TP's e TC's não é escopo deste trabalho. No entanto, este é um ponto interessante para investigação em trabalhos futuros, tornando a simulação mais próxima do real.

Tabela 6 – Configurações dos blocos de fonte e carga.

Bloco	Detalhe	Parâmetro	Valor	Unidade
Three-phase source	Fonte do Vão 4	Configuration	Yg	-
		Phase-to-phase voltage	230	kV
		Phase angle of phase A	0,0008361	graus
		Frequency	60	Hz
		Generator type	PQ	-
		Active power generation P	2.0	MW
		Reactive power generation Q	100	kVar
Three-phase source	Fonte do Vão 3	Configuration	Yg	-
		Phase-to-phase voltage	230002,3	V
		Phase angle of phase A	0,00049007	graus
		Frequency	60	Hz
		Generator type	swing	-
		Active power generation P	2.0	MW
Three-phase series RLC load	Carga do Vão 6	Configuration	Yg	-
		Phase-to-phase voltage	230	kV
		Nominal frequency fn	60	Hz
		Active power P	10	MW
		Inductive reactive power QL	212240	Var
		Capacitive reactive power Qc	0	Var
Three-phase series RLC load	Carga do Vão 7	Configuration	Yg	-
		Phase-to-phase voltage Vn	230	kV
		Nominal frequency fn	60	Hz
		Active power P	59	MW
		Inductive reactive power QL	4669200	Var
		Capacitive reactive power Qc	0	Var
Three-phase series RLC load	Banco de capacitores	Configuration	Yg	-
		Phase-to-phase voltage Vn	230	kV
		Nominal frequency fn	60	Hz
		Active power P	0	MW
		Inductive reactive power QL	0	Var
		Capacitive reactive power Qc	30	MVar
		Load type	constant Z	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

nados a fim de evitar a flutuações de tensão e simplificar o sistema inibindo o aparecimento da componente de sequência zero, considerando que a transmissão é prioritariamente ligada em delta.

Por fim, foram inseridos dois blocos *Three-phase PI section line* para modelar as linhas de transmissão que chegam na subestação BCST. Esses blocos, que estão representados na cor branca na Figura 10, são cruciais para simular os curto-circuitos no sistema, foram configurados com parâmetros obtidos através da concessionária de energia e estão

expostos na Tabela 7.

Tabela 7 – Configurações dos blocos *Three-phase section line*.

Vão	Parâmetro	Valor	Und.
3	Positive- and zero-sequence resistances [r1 r0]	[4.6764 18.504]	Ω/km
	Positive- and zero-sequence inductances [l1 l0]	[0,0624 0,1529]	H/km
	Positive- and zero-sequence capacitances [c1 c0]	[1e-9 1e-9]	F/km
4	Positive- and zero-sequence resistances [r1 r0]	[3.502 13.844]	Ω/km
	Positive- and zero-sequence inductances [l1 l0]	[0,0467 0,1141]	H/km
	Positive- and zero-sequence capacitances [c1 c0]	[1e-9 1e-9]	F/km

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.1.1 Fluxo de potência

Após a utilização dos dados apresentados na Tabela 6 e na Tabela 7 foi executado o fluxo de potência através da ferramenta *Load Flow Analyzer* do *Simulink*. Nesse sentido, o resultado obtido está apresentado na Tabela 8, em que é possível perceber que o sistema opera em um ponto estável e comum no SEP, com tensões nas barras de 1 pu e baixos ângulos de fase.

Tabela 8 – Dados do fluxo de potência utilizado na modelagem da subestação.

Detalhe	Barra	P (MW)	Q (Mvar)	Tensão (pu)	Ângulo (deg)
LT Vão 3	<i>Swing</i>	0,0000	0,0000	1,0000	-0,0002
LT Vão 4	PV	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
LT Vão 6	PQ	10,0000	0,2122	1,0000	-0,0003
LT Vão 7	PQ	59,0000	4,6692	1,0000	-0,0002
LT Vão 8	PQ	0,0000	0,0000	1,0000	-0,0006

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

As proteções desenvolvidas no presente trabalho se relacionam à magnitude das correntes que circulam no circuito. Dessa forma, estão apresentados os dados de corrente em regime permanente após a configuração dos blocos e da execução do fluxo de potência na Tabela 9. Com isso, será possível comparar essas correntes em regime com as correntes durante curtos-circuitos que serão simulados posteriormente.

As correntes que circulam no circuito são necessárias para parametrizar as proteções propostas neste trabalho. Contudo, a ferramenta nativa de fluxo de potência não disponibiliza esses valores. Para contornar essa limitação, optou-se por simular o circuito no domínio do tempo até atingir o regime permanente. Esse procedimento permite observar o comportamento dinâmico inicial e, em seguida, extrair os valores de corrente.

Considerou-se que o regime permanente foi alcançado em $t = 0,25$ s e os valores nesse instante estão apresentados na Tabela 9 apresenta os valores numéricos obtidos.

Tabela 9 – Módulo das correntes em regime permanente em A.

Vão	3	4	5	6	7	8
Corrente (A)	112,0	149,8	118,2	35,93	210,8	106,4

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.2 Função de proteção de sobrecorrente instantânea (50)

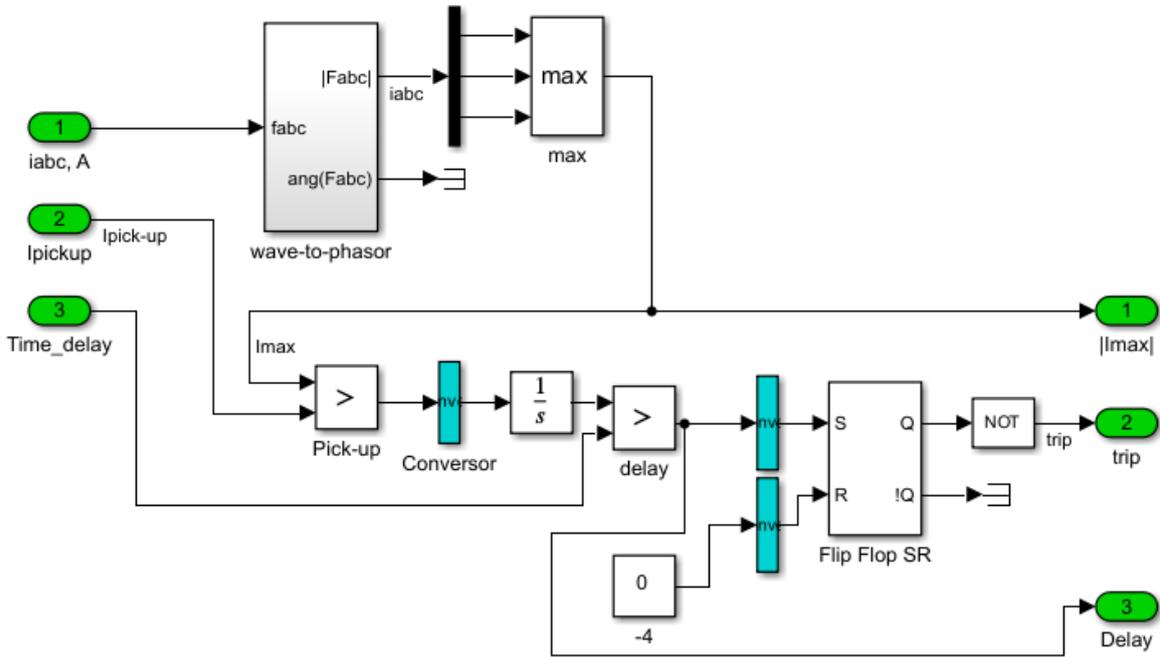
A primeira função de proteção modelada no presente trabalho foi a de sobrecorrente instantânea (função 50), para familiarização com a ferramenta. A Figura 11 mostra a lógica dessa função. Ela consiste em comparar o valor medido em um determinado ponto do circuito e comparar com um valor pré-definido.

Conforme mostra a Figura 11a, O circuito possui como entradas as correntes em amperes das três fases de determinado ponto (i_{abc} , A), o valor da corrente de acionamento (I_{pick_up}) e o tempo de processamento do IED ($time\ delay$). As correntes medidas passam pelo bloco *wave-to-phasor* que transforma valores escalares em fasores. Essa operação é possível devido à transformada de fourier que é utilizada para construir esse bloco. É possível observar essa construção ao fazer um *drill down* através do bloco *wave-to-phasor* como é demonstrada na Figura 11b. Observa-se um sinal de entrada fab que ao passar pelo demultiplexador (representado pela primeira barra vertical preta) é decomposto nas ondas das três fases do sistema. Cada uma dessas ondas é direcionada para um bloco azul denominado Fourier, que calcula a magnitude e a ângulo dos fasores equivalentes a cada umas das ondas. As três magnitudes são enviadas para um multiplexador (barra preta) que agrupa essas informações e gera uma saída representada por $|F_{abc}|$. Da mesma maneira, os ângulos se juntam em um multiplexador e geram o sinal de saída $ang(F_{abc})$.

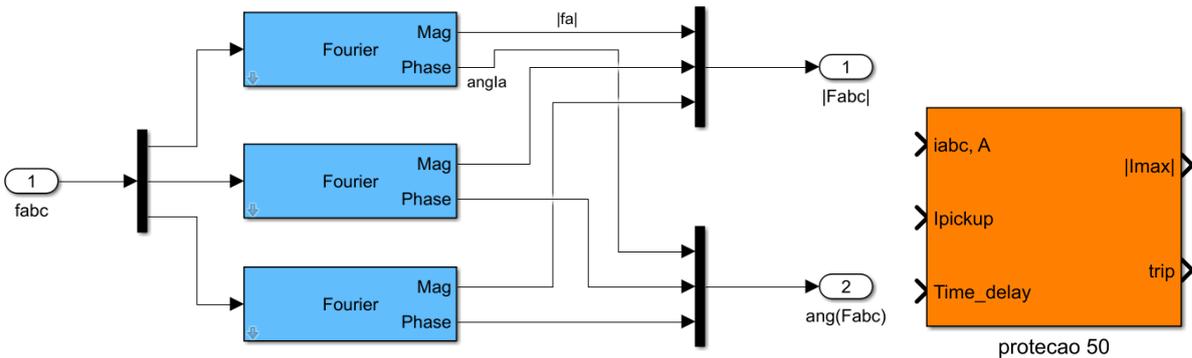
Na sequência, os módulos desses fasores passam por um bloco que seleciona apenas a maior das três medições e envia para um comparador (bloco com sinal de $>$). Esse bloco realiza a comparação do maior valor de corrente dentre as três fases com o valor de I_{pick_up} do relé.

Após a comparação, é possível verificar ainda na Figura 11a que é enviado um valor booleano que é convertido em tipo de variável *double* para que possa ser integrado no bloco seguinte. Essa integração é realizada para que o valor cresça até se tornar maior que o parâmetro de entrada $time\ delay$, que no caso da função 50 é 0 segundos. Nesse instante é dado um sinal para o *flip flop* SR que muda sua saída de 0 para 1 caso receba pelo menos um pulso na entrada S (*set*). Como a entrada R (*reset*) recebe a constante zero, uma vez recebido o sinal de *trip*, não mudará mais seu estado. A saída do *flip flop*

Figura 11 – Diagramas da função de proteção 50 implementada no *simulink*.



