



CONTROLE DE INJEÇÃO DE CORRENTES DE SEQUÊNCIA NEGATIVA DE
FONTES GERADORAS CONECTADAS EXCLUSIVAMENTE VIA INVERSORES

Victor Alves Freitas de Almeida

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro

Março de 2022

CONTROLE DE INJEÇÃO DE CORRENTES DE SEQUÊNCIA NEGATIVA DE
FONTES GERADORAS CONECTADAS EXCLUSIVAMENTE VIA INVERSORES

Victor Alves Freitas de Almeida

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Orientador: Glauco Nery Taranto

Aprovada por: Prof. Glauco Nery Taranto

Prof. Robson Francisco da Silva Dias

Prof. Kleber Melo e Silva

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2022

Almeida, Victor Alves Freitas de

Controle de Injeção de Correntes de Sequência Negativa de Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Inversores/ Victor Alves Freitas de Almeida. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2022.

XIX, 156 p.: il.: 29,7cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2022.

Referências Bibliográficas: p. 137-146.

1. Fontes Geradoras Conectadas Via Inversor 2. Controle de Correntes de Sequência Negativa 3. Proteção de Sistemas de Potência. I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Patricia de Souza Freitas e Marcos Heleio Alves de Almeida, por todo amor e apoio que me deram durante toda minha vida.

Agradeço ao meu orientador, Glauco Nery Taranto, pelo tema da dissertação, pelo conhecimento transferido e pelas produtivas reuniões e conversas durante todo o mestrado.

Aos meus amigos, principalmente Marlon dos Santos Mello, Pedro Henrique Muller Braga e Victor Henrique Santiago Ferreira, que me acompanham desde o início da graduação e sempre me apoiaram e me auxiliaram quando precisei.

Aos colegas do projeto de Pesquisa de “Impacto das Conexões de Geração Eólica e Solar em Larga Escala no Sistema Interligado Nacional”, em especial Thomas Moreira Campello, que foi de grande ajuda ao me auxiliar sobre simulação no ANAREDE e ANATEM em sistemas de grande porte e me ensinou sobre princípios de simulação em modelagem EMT no PSCAD.

Aos desenvolvedores do software SIMULIGHT, em especial Dr. Alessandro Manzoni (in memoriam) e Dr. José Mauro Teixeira Marinho, por criarem uma plataforma de simulação de qualidade.

Aos professores Kleber Melo e Silva e Robson Francisco da Silva Dias. Seus comentários durante a arguição da defesa da minha dissertação foram extremamente úteis para aumentar a polidez do texto.

Aos professores com quem tive aula durante o mestrado. Além do professor Glauco, os professores Antonio Carlos Ferreira, Djalma Mosqueira Falcão e Tatiana Mariano Lessa de Assis foram de grande importância para minha formação.

Aos meus colegas de mestrado que contribuíram para minha formação e que aliviavam a tensão de provas e trabalhos. Poderia citar inúmeras pessoas, mas destaco Anderson Soares, Érika Nascimento, Fábio Padovani e Gustavo Almeida. Fábio, inclusive, me respondeu algumas dúvidas sobre o SIMULIGHT.

Às agências brasileiras de fomento à pesquisa, em especial ao CNPQ.

À pesquisa, à ciência e à cultura, essenciais para o ser humano garantir uma vida com melhor qualidade.

A Deus, que me permitiu estar aqui.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

CONTROLE DE INJEÇÃO DE CORRENTES DE SEQUÊNCIA NEGATIVA DE FONTES GERADORAS CONECTADAS EXCLUSIVAMENTE VIA INVERSORES

Victor Alves Freitas de Almeida

Março/2022

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho tem como objetivo identificar os impactos negativos da conexão de fontes geradoras conectadas exclusivamente via inversor nos sistemas de proteção, em especial na alteração da diferença angular típica de grandezas de tensão e corrente de sequência negativa durante uma falta assimétrica comparado com uma rede com predominância de máquinas síncronas. O comportamento distinto de uma fonte conectada via inversor em comparação com a máquina síncrona pode causar falha de operação de funções de proteção, em especial aqueles que utilizam grandezas de direcionalidade de sequência negativa. Um controle de correntes de sequência negativa é proposto e atua quando o terminal do gerador identifica uma possível falta assimétrica na rede. Esse controle injetará correntes reativas de sequência negativa sem ultrapassar a capacidade máxima do limite de corrente do conversor. Será utilizada modelagem fasorial em ambiente trifásico com modelos generalizados para o ambiente trifásico da Western Electricity Coordinating Council (WECC). Além disso, o presente trabalho utiliza relés multifunções, ou seja, relés que possuem múltiplas funções de proteção distintas dentro do mesmo equipamento. Comparações da modelagem dinâmica fasorial trifásica e de transitórios eletromagnéticos são apresentadas.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

NEGATIVE-SEQUENCE CURRENT INJECTION CONTROL OF FULL CONVERTER-INTERFACED GENERATORS

Victor Alves Freitas de Almeida

March/2022

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work aims to identify the negative impacts of the connection of converter-interfaced generators in protection systems, especially in the alteration of the typical angular difference of negative sequence voltage and current quantities during an asymmetrical fault compared to a power grid with a predominance of synchronous machines. The different behavior of a converter-interfaced generator compared to a synchronous machine can cause relays to malfunction, especially those that use negative-sequence directionality quantities. A negative-sequence current control is proposed which is activated when the generator terminal identifies a possible asymmetrical fault in the power system. This control will inject reactive negative sequence currents without exceeding the maximum capacity of the converter's current limit. Phasor RMS modeling in three-phase environment with generalized models for the three-phase environment of the Western Electricity Coordinating Council (WECC) will be used. Furthermore, the present work uses multi-function relays, that is, relays that have multiple different protection functions within the same equipment. Comparisons of three phase phasor dynamic modelling and electromagnetic transient modelling are presented.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xvii
Lista de Abreviaturas.....	xix
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 - Visão Geral.....	1
1.2 – Motivação do Trabalho	2
1.3 – Objetivos.....	3
1.4 – Revisão Bibliográfica	4
1.5 – Contribuições do Trabalho.....	7
1.6 – Estrutura do Trabalho	8
Capítulo 2 – Aspectos Técnicos de Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Conversor	9
2.1 – Sistemas de Geração de Grande Porte Conectados Exclusivamente Via Inversor no Brasil e no Mundo.....	9
2.2 – Aspectos Técnicos de Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Inversor	12
2.2.1 – Conexão com a rede	13
2.2.2 – Inércia.....	14
2.2.3 – Curva de Capacidade.....	15
2.2.4 – Contribuição de Corrente para Falhas Simétricas e Assimétricas	16
2.2.5 – Controle de Tensão.....	18
2.2.6 – Controle de Frequência	19
2.2.7 – Controle de potência reativa durante faltas na rede	19
2.2.8 – Fault Ride-Through.....	20
2.3 – Requisitos Mínimos para Conexão de Novas Instalações de FGCEVI ao Sistema de Transmissão no Brasil	21
2.3.1 – Suporte de potência reativa a tensão nominal	21

2.3.2 – Suporte de potência reativa em tensão não-nominal.....	21
2.3.3 – Modos de operação de controle de tensão.....	22
2.3.4 – Suporte de potência reativa durante defeito	22
2.3.5 – Frequency Ride-Through	23
2.3.6 – Voltage Ride-Through.....	24
Capítulo 3 – Aspectos Técnicos de Proteção	25
3.1 – Funções de proteção.....	26
3.1.1 – Função de Sobrecorrente Instantânea (50).....	26
3.1.2 – Função de Sobrecorrente Temporizada (51)	26
3.1.3 – Função Direcional (67).....	28
3.1.4 – Função de distância (21)	29
3.1.5 – Uso de sequência negativa nas funções 50/51/67 (50Q/51Q/67Q).....	31
3.1.6 – Esquemas de Teleproteção	35
3.2 – Modelagem da proteção em softwares TP-RMS	37
Capítulo 4 – Modelagem Computacional de Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Inversor	39
4.1 – Modelos Genéricos da WECC	40
4.1.1 – Modelagem em regime permanente de Plantas Fotovoltaicas	40
4.1.2 – Modelagem Dinâmica	42
4.1.2.1 – Módulo de Controle nível Planta de FGCEVI	43
4.1.2.1.1 – Controle de Tensão em nível Planta	43
4.1.2.1.1.1 – Controle de Tensão com método Compensação por Queda de Tensão na Linha	43
4.1.2.1.1.2 – Controle de Tensão com método Q-Droop	45
4.1.2.1.3 – Controle nível Planta de Potência Reativa.....	45
4.1.2.1.4 – Controle nível Planta de Potência Ativa	46
4.1.2.2 – Módulo de Controles Elétricos de FGCEVI.....	48
4.1.2.2.1 – Controle Local de Tensão	49

4.1.2.2.2 – Controle Local de Potência Reativa.....	49
4.1.2.2.3 – Controle Local de Fator de Potência.....	50
4.1.2.2.4 – Controle Local Coordenado V/Q.....	51
4.1.2.2.5 – Controle de Correntes Reativas sob grandes desvios de tensão	52
4.1.2.2.6 – Controle Local de Potência ativa.	53
4.1.2.2.7 – Lógica dos Limites de Corrente ativa e reativa	54
4.1.2.3 – Módulo de Controle de Geração de FGCEVI	55
4.1.2.3.1 – Bloco de saída de corrente ativa I_p	55
4.1.2.3.2 – Bloco de saída de corrente ativa I_q	56
4.1.2.3.3 – Gerenciamento de Corrente Reativa em Alta Tensão.....	56
4.1.2.3.4 – Gerenciamento de Corrente Ativa em Baixa Tensão.....	57
4.1.2.3.5 – Lógica de Potência em Baixa Tensão	58
4.1.2.3.6 – Conexão com a rede.....	59
4.2 – Modelos Trifásicos da WECC	59
4.3 – Controle de Correntes de Sequência Negativa de FGCEVI	60
4.3.1 – Proposição de um controle de correntes de sequência negativa.....	60
4.3.2 – Expansão da Lógica de Limitação de Corrente.....	68
Capítulo 5 – Simulações Realizadas.....	79
5.1 – Sistema Teste de 2 Geradores	79
5.1.1 – Sensibilidade à variação de K_{neg}	80
5.1.2 – Comparação das diferentes lógicas de limitação de corrente.....	89
5.1.3 – Comparação de Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa	94
5.2 – Sistema Equivalente de parte do Sistema Interligado Nacional	102
5.3 – Sistema IEEE New England	109
5.3.1 – Curto Bifásico Sem Terra na LT 16-19.....	110
5.3.2 – Curto Bifásico Com Terra na LT 16-24.....	117

5.4 – Comparação de Modelagem TP-RMS x EMT	125
5.4.1 – Modelo de FGCEVI na modelagem EMT	125
5.4.2 – FGCEVI sem injeção de correntes de sequência negativa	127
5.4.3 – FGCEVI com injeção de correntes de sequência negativa	129
Capítulo 6 – Considerações Finais	133
6.1 – Conclusões da Dissertação.....	134
6.2 – Trabalhos Futuros	135
Capítulo 7 – Referências Bibliográficas	137
APÊNDICES	147
A – Dados do Sistema Teste de 2 Geradores.....	147
B – Dados do Sistema Equivalente de Parte do SIN	150
C – Dados do Sistema IEEE New England	153

Lista de Figuras

Figura 1: Capacidade Instalada Brasileira. (a) Capacidade instalada em 2020. (b) Capacidade projetada para 2030.....	1
Figura 2: Evolução anual esperada da Capacidade Instalada Solar Fotovoltaica Concentrada e Eólica.	2
Figura 3: Potencial Fotovoltaico. (a) Brasil. (b) Índia.....	12
Figura 4: Esquema simplificado de conexão de uma máquina síncrona convencional à rede.	13
Figura 5: Estrutura típica de uma Fonte Eólica Tipo IV.	13
Figura 6: Estrutura típica de uma Fonte Fotovoltaica	14
Figura 7: Representação do sistema de potência como uma grande massa girante.	15
Figura 8: Curva de capacidade uma Máquina Síncrona (azul) x Curva de capacidade de uma UFV (vermelho) de capacidade instalada equivalente.	17
Figura 9: Ilustrativo de corrente de falta de uma máquina síncrona, de uma FGCEVI sem capacidade de Ride-Through e com capacidade de Ride-Through.....	17
Figura 10: Contribuição de Correntes de Sequência negativa para faltas. (a) Máquina Síncrona. (b) Eólica Tipo IV.	18
Figura 11: Suporte de potência reativa durante potência nominal	21
Figura 12: Requisitos mínimos de suporte de potência reativa para tensão não-nominal	22
Figura 13: Requisitos de suporte de potência reativa durante defeito.....	23
Figura 14: Curva mínima de Frequency Ride-Through no Brasil.....	23
Figura 15: Curva mínima de Voltage Ride-Through no Brasil.....	24
Figura 16: Zonas de proteção primárias usuais em uma rede elétrica de potência.	25
Figura 17: Tempos de Operação da função de proteção de sobrecorrente temporizado de tempo inverso.	27
Figura 18: Função direcional.....	28
Figura 19: Característica de impedância. (a) Sem direcionalidade. (b) Com direcionalidade.....	30
Figura 20: Característica da função de proteção de distância. (a) Mho. (b) Quadrilateral.	30
Figura 21: Zonas de proteção da função de distância do relé F, que protege a LT1.	31
Figura 22: Frequência típica de ocorrência de faltas em Linhas de Transmissão.	32

Figura 23: Efeito do acoplamento mútuo de sequência zero. (a) Linhas em paralelo com acoplamento mútuo de sequência zero. (b) Circuito equivalente representando acoplamento mútuo.	33
Figura 24: Gráfico ilustrativo de Função direcional de sequência negativa.....	33
Figura 25: Relações entre os ângulos de I_0 e I_2 para determinação de fase sob defeito. (a) Setores Primários. (b) Setores Secundários.	34
Figura 26: Esquemas de Teleproteção.....	36
Figura 27: Estrutura base de função de proteção no Software Simulight	37
Figura 28: Esquemático de um relé multifunção.....	38
Figura 29: Topologia de uma planta fotovoltaica concentrada.	41
Figura 30: Representação em regime permanente.....	41
Figura 31: Modelo de sequência positiva de planta fotovoltaica WECC e seus módulos.	43
Figura 32: Método Compensação por Queda de Tensão.....	44
Figura 33: Controle de Tensão nível planta pelo método de compensação por queda de tensão.	45
Figura 34: Controle de Tensão nível planta pelo método Q-droop.	45
Figura 35: Controle de potência reativa a nível planta.....	46
Figura 36: Controle de potência ativa a nível planta.	47
Figura 37: Sinal V_{dip}	48
Figura 38: Controle Local de Tensão.	49
Figura 39: Controle Local de Potência Reativa.....	50
Figura 40: Controle Local de Fator de Potência.....	51
Figura 41: Controle Coordenado V/Q.	52
Figura 42: Controle de Correntes reativas sob grandes desvios de tensão.....	53
Figura 43: Controle Local de Potência Ativa.	54
Figura 44: Corrente ativa I_p	56
Figura 45: Corrente ativa I_q	56
Figura 46: Gerenciamento de Corrente Reativa em Alta Tensão.....	57
Figura 47: Gerenciamento de Corrente Ativa em Baixa Tensão.....	57
Figura 48: Curva $K \times V_t$	58
Figura 49: Lógica de Potência em Baixa Tensão.	58
Figura 50: Bloco não-linear do LVPL.....	59
Figura 51: Interface com a rede.....	59

Figura 52: Modelo WECC Trifásico.	60
Figura 53: Curto monofásico no meio de uma Linha de Transmissão.....	61
Figura 54: Controle por meio de alteração da admitância Y2PV. (a) Corrente. (b) Tensão.....	63
Figura 55: Admitância Y2PV	63
Figura 56: Controlador básico por meio de admitância Y2PV.	63
Figura 57: Estratégia de injeção de correntes de sequência negativa.....	64
Figura 58: Diagrama esquemático de controle de sequência negativa.....	65
Figura 59: Diagrama da corrente de referência da injeção de correntes reativas de sequência negativa.....	66
Figura 60: Saída I2q da injeção de correntes reativas de sequência negativa.	66
Figura 61: Detalhe do esquema do limitador non-windup.	67
Figura 62: Sinal antes e depois de um limitador. (a) Com non-windup. (b) Sem non-windup.	67
Figura 63: Interface com a rede elétrica.	68
Figura 64: Injeção de correntes de sequência positiva e negativa.	68
Figura 65: Injeção de correntes de sequência positiva e negativa por fase.	69
Figura 66: Máxima corrente de sequência negativa x Corrente de Sequência positiva.	71
Figura 67: Máxima corrente de sequência negativa x Corrente de Sequência positiva em relação a $\alpha = 0^\circ$	71
Figura 68: Sistema Teste de 2 Geradores	79
Figura 69: Corrente de sequência negativa do gerador 1.	81
Figura 70: Tensão de sequência negativa na barra 1.	82
Figura 71: Tensão de sequência positiva na barra 1.....	83
Figura 72: Potência ativa de saída do Gerador 1.....	83
Figura 73: Tensão de fases na barra 1. (a) Fase “a”. (b) Fase “b”. (c) Fase “c”.....	85
Figura 74: Corrente I2q	85
Figura 75: Corrente I1q	85
Figura 76: Corrente I1p	86
Figura 77: Corrente na LT02 – Terminal barra 05.....	86
Figura 78: Tensão de sequência negativa na LT02 – Terminal barra 05.	87
Figura 79: Diferença angular entre Corrente e Tensão de Sequência Negativa da LT02 – Terminal da barra 05.....	87