(a) Diagrama lógico da função de proteção 50.



(b) Construção do bloco *wave-to-phasor*.

(c) Bloco final.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

SR sinal é 1 no caso de necessidade de abertura do disjuntor (*trip*) e zero para o caso de normalidade. Como a lógica de funcionamento de qualquer equipamento é 1 para ligado e zero para desligado, é necessário inverter o sinal, isso é feito com o bloco lógico *NOT*.

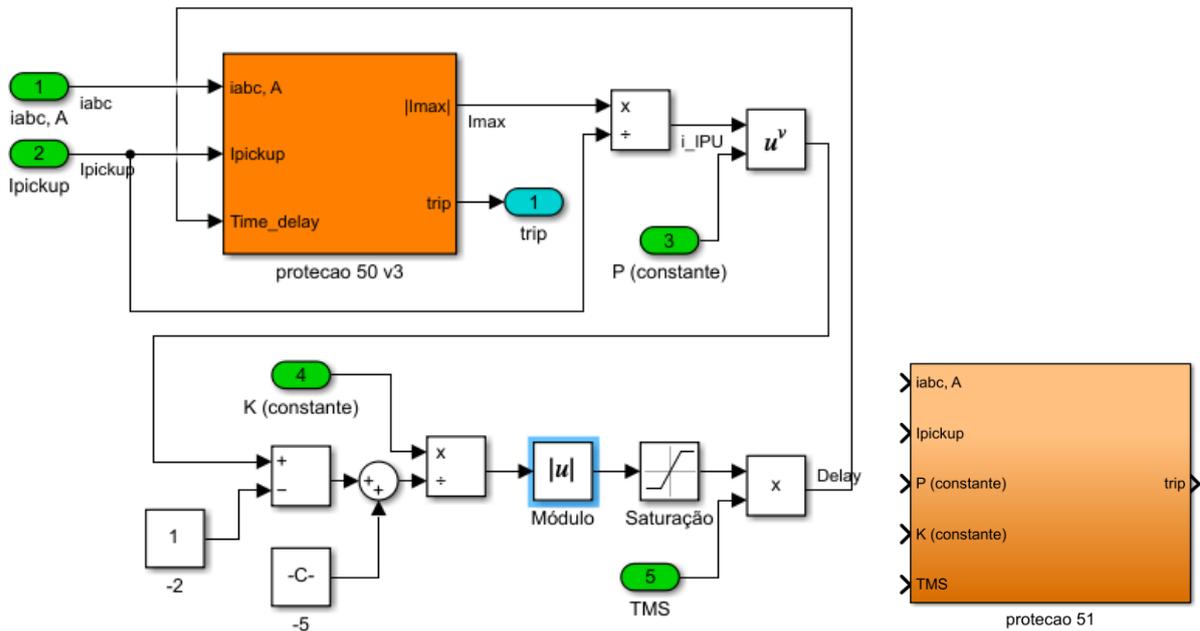
Finalmente, após a explanação da construção do bloco da função de proteção 50, é possível verificar sua versão condensada na Figura 11c. Essa conta com 3 entradas e 3 saídas.

3.3 Função de proteção de sobrecorrente temporizada (51)

A próxima função de proteção a ser modelada será a 51. Será utilizada como base o bloco confeccionado anteriormente da função de sobrecorrente instantânea com o incremento dos mecanismos que auxiliarão a modelagem das curvas de temporização propostas pela IEC (2009) e apresentada na subseção 2.7.1.

Nesse sentido, o diagrama funcional da proteção de sobrecorrente temporizada é exposto na Figura 12. De acordo com a Figura 12a, é possível notar que o sistema possui 5 entradas (todas representadas por ícones verdes) e uma saída (representada pelo ícone ciano). Em relação ao funcionamento do bloco, é possível notar que a saída do bloco da função 50 alimenta um circuito que realiza as operações matemáticas de divisão, exponenciação, subtração e divisão, respectivamente. Depois foram inseridos os blocos Módulo e Saturação para evitar problemas numéricos e saturação da grandeza. Na sequência, o sinal é multiplicado pelo parâmetro TMS e realimenta a função 50 através da entrada *Time_delay*. Dessa maneira, a curva pode ser parametrizada de acordo com a função matemática exposta em (2.1) e com possibilidade de alteração dos parâmetros.

Figura 12 – Diagramas da função de proteção 51 implementada no *simulink*.



(a) Diagrama lógico da função de proteção 51.

(b) Bloco final.

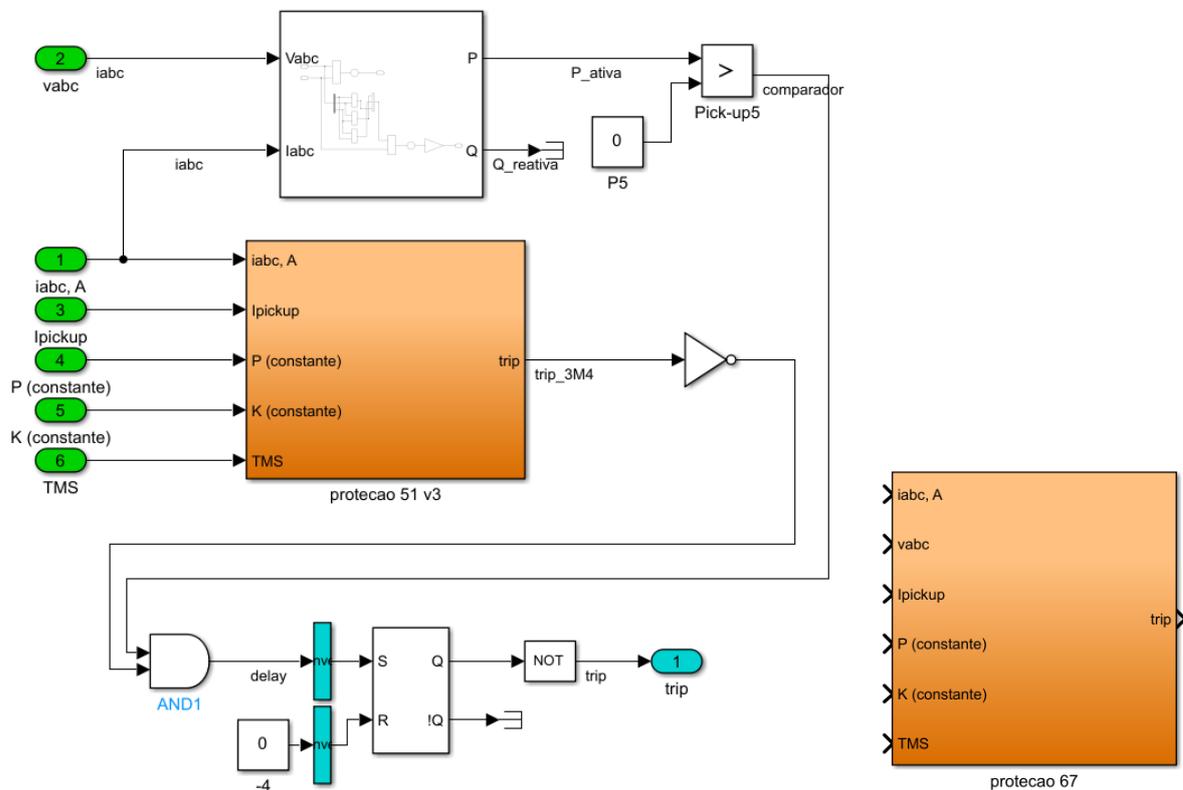
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Assim como feito com a função de proteção anterior, foi criado um bloco que condense todo o circuito da proteção 51 demonstrado na Figura 12b. Dessa forma o bloco se apresenta com 5 entradas e uma saída.

3.4 Função de proteção de sobrecorrente direcional (67)

O próxima função a ser modelada é a 67, que consiste na função 51 acrescida do que Kindermann (1999) chama de unidade wattimétrica. Essa unidade nada mais é que o cálculo de potência (multiplicação da tensão e corrente) para definir a polaridade da corrente, como já foi citado anteriormente nesse trabalho. Dessa forma, o diagrama lógico da função 67 é exposto na Figura 13.

Figura 13 – Diagramas da função de proteção 67 implementada no *simulink*.



(a) Diagrama lógico da função de proteção 67.

(b) Bloco final.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Conforme mostra a Figura 13a, assim como na função 51, as entradas estão representadas pela cor verde e a saída de *trip* pela cor ciano. É possível notar que além das entradas utilizadas para alimentar o bloco de sobrecorrente temporizada, foi inserida uma entrada com a tensão medida. Dessa forma, as entradas enumeradas como 1 (corrente trifásica em amperes) e 2 (tensão trifásica em volts) são direcionadas para o bloco já existente no *Simulink* denominado *Power 3ph. Instantaneous*. Esse bloco calcula as potências trifásicas ativa e reativa. Para confecção da proteção de sobrecorrente direcional, será utilizada apenas a potência ativa para definir a polaridade da corrente.

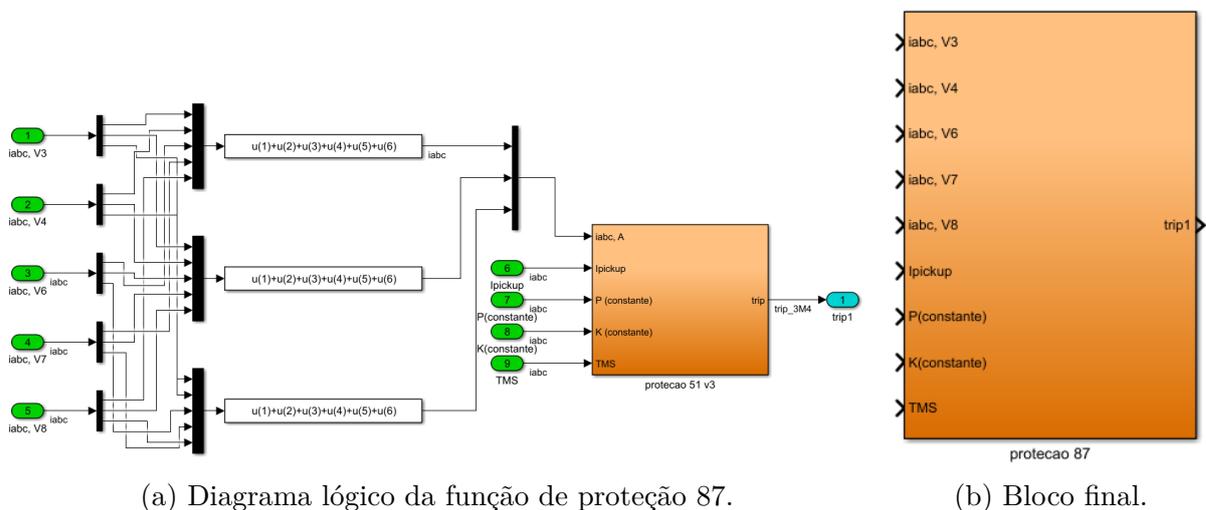
Ainda na Figura 13a, após o cálculo da potência ativa, o valor é comparado com

o zero. A comparação pode ser configurada entre maior ou menor que dependendo da parametrização desejada. Após a comparação para verificar se o valor da potência ativa é positivo ou negativo, o sinal segue para uma porta lógica *AND* em que se junta com o inverso da saída de *trip* da função 51. Dessa forma, tem-se a concatenação da função 51 com a unidade wattimétrica. Após a porta *AND* é utilizada a mesma estratégia da função 50, a utilização de um *flip-flop SR* seguido de uma porta lógica *NOT* para disparar o sinal de trip no disjuntor. Para fins de simplificação, a função 67 também foi condensada em um bloco demonstrado na Figura 13b.