Figura 80: Diferença angular entre Correntes de Sequência Negativa e Zero – Terminal da barra 05.	88
Figura 81: Sinais de Bloqueio da Função 67 e sensibilização da Função 21.	89
Figura 82: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Corrente de Sequência Negativa injetado pela FGCEVI.	90
Figura 83: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Tensão de Sequência Negativa na barra 01.	91
Figura 84: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Tensão de Sequência Positiva na barra 01.	91
Figura 85: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Potência Ativa de Saída da FGCEVI.	92
Figura 86: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT02. Terminal da Barra 05.	93
Figura 87: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Diferença angular entre correntes de sequência negativa e zero na LT02. Terminal da Barra 05.	93
Figura 88: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Sinais de Bloqueio da Função 67 e sensibilização da Função 21.	94
Figura 89: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa – Prioridade NQ. (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.	97
Figura 90: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa - Prioridade NP (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.	98
Figura 91: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa – Prioridade QN. (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.	99
Figura 92: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa – Prioridade N=Q. (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.	100
Figura 93: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa – Prioridade N=P. (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.	101
Figura 94: Sistema equivalente de parte do SIN	102

Figura 95: Corrente de Sequência Negativa injetado por uma das plantas do parque estudado.....	103
Figura 96: Tensão de Sequência Negativa nos terminais de uma das plantas do parque estudado.....	104
Figura 97: Tensão de Sequência Positiva nos terminais de uma das plantas do parque estudado.....	104
Figura 98: Tensões nas fases da Barra 924. (a) Fase “a”. (b) Fase “b”. (c) Fase “c”...	105
Figura 99: Diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT SE#2-SE#3. (a) Terminal da SE#2. (b) Terminal da SE#3.	106
Figura 100: Diferença angular entre correntes de sequência negativa e zero na LT SE#2-SE#3. (a) Terminal da SE#2. (b) Terminal da SE#3.	107
Figura 101: Sinais de Bloqueio da Função 67 e sensibilização da Função 21. (a) Proteção na SE#2. (b) Proteção na SE#3.....	108
Figura 102: Diagrama unifilar do sistema New England.	109
Figura 103: Corrente de Sequência Negativa de Saída. (a) G33. (b) G34.	111
Figura 104: Tensão de Sequência Negativa na Barra 33.....	111
Figura 105: Tensão de Sequência Positiva na Barra 33.	112
Figura 106: Tensões na Barra 33. (a) Fase “a”. (b) Fase “b”. (c) Fase “c”.	113
Figura 107: Corrente na LT-16-19 no terminal da Barra 19.	113
Figura 108: Diferença Angular entre Corrente e Tensão de Sequência Negativa na LT-16-19. (a) Terminal da Barra 19. (b) Terminal da Barra 16.	115
Figura 109: Sinal de Bloqueio da Função 67 e Sensibilização da Função 21. (a) Proteção no terminal da Barra 19. (b) Proteção no Terminal da Barra 16.	116
Figura 110: Corrente de Sequência Negativa de Saída. (a) G35. (b) G36.	118
Figura 111: Tensão de Sequência Negativa na Barra 35.....	119
Figura 112: Tensão de Sequência Positiva na Barra 35.	119
Figura 113: Tensões na Barra 35. (a) Fase “a”. (b) Fase “b”. (c) Fase “c”.	120
Figura 114: Corrente na LT-24-16 no terminal da Barra 24.	121
Figura 115: Diferença Angular entre Corrente e Tensão de Sequência Negativa na LT-16-24. (a) Terminal da Barra 24. (b) Terminal da Barra 16.	122
Figura 116: Diferença Angular entre Correntes de Sequência Negativo e Zero na LT-16-24. (a) Terminal da Barra 24. (b) Terminal da Barra 16.	123
Figura 117: Sinal de Bloqueio da Função 67 e Sensibilização da Função 21. (a) Proteção no terminal da Barra 24. (b) Proteção no Terminal da Barra 16.	124

Figura 118: Fonte Conectada Via Conversor representada pelo “Average Model”.....	125
Figura 119: Diagrama de Controle de Potência Reativa (parte de cima) e Potência Ativa (parte de baixo) no PSCAD.....	126
Figura 120: Diagrama de Controle de Sequência Negativa no PSCAD.....	127
Figura 121: Diagrama de Lógica de Limitação de Corrente NQ Simplificada.....	127
Figura 122: Corrente de Sequência Negativa do Gerador 1 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.	128
Figura 123: Tensão de Sequência Negativa na Barra 01 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.	128
Figura 124: Tensão de Sequência Positiva na Barra 01 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.	129
Figura 125: Diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT02 – Terminal da Barra 01. Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.	129
Figura 126: Corrente de Sequência Negativa do Gerador 1 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.	130
Figura 127: Diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na barra 01 – Simulação TP-RMS x EMT Com Injeção de Correntes de Sequência Negativa.	131
Figura 128: Tensão de Sequência Negativa na Barra 01 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Com Injeção de Correntes de Sequência Negativa.....	131
Figura 129: Tensão de Sequência Positiva na Barra 01 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.	131
Figura 130: Diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT02 – Terminal da Barra 01. Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.	132
Figura A.1: Regulador de Tensão.....	148
Figura A.2: Regulador de Velocidade.	148
Figura C.1: Diagrama de Blocos de Excitatriz.	155

Lista de Tabelas

Tabela 1: Maiores Conjuntos Eólicos em Operação no Brasil.....	9
Tabela 2: Maiores Conjuntos Solares Fotovoltaicos em Operação no Brasil	10
Tabela 3: Ranking de Geração Eólica por país (dados de 2019).....	10
Tabela 4: Ranking de Geração Solar Fotovoltaica por país (dados do fim de 2020).	11
Tabela 5: Expressões de Curvas Típicas da Função de Proteção ANSI 50.....	27
Tabela 6: Tensão de polarização para função de proteção direcional de fase.....	29
Tabela 7: Impedâncias vistas pela função de proteção em cada loop	31
Tabela 8: Lógica de Limitação de Corrente	55
Tabela 9: Parâmetros de controle de corrente de Sequência Negativa.....	80
Tabela 10: Critérios de Desempenho do controle de injeção de correntes de sequência negativa.....	81
Tabela 11: Operação da Proteção da LT 02 – Terminal da Barra 05	89
Tabela 12: Atuação da proteção para diferentes prioridades de corrente.....	94
Tabela 13: Atuação da proteção na LT SE#2-SE#3	108
Tabela 14: Atuação da proteção na LT 16-19	116
Tabela 15: Atuação da proteção na LT 16-24	124
Tabela 16: Comparação do desempenho computacional do sistema – Sem injeção de Correntes de Sequência Negativa.....	129
Tabela 17: Comparação do desempenho computacional do sistema – Sem injeção de Correntes de Sequência Negativa.....	132
Tabela A.1: Dados de Barra do Sistema de 7 Barras.....	147
Tabela A.2: Dados de Linha do Sistema de 7 barras.....	147
Tabela A.3: Dados dinâmicos de gerador 1 quando é uma planta síncrona.....	147
Tabela A.4: Parâmetros do regulador de tensão.....	148
Tabela A.5: Parâmetros do regulador de velocidade.....	148
Tabela A.6: Dados dinâmicos de gerador 1 quando é uma FGCEVI.....	148
Tabela A.7: Parâmetros operacionais do Gerador na barra 07.....	149
Tabela B.1: Dados de Barra do Sistema de equivalente de parte do SIN.....	150
Tabela B.2: Parâmetros operacionais dos equivalentes síncronos.	151
Tabela B.3: Dados de UG978.....	151
Tabela B.4: Dados dinâmicos de U923/UG924/UG927/UG928/UG929 quando estas são uma Planta Térmica.	152

Tabela B.5: Dados dinâmicos de U923/UG924/UG927/UG928/UG929 quando estas são uma FGCEVI.....	152
Tabela C.1: Dados de Barra do Sistema New England.....	153
Tabela C.2: Dados de Linha do Sistema New England.....	154
Tabela C.3: Dados dinâmicos do Sistema New England.....	155
Tabela C.4: Dados de Excitatriz.....	155
Tabela C.5: Dados de PSS do Sistema New England.....	156
Tabela C.6: Dados dinâmicos de gerador 1 quando é uma FGCEVI.....	156

Lista de Abreviaturas

AC	<i>Alternate Current</i> , p. 13
ANAFAS	Programa de Análise de Falhas Simultâneas, p. 132
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos, p. 143
CIGRÉ	<i>International Council on Large Electric Systems</i> , p. 6
DC	<i>Direct Current</i> , p. 14
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i> , p. 4
EMT	<i>Eletromagnetic Transient</i> , p. 6
FRT	<i>Fault Ride-Through</i> , p. 9
FGCEVI	Fonte Geradora Conectada Exclusivamente Via Inversor, p. 3
FGCVI	Fonte Geradora Conectada Via Inversor, p. 6
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> , p. 19
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i> , p. 6
ONS	Operador Nacional do Sistema, p. 21
PI	Proporcional-Integral, p. 44
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i> , p. 42
POI	Ponto de Interconexão, p. 40
PSCAD	<i>Power System Computer Aided Design</i> , p. 78
REGC	<i>Renewable Energy Generator/Converter</i> , p. 42
REEC	<i>Renewable Energy Electrical Control</i> , p. 42
REPC	<i>Renewable Energy Plant-Level Control</i> , p. 42
RMS	<i>Root Mean Square</i> , p. 3
SIN	Sistema Interligado Nacional, p. 2
TP-RMS	<i>Three-Phase Root Mean Square</i> , p. 6
UFV	Usina Fotovoltaica, p. 17
VDE-AR-N 4130	<i>Technical Connection Rules for Extra High-Voltage</i> , p. 6
VRT	<i>Voltage Ride-Through</i> , p. 82
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i> , p. 3

Capítulo 1 – Introdução

1.1 - Visão Geral

Na última década, o crescimento do uso de novas fontes renováveis, como eólicas e solares, tem sido intenso. Globalmente, a capacidade instalada da geração solar fotovoltaica cresceu de 39 GW em 2010 para 760 GW em 2020 [1]. Quanto à geração eólica, houve um aumento de capacidade instalada de 198 GW em 2010 para 743 GW em 2020.

As novas fontes renováveis de energia estão reduzindo de forma consistente seus custos de geração de energia por MWh. Globalmente, no período de 2010-2020 houve uma redução no caso da energia fotovoltaica de U\$381/MWh para U\$57/MWh. No caso da energia eólica On-Shore, uma redução de U\$89/MWh para U\$39/MWh).

Além disso, com o esgotamento do potencial hídrico no Brasil, principalmente no Nordeste, Sudeste, Sul, além de entraves ambientais, a expansão da matriz hidrelétrica será reduzida significativamente [2]. A Figura 1 apresenta a evolução da participação eólica e solar concentrada esperada no PDE 2029. A geração solar fotovoltaica concentrada, de 1.2% de participação na matriz energética em 2019, irá para 4.1% de participação na matriz em 2029. A Geração Eólica, de aproximados 9.2%, irá para 15.8%. Quanto à geração hidrelétrica, há uma redução de 67.1% para 59.8% da capacidade instalada.

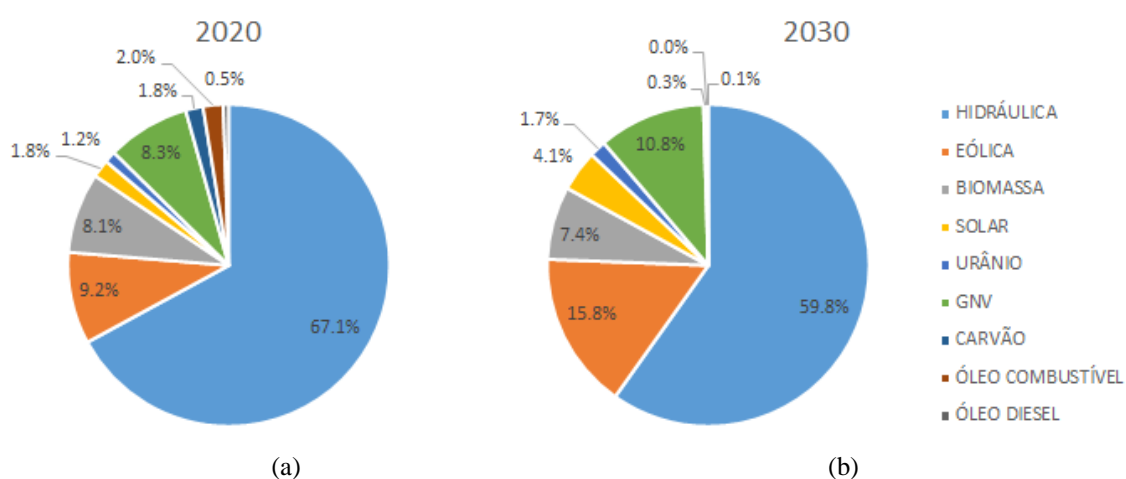


Figura 1: Capacidade Instalada Brasileira. (a) Capacidade instalada em 2020. (b) Capacidade projetada para 2030.

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 [2]. Adaptado pelo autor.

A Figura 2 mostra a evolução da capacidade instalada indicativa da geração eólica e solar fotovoltaica concentrada em GW. Observa-se que a geração solar fotovoltaica, de aproximados 3GW, chegará a 8.4GW em 2030 (aumento de 170%) e a geração eólica aumentará sua capacidade instalada de 15.8 GW para 32.2GW em 2030 (aumento de 103%).

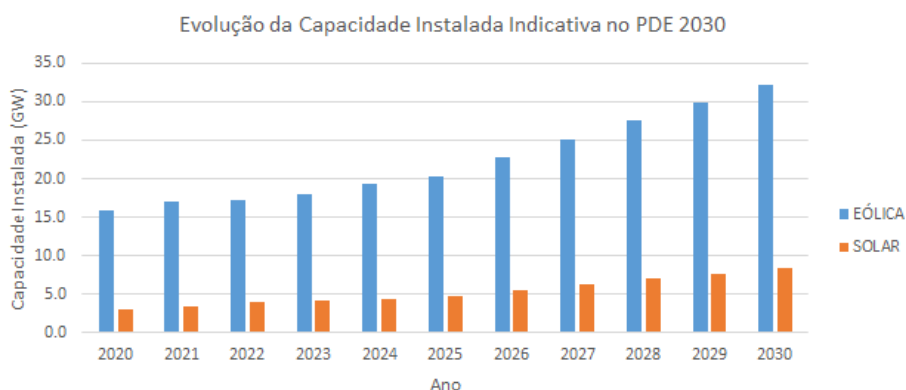


Figura 2: Evolução anual esperada da Capacidade Instalada Solar Fotovoltaica Concentrada e Eólica.
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 [2]. Adaptado pelo autor.

1.2 – Motivação do Trabalho

A geração eólica e solar fotovoltaica, no entanto, possuem filosofias de operação quanto a aspectos elétricos e energéticos distintas à geração convencional hidrelétrica e térmica. De forma energética, tanto o vento quanto a irradiação solar podem sofrer grandes variações em um curto espaço de tempo. A irradiação solar pode reduzir de forma consistente sua capacidade de geração em questão de minutos devido a nuvens e outros fenômenos atmosféricos.

Além disso, em questões elétricas, essas fontes são conectadas via inversores, causando um desacoplamento AC-DC da fonte com a rede. As usinas eólicas Tipo 3 possuem uma conexão com a rede em seu estator, mas as eólicas Tipo 4 não possuem nenhuma conexão direta em corrente alternada com a rede. Toda sua potência é transmitida via inversor, assim como a solar fotovoltaica. Com o aumento da participação dessas fontes no Sistema Interligado Nacional (SIN), a inércia, de forma percentual, tende a ser reduzida. As Eólicas Tipo 4 possuem massas girantes, mas desacopladas da rede, enquanto a geração fotovoltaica não possui nem mesmo massa girante. Esse pode ser um

problema para a estabilidade transitória do sistema, além da resposta inercial em desequilíbrios carga-geração.

A geração fotovoltaica e solar também traz impactos na estabilidade de sistemas elétricos. Recentemente, universidades, pesquisadores e Operadores de Sistema Elétricos constataram o impacto da geração conectada via inversor (principalmente as Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Inversor (FGCEVI) como as eólicas do tipo Full converter e solar fotovoltaica) na proteção do sistema elétrico. Situações onde houve falha de proteção devido à presença de fontes conectadas via inversor já ocorreram em sistemas reais [3]. Identificar e procurar formas de solucionar ou mitigar problemas que possam advir da instalação cada vez mais frequentes de fontes conectadas via inversor é de extrema importância para a segurança do sistema elétrico.

Em suma, a motivação do trabalho consiste nas falhas de operação de funções de proteção que utilizam a sequência negativa, principalmente a função direcional, que podem ocorrer durante a existência de um defeito assimétrico. Apresentar soluções para tal problema é de grande interesse público, uma vez que a falha da proteção pode colocar o sistema elétrico e seus equipamentos em risco, causando corte de suprimentos, acidentes, entre outros.