3.5 Função de proteção diferencial (87)

A última proteção a ser modelada no presente trabalho é a diferencial, ou função 87. Como explicado anteriormente, essa função necessita de todas as medições de corrente que chegam ou saem de determinado ponto. Como essa proteção será aplicada às duas barras da SE, devem chegar as medições de corrente dos vãos 3, 4, 6, 7 e 8 como demonstrado na Figura 14. Conforme mostra a Figura 14a, é possível verificar que todas as correntes trifásicas chegam em um demux, que serve para separar as correntes das fases A, B e C. Após essa separação, as todas as correntes da fase A são direcionadas para um multiplexador que agrega os sinais e os envia para um bloco. Esse bloco realiza a operação de soma de todas as correntes da fase A (o mesmo acontece para as demais fases).

Figura 14 – Diagramas da função de proteção 87 implementada no *simulink*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Ainda na Figura 14a, após saírem do bloco de soma, as três correntes resultantes são direcionadas para um novo multiplexador e se direcionam para a entrada da função 51. Dessa forma, também é possível parametrizar a temporização da função 87 utilizando os

mesmos parâmetros que foram discutidos durante a modelagem da função de sobrecorrente temporizada. Assim como as demais, a função 87 também foi condensada em um único bloco como demonstrado na Figura 14b.

3.6 Parametrização dos relés

A parametrização dos relés envolve a definição de uma série de critérios para minimizar as consequências das faltas e também muitas condições para que eles não atuem indevidamente no caso de distúrbios momentâneos. Nesse sentido, é imprescindível verificar as condições de regime permanente que o sistema pode apresentar, bem como os dados de curto-circuito das possíveis faltas. Com essas informações, será possível desenvolver lógicas que contornam uma série de situações adversas preservando o estado dos equipamentos, o abastecimento de energia dos consumidores e a saúde e segurança dos profissionais e comunidades próximas ao SEP.

3.6.1 Parametrização relé de sobrecorrente instantâneo de fase (50)

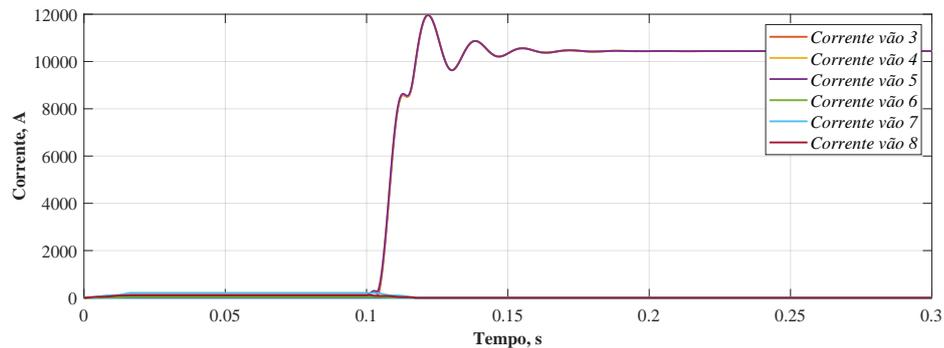
Como a função 50 idealmente não possui curvas e seu funcionamento é apenas enviar o comando de abertura ao disjuntor mais próximo a falha, a única coisa que precisa ser definida é a sua corrente de acionamento, ou corrente de *pick up* como é comumente conhecida. Uma boa estratégia, segundo Mamede (2011), é definir esse valor de forma que **ele seja inferior à menor corrente simétrica**, ou trifásica, de curto-circuito no trecho protegido pelo disjuntor.

Nesse sentido, foram realizadas simulações de curto-circuito trifásico utilizando como *setup* os dados da Tabela 6, Tabela 7 e tendo como referência os dados de regime permanente apresentados na Tabela 9. Como a função 50 se trata de uma proteção não direcional, os curtos foram simulados em todas as linhas de transmissão e nas barras da subestação. Devido as duas barras estarem conectadas, independe em qual delas é simulada a falta.

Para exemplificar o que acontece com o módulo das correntes durante um curto trifásico e justificar a parametrização da presente função, é apresentado na Figura 15 o perfil do módulo das correntes em todos os vãos durante o curto-circuito trifásico na LT do vão 3, ou seja, a montante do disjuntor. Além disso, os dados partem das correntes apresentadas na Tabela 9 e chegam a valores apresentados na Tabela 10. Uma informação importante de ressaltar é que os valores utilizados para a parametrização das proteções são baseados nas medições do módulo das correntes no instante 0,25 segundos. Esse instante foi escolhido devido ser posterior ao transitório provocado pelo início do curto-circuito.

Após a análise do perfil e dos módulos de corrente durante o curto-circuito, retomase a necessidade de determinar a menor corrente trifásica para parametrizar os relés de

Figura 15 – Módulo das correntes durante curto-circuito trifásico na LT do vão 3.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Tabela 10 – Correntes de curto-circuito nos vãos, considerando falha trifásica na LT do vão 3 e regime permanente em $t = 0,25$ s.

Vão	3	4	5	6	7	8
Corrente (A)	10.440	10.440	10.440	0,0437	0,1385	0,1289

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

sobrecorrente instantânea. Com base na Tabela 11, justifica-se a definição da *pick up* da função 50 no vão 3 em 7813 A.

Tabela 11 – Módulo da corrente no vão 3 durante diferentes curto-circuitos trifásicos, considerando regime permanente em $t = 0,25$ s.

Descrição	Valor	Unidade
Curto trifásico na barra	7.816	A
Curto trifásico na LT Vão 3	10.440	A
Curto trifásico na LT Vão 4	7.814	A
Curto trifásico na LT Vão 6	7.813	A
Curto trifásico na LT Vão 7	7.814	A
Curto trifásico na LT Vão 8	7.813	A

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Seguindo exatamente a mesma linha de raciocínio para parametrizar a proteção 50 do vão 3, chegou-se às parametrizações de todas as correntes de *pick up* dos demais relés de sobrecorrente instantânea apresentadas na tabela Tabela 12.

3.6.2 Parametrização relé de sobrecorrente temporizada de fase (51)

A próxima função a ser parametrizada é a de sobrecorrente temporizada. Essa proteção, como já apresentado no capítulo de fundamentos, possui diversos parâmetros a serem configurados. Segundo Mamede (2011), **a proteção 51 deve operar para a**

Tabela 12 – Correntes de *pick up* das proteções de sobrecorrente instantânea de casa um dos vãos da SE BCST.

Caso definidor da corrente de <i>pick up</i>	Vão	Corrente de <i>pick up</i>	Unidade
Curto trifásico na LT Vão 6	Vão 3	7.813	A
Curto trifásico na LT Vão 4	Vão 4	7.814	A
Curto trifásico na LT Vão 8	Vão 5	7.812	A
Curto trifásico na LT Vão 6	Vão 6	18.250	A
Curto trifásico na LT Vão 7	Vão 7	18.250	A
Curto trifásico na LT Vão 8	Vão 8	18.250	A

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

menor corrente de curto-circuito do trecho protegido pelo disjuntor. No caso dos relés de proteção de fase, a menor corrente de defeito que não envolve a terra é a corrente bifásica de curto-circuito.

Nesse sentido, semelhante ao que foi realizado na parametrização dos relés 50, foram simulados os curtos-circuitos (nesses casos são bifásicos) nas LT's e nas barras devido a falta de direcionalidade da presente proteção. Os valores de *pick up* com base no critério sugerido pelo Mamede (2011) são apresentados na tabela Tabela 13.

Tabela 13 – Correntes de *pick up* das proteções de sobrecorrente temporizada de cada um dos vãos da SE BCST.

Caso definidor da corrente de <i>pick up</i>	Vão	Corrente de <i>pick up</i>	Unidade
Curto trifásico na LT Vão 6	Vão 3	6.822	A
Curto trifásico na LT Vão 8	Vão 4	6.693	A
Curto trifásico na LT Vão 6	Vão 5	6.721	A
Curto trifásico na LT Vão 8	Vão 6	3.862	A
Curto trifásico na LT Vão 7	Vão 7	15.910	A
Curto trifásico na LT Vão 8	Vão 8	15.820	A

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Os demais parâmetros foram escolhidos de maneira arbitrária e estão apresentados abaixo:

- $K = 1$
- $\alpha = 1$
- $TMS = 0,4$

3.6.3 Parametrização relé de sobrecorrente direcional (67)

A terceira proteção a ser parametrizada será a de sobrecorrente direcional. Essa função possui direcionalidade e necessita ser parametrizada apenas utilizando dados dos

curtos que devem sensibilizá-la, ou seja, os curtos na barra. Nesse sentido, a IEEE (2015a) cita que uma boa estratégia para a parametrização da sua corrente de *pick up* é **definí-la em torno de 20 a 30% do curto de maior intensidade**, que segundo Mamede (2011) é o curto trifásico.

Tendo como ponto de partida as duas referências citadas, foi simulado o curto trifásico na barra da subestação e, por conseguinte, definidos os valores das correntes de *pick up* da função 67 como 25% da corrente do curto simétrico na barra. Os valores encontrados estão apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Correntes de *pick up* das proteções de sobrecorrente direcional de cada um dos vãos da SE BCST.

Caso definidor da corrente de <i>pick up</i>	Vão	Corrente do curto-circuito	Corrente de <i>pick up</i>	Unidade
Curto trifásico na barra	Vão 3	7.816	1.954	A
Curto trifásico na barra	Vão 4	10.440	2.610	A

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Observa-se que os vãos 5, 6, 7 e 8 não possuem proteção 67, pois não contribuem para a alimentação do curto-circuito. Além da corrente de *pick up*, é necessário parametrizar os demais ajustes da unidade temporizada do relé de sobrecorrente direcional. Como se deseja que essa unidade opere mais rápido que a função 51, adotam-se os mesmos parâmetros anteriores, porém com o TMS reduzido, conforme mostrado a seguir:

- $K = 1$
- $\alpha = 1$
- $TMS = 0,3$

3.6.4 Parametrização relé de sobrecorrente diferencial (87)

A última proteção a ser parametrizada, será a função de sobrecorrente diferencial. Nesse sentido, será utilizada como referência a IEEE (2015b) que **recomenda um ajuste da corrente de *pick up* em torno de 20 a 50% da menor corrente de falta na barra**. Como essa é a principal proteção da SE BCST, o intuito é parametrizá-la de forma a ficar o mais sensível possível e por isso será utilizado o critério mínimo (20% da corrente de curto bifásico). Dessa forma, o valor parametrizado para a corrente de *pick up* está apresentado na Tabela 15.

Além da corrente de *pick up*, também é necessário parametrizar os demais parâmetros da unidade temporizada do relé de sobrecorrente diferencial e como é desejado que este atue mais rápido que todas as outras proteções, serão inseridos os mesmos parâmetros

Tabela 15 – Corrente de *pick up* da função 87.

Caso definidor da corrente de <i>pick up</i>	Corrente do curto-circuito	Corrente de <i>pick up</i>	Unidade
Curto bifásico na barra	6.824	1.364	A

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

da funções anteriores só que com o TMS ajustado pra um valor menor como demonstrado abaixo:

- $K = 1$
- $\alpha = 1$
- $TMS = 0,2$

A Tabela 16 mostra um resumo das proteções da subestação desenvolvida no trabalho. A parametrização das funções de proteção seguiu critérios técnicos de seletividade, coordenação e rapidez de atuação. Para a função 50, adotou-se um valor de *pick up* inferior à menor corrente simétrica observada. A função 51 foi ajustada com base na menor corrente de curto-circuito bifásico, aplicando temporização padrão com seletividade arbitrada. Já a função 67 considerou 25% do valor da corrente trifásica mais elevada, configurada para operar de forma mais rápida que a função 51. Por fim, a função diferencial 87 foi ajustada em 20% da menor corrente de falta na barra, garantindo a atuação prioritária em relação às demais proteções. Esses ajustes asseguram a coordenação adequada entre os dispositivos, permitindo confiabilidade e eficiência na proteção do sistema.

3.7 Coordenogramas de proteção

Os coordenogramas são os gráficos que facilitam a visualização das curvas de proteção e o modo como elas interagem. São a principal forma de representação da coordenação das funções. Dessa forma, serão apresentados os coordenogramas de todos os vãos de acordo com as proteções parametrizadas na sessão anterior.

A Figura 16 mostra os coordenogramas para os vão de 3 a 8. O primeiro coordenograma é do vão 3 e está apresentado na Figura 16a. É possível verificar a coordenação das curvas ao perceber que a mais sensível é a da proteção diferencial (função 87), pois como já foi explicitado no presente trabalho ela é acionada pela soma das correntes que entram e saem da barra. Na sequência, é visível que a a proteção que atua depois da 87 é a diferencial (67). Em terceiro e quarto lugar temos as proteções mais básicas de sobrecorrente instantânea e temporizada representadas pelas curvas vermelha e verde, respectivamente.

Em seguida é apresentado o coordenograma do vão 4 na Figura 16b. Assim como o outro vão que representa fonte (vão 3), a hierarquia crescente em relação à corrente de

Tabela 16 – Resumo da parametrização das funções de proteção.

Função	Critério de <i>pick up</i>	Valor(es)	Seletividade	Temporização
50	Inferior à menor corrente simétrica	Tabela 12	—	Instantânea
51	Menor corrente de curto (neste caso, bifásico)	Tabela 13	Arbitrária	TMS=0,4
67	20 a 30% do curto de maior intensidade (escolha: 25% do curto trifásico)	Tabela 14	deseja que essa unidade opere mais rápido que a função 51	TMS=0,3
87	20 a 50% da menor corrente de falta na barra (escolha: 20% da corrente de curto bifásico)	1.364 A	desejado que este atue mais rápido que todas as outras proteções temporizadas	TMS=0,2

*Nas proteções temporizadas $K=1$ e $\alpha=1$.

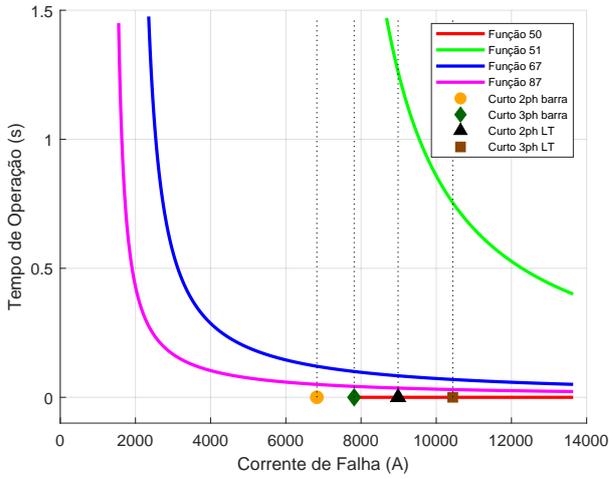
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

pick up é função 87, 67, 51 e 50. Já em relação aos tempos de acionamento da proteção a mais rápida é a função 50 seguida das proteções 87, 67 e 51. É interessante ressaltar que quando ocorrer faltas nas linhas, as proteções 87 e 67 não atuam devido os critérios de zona de atuação, que no caso dessas funções são definidas para atuarem apenas em curtos nas barras.

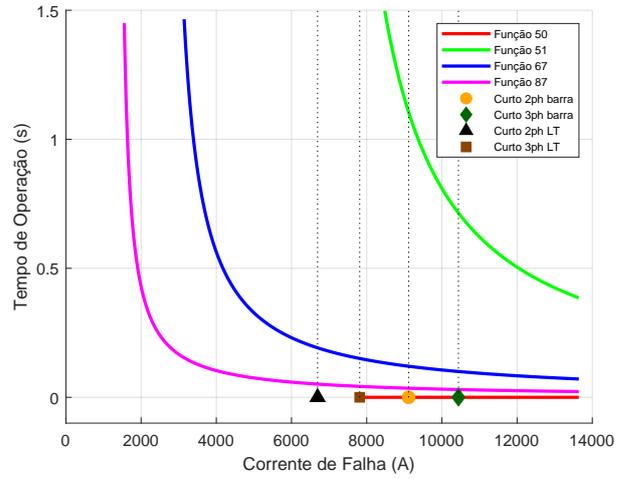
O próximo coordenograma a ser apresentado é o do único vão de transferência ou de acoplamento de barras da SE, do vão 5, representado na Figura 16c. Esse vão não possui proteção 67, dessa forma, o coordenograma contempla as outras 3 proteções. É possível verificar que apesar de a proteção 87 ser muito mais rápida que a proteção 51 e ter um *pick up* menor que a das outras duas funções, os dois curtos-circuitos na barra disparam um *trip* imediato através da função de sobrecorrente instantânea (50) o que é justificado pelas barras serem o principal ativo a ser protegido.

Na sequência são apresentados os coordenogramas dos vãos 6 (Figura 16d), 7 (Figura 16e) e 8 (Figura 16f) que são conectados aos blocos de carga. Nesses coordenogramas é possível verificar uma diferença fundamental no que tange a relação das curvas de proteção em relação às faltas, os curto-circuitos na barra não sensibilizam as funções de proteção advindas das medições desses vãos. Isso porque durante os curtos na barra as correntes de falta são drenadas para o curto e não se direcionam para as saídas de linha. Por isso a função 87 opera com a corrente diferencial e não com a corrente dos vãos, enviando *trip* para os disjuntores 6M4, 7M4 e 8M4.

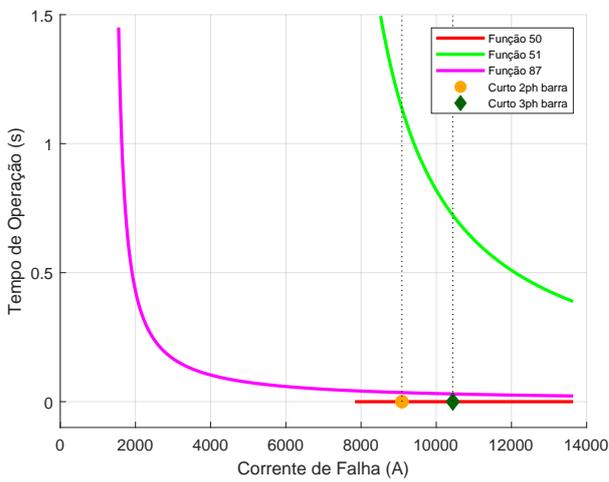
Figura 16 – Coordenogramas de proteção de cada vão.



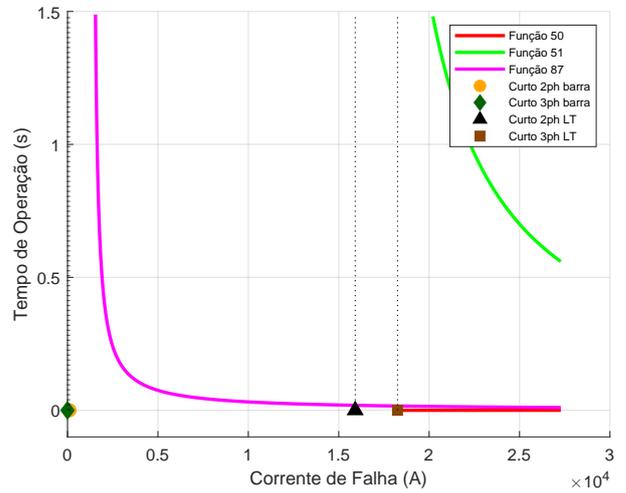
(a) Vão 3.



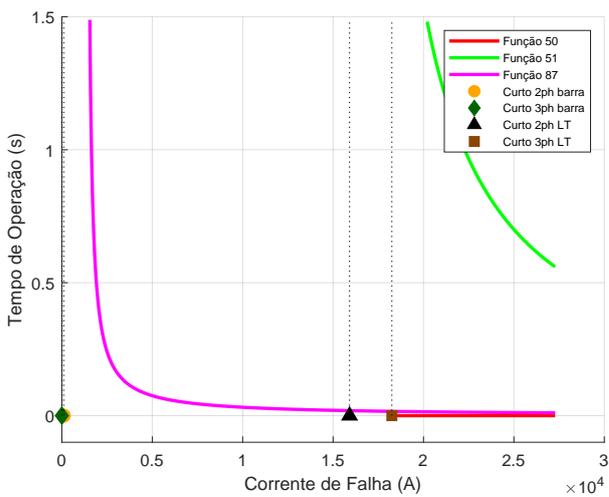
(b) Vão 4.



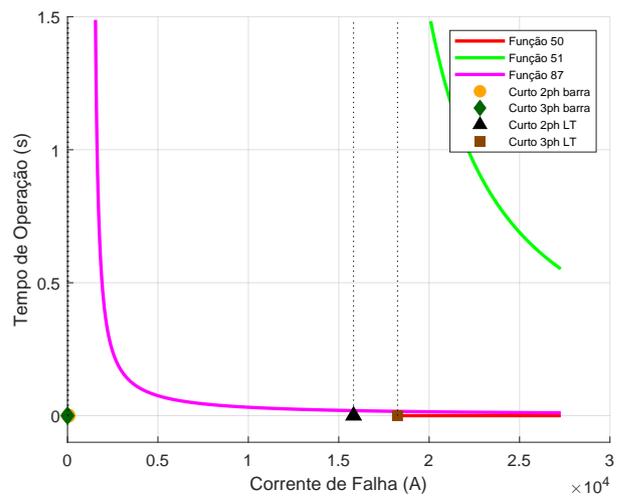
(c) Vão 5.



(d) Vão 6.



(e) Vão 7.