1.3 – Objetivos

O principal objetivo dessa dissertação é identificar a possibilidade de falha de proteção da função direcional de grandezas de sequência negativa. Identificada essa condição adversa da proteção, o trabalho irá propor um método de injeção de correntes assimétricas de fontes geradoras conectadas via inversor que injetem correntes de sequência negativa que possam mimetizar o comportamento das fontes convencionais, de forma que o problema de direcionalidade de sequência seja resolvido. Essa proposta de controle foi feita no software Simulight [4], que possui a capacidade de realizar simulações dinâmicas RMS (root-mean square) em um ambiente trifásico. Essa proposta de controle será testada em sistemas testes para verificar a utilidade do controle.

O modelo de fonte geradora conectada via conversor será o de plantas fotovoltaicas da Western Electricity Coordinating Council (WECC), generalizadas para o ambiente trifásico. Dessa forma, o presente trabalho é focado nas fontes conectadas via Full-converter com inversores seguidores de rede. Assim, mesmo que a modelagem seja de plantas fotovoltaicas, as conclusões podem ser estendidas para eólicas Tipo IV (Full-

Converter), mas não podem ser correlacionadas a eólicas Tipo-III (DFIG – Double Fed Induction Generator), uma vez que essas plantas eólicas possuem seu estator diretamente conectado à rede.

O controle implementado também objetivará em impedir que a corrente de sequência negativa injetada em conjunto com a corrente de sequência positiva ultrapasse a capacidade nominal de corrente do conversor através de lógicas de limitação de corrente. Sendo assim, o trabalho também avaliará se a injeção de correntes de sequência negativa possa ser prejudicial para o Ride-Through dos dispositivos conversores.

1.4 – Revisão Bibliográfica

Diversos trabalhos na área de dinâmica, controle e proteção de sistemas de potência versam sobre o uso da sequência negativa na proteção de sistemas elétricos, destacando-se [5-11]. O uso de sequências assimétricas para a proteção na transmissão de sistemas de energia é muito útil pela sequência negativa e zero não estar presente na operação normal do sistema (a menos de pequenos desbalanços de carga). Assim, durante uma falta assimétrica, a grandeza de pick-up pode possuir valores menores que no caso da proteção por sequência positiva (uma vez que, na sequência positiva, a grandeza de pick-up deve ser grande o suficiente para a proteção não ser sensibilizada durante operação normal em carga). A Sequência negativa, no entanto, em [6], é considerada mais confiável que a sequência zero. A proteção por Sequência zero pode falhar em faltas próximas a Trafos com neutro solidamente aterrado. O elemento de direcionalidade de sequência zero também pode falhar por elementos de impedância mútua entre linhas de transmissão. Além disso, funções diferenciais de sequência negativa podem adicionar sensibilidade para defeitos com alta resistência de falta. Em adição, conforme exposto no trabalho [10], para faltas assimétricas, pode-se determinar a fase ou fases sob defeito conforme defasagem angular entre corrente de sequência negativa e sequência zero.

Os trabalhos [13-15], em conjunto com [5-6] e [8-11] demonstram a importância da função direcional na proteção de sistemas elétricos. A Função de proteção direcional é utilizada em diversos relés, entre eles de sobrecorrente e o de distância. Sua importância consiste em que só atuem os disjuntores que protegem o(s) elemento(s) onde se encontram o defeito. Sem a função direcional, relés que protegem elementos localizados após ou antes da falta poderiam atuar, causando interrupções desnecessárias do funcionamento de

equipamentos ou ainda causando problemas de estabilidade. A utilização de grandezas de sequência negativa e suas vantagens são mencionadas nesses trabalhos.

O trabalho [16] apresenta as características elétricas de uma fonte geradora conectada via inversor. São versados os impactos elétricos do desacoplamento desses sistemas em virtude dos dispositivos conversores e inversores e como o controle desses dispositivos de eletrônica de potência impactam as correntes de curto-circuito.

Os trabalhos [16-19] apresentam o usual controle dos dispositivos inversores que suprimem a corrente de sequência negativa. Essa supressão de corrente de sequência negativa é o principal fator que altera o comportamento dessas fontes conectadas via inversores das fontes síncronas na contribuição de curto-circuito. A supressão de correntes de sequência negativa faz com que haja uma redução na magnitude de corrente de sequência negativa assim como pode trazer problemas para a direcionalidade das funções que utilizam sequência negativa. Esse controle usual reflete-se numa impedância equivalente de circuito de sequência negativa do inversor seja praticamente infinita. Para a sequência zero, como a construção dos inversores é de ponte trifásica de três pernas, sua impedância também é infinita. Esses trabalhos também ressaltam a limitação de corrente que pode passar pelo inversor. Enquanto que, durante um curto circuito na máquina síncrona, a corrente pode atingir valores várias vezes maiores que o valor nominal, nas Fontes Geradoras Exclusivamente Conectadas Via Inversores (FGECVI) esse valor varia entre 10 a 30% da corrente nominal.

Os artigos [3] e [20-31] ressaltam o impacto desse comportamento diferente na proteção de sistemas elétricos, principalmente nas funções de sobrecorrente, de distância e em sua função direcional. Durante o curto circuito assimétrico, há redução nos níveis de corrente de sequência negativa e uma discrepância na relação entre tensão e corrente de sequência negativa que pode ser dramaticamente diferente do esperado em um sistema onde se encontram apenas máquinas síncronas. Essa diferença pode causar falha de operação da proteção. No trabalho [24], foi observado que, ao se modificar o circuito de sequência negativa em aberto (impedância infinita) do lado do inversor para um circuito com impedância indutiva finita, a discrepância da relação angular entre corrente e tensão de sequência negativa é mitigada. Sendo assim, a solução desse problema de direcionalidade é relacionada a falta de contribuição de correntes reativas de características indutivas.

Os artigos [25][30-41] apresentam estratégias de injeção de corrente de sequência negativa durante faltas. Dentre esses artigos, alguns têm o foco de injetar correntes

reativas de sequência negativa para reduzir sobretensões durante a falta, como por exemplo [33]. Outros trabalhos se preocupam com a questão dos problemas de direcionalidade causados por FGCVI, dos quais destacam-se [25], [30] e [36]. E outros artigos também avaliam problemas na identificação da fase sob defeito durante faltas assimétricas na presença de FGCVI e como a injeção de correntes de sequência negativa pode resolver o problema, como [25][30][31]. O relatório [20] comenta sobre o código alemão VDE-AR-N 4130, que atualmente exige a injeção de correntes reativas indutivas de sequência negativa durante faltas, assim como o trabalho [30].

A estratégia mais comum de injeção de correntes assimétricas de sequência negativa é dada ao se identificar tensões de sequência negativa nos terminais do conversor da planta geradora. Com a injeção de corrente negativa, os problemas de erro de operação da função de direcionalidade podem ser evitados. É ressaltada a preocupação de injetar-se corrente de sequência negativa e ao mesmo tempo injetar corrente de sequência positiva reativa para que o Low Voltage Ride Through seja respeitado e a FGECVI não seja desconectada da rede, o que poderia causar maiores problemas de proteção e estabilidade. Como a limitação de corrente do inversor é aproximadamente de 10 a 30% da corrente nominal, a injeção de corrente de sequência negativa não pode ser suficiente de forma que limite a injeção de corrente de sequência positiva reativa.

No âmbito das simulações RMS, diversos trabalhos e diretrizes foram publicados nos últimos anos. A Western Electricity Coordination Council (WECC) produziu uma série de diretrizes para simulação RMS em sequência positiva utilizando FGCVI, resumidas nos trabalhos nos trabalhos [42-46] validam os modelos genéricos da WECC para simulação em softwares em ambiente RMS. O sentido de genérico é que eles estejam públicos, possam ser transportados de forma simples para os diferentes softwares de simulação RMS, validados com plantas reais e de fácil modificação, se necessário. Eles contêm funções que existem nas plantas reais, como cessação momentânea.

Além dos modelos da WECC, a NERC também publicou uma diretriz [47] sobre simulação em ambiente RMS em sequência positiva. Outros trabalhos, como em [48], propõe seus próprios modelos de simulação.

O trabalho [49], produzido pela CIGRÉ, possui uma extensa revisão e estabelece diretrizes para modelagem de geração conectada via inversor, seja em ambiente de simulação RMS ou de transitórios eletromagnéticos (EMT). Tal trabalho determina como um dos desafios futuros a modelagem trifásica em ambientes RMS (TP-RMS) para avaliação de operação sob condições desbalanceadas ou sob faltas desbalanceadas.

O artigo [24] estende a representação em sequência positiva dos trabalhos anteriores para uma representação trifásica, em conjunto com a teoria apresentada em [54-55]. O trabalho [53] valida a integração de modelos de funções de proteção em simulação TP-RMS. Tal trabalho ressalta a importância da simulação TP-RMS, que pode capturar fenômenos não observados pela simulação RMS de sequência positiva (PS-RMS) e com um custo computacional significativamente menor que simulações em ambientes EMT.

1.5 – Contribuições do Trabalho

As principais contribuições do trabalho podem ser listadas a seguir:

- Identificação de um fenômeno que leva a um problema (falha de proteção de linhas de transmissão) que pode comprometer a segurança e estabilidade do sistema de energia;
- Aferição da possibilidade de se observar esse fenômeno em modelagem trifásica RMS, computacionalmente mais rápida (2 ordens de grandeza) que modelagem de transitórios eletromagnéticos;
- Proposição de um controle que soluciona esse problema;
- Representação de relés multifunção (que possuem mais de uma função agregada no mesmo dispositivo) integrando-as em simulação dinâmica trifásica RMS.

O seguinte projeto levou a duas submissões de artigo, o primeiro em revista internacional e o segundo em congresso nacional. Ambos os artigos foram aceitos.

1 – ALMEIDA, V. A. F., TARANTO, G. N., MARINHO, J. M. T., “*Phasor-Domain Dynamic Model of an Asymmetric Current Injection Control for Converter-Interfaced Generators*”, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy (MPCE), vol. 9, no. 6, pp. 1269-1278, Novembro de 2021. DOI: 10.35833/MPCE.2021.000407

2 – ALMEIDA, V. A. F., TARANTO, G. N., MARINHO, J. M. T., “*Controle de Injeção de Correntes Assimétricas por Fontes Conectadas Via Conversor para Função de Direcionalidade de Relés*”, XXVI Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

1.6 – Estrutura do Trabalho

O trabalho foi organizado em 7 capítulos.

O primeiro capítulo consistiu na introdução do trabalho, com uma visão geral da evolução da geração renovável conectada via inversor no Brasil e no Mundo. Em seguida, a motivação de trabalho, os objetivos a serem alcançados e uma breve revisão bibliográfica do tema.

O segundo capítulo foi estruturado de forma a apresentar os aspectos técnicos da geração conectada via inversor (especialmente a conexão Full-Converter). Aspectos como inércia, regulação primária serão brevemente mencionados, mas o foco será dado em aspectos de operação sobre falta, contribuição para curto-circuito e curva de capacidade.

O terceiro capítulo tem a finalidade de apresentar conceitos de proteção direcional e de distância a serem utilizados no restante da dissertação e nas simulações apresentadas. Aspectos sobre proteção utilizando sequência negativa também serão comentados.

O quarto capítulo versa sobre os modelos genéricos PS-RMS da WECC, que serão utilizados nas simulações. Os modelos serão detalhados, apresentando seus módulos, seus modos de controle, funcionalidades, entre outros. O quarto capítulo também conterá a estratégia de generalização desses modelos PS-RMS para modelos TP-RMS que foram utilizados no presente trabalho. Além disso, esse capítulo contém a proposta de controle de correntes assimétricas de sequência negativa.

O quinto capítulo contém as simulações do trabalho. Essas simulações foram feitas em 3 sistemas: Um sistema tutorial de 5 barras, um sistema equivalente de parte da região Centro-Oeste do Brasil e o Sistema New England. Nessas simulações, serão comparadas a resposta desses sistemas em 3 cenários: casos com apenas máquinas síncronas, com a inserção de plantas fotovoltaicas com supressão de injeção de correntes de sequência negativa e com o controle proposto. O objetivo principal dessas simulações será mostrar que, em um ambiente com máquinas síncronas, as funções de proteção que utilizam sequência negativa não apresentam problemas de operação. Esses problemas aparecem no segundo cenário e são solucionados com o controle proposto.

O sexto capítulo apresentará as conclusões da dissertação, bem como sugestões de trabalhos futuros.

O sétimo capítulo conterá as referências bibliográficas utilizadas no trabalho.

Capítulo 2 – Aspectos Técnicos de Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Conversor

O presente capítulo tratará inicialmente de uma visão geral sobre geração de fontes conectadas via inversor e em seguida versará sobre os aspectos técnicos das FGCEVI referentes a inércia, corrente de falta, curva de capacidade, suporte potência reativa, controle de potência ativa e Fault-Ride Through (FRT). Em seguida, alguns requisitos técnicos mínimos para instalação de uma FGCEVI no Brasil são apresentados.

2.1 – Sistemas de Geração de Grande Porte Conectados Exclusivamente Via Inversor no Brasil e no Mundo

O presente trabalho foca-se no impacto de grandes FGCEVI no sistema de proteção de instalações de transmissão. A Geração Conectada Via Inversor concentrada no Brasil usualmente utiliza como fontes primárias a geração eólica ou solar fotovoltaica.

Atualmente, a capacidade instalada de geração eólica é da ordem dos 15.8 GW, enquanto que a geração solar fotovoltaica concentrada possui capacidade instalada de 3 GW. A Tabela 1 contém os dez maiores conjuntos eólicos em operação no Brasil [54], enquanto que na Tabela 2 constam os dez maiores conjuntos solares em operação no país [55]. Pode-se constatar que o Brasil já possui conjuntos eólicos e solares com potência instalada acima de 500 MW.

Tabela 1: Maiores Conjuntos Eólicos em Operação no Brasil.

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico [54].

Conjunto Eólico	Potência Instalada (MW)	Data de Entrada de Operação
Conjunto Santa Vitória do Palmar	582	07/2017
Conjunto Serra do Mel	532	11/2020
Conjunto Paulino Neves	426	04/2017
Conjunto Umburanas	360	09/2017
Conjunto Araripe III	357	11/2015
Conjunto Folha Larga	344	03/2019
Conjunto Campo Largo	326	10/2014
Conjunto Lagoa dos Barros	317	10/2014
Conjunto Cutia	312	08/2015
Conjunto Gentio do Ouro I	303	10/2014

*Tabela 2: Maiores Conjuntos Solares Fotovoltaicos em Operação no Brasil
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico [55].*

Conjunto Solar Fotovoltaico	Potência Instalada (MW)	Data de Entrada de Operação
Conjunto São Gonçalo	575	11/2019
Conjunto Pirapora	329	08/2017
Conjunto Nova Olinda	210	12/2017
Conjunto Ituverava	196	06/2017
Conjunto FV SJP	186	04/2020
Conjunto Guaimbê	150	02/2018
Conjunto Boa Hora	145	03/2019
Conjunto Calcário	132	11/2018
Conjunto Paracatu	132	01/2019
Conjunto Juazeiro Solar	120	12/2018

Em relação ao mundo, o Brasil encontra-se na décima segunda posição na quantidade de potência instalada de geração solar concentrada (dados do fim de 2020) [56] com 3GW de potência instalada enquanto está posicionado na oitava posição de potência instalada na geração eólica (dados de 2019) [57]. A China lidera os dois rankings, com potência instalada de 88 GW de potência instalada provenientes de geração solar e 221 GW de potência instalada da fonte eólica. As Tabela 3 e 4 apresentam esses rankings

*Tabela 3: Ranking de Geração Eólica por país (dados de 2019).
Fonte: Energy World [56].*

Posição	País	Potência Instalada (GW)
1	China	221.0
2	Estados Unidos da América	96.0
3	Alemanha	59.0
4	Índia	35.0
5	Espanha	23.0
6	Reino Unido	20.7
7	França	15.3
8	Brasil	14.5
9	Canadá	12.8
10	Austrália	10.0

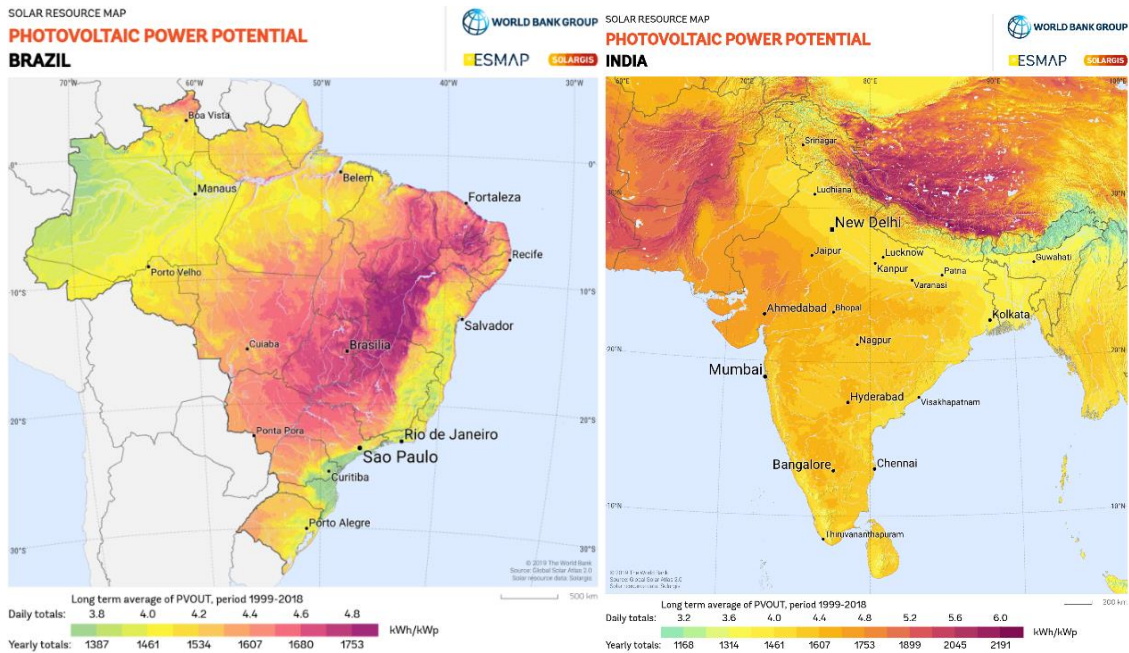
O Brasil possui um grande potencial eólico e solar a ser ainda explorado. Segundo informações da ABEEólica, o Brasil possui um potencial de Geração Eólica viável de 500 GW [58]. De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [59], as regiões mais propícias para a geração eólica são o nordeste brasileiro e a parte oeste do Sul do Brasil. Em relação à capacidade solar, pela privilegiada localização geográfica, o país possui

uma grande incidência de irradiação solar que pode ser explorada. Em comparação com a Índia, que ocupa o terceiro lugar em potência instalada solar fotovoltaica, percebe-se que o potencial fotovoltaico é similar, com a vantagem do Brasil possuir uma área geográfica maior, conforme Figura 3.