(f) Vão 8.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4 Resultados

Após a parametrização de todas as proteções, é necessário simular faltas no principal ativo que se deseja proteger na SE Barão de Cocais 3, a barra. Com as simulações, é possível verificar a eficácia do projeto de proteção e seletividade e identificar possíveis *gaps* nas parametrizações. Na Tabela 17 é possível verificar todas as simulações que serão apresentadas nesse capítulo bem como o que objetiva-se analisar em cada um dos testes.

Tabela 17 – Configurações dos blocos de fonte e carga.

Cenário	Falta	Local	Condição das proteções	Objetivo
1	3ϕ	Barra	Todas ativas	Verificar atuação coordenada de todas as proteções em falta severa.
2	2ϕ	Barra	Todas ativas	Avaliar seletividade em falta menos severa na barra.
3	3ϕ	Barra	50 e 87 desativadas	Testar retaguarda de falta trifásica.
4	2ϕ	Barra	50 e 87 desativadas	Testar retaguarda de falta bifásica.
5	2ϕ	LT	Todas ativas	Analisar desempenho e seletividade das proteções em faltas externas.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Conforme apresentado na Tabela 17, foram analisados apenas testes com faltas trifásicas e bifásicas. As faltas monofásicas não foram consideradas neste trabalho devido à limitação de tempo para sua devida análise.

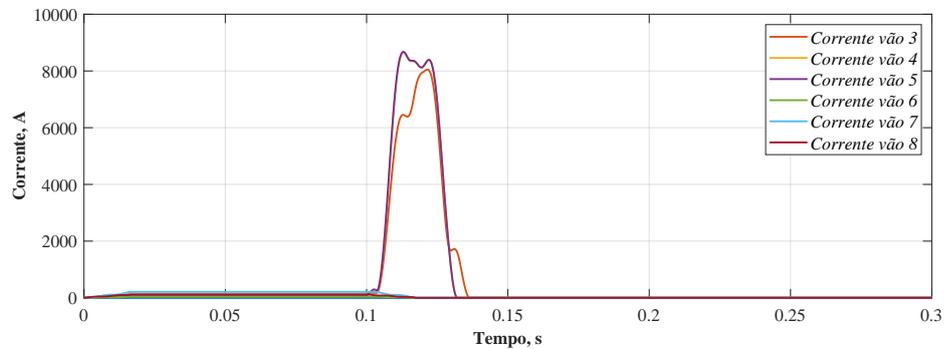
4.1 Cenário 1: Simulação de curto-circuito trifásico na barra com todas as 4 proteções ativas

O primeiro caso a ser simulado será o curto-circuito trifásico na barra. A primeira análise que devemos fazer é em relação às correntes de todos os vãos, pois se o sistema de proteção estiver bem parametrizado e configurado de maneira seletiva, uma falta entre fases na barra deve gerar a abertura de todos os disjuntores com intuito de isolar a falta.

Nesse sentido, é possível verificar na Figura 17 que o sistema se encontra em regime permanente nos instantes iniciais até que em 0,1 segundos a falta ocorre. Após esse instante, os módulos das correntes dos vãos fontes (vãos 3 e 4) e o vão de acoplamento de barras (vão 5) aumentam de forma vertiginosa. Logo após esse aumento todas decrescem

em menos de 0,05 segundos a partir do instante em que o curto ocorre. Isso indica que todos os disjuntores foram abertos e o principal ativo da SE Barão de Cocais 3 foi protegido.

Figura 17 – Módulo das correntes durante de curto-circuito trifásico na barra.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Com o intuito de aprofundar a análise e verificar o por quê e como os disjuntores foram abertos, serão feitas duas análises. A primeira em relação às correntes de *pick up* das proteções e a segunda em relação aos tempos de atuação das proteções temporizadas (50, 67 e 87). Ambas as análises utilizarão os dados e proteções do vão 3 como objeto de estudo, mas a discussão serve para qualquer um dos vãos.

4.1.1 Análise dos critérios de corrente durante curto-circuito trifásico na barra com todas as 4 proteções ativas

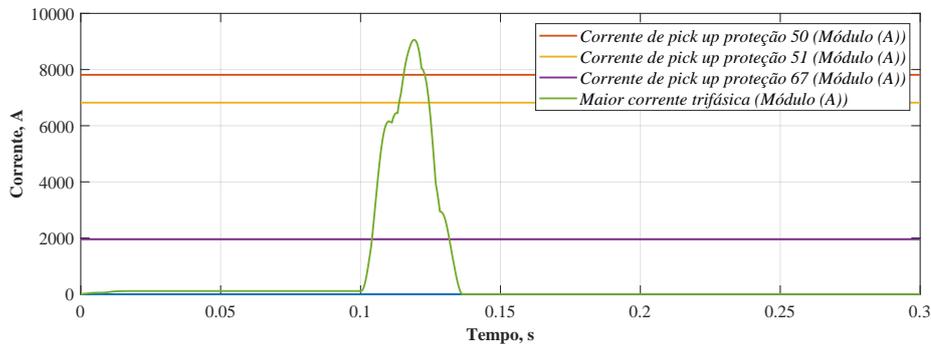
Nesse sentido, é possível verificar na Figura 18 que de acordo com o critério de ultrapassagem do valor de *pick up*, todas as proteções são sensibilizadas pelo curto trifásico, porém não são sensibilizadas no mesmo instante. Esse detalhe é muito importante, pois a proteção 50 atuará instantaneamente, mas as demais proteções obedecem às curvas de temporização que são descritas nos coordenogramas e discutidas posteriormente.

Outra questão muito importante de citar em relação as correntes, é a diferença entre as grandezas que servem de parâmetro para atuação dos relés, enquanto a corrente máxima medida no circuito é utilizada como parâmetro para as proteções 50, 51 e 67 (Figura 18a), a proteção 87 atua de acordo com a corrente diferencial que resulta das somas de todas as correntes que entram e saem das barras. Por isso houve a necessidade de apresentar o gráfico da Figura 18b de forma separada para a presente análise.

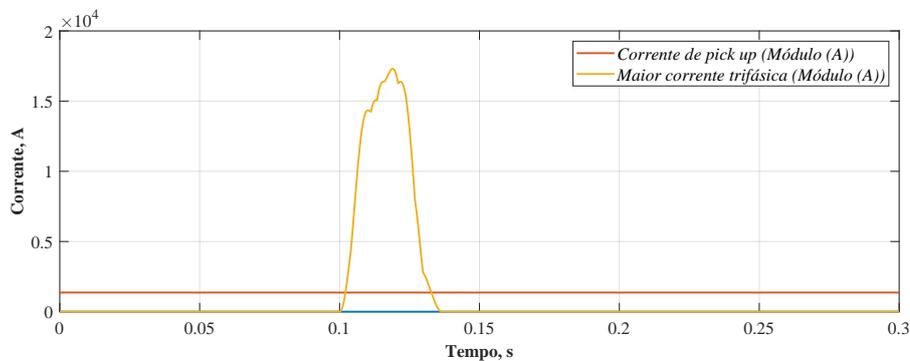
4.1.2 Análise dos critérios de tempo durante curto-circuito trifásico na barra com todas as 4 proteções ativas

A segunda discussão sobre a atuação das proteções é em relação aos tempos de atuação e coordenação da abertura dos disjuntores. Nesse sentido, podemos verificar na

Figura 18 – Módulo das correntes do vão 3 em relação da corrente de pickup de cada proteção.



(a) Módulo da maior corrente no vão 3 em relação as correntes de *pick up* das proteções 50, 51 e 67.



(b) Módulo da maior corrente diferencial em relação a corrente de *pick up* da proteção 87.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 19 a relação entre os valores das temporizações das proteções durante os curtos. Percebe-se que apesar das três funções temporizadas (51, 67 e 87) terem seus critérios de *pick up* atendidos (como demonstrado na análise anterior), não foram todas que perduraram o tempo necessário para coordenar a abertura de disjuntores.

Para explicitar melhor o que ocorreu, nota-se que os três gráficos apresentados na Figura 19 contém no eixo das ordenadas 2 valores. O primeiro é o "Tempo após sensibilização da proteção" que indica o tempo decorrido após a corrente do circuito ter ultrapassado o valor de *pick up*. Já a "Curva de tempoização da proteção" indica o resultado do polinômio de temporização aplicado nas funções 51, 67 e 87 que varia de acordo com a corrente medida (quanto maior a corrente, menor o tempo de acionamento do *trip*).

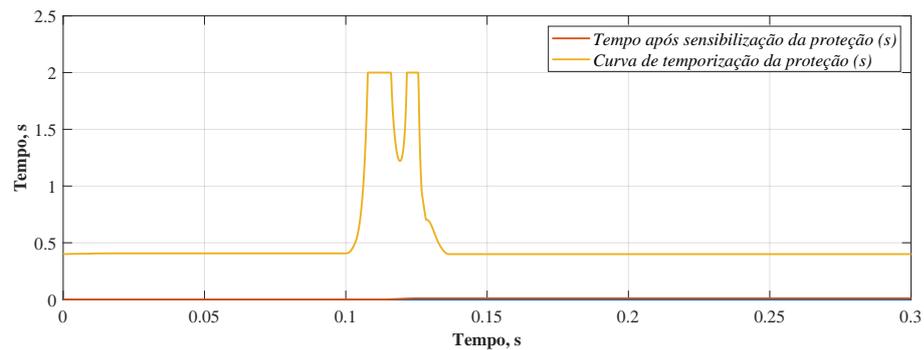
Após a explanação sobre o que será analisado nos três gráficos da Figura 19, é possível verificar que no gráfico de tempo da função 87 (Figura 19c) que durante o curto ocorre um decréscimo da sua curva de temporização devido ao aumento vertiginoso das correntes. Por causa disso, a curva de tempo decorrido após sensibilização encontra com a curva de temporização e isso dispara a abertura de todos os disjuntores.

Esse encontro das curvas não ocorre nos gráficos das proteções 51 (Figura 19a) e

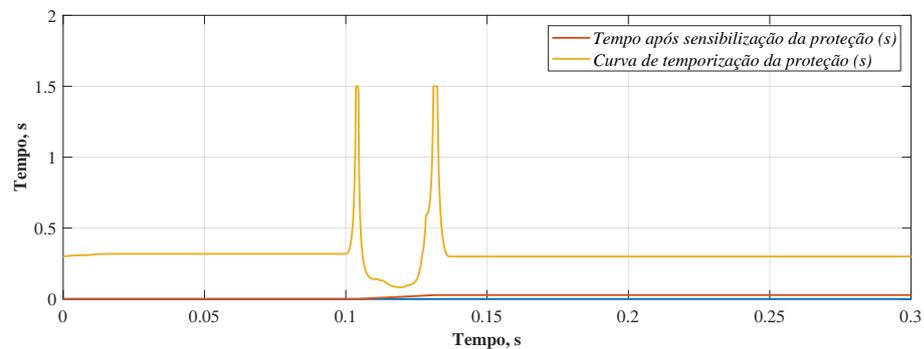
67 (Figura 19b) devido a parametrização estar mais lenta e também devido a função 50 ter feito a abertura do disjuntor do vão 3 antes das proteções temporizadas do vão. Isso é percebido pelo vale que acontece nas curvas das proteções 51 e 67, sendo que o decréscimo no gráfico da proteção direcional é mais acentuado devido a parametrização.