*Tabela 4: Ranking de Geração Solar Fotovoltaica por país (dados do fim de 2020).
Fonte: Wiki-Solar [57].*

Posição	País	Potência Instalada (GW)
1	China	88.6
2	Estados Unidos da América	47.6
3	Índia	34.1
4	Espanha	9.8
5	Japão	7.7
6	Alemanha	7.2
7	Austrália	7.1
8	México	6.8
9	Reino Unido	6.8
10	Vietnã	5.7
11	França	5.7
12	Brasil	3.4
13	Chile	3.2

Uma vez percorridos o panorama geral da geração conectada via inversor no Brasil e no mundo, aspectos técnicos dessa geração, principalmente em comparação com máquinas síncronas, são os focos das próximas seções. As principais fontes para a construção das próximas seções desse capítulo são [49] e [61-62]. Ressalta-se que o foco do trabalho consiste nas Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Inversor, ou seja, Fotovoltaicas e Eólicas Tipo IV (Full-Converter).



(a)

(b)

Figura 3: Potencial Fotovoltaico. (a) Brasil. (b) Índia.

Fonte: Solargis [60].

2.2 – Aspectos Técnicos de Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Inversor

Os sistemas de grande porte atualmente possuem uma participação majoritária de máquinas síncronas como geradores, seja utilizando fonte hidráulica, térmica ou nuclear, como exemplo. Essas máquinas são conectadas diretamente à rede elétrica. No entanto, com o potencial eólico e solar cada vez mais explorado, os inversores que conectam a interface dessas plantas com a rede elétrica se tornaram cada vez mais presentes. Não só eles, mas outros dispositivos de eletrônica de potência como os HVDCs e dispositivos FACTS se tornaram mais frequentes nos sistemas elétricos de diferentes países. A introdução desses dispositivos faz com que seja essencial um bom entendimento de como essas fontes diferem-se das máquinas síncronas tradicionais, uma vez que os sistemas de potência e sua proteção foram pensados com essas máquinas convencionais em mente.

2.2.1 – Conexão com a rede

As máquinas síncronas tradicionais conectam-se à rede elétrica de forma direta, ou seja, os terminais do estator (parte estacionária da máquina) estão conectados com a rede elétrica. Conforme o rotor (parte rotativa da máquina) gira, alimentado por uma fonte de corrente contínua, há a criação de um campo magnético girante no entreferro da máquina que induz correntes alternadas no estator. Essa corrente alternada possui frequência proporcional à velocidade de rotação do rotor e ao seu número de polos. A Figura 4 reproduz um esquemático simplificado de como uma máquina convencional se conecta à rede

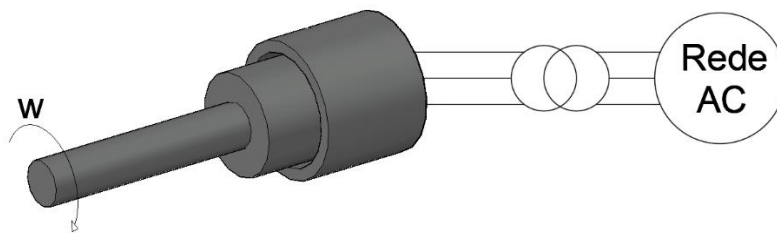


Figura 4: Esquema simplificado de conexão de uma máquina síncrona convencional à rede.

Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Inversor possuem um conversor como interface entre a rede de corrente alternada (AC) e o dispositivo gerador. O controle do fluxo de energia é governado pelo controle dos conversores e há um desacoplamento da dinâmica do lado AC e DC. A Figura 5 revela uma estrutura típica de uma fonte eólica tipo IV. O gerador eólico gera energia em corrente alternada, que é retificada por um conversor e posteriormente um inversor transforma a corrente contínua (DC) em correm 60 Hz. A Figura 6 expressa uma estrutura típica de uma fonte fotovoltaica. A Fonte fotovoltaica gera energia em corrente contínua, que passa por um conversor DC-DC que posteriormente passa por um inversor que converte a corrente em AC a 60 Hz.

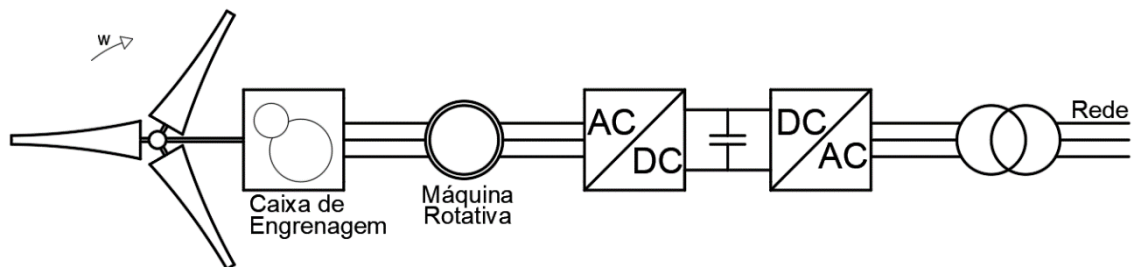


Figura 5: Estrutura típica de uma Fonte Eólica Tipo IV.

Fonte: *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems* [16]. Adaptado pelo Autor.

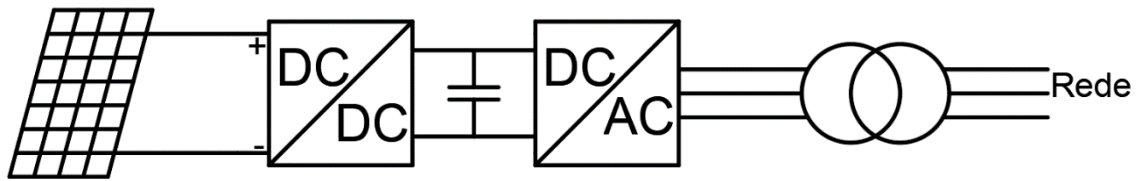


Figura 6: Estrutura típica de uma Fonte Fotovoltaica

Fonte: *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems [17]. Adaptado pelo Autor.*

2.2.2 – Inércia

Uma vez que FGCEVI não possuem conexão direta com a rede, há um impacto na inércia do sistema. Conforme Equação (1), quando há um desequilíbrio entre torque mecânico e elétrico no sistema, quanto maior a inércia, menor a derivada da velocidade em relação ao tempo. Sistemas com uma inércia global menor, portanto, possuem excursões de frequência maiores que sistemas com inércia maior. Fisicamente, quando há um desequilíbrio entre torque mecânico e elétrico, o rotor utiliza sua energia cinética armazenada para fornecer ($T_e > T_m$) ou absorver energia da rede ($T_e < T_m$).

$$\frac{2H}{w_0} \frac{dw}{dt} = T_m - T_e - D\Delta w \quad (1)$$

Onde:

H – Constante de Inércia equivalente do rotor

w_0 – Frequência nominal

w – Velocidade do rotor

T_m – Torque mecânico

T_e – Torque elétrico

D – Coeficiente de amortecimento

A Figura 7 expõe um esquemático de como um sistema pode ser compreendido por meio da sua inércia. A inércia do sistema pode ser entendida como a soma da inércia de todas as massas girantes (Representado por correias pretas na Figura 7). Geradores conectados via inversor não contribuem para essa inércia uma vez que o inversor é um equipamento de eletrônica de potência que desacopla a parte girante (no caso das eólicas, uma vez que as fotovoltaicas não possuem parte girante) da rede. Assim, a inércia do

inversor é nula, embora possa haver controles para emular uma inércia sintética (representada por uma correia em vermelho na Figura 7).

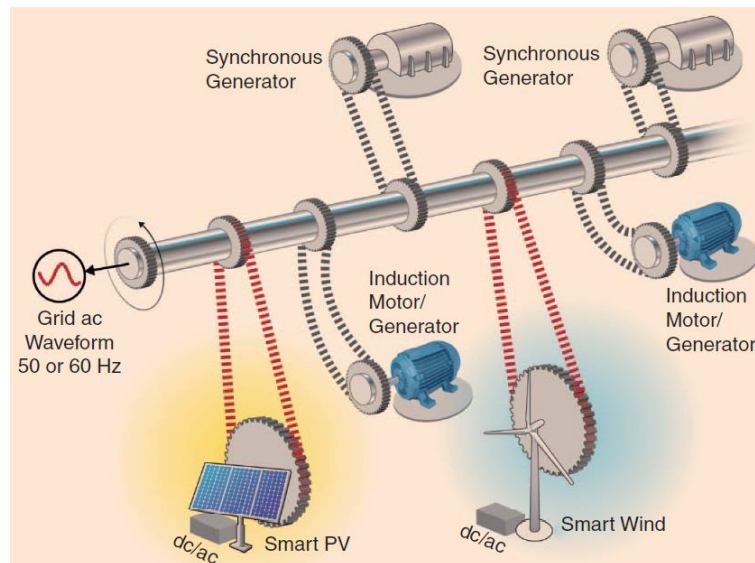


Figura 7: Representação do sistema de potência como uma grande massa girante.

Fonte: *Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy* [61].

2.2.3 – Curva de Capacidade

A faixa de operação possível de uma planta geradora é dada por sua curva de capacidade. Essa curva determina a faixa de absorção ou fornecimento de potência reativa possível em relação a determinado fornecimento de potência ativa. Máquinas síncronas possuem diversas limitações que restringem a sua curva de capacidade, como:

- Corrente máxima nos enrolamentos de armadura;
- Corrente máxima nos enrolamentos de campo;
- Potência mínima de fornecimento, uma vez que a operação de um gerador síncrono a potência zero nem sempre é possível, sendo necessário que o projeto do gerador inclua a possibilidade de operação como compensador síncrono;
- Limite de subexcitação;
- Limite de aquecimento da região final do núcleo do estator.

Para o inversor, sua única limitação é a corrente máxima que pode passar pelo dispositivo. Sendo assim, uma máquina síncrona, em comparação com uma FGCEVI

com a mesma potência nominal, possui uma curva de capacidade que abrange uma área menor (em regime permanente), conforme Figura 8, devido além da limitação de corrente da armadura, a limitação de corrente de campo, a potência ativa máxima e mínima, limite de corrente de campo e limites de aquecimento da região final dos enrolamentos.

2.2.4 – Contribuição de Corrente para Falhas Simétricas e Assimétricas

A contribuição da corrente de falta de FGCEVI diferem significativamente de uma máquina síncrona. Na máquina síncrona, durante uma falta, a máquina responde conforme leis do fluxo magnético [64]. Assim, uma falta faz com que o gerador forneça correntes predominantemente indutivas com correntes várias vezes maior que seu valor nominal. Inversores, no entanto, não possuem a capacidade de fornecer correntes muito maiores que seu valor nominal. Tipicamente, o inversor pode fornecer correntes de 10 a 30% acima do seu valor nominal [16]. Além disso, a característica da corrente de falta é dada pelo controle do inversor, podendo ser resistiva, indutiva ou capacitiva (no caso de inversores seguidores de rede). Essas características podem causar problemas de proteção uma vez que o sistema de proteção foi feito para faltas com altas correntes de características indutivas, conforme o esperado em um ambiente dominado por máquinas síncronas.

A Figura 9 apresenta um ilustrativo de como a magnitude de corrente de falta é distinta entre um gerador síncrono e um inversor. Ressalta-se que, no caso dos inversores, 2 curvas são apresentadas. Em azul, a característica de um inversor sob falta sem capacidade de Ride-Through e em vermelho, um inversor com capacidade de Ride-Through. A capacidade de Ride-Through será explorada em seções futuras.

No caso de faltas assimétricas, o inversor também possui comportamento distinto em relação às máquinas síncronas. Numa máquina síncrona, a máquina não gera tensões de sequência negativa ou zero. No entanto, devido às características construtivas da máquina, há caminho para essas correntes fluírem, logo, há impedâncias de sequência negativa e zero, possuindo características indutivas. A reatância de sequência negativa normalmente é modelada como a média das reatâncias subtransitórias de sequência positiva no eixo d e q. A resistência de sequência negativa é maior que a resistência de sequência positiva [65].

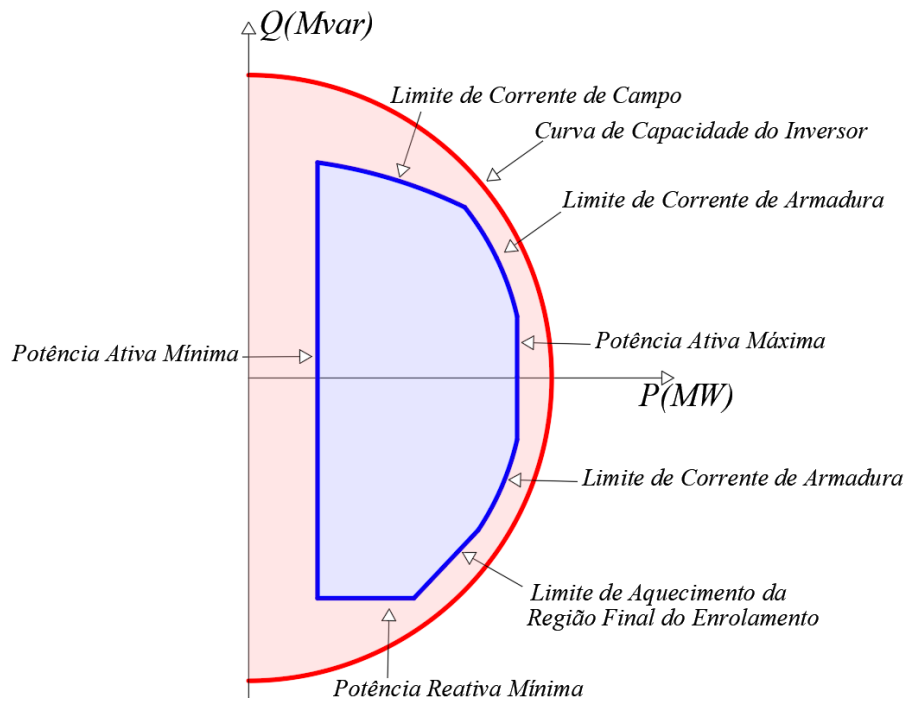


Figura 8: Curva de capacidade de uma Máquina Síncrona (azul) x Curva de capacidade de uma UFV (vermelho) de capacidade instalada equivalente.

Fonte: Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant [62]. Adaptado pelo Autor.

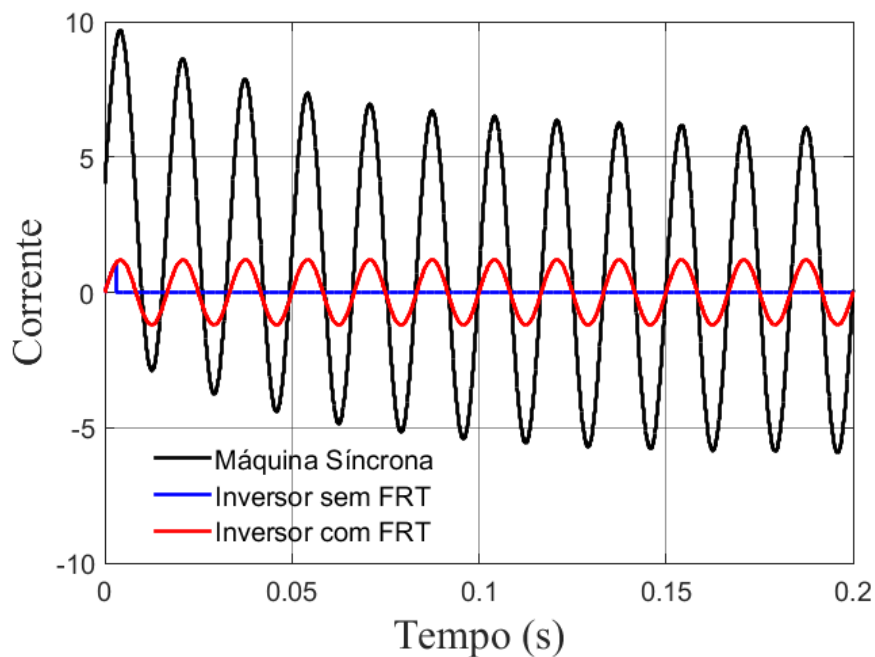


Figura 9: Ilustrativo de corrente de falta de uma máquina síncrona, de uma FGCEVI sem capacidade de Ride-Through e com capacidade de Ride-Through.

Fonte: Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy [61]. Adaptado pelo Autor.

As correntes assimétricas que passam por FGCEVI dependem do seu controle. No caso da sequência zero, em geral, devido à construção de inversores em pontes de 3 pernas, não há caminho para fluir correntes dessa sequência. Em relação à sequência negativa, o controle usual é o de supressão de correntes de sequência negativas. Esse controle faz com que as impedâncias de sequência negativa sejam muito altas, variando de 5 pu a 1000 pu [25]. Além disso, a direcionalidade dessa grandeza, em relação a tensão de sequência negativa, pode não ser a usual. Como as máquinas síncronas têm características indutivas, a corrente de saída de sequência negativa durante uma falta está na ordem de 90° adiantada da tensão de sequência negativa. Conforme Figura 10, obtida do trabalho [30], que apresenta a contribuição de corrente numa falta assimétrica de uma FGCEVI e uma máquina síncrona, mostra-se que, além da corrente de sequência negativa possuir valor muito menor que no caso de máquina síncrona, essa corrente está em uma ordem de 90° atrasada da tensão. O não fornecimento de correntes 90° adiantadas da tensão podem causar problemas na detecção de faltas de funções de proteção que utilizam a direcionalidade de sequência negativa e é um dos focos dessa dissertação.

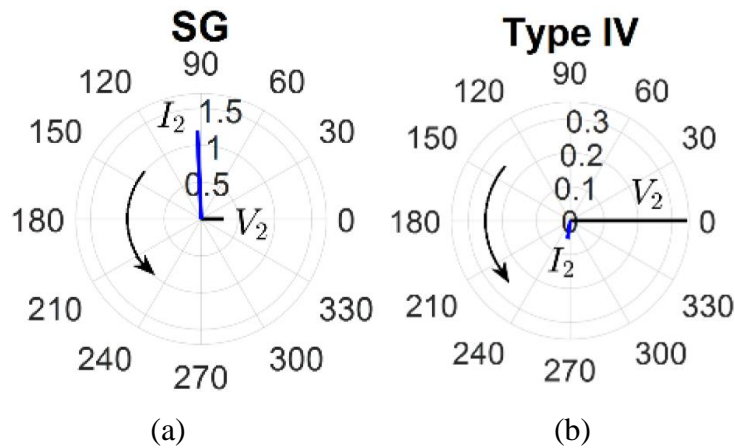


Figura 10: Contribuição de Correntes de Sequência negativa para faltas. (a) Máquina Síncrona. (b) Eólica Tipo IV.

Fonte: *Impact of Inverter Based Resources on System Protection* [30].

2.2.5 – Controle de Tensão

Máquinas síncronas de grande porte normalmente operam de forma a controlar a tensão com uma malha de controle AVR (Automatic Voltage Regulator), que normalmente controla a tensão dos terminais do gerador ou do barramento de alta tensão que a planta está conectada. FGCEVI também podem operar no modo de controle de

tensão, assim como controle de potência reativa e controle de fator de potência. O controle pode ser feito na barra local do conversor ou em uma barra remota.

2.2.6 – Controle de Frequência

O controle de frequência é extremamente importante em um sistema de potência. Os equipamentos conectados à rede elétrica são projetados para funcionar em torno da frequência e tensão nominal. Frequências muito altas ou muito baixas podem causar danos aos geradores, motores, entre outros equipamentos. As máquinas síncronas assumem um papel importante no controle de frequência, reduzindo sua potência ativa de saída em eventos de sobrefrequência ou o contrário em eventos de subfrequência.

FGCEVI não possuem intrinsecamente um controle de frequência. Em eventos de sobrefrequência, a FGCEVI pode reduzir a sua potência de saída para contribuir na regulação primária de frequência do sistema. No entanto, o controle do MPPT (Maximum Power Point Tracking) das FGCEVI coloca o ponto de operação da planta sempre no máximo ponto de potência ativa possível para o momento. Assim, para eventos de subfrequência, onde as máquinas síncronas aumentariam sua potência ativa de saída, a FGCEVI não contribui para a regulação primária. Uma solução é a adoção de uma operação abaixo do MPPT, para que o planta geradora possa contribuir em eventos que necessitem o aumento de sua potência de saída, como mostrado em [62]. Em plantas eólicas, também há a possibilidade de utilização do recurso de inércia sintética para auxílio na estabilidade de frequência. Essa funcionalidade permite a utilização da energia cinética armazenada nas pás das torres eólicas pela rede.

2.2.7 – Controle de potência reativa durante faltas na rede

Durante a ocorrência de faltas na rede, devido ao gerador síncrono estar diretamente conectado ao sistema de potência e devido às leis eletromagnéticas comentadas na seção 2.2.4, há uma contribuição instantânea de potência reativa durante a falta, o que é desejável, pois mitiga o afundamento de tensão que ocorreria.

No caso de FGCEVI, o suporte de potência reativa durante a falta deve ser dado por uma ação de controle. Mesmo que as constantes de tempo de um inversor sejam

consideradas rápidas (da ordem dos 20 ms), o suporte não é instantâneo, diferindo assim de uma máquina síncrona.

2.2.8 – Fault Ride-Through

O Ride-Through pode ser entendido como a capacidade de um dispositivo suportar, permanecendo conectado à rede, uma condição adversa de tensão (Voltage Ride-Through) ou frequência (Frequency Ride-Through). O foco dessa seção será no Voltage Ride-through.

Máquinas síncronas são robustas, respondem às perturbações na rede contribuindo para mitigar tensões e frequências fora da faixa de operação normal e naturalmente possuem capacidade de FRT. Inversores, no entanto, são dispositivos que não possuem necessariamente FRT. O inversor deve ser projetado para suportar tensões e frequências anormais do lado da rede, sob risco de danos físicos ao equipamento.

Uma vez projetado um inversor com capacidade FRT, o inversor possui a capacidade de suportar condições anormais do lado AC da rede durante um certo período de tempo. Essa curva é conhecida como curva de FRT. A curva de FRT é extremamente importante. A perda de plantas geradoras pode causar o agravamento da condição anormal da rede [66-67]. Sendo assim, países, inclusive o Brasil, possuem curvas mínimas de FRT que as FGCEVI devem obedecer, presente em seus respectivos procedimentos de rede [68]. Essas curvas serão apresentadas na seção 2.3.

Sendo assim, inversores podem possuir três modos de FRT:

- Sem FRT: Nesse modo, apresentado pela Figura 9 como a curva vermelha, o inversor não possui capacidade de FRT. Atualmente, plantas geradoras concentradas sem capacidade de FRT não podem se conectar à rede brasileira de transmissão.
- Com FRT com cessação momentânea: Nesse modo, o inversor permanece conectado à rede, mas com redução de tensão abaixo ou acima de níveis pré-determinados, o inversor pode bloquear a injeção de corrente por um período de tempo depois da extinção da condição anormal. Após essa quantidade de tempo, o inversor volta a injetar potência em uma tomada de rampa até os níveis pré-falta.
- Com FRT com injeção de corrente: Nesse modo, as FGCEVI são capazes de injetar correntes durante o defeito.

2.3 – Requisitos Mínimos para Conexão de Novas Instalações de FGCEVI ao Sistema de Transmissão no Brasil

As FGCEVI possuem uma série de requisitos mínimos para conexão de novas instalação ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa seção possui o objetivo de resumir as principais exigências do Operador Nacional do Sistema (ONS) que possuam importância para o presente trabalho [68].

2.3.1 – Suporte de potência reativa a tensão nominal

Em tensão nominal, a FGCEVI deve ser capaz de operar dentro da área delimitada pelo polígono de espessura maior da Figura 11. Na potência nominal da planta, esta deve fornecer potência reativa na quantidade entre -32.9% a 32.9% da potência nominal da planta, o que equivale a uma faixa de $fp=0.95$ capacitiva a $fp=0.95$ indutiva. Essa faixa de -32.9% a 32.9% da potência nominal deve ser oferecido quando a planta estiver fornecendo potência ativa entre 20 a 100% da potência nominal. Abaixo de 20%, essa faixa reduz linearmente até 0.

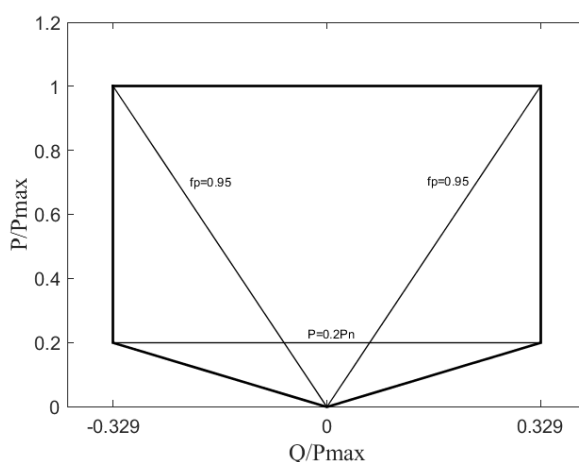


Figura 11: Suporte de potência reativa durante potência nominal

Fonte: Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. [68]

2.3.2 – Suporte de potência reativa em tensão não-nominal

Conforme Figura 12, a região dentro do polígono de maior espessura define a área de atuação da planta conectada via inversor em tensão não nominal, o requisito de

fornecimento de até 32.9% de potência reativa em relação a potência não nominal é flexibilizado de forma que, quando a tensão é alta (entre 1.05-1.10 pu), não é necessária a exigência de fornecimento de potência reativa, uma vez que fornecer potência reativa poderia agravar a sobretensão. E com a tensão baixa (entre 0.90-0.95 pu), não é necessário absorver potência reativa, para evitar uma subtensão maior.

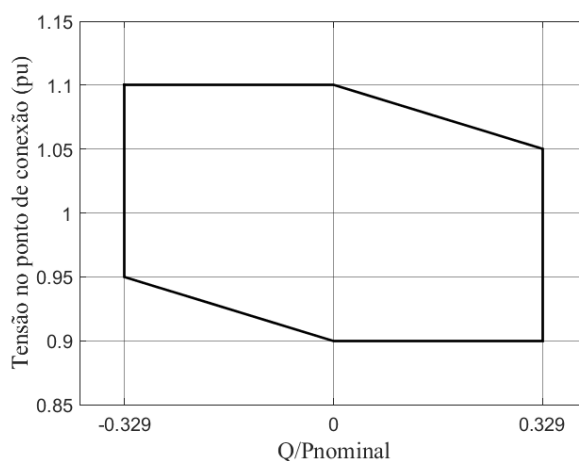


Figura 12: Requisitos mínimos de suporte de potência reativa para tensão não-nominal

Fonte: Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. [68]

2.3.3 – Modos de operação de controle de tensão

A FGCEVI deve possuir instalado em seus sistemas de controle os 3 seguintes modos de controle:

- Controle de Tensão;
- Controle de potência reativa;
- Controle de fator de potência.

O modo Controle de Tensão é considerado o modo usual de controle, embora a ativação do modo de controle de potência reativa e modo controle de fator de potência possam ser requisitados pelo Operador mediante necessidade.

2.3.4 – Suporte de potência reativa durante defeito

Durante grandes excursões transitórias de tensão (abaixo de 0.85 pu e acima de 1.20 pu), é requisitada suporte de potência reativa pelas FGCEVI. Para tensões de

sequência positiva abaixo de 85%, requisita-se a injeção de correntes reativas e para tensões acima de 110%, requisita-se a absorção de correntes reativas, conforme Figura 13. A injeção ou absorção deve ser proporcional a um parâmetro k. Esse recurso, no entanto, não necessariamente deve estar ativado. Cabe ao ONS determinar a ativação desse recurso e a inclinação da reta dada pelo parâmetro k.

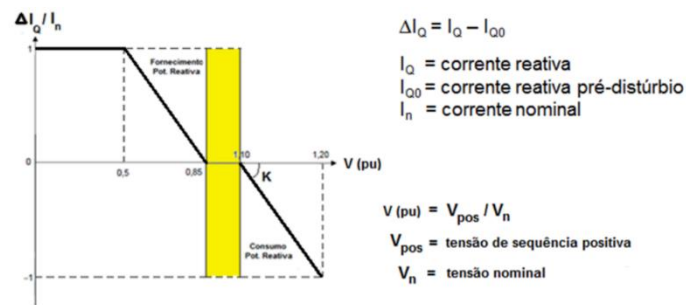


Figura 13: Requisitos de suporte de potência reativa durante defeito

Fonte: Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. [68]

2.3.5 – Frequency Ride-Through

A FGCEVI deve permanecer conectada à rede mesmo diante de eventos que desviem a frequência de seu valor nominal durante determinada quantidade de tempo dada pela Figura 14. Para desvios significativos de frequência (abaixo de 56 Hz e acima de 63 Hz), o gerador pode se desconectar automaticamente. Para frequências entre 56Hz e 58.5 Hz e 62.5 Hz e 63 Hz, o gerador deve permanecer conectado por ao menos 20 s. Para frequências entre 59.5 Hz e 62.5 Hz o gerador deve permanecer conectado.

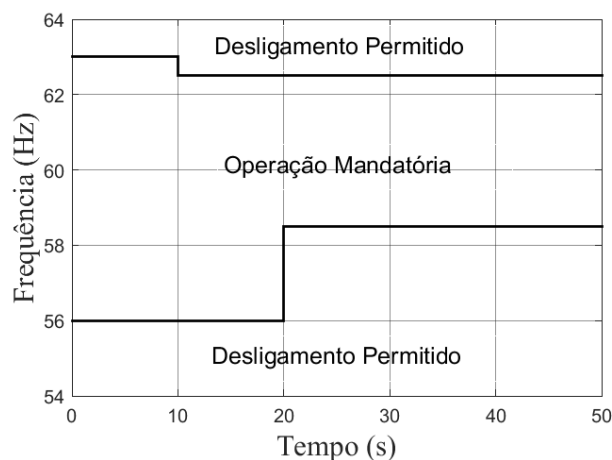


Figura 14: Curva mínima de Frequency Ride-Through no Brasil

Fonte: Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão [68].

2.3.6 – Voltage Ride-Through

A FGCEVI deve permanecer conectada à rede mesmo diante de eventos que desviem a tensão de seu valor nominal durante determinada quantidade de tempo expressada pela Figura 15. Ressalta-se que:

- A curva refere-se ao valor eficaz de tensão (valor RMS) nos terminais do inversor;
- A tensão válida para essa curva é a da fase que sofre a maior variação de tensão durante o defeito.

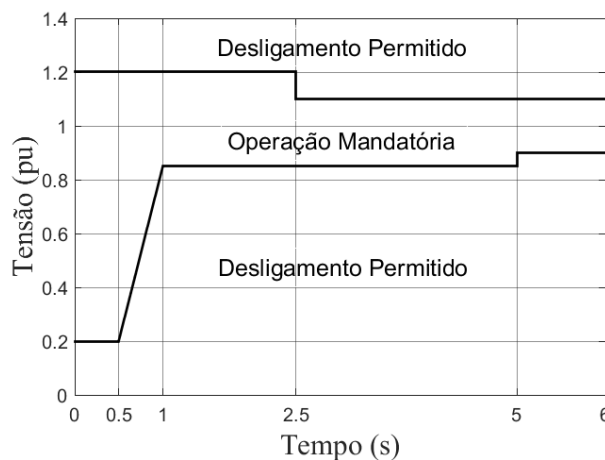


Figura 15: Curva mínima de Voltage Ride-Through no Brasil

Fonte: Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão [68].

Deve-se levar em consideração que as curvas de operação mandatória de FRT são curvas mínimas que a FGCEVI deve obedecer. Isso não impede que os fabricantes produzam inversores com FRT que possuam capacidades que suportam variações de tensão e frequência maiores. Na referência [69], a NERC usa como exemplo um inversor que pode resistir a afundamentos de tensão até 0 pu por 2 segundos e sobretensões de até 1.4 pu por 1 segundo. Alguns códigos internacionais possuem curvas de Ride-Through mínimas dos inversores mais exigentes em relação ao Brasil [70].

Uma vez percorridos os aspectos técnicos relevantes para o trabalho, aspectos de proteção importantes para o trabalho são introduzidos no Capítulo 3.