Figura 19 – Relação entre os tempos de atuação das proteções e o tempo de sensibilização pela corrente de *pick up*.

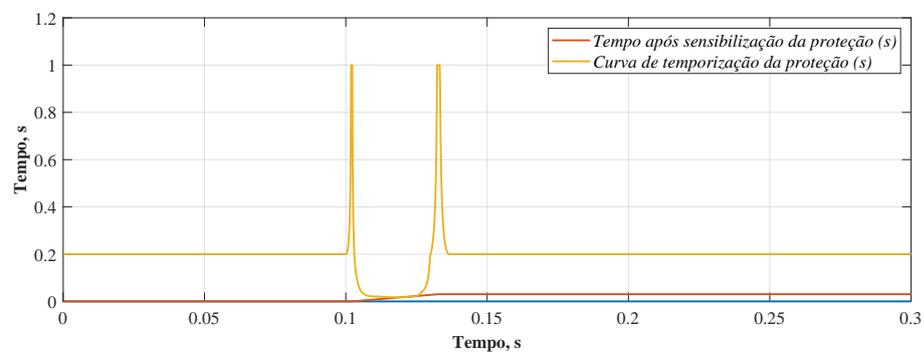
- (a) Relação entre o tempo de atuação da proteção 51 e o tempo de sensibilização pela corrente de *pick up*.



- (b) Relação entre o tempo de atuação da proteção 67 e o tempo de sensibilização pela corrente de *pick up*.



- (c) Relação entre o tempo de atuação da proteção 87 e o tempo de sensibilização pela corrente de *pick up*.

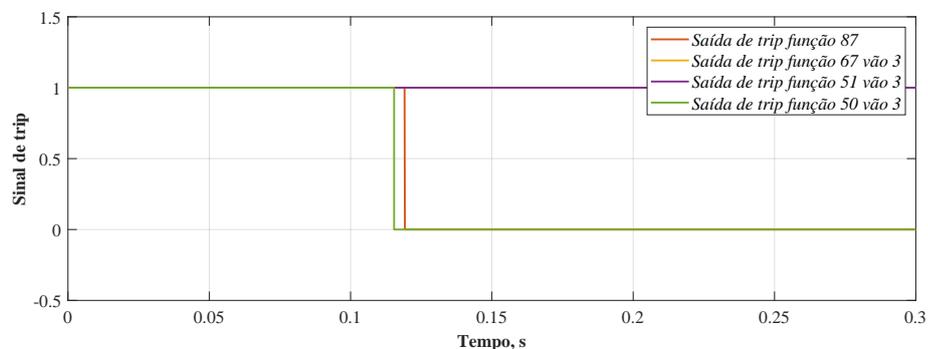


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.1.3 Análise da coordenação de abertura dos disjuntores durante curto-circuito trifásico na barra com todas as 4 proteções ativas

Para concluir a análise, em relação aos tempos, de como sistema de proteção reagiu à falta trifásica na barra, é necessário verificar a coordenação de abertura dos disjuntores da SE. Na Figura 20 podemos identificar todas as saídas das proteções que atuam no disjuntor 3M4 e verificar que a proteção que atuou primeiro foi a função 50 (instantânea) devido a identificação do maior curto possível de acontecer. Na sequência, é verificada a atuação da proteção 87. Essa, por sua vez, comanda abertura de todos os disjuntores que ainda não foram abertos.

Figura 20 – Saídas de *trip* que atuam no disjuntor 3M4.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Dessa forma, a partir da análise das proteções que atuam no vão 3, foi possível esmiuçar todos os detalhes por trás da coordenação das aberturas dos disjuntores durante um curto-circuito trifásico. Além disso, foi possível verificar o bom funcionamento do sistema de proteção isolando a falta de forma rápida e resumir as ações das proteções dos demais vãos na seguinte sequência:

1. Abertura dos disjuntores 4M4 e 5M4 de forma simultânea pela atuação das proteções 50 dos respectivos vãos;
2. Abertura dos disjuntores 3M4 pela atuação da proteção 50;
3. Abertura dos disjuntores 6M4, 7M4 e 8M4 pela atuação da proteção 87;

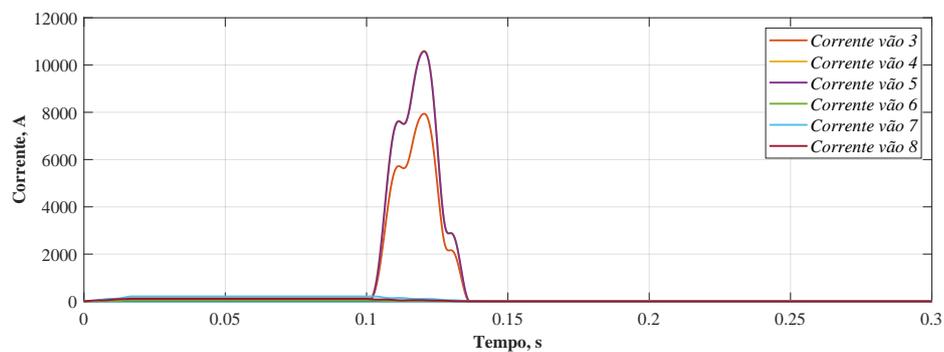
4.2 Cenário 2: Simulação de curto-circuito bifásico na barra com todas as proteções ativas

O segundo cenário a ser simulado é a falta bifásica na barra, o curto entre fases de menor intensidade. Como foram analisados todos os detalhes no que tange a correntes

de *pick up*, temporização das proteções e coordenação dos *trips* na simulação anterior, a partir do presente caso serão apresentados os resultados e destacados os itens que não foram evidenciados na análise anterior.

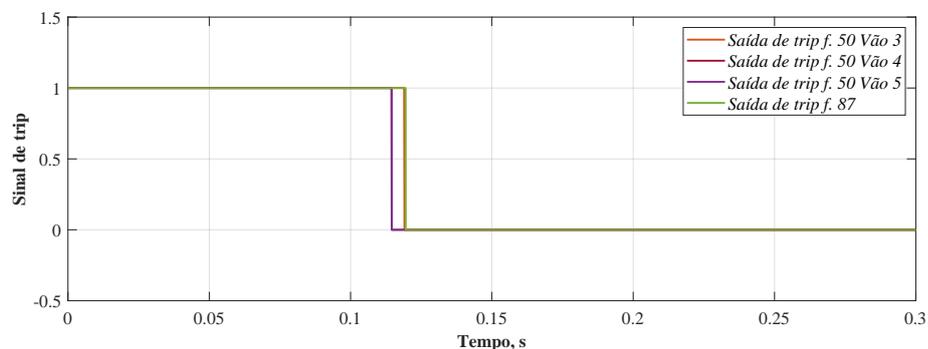
A primeira coisa que é necessário destacar é que todos os disjuntores foram abertos após a ocorrência da falta como pode ser observado na Figura 21 através do decréscimo das correntes após a ocorrência do curto. Porém além de identificar a abertura dos disjuntores é necessário verificar quais proteções enviaram os sinais de *trip*. Isso pode ser verificado na Figura 22. É possível verificar também que as funções de sobrecorrente instantâneas atuaram nos vãos 3, 4 e 5 e as função 87 atuou nos demais disjuntores. Todos esses *trips* já eram esperados de acordo com os coordenogramas apresentados no Capítulo 3, menos o comando de abertura advindo da função 50 do vão 3.

Figura 21 – Módulos das correntes de todos os vãos durante curto-circuito bifásico na barra.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 22 – Sinais de *trip* da função 87 e das funções 50 dos vãos 3, 4 e 5.

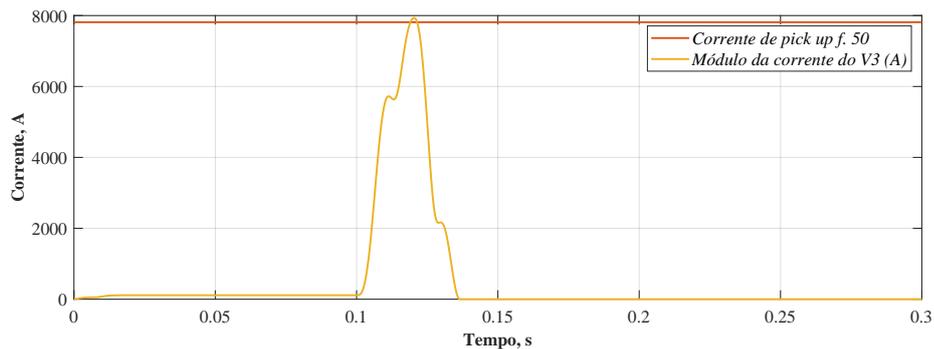


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para verificar o por quê do acionamento da função de sobrecorrente instantânea do vão 3 é necessário conferir o único critério dessa proteção, a corrente de *pick up* ser atingida. Dessa forma, é explicitado na Figura 23 que a corrente de partida da proteção

50 foi alcançada e o que aconteceu é que para construir os coordenogramas e parametrizar os relés, foi utilizada a corrente de curto-circuito após a sua estabilização (como foi explicado Capítulo 3) e durante a simulação da falta o *overshoot* das correntes durante o transiente do circuito foi capaz de sensibilizar essa proteção, por isso aconteceu o desarme do dosjuntor 3M4.

Figura 23 – Módulo da corrente do vão 3 em relação da corrente de acionamento da função 50 do vão 3.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Dessa forma, elucidada a divergência inesperada em relação a parametrização das proteções do vão 3, segue a sequência de desarmes durante a ocorrência de um curto-circuito bifásico na barra da SE:

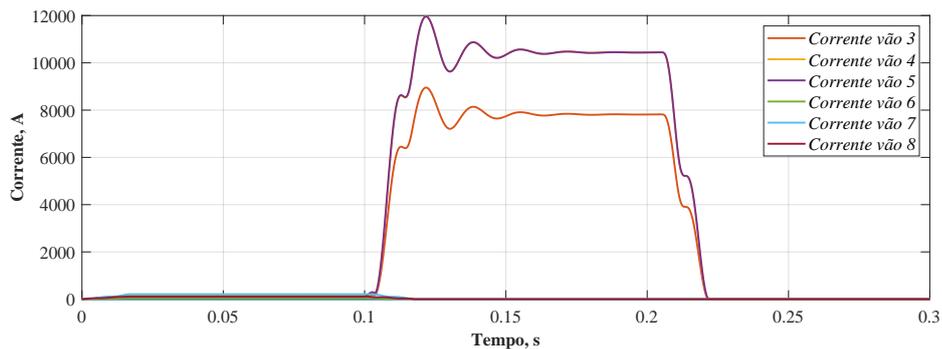
1. Abertura dos disjuntores 4M4 e 5M4 de forma simultânea pela atuação das proteções 50 dos respectivos vãos;
2. Abertura dos disjuntores 3M4 pela atuação da proteção 50;
3. Abertura dos disjuntores 6M4, 7M4 e 8M4 pela atuação da proteção 87;

4.3 Cenário 3: Simulação de curto-circuito trifásico na barra com as proteções 50 e 87 desativadas

Uma situação interessante de simular é o curto-circuito durante a inoperância de algumas proteções, uma possível situação em determinada subestação por defeito ou manutenção nos IED's. Como foi observado anteriormente que as proteções que atuaram de forma mais rápida foram as funções 50 e 87. Dessa forma, será simulada a falta simétrica com essas duas funções desabilitadas. Dessa forma será possível verificar se a retaguarda imediata da proteção diferencial, a função 67, atuará conforme os coordenogramas apresentados no Capítulo 3.