Capítulo 3 – Aspectos Técnicos de Proteção

A proteção de sistemas elétricos é fundamental para garantir segurança dos sistemas de energia. Uma vez que um equipamento se encontra sob defeito, o defeito deve ser isolado para garantir a estabilidade do sistema de potência e a integridade dos equipamentos sãos. A proteção de sistemas elétricos é feita por funções de proteção que, a partir de medidas obtidas advindas de Transformadores de corrente (TC) e Transformadores de tensão (TP) conseguem processar esses dados através de funções de proteção e determinar se um equipamento está sob falta ou não. Se estiver, ele pode enviar comandos a disjuntores, fusíveis, entre outros. Equipamentos como geradores, transformadores, barras, motores e linhas de transmissão devem possuir sua zona de proteção, definida pela localização dos Trafos medidores que monitoram as grandezas do sistema elétrico. Essas zonas devem ser sobrepostas umas às outras, para garantia de proteção de backup. A Figura 16 apresenta um esquemático de como as zonas de proteção atuam.

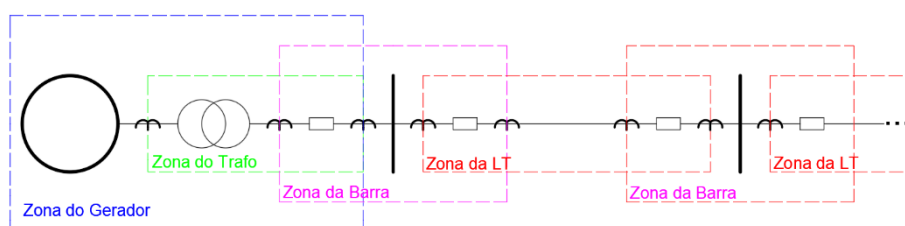


Figura 16: Zonas de proteção primárias usuais em uma rede elétrica de potência.

Fonte: *Protective Relaying – Principles and Applications* [6]. Adaptado pelo autor.

A proteção deve garantir as seguintes características:

- **Confiabilidade:** A confiabilidade da proteção é uma característica que pode ser traduzida como a capacidade do sistema de proteção atuar quando requerido de forma correta. Ou seja, a proteção do equipamento deve atuar quando ocorre um defeito dentro da zona de proteção do equipamento e não deve atuar quando não há um defeito dentro da zona de proteção do equipamento (Segurança).
- **Sensibilidade:** A proteção deve ser capaz de detectar o defeito ou a condição anormal. A sensibilidade é um aspecto que depende da capacidade do engenheiro de proteção de escolher as grandezas medidas e fazer um bom ajuste da função de proteção.

- Seletividade: A seletividade se refere à capacidade do sistema de proteção isolar o defeito desligando-se apenas os terminais do elemento defeituoso. A seletividade é uma característica que se atribui à capacidade da proteção garantir a máxima continuidade de fornecimento de energia possível com o mínimo desligamento de proteção possível. A seletividade está intimamente ligada à capacidade de coordenação entre diferentes relés no sistema de proteção.
- Velocidade: Velocidade é a capacidade do sistema em atuar da forma mais rápida possível. É importante que o sistema de proteção atue de forma veloz para evitar que haja danos em equipamentos ou problemas com a estabilidade do sistema de potência. A velocidade é limitada pelo tempo de resposta de atuação dos equipamentos de proteção, constantes de tempo de filtragem dos medidores e com a seletividade do sistema.

No Brasil, os requisitos mínimos de proteção são definidos pelo ONS em seus procedimentos de rede [71]. No presente trabalho, o foco será na proteção de Linhas de Transmissão (LT). As funções de proteção que serão revisadas nesse capítulo serão a proteção de sobrecorrente instantânea (50), sobrecorrente temporizada (51), direcional (67) e suas contrapartes que utilizam sequência negativa (50Q/51Q/67Q), além das funções de distância (21). As informações contidas nesse capítulo têm como principal base as referências [5-15] e [72-73].

3.1 – Funções de proteção

3.1.1 – Função de Sobrecorrente Instantânea (50)

A função de sobrecorrente instantânea, como o próprio nome indica, verifica se a corrente que passa pelo equipamento está acima de uma corrente de pick-up determinada. A função de sobrecorrente instantânea possui tempo de atuação que depende apenas dos tempos de filtragem de sinal de seus equipamentos e medidores.

3.1.2 – Função de Sobrecorrente Temporizada (51)

A Função de sobrecorrente temporizada possui um atraso intencional na atuação da sua função de proteção. Esse atraso pode ser importante na correta coordenação entre

relés para garantir sua seletividade. As funções de proteção de sobrecorrente temporizados podem ser de:

- Tempo definido;
- Tempo inverso;

As funções de proteção de tempo definido atuam com um mesmo tempo de operação t_{opr} fornecido pelo engenheiro para qualquer corrente acima da corrente I_{pickup} . As funções de proteção de sobrecorrente temporizados possuem tempos de atuação variáveis, dependentes da relação $I_{defeito}/I_{pickup}$, que advém de curvas inversamente proporcionais à corrente. Três curvas geralmente são definidas (moderadamente inversa, muito inversa e extremamente Inversa). Os ajustes dos parâmetros dessas curvas no software Simulight [4] são dados pela Tabela 5. A Figura 17 mostra essas curvas em gráficos, em função de I/I_{pickup} .

Tabela 5: Expressões de Curvas Típicas da Função de Proteção ANSI 50.

Curva	Expressão Matemática
Moderadamente Inversa	$t_{opr} = \frac{0.0515}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^{0.02} - 1} + 0.1140$
Muito Inversa	$t_{opr} = \frac{19.61}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^2 - 1} + 0.4910$
Extremamente Inversa	$t_{opr} = \frac{28.2}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^2 - 1} + 0.1217$

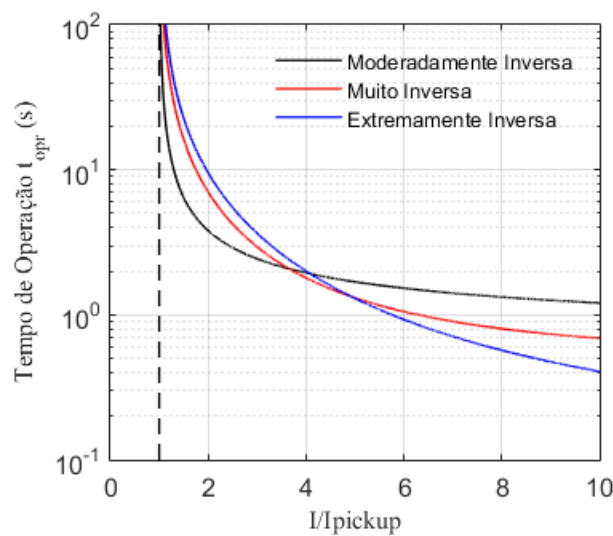


Figura 17: Tempos de Operação da função de proteção de sobrecorrente temporizado de tempo inverso.

3.1.3 – Função Direcional (67)

Nos casos de sistemas em anel, sistema malhados ou com fontes de geração dos dois lados da rede, a função de proteção de sobrecorrente é insuficiente para fazer com que ocorra correta seletividade da proteção, uma vez que a função de proteção de sobrecorrente não define se a falta é direta ou reversa. Assim, é necessário a existência de uma função que possa, de forma correta, identificar se a falta está dentro da zona de proteção da função. A função direcional, como o nome sugere, consegue indicar a direção da falta. Essa função de proteção também possui a função de supervisionar elementos de distância (com uma função direcional de sequência negativa, como exemplo) ou ainda formar características da função de distância com formato quadrilateral.

A função de proteção direcional compara a diferença angular entre uma grandeza polarizante e uma grandeza de operação. Normalmente a tensão é a grandeza polarizante e a corrente é a grandeza de operação. A função de proteção atua quando a relação angular entre essas duas grandezas está localizada de forma favorável. Conforme Figura 18, observa-se que a função direcional possui duas regiões: Forward (quando a falta está na zona de proteção do equipamento) e Reverse (quando a falta está fora da zona de proteção do equipamento). Através da grandeza polarizadora, define-se uma relação angular θ que forma a curva ângulo de torque máximo (MTA). Além desse ângulo θ , pode-se definir uma grandeza $R90^\circ$ que determine o tamanho da angulação que formará a reta azul. Geralmente, esse ângulo é 90° ou próximo de 90° . A região compreendida pela reta azul e que contém a reta sólida de MTA é a região forward da função de proteção. Se o ângulo da corrente de falta, em relação a tensão polarizadora, estiver nessa região, a função atua. Do contrário, a falta é considerada reversa e a função de proteção não atua.

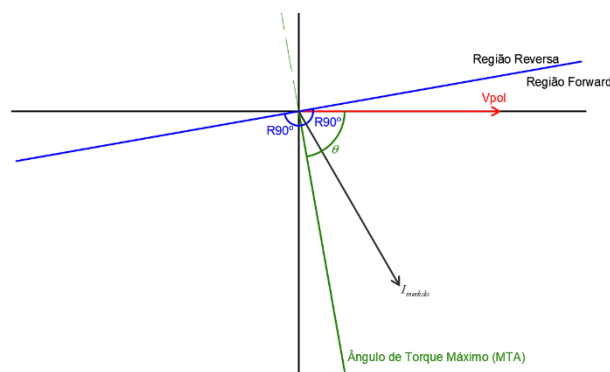


Figura 18: Função direcional.

A tensão de polarização da função direcional pode ser as tensões de fase, de linha, ou de sequências. No caso da função direcional proteger fases, é usual que se usem fases adjacentes para a proteção, como indicado pela Tabela 6. Isso ocorre porque a função de proteção direcional precisa de uma referência sólida para a direção da corrente. Se a própria tensão da fase sob defeito fosse utilizada, problemas de operação podem existir se:

- Ocorrerem faltas localizadas muito perto do terminal de medição, o que pode fazer com que haja perda de referência da tensão;
- Ocorrerem faltas em LTs com compensação série, pois a fase da tensão de referência pode inverter;

Tabela 6: Tensão de polarização para função de proteção direcional de fase

Fase protegida	Tensão de polarização	Corrente de Operação
A	V_{bc}	I_a
B	V_{ca}	I_b
C	V_{ab}	I_c

3.1.4 – Função de distância (21)

O princípio da função de distância é calcular a impedância medida pelo TC e TP nos terminais de uma LT. Com o fasor de tensão e o fasor de corrente, é possível calcular a impedância vista pela função de proteção 21 com a Equação (2).

$$Z = \dot{V} / \dot{I} \quad (1)$$

Onde:

Z – Impedância vista pela função de proteção

V – Fasor de tensão

I – Fasor de corrente

A função de distância pode formar diversas características no eixo R-X. A Figura 19(a) exhibe a função de proteção de impedância, onde a função de distância é um círculo centrado na origem. A Figura 19(b) reproduz uma característica de impedância com direcionalidade empregada.

Outra curva característica é a curva de admitância (ou mho), inerentemente direcional, mostrada na Figura 20(a). A Característica quadrilateral, que possui sua forma geométrica formada por uma reta direcional (inferior), uma reta de reatância (reta

superior) e 2 retas laterais (podendo ser retas de resistência ou não) formando a Figura 20(b). Ressalta-se que, na Figura 20, já estão introduzidas as 3 zonas de proteção. A primeira zona (hachurada em azul), cobre 80% da LT protegida. A segunda zona (hachurada em verde) cobre 100% da LT protegida e 20% da LT a jusante dos medidores. A terceira zona (hachurada em cinza) cobre toda a LT protegida e 100% da LT a jusante dos medidores. Cada zona possui tempo de atuação distinto, com a zona 3 sendo a mais lenta e a zona 2 a mais rápida, conforme Figura 21.

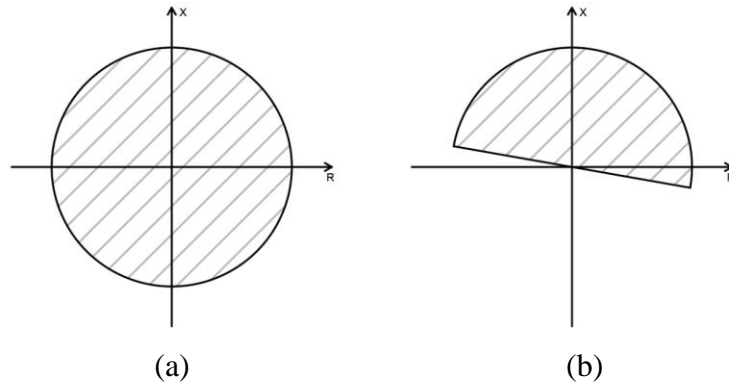


Figura 19: Característica de impedância. (a) Sem direcionalidade. (b) Com direcionalidade.

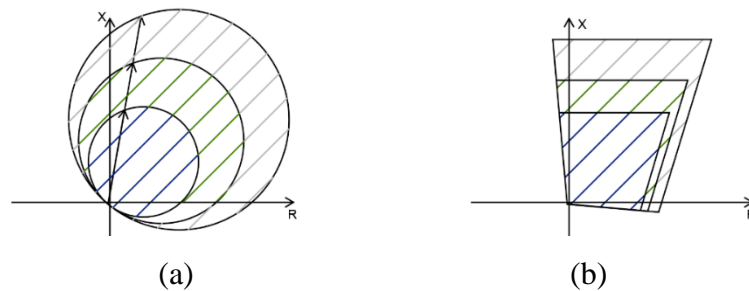


Figura 20: Característica da função de proteção de distância. (a) Mho. (b) Quadrilateral.

A Função de distância pode ser usada com grandezas de sequência positiva, sequência negativa [11] e com loops de fase-fase (AB, BC e CA), além de loops de fase-terra (AG, BG e CG). A Tabela 7 evidencia as medidas utilizadas para cálculo da impedância dos loops de faltas assimétricas [5][72]. Nas faltas fase-terra, um fator de compensação de circuito de sequência zero k_0 é introduzido devido à corrente de sequência zero, conforme [5].

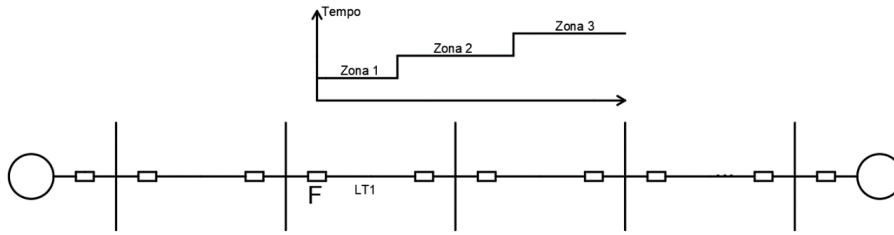


Figura 21: Zonas de proteção da função de distância do relé F, que protege a LT1.

Tabela 7: Impedâncias vistas pela função de proteção em cada loop

Loop	Tipo de Falta	$V_{Relé}$	$I_{Relé}$	Impedância do Loop
AB	3ϕ $2\phi - G$ 2ϕ	$\dot{V}_a - \dot{V}_b$	$\dot{I}_a - \dot{I}_b$	$Z = \frac{\dot{V}_a - \dot{V}_b}{\dot{I}_a - \dot{I}_b}$
BC		$\dot{V}_b - \dot{V}_c$	$\dot{I}_b - \dot{I}_c$	$Z = \frac{\dot{V}_b - \dot{V}_c}{\dot{I}_b - \dot{I}_c}$
CA		$\dot{V}_c - \dot{V}_a$	$\dot{I}_c - \dot{I}_a$	$Z = \frac{\dot{V}_c - \dot{V}_a}{\dot{I}_c - \dot{I}_a}$
AG	3ϕ $2\phi - G$ 1ϕ	\dot{V}_a	$\dot{I}_a + k_0 \dot{I}_0$	$Z = \frac{\dot{V}_a}{\dot{I}_a + k_0 \dot{I}_0}$
BG		\dot{V}_b	$\dot{I}_b + k_0 \dot{I}_0$	$Z = \frac{\dot{V}_b}{\dot{I}_b + k_0 \dot{I}_0}$
CG		\dot{V}_c	$\dot{I}_c + k_0 \dot{I}_0$	$Z = \frac{\dot{V}_c}{\dot{I}_c + k_0 \dot{I}_0}$

3.1.5 – Uso de sequência negativa nas funções 50/51/67 (50Q/51Q/67Q)

Com o advento dos relés digitais, o uso de funções de proteção que utilizam grandezas de sequência negativa [8-11] e [15] foi intensificado. O uso de funções de sequência negativa é utilizado para:

- A sequência negativa está presente em todas as faltas assimétricas no sistema.
- Devido à sequência negativa não estar presente (ou possuir valor muito baixo comparado às grandezas de sequência positiva) durante operação normal do sistema, é possível utilizar grandezas pick-ups menores;
- Funções de proteção de sequência negativa podem supervisionar funções de proteção de distância de fase. Como exemplo, uma falta reversa bifásica (fases BC), pode fazer com que a função de proteção de distância de loop BG veja a falta como dentro da zona de proteção, o que causa erro de operação [15].

- Evitar que faltas reversas envolvendo a terra próximas aos medidores sejam identificadas como faltas diretas [15].

Os motivos a seguir justificariam também a utilização de funções de proteção de sequência zero. No entanto, a sequência negativa possui vantagens em relação à sequência zero, descritas a seguir:

- A sequência negativa está presente em todos os defeitos assimétricos (AG, BG, CG, AB, BC, CA, ABG, BCG, CAG). A sequência zero não está presente nos defeitos que não envolvem a terra (AB, BC e CA). Sendo assim, a sequência zero não é indicada para supervisionar esses tipos de defeitos. Conforme Figura 22, extraída de dados de [5], faltas bifásicas que não envolvem a terra ocorrem aproximadamente em 15% dos defeitos em LT, o que é uma porcentagem significativa.