Neste contexto, o primeiro item a ser verificado é o perfil das correntes de todos os vãos durante o curto-circuito. Na Figura 24 é possível verificar de maneira imediata que a falta foi isolada devido todas as correntes diminuírem após o instante 0,225 segundos. Outra coisa que é possível notar é que a atuação das proteções demorou mais que nos exemplos anteriores devido às proteções 50 e 87 não atuarem.

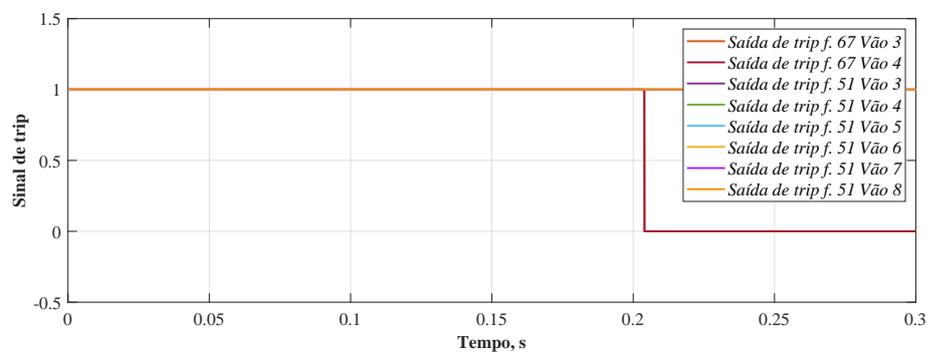
Figura 24 – Módulos das correntes durante curto-circuito trifásico na barra com as proteções 50 e 87 inativas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Após a identificação inicial de que todas as fontes que alimentavam o curto-circuito foram isoladas e os ativos foram protegidos, devemos verificar quais as proteções atuaram e em que ordem dispararam os sinais de *trip*. Podemos verificar esses detalhes na Figura 25, em que é exposto os sinais de *trip* das funções 67 dos vãos 3 e 4 atuam no mesmo instante. Dessa forma, as fontes que estavam alimentando a falta foram interrompidas com sucesso mesmo com duas proteções inabilitadas mostrando a robustez do sistema de proteção e seletividade frente a falta simulada.

Figura 25 – Saídas de *trip* de todas as proteções ativas na simulação.

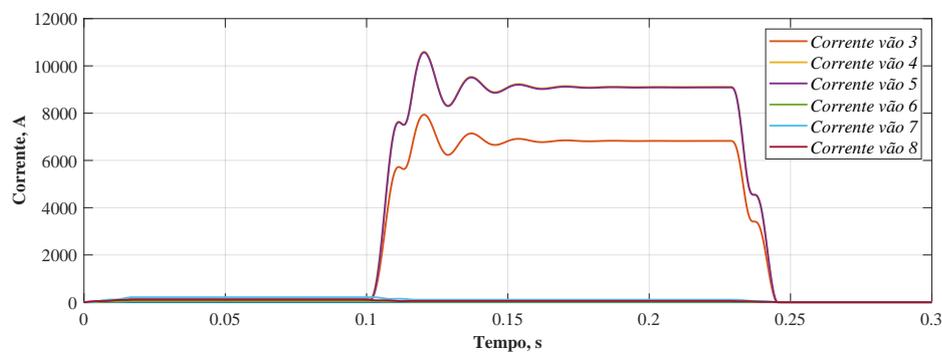


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.4 Cenário 4: Simulação de curto-circuito bifásico na barra com as proteções 50 e 87 desativadas

O próximo teste a ser realizado também se relaciona aos cenários de contingência dos IED's que contenham as funções 50 e 87, mas dessa vez com uma falta bifásica. E para seguir o padrão que vem sendo desenvolvido neste capítulo, o primeiro objeto de estudo será o perfil das correntes de todos os vãos que é apresentado na Figura 26. É possível observar que o módulo das correntes decai depois da falta mostrando que o curto não está mais alimentado, ou seja, disjuntores foram abertos.

Figura 26 – Módulos das correntes durante curto-circuito bifásico na barra com as proteções 50 e 87 inativas.

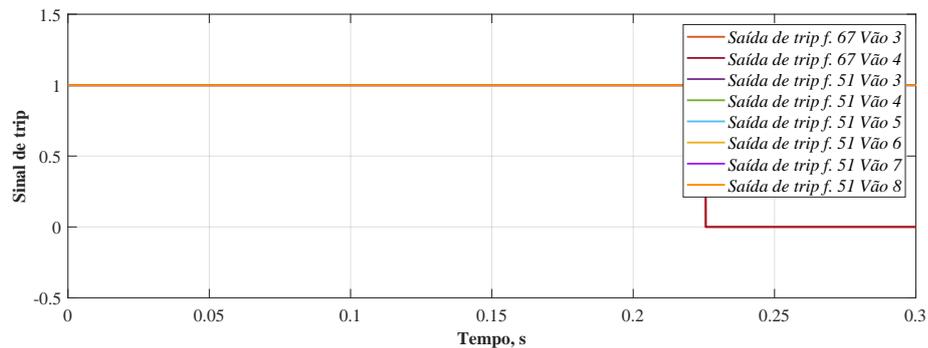


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Analisando os coordenogramas, pode-se inferir que as proteções 67 dos vãos 3 e 4 deveriam operar antes das proteções 51 dos respectivos vãos. Isso pode ser verificado na Figura 27 em que é constatado que as proteções 67 dos vãos 3 e 4 operam de maneira simultânea a fim de interromper a alimentação do curto-circuito na barra. Além disso, é possível verificar que o tempo de acionamento das proteções direcionais são mais longos do que os tempos da função 50 (que possui tempo de atuação igual a zero), da função 87 (que atuaram mais rapidamente no dois primeiros testes desse capítulo) e da mesma função 67 durante falta simétrica simulada no caso anterior (devido a intensidade das correntes do curto-circuito trifásico ser maior do que a do bifásico). Dessa forma, podemos afirmar que a retaguarda da função diferencial funciona de maneira eficaz quando é exigida em ambos os casos.

4.5 Cenário 5: Simulação de curto-circuito bifásico na linha de transmissão com todas as proteções ativas

Apesar de o objetivo principal do sistema de proteção dimensionado no presente trabalho ser a proteção das barras da subestação, foi simulado um curto-circuito na che-

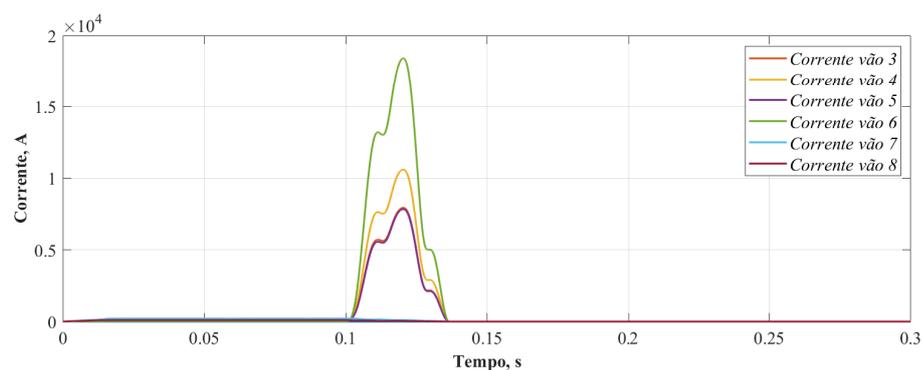
Figura 27 – Saídas de *trip* das proteções 51 e 67 de todos os vãos.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

gada da linha de transmissão do vão 6 para exemplificar a robustez do sistema. Uma vez que as proteções 67 e 87 só devem atuar para faltas nos limites internos da SE (após os disjuntores e nas barras), é necessário verificar a resposta do sistema a uma falta fora da atuação das proteções principais. Nesse sentido, a presente simulação se dá por uma falta bifásica após o disjuntor 6M4 (na direção do cliente).

Seguindo o mesmo direcionamento das análises anteriores, é possível verificar o módulo das correntes de todos os vãos durante a falta na figura Figura 28 e perceber que após o aumento repentino das correntes (o que indica o curto), todas diminuem seus módulos até chegar em valores bem próximos a zero. Isso indica que o curto-circuito deixou de ser alimentado e os ativos foram protegidos de permanecer sob altas correntes.

Figura 28 – Módulos das correntes de todos os vãos durante curto-circuito bifásico na LT do vão 6.

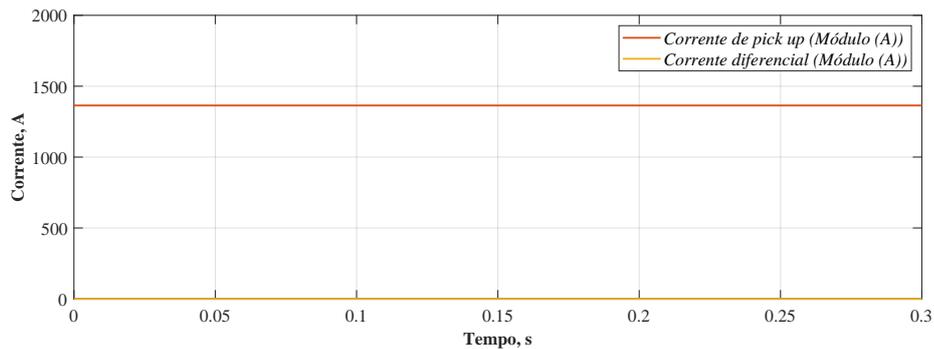


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A próxima grandeza que é necessário verificar é a corrente diferencial. Foi possível notar nas simulações anteriores que quando a proteção 87 está ativa e ocorre uma falta dentro da sua zona de atuação, o módulo da corrente diferencial aumenta e é disparada a temporização para atuação nos disjuntores. Nesse exemplo, como a falta não está loca-

lizada dentro da sua zona de atuação, ou seja, está localizada externa à SE, não ocorre o aumento da corrente diferencial e conseqüente sinal de *trip* dessa proteção. Isso pode ser observado na Figura 29 ao verificar que durante a simulação do curto, não há mudança aparente no perfil da corrente da função 87.

Figura 29 – Comparação entre a corrente de *pick up* da proteção 87 e a corrente diferencial durante o curto-circuito bifásico na LT do vão 6.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Devido a não atuação da proteção diferencial de barra, a inexistência da função 67 no vão 6 e da parametrização mais lenta da proteção 51, durante essa falta foram atuadas as proteções de sobrecorrente instantânea na seguinte ordem:

1. Abertura do disjuntor 4M4 através da proteção 50;
2. Abertura dos disjuntores 3M4 e 5M4 pela atuação das respectivas proteções 50;
3. Abertura do disjuntor 6M4 através da proteção 50;

Dessa forma, o curto-circuito deixou de ser alimentado pelas duas fontes (vão 3 e vão 4) e isolado através da abertura do disjuntor 6M4. É interessante salientar que no presente trabalho não foram implementadas proteções de linha (função 21) e essa simulação foi realizada apenas para verificar se mesmo sem a parametrização específica das proteções para proteger as LT's o sistema conseguiria reagir à falta.

4.6 Resumo dos ensaios

Com o intuito de resumir os testes realizados no presente trabalho, foi confeccionada a Tabela 18. Essa tabela reúne todas as informações referentes às simulações. É possível verificar os disjuntores abertos em cada um dos casos bem como a proteção que coordenou a abertura, identificada na tabela como *trip*. Além disso, é possível perceber quais proteções tiveram sua corrente de *pick up* atingidas através dos itens que constam como sensibilizados.

Tabela 18 – Atuação das proteções por cenário e vão.

Cenário	Vão	50	51	67	87	Disjuntores abertos
seção 4.1	3	<i>trip</i>	Sensibilizada	Sensibilizada	Sensibilizada	3M4
	4	<i>trip</i>	Sensibilizada	Sensibilizada	Sensibilizada	4M4
	5	<i>trip</i>	Sensibilizada	Sensibilizada	Sensibilizada	5M4
	6	-	-	-	<i>trip</i>	6M4
	7	-	-	-	<i>trip</i>	7M4
	8	-	-	-	<i>trip</i>	8M4
seção 4.2	3	<i>trip</i>	Sensibilizada	Sensibilizada	Sensibilizada	3M4
	4	<i>trip</i>	Sensibilizada	Sensibilizada	Sensibilizada	4M4
	5	<i>trip</i>	Sensibilizada	Sensibilizada	Sensibilizada	5M4
	6	-	-	-	<i>trip</i>	6M4
	7	-	-	-	<i>trip</i>	7M4
	8	-	-	-	<i>trip</i>	8M4
seção 4.3	3	inativa	Sensibilizada	<i>trip</i>	inativa	3M4
	4	inativa	Sensibilizada	<i>trip</i>	inativa	4M4
	5	inativa	-	-	inativa	-
	6	inativa	-	-	inativa	-
	7	inativa	-	-	inativa	-
	8	inativa	-	-	inativa	-
seção 4.3	3	inativa	Sensibilizada	<i>trip</i>	inativa	3M4
	4	inativa	Sensibilizada	<i>trip</i>	inativa	4M4
	5	inativa	-	-	inativa	-
	6	inativa	-	-	inativa	-
	7	inativa	-	-	inativa	-
	8	inativa	-	-	inativa	-
seção 4.5	3	<i>trip</i>	-	-	-	3M4
	4	<i>trip</i>	-	-	-	4M4
	5	<i>trip</i>	-	-	-	5M4
	6	<i>trip</i>	-	-	-	6M4
	7	-	-	-	-	-
	8	-	-	-	-	-

5 Conclusão e Trabalhos Futuros

O desenvolvimento de projetos de proteção e seletividade em subestações de transmissão constitui um desafio técnico relevante, marcado pela complexidade dos sistemas elétricos e pela necessidade de assegurar simultaneamente segurança, confiabilidade e continuidade no fornecimento de energia. Essa realidade se mostra ainda mais evidente no caso da subestação Barão de Cocais 3, que desempenha um papel estratégico no atendimento a grandes consumidores industriais da região do Médio Piracicaba. A ausência de transformadores em sua configuração e o arranjo de barra dupla com disjuntor e quatro chaves tornam o estudo da proteção e da seletividade um exercício de alta relevância acadêmica e prática.

Diante desse cenário, este trabalho teve como objetivo central o desenvolvimento de um projeto preliminar de proteção e seletividade para a subestação Barão de Cocais 3, integrando fundamentos teóricos a ferramentas de simulação computacional. O escopo do trabalho focou em desenvolver um projeto de proteção que fosse eficiente e funcional no isolamento de faltas. Para tanto, foram projetadas e parametrizadas as principais funções de proteção de fase (50/51, 67 e 87), com auxílio do *software Matlab*, que também forneceu as correntes de curto-circuito necessárias ao dimensionamento e ajuste dos relés. Complementarmente, buscou-se validar a eficácia das soluções propostas por meio da modelagem da subestação e da análise de diferentes cenários de falha no ambiente *SimPowerSystems/Matlab*.

Nesse sentido, foram apresentados os resultados de diversos casos de faltas entre fases, cada uma com um objetivo em específico. A simulação realizada com todas as funções de proteção ativas em que ocorria uma falta simétrica nas barras foi bem sucedida, tendo uma coordenação muito interessante entre os relés de sobrecorrente instantânea e o relé diferencial. Já a simulação do curto-circuito bifásico na barra, também com todos os relés em serviço, fugiu um pouco do esperado pelos coordenogramas devido a uma desconsideração do transitório de determinadas faltas ao parametrizar a função 50. Apesar disso, esse detalhe não impediu o sistema de performar bem diante do curto.

Na sequência dos testes, foram simuladas as mesmas duas faltas (trifásica e bifásica entre fases) mas com as proteções 50 e 87 inoperantes para verificar como as contingências estavam operando. Ambos os testes foram bem sucedidos evidenciando a parametrização ajustada das proteções direcionais. A última simulação apresentada foi referente a uma falta bifásica com todas as proteções ativas, mas dessa vez fora dos limites das zonas de atuação das funções 67 e 87. Esse teste foi importante para salientar a seletividade das proteções direcionais e diferenciais e evidenciar que mesmo sem a implementação de proteções de linha, as funções parametrizadas foram capazes de realizar a abertura do circuito isolando a falta.

Tendo em vista os resultados satisfatórios, é possível afirmar que o projeto dimensionado é interessante no que tange a mitigar os efeitos das faltas entre fases na subestação BCST, principalmente relacionados a segurança operacional. Além disso, esse trabalho pode se tornar um pontapé inicial para outros projetos de proteção e seletividade no meio acadêmico devido a modelagem dentro do ambiente *Matlab/Simulink*, um *software* tão difundido nesse meio.

Em relação às contribuições do trabalho para a área da engenharia elétrica, destacam-se a explanação acerca do funcionamento de uma SE de transmissão real, o que torna muito mais palpável os assuntos que são discutidos apenas no meio acadêmico, e a construção passo a passo das funções de proteção utilizando diagramas de blocos dentro do ambiente *Simulink*, o que traz à tona a lógica com as quais as proteções podem ser implementadas em IED's comerciais ou pelo menos elucidar etapas que seriam necessárias para implementação.

Por fim, é possível que esse trabalho, com seu caráter preliminar, sirva como base para trabalhos futuros e outros estudantes iniciarem novas abordagens acerca da proteção de SEP, modelando diversas SE's e LT's com intuito de tornar mais acessível o contato com esse tema. Com o mercado de energia brasileiro tão aquecido como está na terceira década do século XXI, urge a necessidade de novas abordagens para tratar dos temas de proteção e seletividade e da formação de novos profissionais para atuarem nessa área. Esse trabalho pode contribuir sendo um ponto de partida para esses dois pontos.

5.1 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, as sugestões são:

- Construção e parametrização das funções de proteção para mitigar os efeitos das faltas monofásicas;
- Incluir no modelo da subestação características dos equipamentos de medição (TP's e TC's);
- Construção e parametrização de outras funções de proteção, como por exemplo 21, 27, 59 e 79;
- Modelar subestação que possuam etapa de transformação e adaptar proteções para esse cenário;
- Simular como as proteções de determinado projeto se comportariam em diversos casos de fluxos de potência diferentes;
- Modelar subestação de distribuição e parametrizar as proteções de forma seletiva.

Referências

- ABNT. *NBR 5460: Sistemas elétricos de potência*. 1992. Acesso em: 29 mar. 2025. Disponível em: <<https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/7989/abnt-nbr5460-sistemas-eletricos-de-potencia>>. 18
- ABNT. *NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão, de 1,0 kV a 36,2 kV*. 2021. Acesso em: 29 mar. 2025. Disponível em: <<https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/10731/abnt-nbr14039-instalacoes-eletricas-de-media-tensao-de-10-kv-a-362-kv>>. 29
- FEITOSA, E. *SELETIVIDADE E PROTEÇÃO COMPLEXO EÓLICO*. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso), Sobral, 2023. Disponível em: <<http://repositorio.unis.edu.br/bitstream/prefix/720/1/TCC%20LARISSA%20CARDOSO%20FRADE.pdf>>. 15
- FRADE, L. *PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DA SELETIVIDADE NA SUBESTAÇÃO TRÊS CORAÇÕES*. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso), Varginha, 2016. Disponível em: <<http://repositorio.unis.edu.br/bitstream/prefix/720/1/TCC%20LARISSA%20CARDOSO%20FRADE.pdf>>. 15
- IEC. *Electrical relays – Part 151: Functional requirements for overcurrent protection*. 2009. Acesso em: 13 jul. 2025. Disponível em: <<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/52bc0a7b-4aac-4788-9f0d-a0519d76497c/iec-60255-151-2009.pdf>>. 31, 41
- IEEE. *IEEE Standard C37.2: Standard for Coordination of Protective Devices for Power Systems*. 2015. Acesso em: 08 Ago. 2025. Disponível em: <<https://standards.ieee.org/ieee/C37.2/6043/>>. 47
- IEEE. *IEEE Standard for Protection and Control of Electrical Power Systems – Differential Protection for Busbars*. 2015. Acesso em: 08 Ago. 2025. Disponível em: <<https://standards.ieee.org/ieee/C37.113/5387/>>. 47
- KINDERMANN, G. *Proteção de Sistema Elétricos de Potência vol1*. Livro, -, 1999. Disponível em: <->. 29, 42
- KINDERMANN, G. *Proteção de Sistema Elétricos de Potência vol2*. Livro, -, 2006. Disponível em: <->. 31
- KINDERMANN, G. *Proteção de Sistema Elétricos de Potência vol3*. Livro, -, 2008. Disponível em: <->. 26, 32, 33, 36
- MAMEDE, J. *PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA*. Livro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <->. 24, 25, 27, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 44, 45, 46, 47
- MAMEDE, J. *SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO*. Livro, Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <->. 18, 19, 25, 28
- NEGRÃO, D. *Metodologia para a Coordenação e Seletividade da Proteção Direcional de Sobrecorrente em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica*. Dissertação, São Carlos, 2015. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-05082015-105138/publico/Danilo.pdf>>. 15

NREL. *National Transmission Analysis Maps Next Chapter of US Grid Evolution*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2024. Acesso em: 09 mar. 2025. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/news/features/2024/national-transmission-planning-study.html>>. 13

ONS. *Extensão da Rede Básica de Transmissão*. 2025. Acesso em: 09 mar. 2025. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. 13

ONS. *ONS publica mapa interativo com indicativo da capacidade remanescente para escoamento de geração de energia*. 2025. Acesso em: 09 mar. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20220523_ONS-publica-mapa-interativo-com-indicativo-da-capacidade-remanescente-para-escoamento-de-geracao-de-energia-.aspx>. 13

SARTORI, R. *Proteção e seletividade de sistemas elétricos: estudo de caso na Gerdau Aços Longos S/A*. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso), Porto Alegre, 2011. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/handle/10183/65622>>. 14