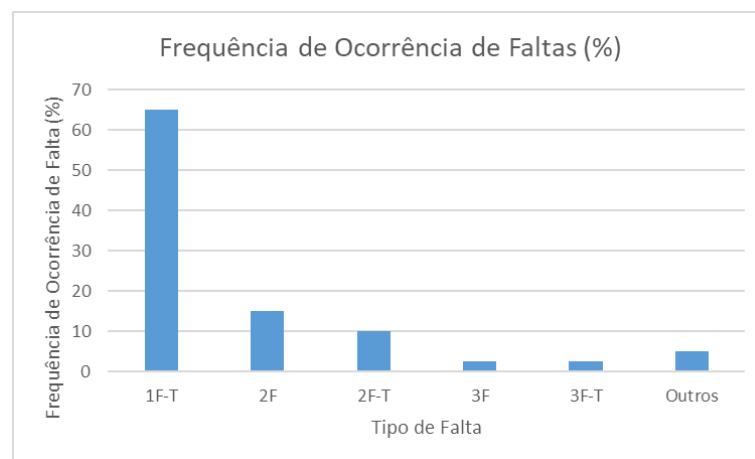


Figura 22: Frequência típica de ocorrência de faltas em Linhas de Transmissão.

Fonte: Power System Protection [5]. Adaptado pelo autor

- Se os medidores estão localizados próximo de trafos solidamente aterrados ou subestações solidamente aterradas, em alguns casos, durante um defeito assimétrico, a magnitude da tensão de sequência zero pode ser insuficiente para correta polarização da função de proteção.
- Em LTs paralelas ou LTs que possuem trechos em paralelo, há ocorrência de um acoplamento de impedância mútua de sequência zero entre as duas linhas. Esse fenômeno é descrito em [5], [6] e [15]. A Figura 23 ilustra o problema. Esse acoplamento mútuo de sequência zero pode fazer com que as funções de proteção da

LT que não está sob falta identifiquem uma falta dentro de sua zona de proteção, fazendo com que ocorra uma falha de operação do sistema.

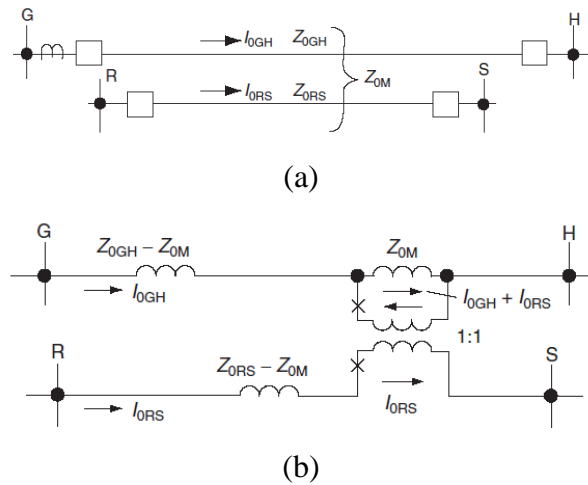


Figura 23: Efeito do acoplamento mútuo de sequência zero. (a) Linhas em paralelo com acoplamento mútuo de sequência zero. (b) Circuito equivalente representando acoplamento mútuo.

Fonte: Protective Relaying – Principles and Applications [6].

As funções de proteção 50Q/51Q/67Q utilizam os mesmos princípios de operação que nas funções tradicionais utilizando grandezas de fase ou de sequência positiva. No caso da função de proteção 67Q, devido ao sistema de potência possuir uma significativa quantidade de máquinas síncronas, a corrente de saída de sequência negativa dessas máquinas está adiantada de uma ordem de 90° da tensão, por esses equipamentos possuírem características indutivas. A Figura 24 contém uma configuração típica que utiliza sequência negativa. Alguns fabricantes utilizam a função 50Q em conjunto com a função 32Q (potência aparente de sequência negativa) para determinar a direcionalidade da falta, calculando a impedância aparente de sequência negativa vista pelos medidores nos terminais de uma LT [11][23]. No presente trabalho, é utilizada a formulação da Figura 24. No entanto, essa diferente forma de implementação utilizada em outros trabalhos não traz diferentes conclusões ou resultados no âmbito dessa dissertação.

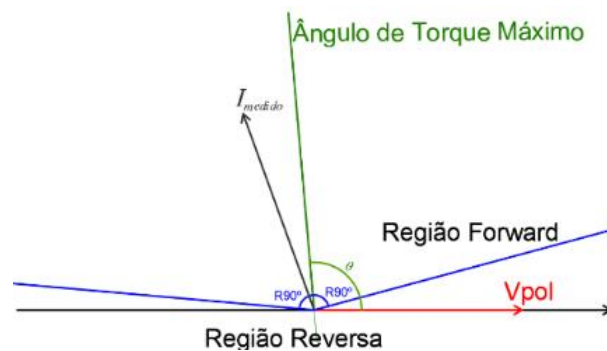


Figura 24: Gráfico ilustrativo de Função direcional de sequência negativa.

A utilização de sequência negativa também pode ser utilizada para determinar a fase sob defeito do sistema, ao se comparar as correntes de sequência negativa ou zero [12]. O conhecimento da fase que está sob falta é importante para:

- Operações de abertura monopolar de LTs. A abertura monopolar, apesar de introduzir um desequilíbrio da rede, faz com que uma quantidade de potência ainda possa ser transmitida pela LT que apresentou defeito se a fase sob defeito foi isolada.
- Impedir a operação equivocada de loops de falta da função de proteção de distância.
- Habilitar os loops de falta corretos da função de proteção de distância.

Um dos métodos para identificação da fase sob defeito é a comparação dos ângulos da corrente de sequência negativa e sequência zero no terminal de medição. Dependendo da defasagem angular, pode-se determinar se a falta é monofásica em determinada fase ou bifásica-terra nas fases adjacentes, reduzindo a possibilidade de tipo de falta assimétrica de 6 loops (AG, BG, CG, AB, BC e CA) para 2 loops. Comparando a impedância aparente dos dois loops, aquele que possui o menor alcance é identificado como fase (s) sob defeito se estiver nas zonas coloridas da Figura 25(a), que apresenta as relações entre I_2 e I_0 que determinam a direção da falta. As regiões coloridas pintadas são chamadas de setores primários.

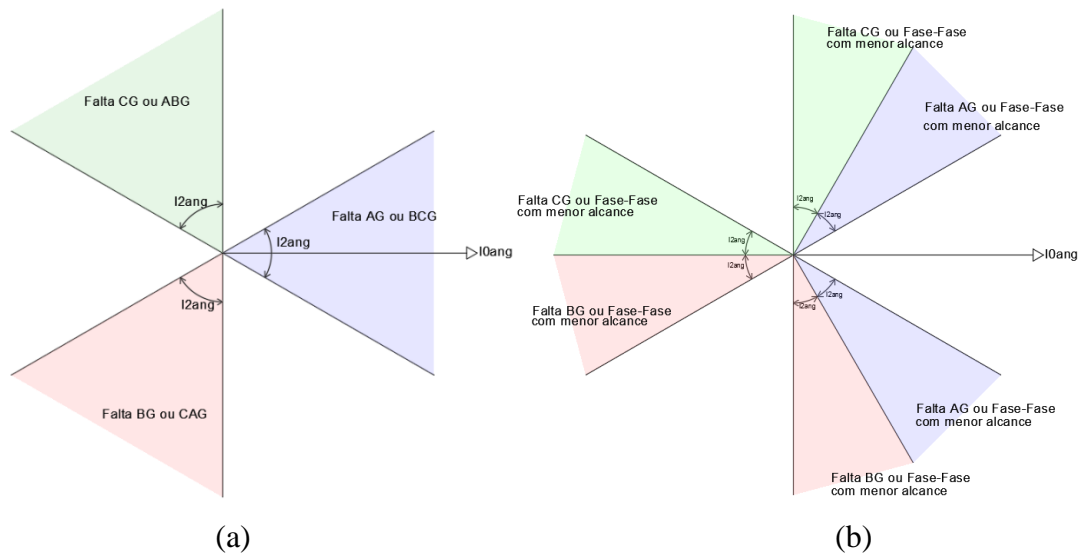


Figura 25: Relações entre os ângulos de I_0 e I_2 para determinação de fase sob defeito. (a) Setores Primários. (b) Setores Secundários.

Fonte: Determining the Faulted Phase [12]. Adaptado pelo autor

Para relações angulares não compreendidas por nenhum dos setores coloridos da Figura 25(a), considera-se que a falta pode possuir significativa resistência para a terra e esta localiza-se nos setores coloridos da Figura 25(b), nomeados setores secundários. No caso da falta se localizar nos setores secundários, a falta é monofásica com a fase especificada pela Figura 25(b) ou bifásica, sendo as possíveis fases envolvidas na falta bifásica aquelas cujo loop entre fases (AB, BC ou CA) com a menor alcance visto pela função de proteção. Assim, com um algoritmo especificado em [15], pode-se comparar loops de resistência com uma estimativa de resistência de falta. Tal algoritmo está fora do escopo da dissertação, portanto não será detalhado.

O uso da sequência negativa na proteção de linhas de transmissão é um dos pontos principais da dissertação.

3.1.6 – Esquemas de Teleproteção

Nos esquemas de teleproteção, há comunicação entre diferentes relés que trocam informações com o objetivo de impedir (ou comandar) a abertura de disjuntores em terminais remotos. Conforme [7], nos esquemas de teleproteção, normalmente são utilizadas proteções de distância e direcionais. Diversos tipos de esquemas de Teleproteção existem, entre eles o DUTT, PUTT, POTT.

No esquema DUTT, *Direct Underreach Transfer Trip*, são utilizados apenas funções de subalcance. Há atuação de uma lógica OU. Conforme Figura 26, abre-se o disjuntor se houver trip da proteção local ou remota. Ambas as funções de subalcance devem proteger a LT de forma que haja uma sobreposição de parte da área protegida. Normalmente, a Zona 1 da função de proteção de distância é utilizada para tal. Assim, para um defeito dentro da zona de proteção, há atuação dos dois disjuntores isolando o defeito. Porém, se o canal estiver inoperante e ocorrer um defeito fora da região de subalcance de um dos terminais, a proteção de um dos terminais deverá esperar o tempo de operação da Zona 02 da função de distância.

No esquema *Permissive Underreach Transfer Trip*, ou PUTT, há uma extensão do esquema DUTT. A condição OU do esquema DUTT está presente, no entanto, há a consideração de elementos de sobrealcance. Sendo assim, ou houve atuação de uma das funções de subalcance ou há uma atuação de uma função de subalcance e a atuação de uma função de sobrealcance. Dessa forma, se um defeito fora da LT protegida sensibilizar

uma função de sobrealcance, não será permitido o trip desse disjuntor pois a função de proteção do outro relé não permitirá.

Por fim, o esquema *Permissive Overreach Transfer Trip*, POTT, baseia-se apenas em Funções de sobrealcance. Para haver trip, ambas as funções de sobrealcance devem ser sensibilizadas. Esse esquema garante segurança para que, quando houver falha de comunicação, não haver abertura de disjuntores para defeitos fora da LT protegida. Da mesma forma, no entanto, não haverá trip dentro da zona protegida em caso de falha de comunicação. Esses três esquemas estão expressos na Figura 26.

No caso de proteções especificamente POTT, pode haver falha de atuação na presença de FGCEVI se as funções de distância de um ou dos dois terminais utilizar a supervisão de um elemento direcional de sequência negativa. Se um elemento 67Q falhar em um terminal, isso bloqueará a atuação da proteção em ambos os terminais.

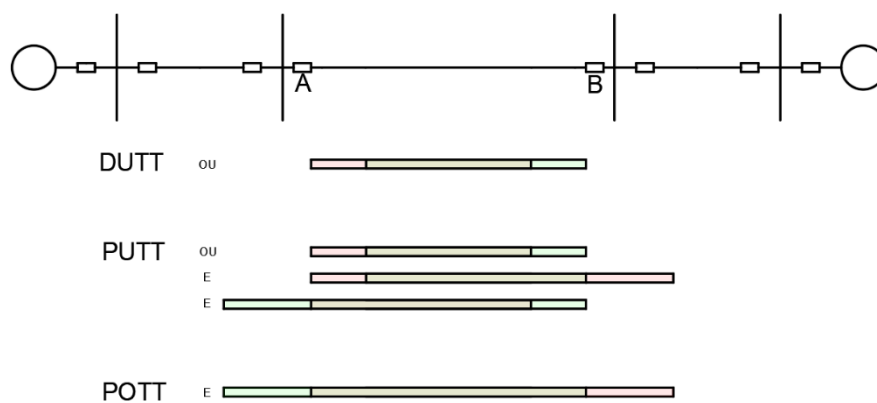


Figura 26: Esquemas de Teleproteção

Fonte: Power System Protection [5].

No Brasil, o uso da sequência negativa para proteção de sistemas elétricos é regido pelo ONS através do submódulo 2.11 dos Procedimentos de Rede [71]. Nesse submódulo, exige-se a instalação, para proteção de linhas de transmissão da função 67N (sequência zero) e/ou 67Q (sequência negativa). Além disso, para esquemas de teleproteção, no Brasil pode-se utilizar apenas esquemas de sobrealcance, como o POTT e esses esquemas devem ser supervisionados pela função 67N e/ou 67Q. Os problemas de direcionalidade relatados no presente trabalho sobre a sequência negativa não ocorrem na sequência zero se a FGCEVI estiver conectada com a rede via Trafos $\Delta - Yg$, já que esse tipo de conexão isola a FGCEVI da rede na sequência zero (e conecta a rede a terra através da impedância do trafo). No entanto, conforme mencionado nesse capítulo, a sequência zero possui desvantagens em relação a sequência negativa que podem comprometer a confiabilidade

e seletividade da proteção quando é usada grandezas dessa sequência. Por isso, é de fundamental importância estudar formas de mitigar esse problema utilizando a sequência negativa.

3.2 – Modelagem da proteção em softwares TP-RMS

A proteção, envolvendo elementos de sequência positiva, negativa, zero, de linha e de fase podem ser modeladas em softwares TP-RMS. O software utilizado no trabalho, o Simulight [4][51][52][74], permite a obtenção de medidas de equipamentos e processamento dessas medidas em diagramas de blocos para modelagem da proteção. A Figura 27 exibe uma estrutura base de uma função de proteção.

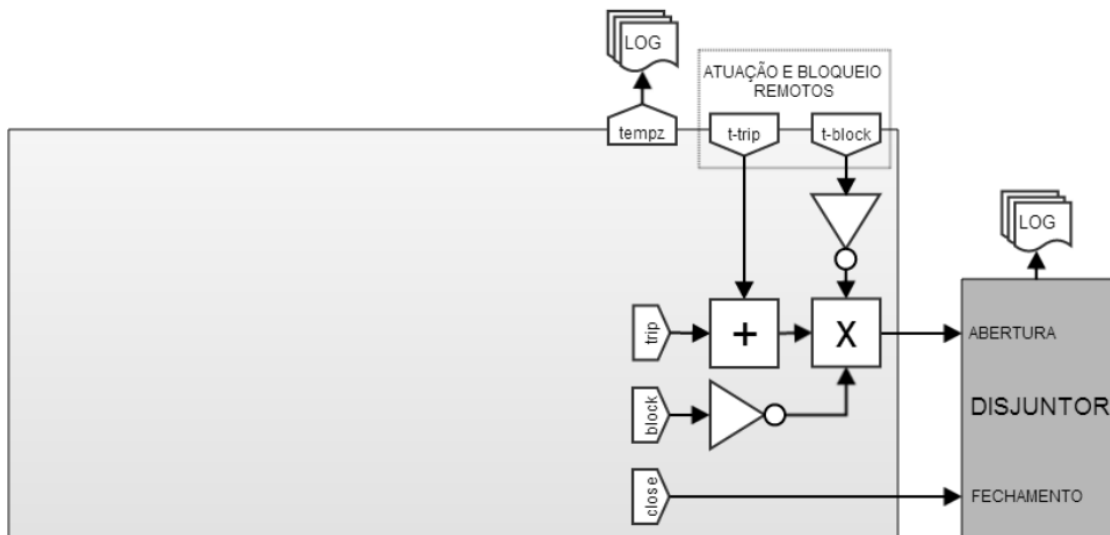


Figura 27: Estrutura base de função de proteção no Software Simulight

Fonte: Manual Simulight [4].

A partir dessa estrutura base, pode-se montar diferentes tipos de funções de proteção a partir das medidas vindas do ponto de localização da medida através de transformadores de corrente tensão. O Simulight também possibilita a utilização de relés multifunções, ou seja, que possuem distintas funções de proteção agregadas. A Figura 28 expõe um exemplo desse relé multifunção que agrega os seis loops de falta de uma função de proteção de distância 21 com a função direcional de sequência negativa 67Q. As grandezas medidas são obtidas através de um transformador de corrente e um transformador de potencial. O TC obtêm os fasores de corrente I_a , I_b e I_c , bem como o

ângulo da fase de corrente de sequência negativa θ_2 . O TP obtêm os fasores de corrente V_a, V_b e V_c , bem como o ângulo da fase de corrente de sequência negativa ϕ_2 . Para haver atuação do relé multifunção, pelo menos um dos seis loops de falta deve ser sensibilizado durante o tempo de atuação t -trip e a falta deve ser declarada como direta (forward) pela função 67Q. Mesmo que a impedância de algum loop esteja dentro da zona de proteção, se a função 67Q, que supervisiona a função de proteção 21 declarar a falta como reversa, não há operação da proteção.

Nesse esquema de proteção, no cenário em que não há grandezas de polarização de sequência negativa suficientes para supervisão da direcionalidade pelo relé 67Q, que é o caso de faltas trifásicas, a função 67Q (direcional de sequência negativa) não irá enviar um sinal para bloquear a função de distância. Nessa situação, grandezas de sequência positiva serão utilizadas para a supervisão direcional (função 67).

Esse relé multifunção será utilizado nas simulações do presente trabalho, uma vez que a ocorrência de falha de operação da função direcional de sequência negativa em um ambiente com FGCEVI presentes é um dos focos da dissertação.

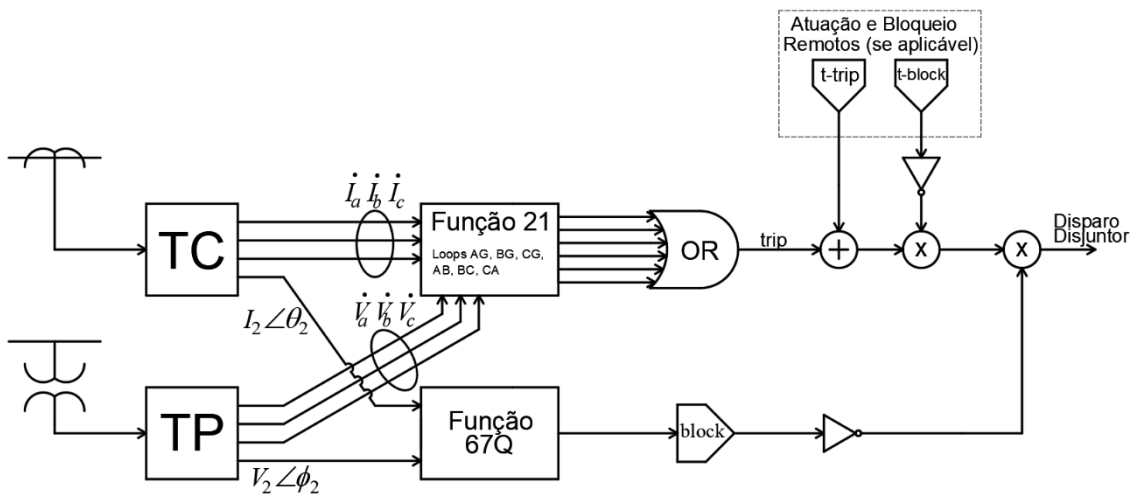


Figura 28: Esquemático de um relé multifunção.

Capítulo 4 – Modelagem Computacional de Fontes Geradoras Conectadas Exclusivamente Via Inversor

No presente capítulo, será discutida a modelagem computacional das FGCEVI para as simulações computacionais. O software SIMULIGHT foi o ambiente escolhido para as principais simulações e é um programa que permite a modelagem e teste em regime permanente e dinâmica em representação monofásica, trifásica e mista (mono-tri) do sistema em ambiente RMS (root mean square). Na simulação dinâmica trifásica, o sistema é representado por fasores de sequência positiva, negativa e zero, na frequência fundamental (no Brasil, 60 Hz). Os modelos dinâmicos em RMS são usados em fenômenos de até 10 Hz e para cobrir de forma efetiva as dinâmicas desse sistema, usualmente os passos de integração são de 1ms a 5ms. A simulação RMS resolve um conjunto de equações diferenciais referentes aos modelos dinâmicos de geradores, controladores, SVCs, etc e um conjunto de equações algébricas da rede (fluxo de potência), como Trafos e Linhas de Transmissão. Também é possível a solução de equações a diferenças de dispositivos que operam de forma discreta, como OLTCs. A partir de modelos RMS, também pode ser estudada a estabilidade a pequenos sinais dos controles e equipamentos modelados.

Outro modelo dinâmico muito usado pelos pesquisadores é o modelo EMT (transitórios eletromagnéticos), que são utilizados para captar fenômenos dinâmicos mais rápidos, como do chaveamento dos inversores, tráfego de ondas nas Linhas de Transmissão, harmônicos, dinâmicas em altas frequências, entre outros. Os passos de integração são da ordem de $50\mu s$ ou menor.

Os modelos RMS, apesar de não captar algumas dinâmicas visíveis em simulação EMT, são muito úteis pelo seu desempenho computacional (a simulação RMS monofásica possui tempo de simulação de aproximadamente 3 ordens menores de uma simulação EMT e a simulação RMS trifásica possui um tempo aproximado de 2 ordens menor que a simulação EMT) e pela possibilidade de representação de sistemas elétricos de grande porte na simulação. Além disso, se o objetivo da simulação é observar fenômenos com constantes de tempo compatíveis com o passo de simulação típico da dinâmica RMS, a simulação RMS pode ser suficiente para analisar um fenômeno.

No presente trabalho, o modelo RMS trifásico será utilizado no software SIMULIGHT [4]. Os modelos dinâmicos utilizados são os modelos de plantas

fotovoltaicas concentradas da WECC, originalmente monofásicos, mas generalizados para o ambiente trifásico. O modelo das plantas fotovoltaicas da WECC é muito similar ao modelo das Eólicas Tipo IV, podendo as conclusões desse trabalho serem estendidas a esses geradores. O SIMULIGHT permite a criação de controladores definidos pelo usuário (CDU), possibilitando a criação da malha de controle de sequência negativa das FGCEVI.

4.1 – Modelos Genéricos da WECC

Os modelos genéricos da WECC serão os modelos utilizados nas simulações. Por genéricos, entende-se que eles são modelos públicos, que podem ser portados para diferentes plataformas de maneira simples, que são validados e que representem uma boa congruência com os diferentes modelos dos diversos fabricantes de máquinas e inversores.

Os *standards* da WECC apresentam uma modelagem em regime permanente e transitório RMS da planta fotovoltaica. Os modelos de regime permanente devem ser utilizados no fluxo de potência. O modelo em regime permanente não será o foco da dissertação, uma vez que o presente trabalho busca analisar o desempenho dinâmico da FGCEVI. Portanto, será apresentada uma pequena seção referente à modelagem de regime permanente e em seguida os modelos dinâmicos da WECC, a generalização trifásica desses modelos e a aplicação do controle de correntes de sequência negativa nos modelos WECC trifásicos.

Ressalta-se que, no aspecto dinâmico, o comportamento de uma FGCEVI do tipo fotovoltaica é significativamente similar com o comportamento de uma eólica Full-Converter nos temas estudados por esse trabalho. Sendo assim, as conclusões desse trabalho podem ser estendidas a eólicas tipo-IV. As principais fontes para a construção dessa seção são os trabalhos [42-49].

4.1.1 – Modelagem em regime permanente de Plantas Fotovoltaicas

Segundo a WECC, se um gerador possui mais de 20 MVA, ele deve ser representado preferencialmente de forma explícita nos estudos de fluxo de potência através de um gerador equivalente. Em uma usina fotovoltaica, a partir do ponto de

conexão com a rede (POI), uma linha de interconexão é ligada a um transformador de Alta Tensão/Média Tensão (AT/MT) que conecta diversos alimentadores a diversos arranjos fotovoltaicos ligados por Trafos de Média Tensão/Baixa Tensão (MT/BT). Os arranjos fotovoltaicos são integrados a esses Trafos MT/BT via conversor DC/AC, uma vez que o painel fotovoltaico gera energia DC.

A Figura 29 ilustra um esquema de uma topologia de uma planta fotovoltaica concentrada clássica. Nele podem se observar o Trafo AT/MT, os Trafos MT/BT, os arranjos fotovoltaicos e a compensação de potência reativa e baterias (se houver) ao fim da linha de interconexão. Na representação em regime permanente, os diversos geradores fotovoltaicos são representados por um gerador equivalente e os diversos Trafos BT/MT são representados por apenas um circuito. A impedância equivalente dos diversos alimentadores é calculada, sendo este o circuito coletor. Por fim, a Figura 30 expressa a modelagem de uma planta fotovoltaica em regime permanente. Deve-se ter em mente que, devido às simplificações da modelagem, fenômenos intra-planta devem ser analisados com cuidado. O modelo de regime permanente de plantas eólicas também é muito similar ao modelo da Figura 30.

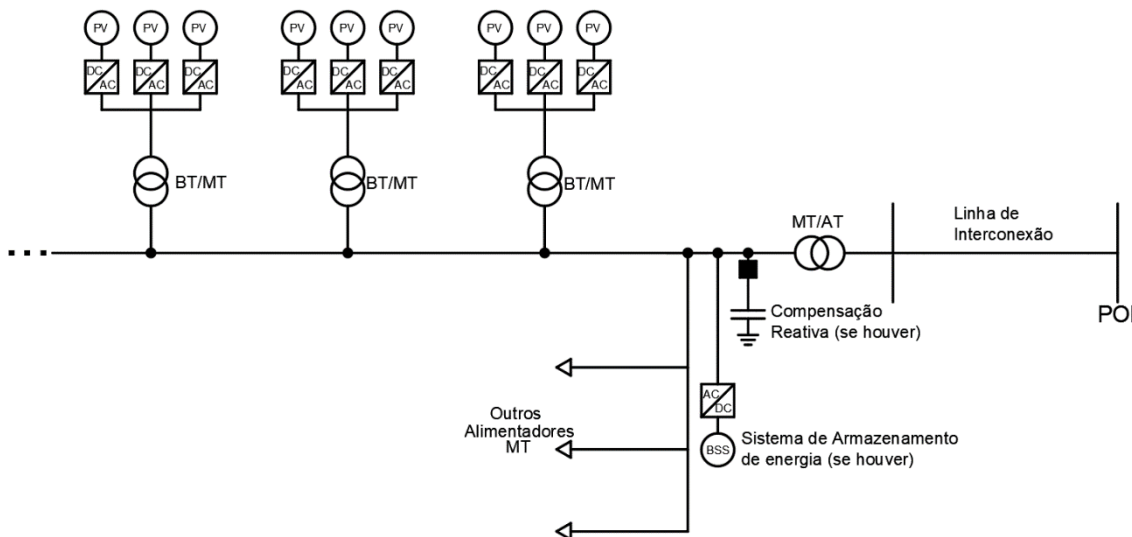


Figura 29: Topologia de uma planta fotovoltaica concentrada.

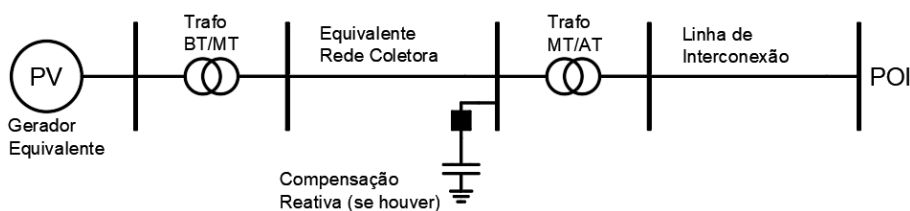


Figura 30: Representação em regime permanente.

4.1.2 – Modelagem Dinâmica

Os modelos dinâmicos da WECC são modelos RMS monofásicos adequados para estudos de dinâmicas captáveis por esse tipo de simulação. Sendo assim, as seguintes simplificações são adotadas:

- A dinâmica do lado DC do inversor é ignorada por ser um fenômeno de constantes de tempo muito pequenas. Assim, o lado DC e AC estão desacoplados perante a rede;
- O controle do disparo das chaves IGBT dos conversores VSC é considerado muito rápido, dado que o chaveamento é da ordem de grandeza de 3-10kHz;
- A dinâmica do controle de sincronismo, ou seja, o Phase Locked Loop (PLL), por também estar na faixa dos KHz, é considerado instantâneo;
- Para a faixa de tempo de simulação, considera-se que o MPPT não atua devido à irradiação estar constante.
- Como os modelos RMS não captam harmônicos, são analisados apenas dinâmicas de frequência fundamental

Os modelos da WECC são divididos em 3 módulos para facilidade de implementação e flexibilidade, conforme Figura 31. O módulo REPC_A (Renewable Energy Plant Control_A) é um módulo opcional que possui os controles a nível planta de tensão ou potência reativa e controle de frequência. O módulo REEC_B (Renewable Energy Electrical Control_B) é um módulo dividido em dois submódulos. O primeiro é responsável pelo controle local de potência reativa/tensão/fator de potência/controle coordenado V/Q e controle de potência ativa. O segundo submódulo é de um limitador de corrente. Uma vez que os conversores são dispositivos sensíveis, o controle deve contar com alguma estratégia de limitação da corrente para que não haja violação de sua capacidade térmica, o que pode causar danos aos dispositivos semicondutores. Por fim, o último módulo é o controle do gerador REGC_A (Renewable Energy Generator Control_A). Nesse módulo, o conversor é representado por um bloco dinâmico de primeira ordem de constante de tempo T_g (de valores típicos de 10 ms a 20 ms). Além disso, esse módulo possui funções de proteção especiais como Limitação de Corrente Reativa em Alta Tensão, Limitação de Corrente Ativa em Baixa Tensão e Lógica de Potência em Baixa Tensão. Esses esquemas especiais serão explicados detalhadamente

na seção correspondente ao módulo REGC. O bloco pq2ri representa a transformação das correntes ativa e reativa em real e imaginária.

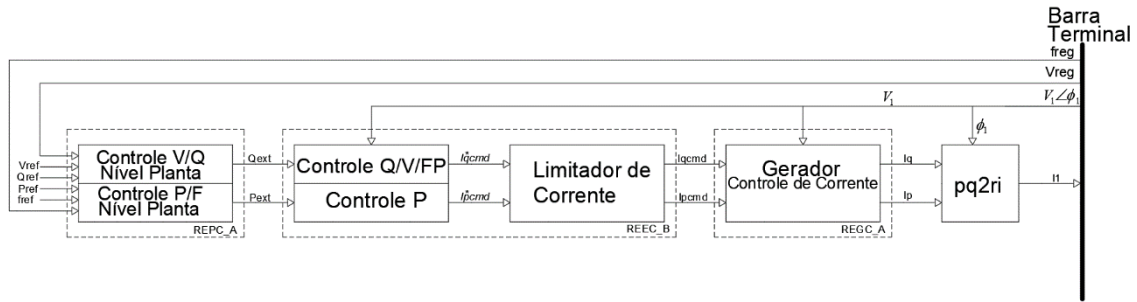


Figura 31: Modelo de seqüência positiva de planta fotovoltaica WECC e seus módulos.

4.1.2.1 – Módulo de Controle nível Planta de FGCEVI

O módulo REPC é um módulo opcional quando se deseja um controle a nível planta de tensão e de frequência.

4.1.2.1.1 – Controle de Tensão em nível Planta

No controle nível planta de tensão, o objetivo é regular a tensão em uma barra local ou remota por meio de injeção de correntes que geram potência reativa (em quadratura com a tensão). Nos modelos WECC, duas metodologias são utilizadas, sendo elas método de compensação por queda de tensão na linha (Line Drop Compensation) ou pelo método Q-droop.

4.1.2.1.1.1 – Controle de Tensão com método Compensação por Queda de Tensão na Linha

Caso a barra a ser controlada seja remota, a tensão de referência a ser utilizada é a tensão na barra local (em que o gerador está conectado) menos a queda de tensão até essa barra. A queda de tensão pode ser calculada, conforme teoria de circuitos elétricos, pelo produto da impedância equivalente do ponto local até o remoto multiplicado pela corrente que passa por esse trecho. A Figura 32 explicita esse método, junto com as Equações (3)-(10).

A Equação (10) apresenta a tensão a ser controlada em função das potências ativa e reativa geradas pela planta fotovoltaica, pela tensão no gerador e pela impedância equivalente do ponto do gerador ao ponto de conexão desejado.

A Figura 33 apresenta a implementação do controle central de tensão utilizando o método de compensação por queda de tensão na linha. A tensão a ser controlada passa por um bloco de filtragem com constante de tempo T_{filtr} (da ordem de 10ms a 20 ms). O resultado desse bloco é comparado com a tensão de referência. Em seguida, esse resultado passa por um deadband, para evitar atuação do controle para desvios pequenos de tensão. O sinal passa por um limitador com limites mínimo e máximo, e_{min} e e_{max} , e, respectivamente, em seguida vai para um PI non-windup de constantes proporcional K_p e integral K_i com limites Q_{min} e Q_{max} . Esse bloco PI congela seu estado se a tensão de regulação estiver com valor abaixo de V_{frz} , para que esse controle não atue para significativas subtensões. Por fim, o sinal passa por um bloco de controle avanço-atraso com constante de avanço T_{ft} e constante de atraso T_{fv} (da ordem de dezenas a centenas de milissegundos). Ressalta-se que, apesar do sinal de saída se chamar Q_{ext} , esse sinal pode ser tanto de potência reativa quanto de tensão.

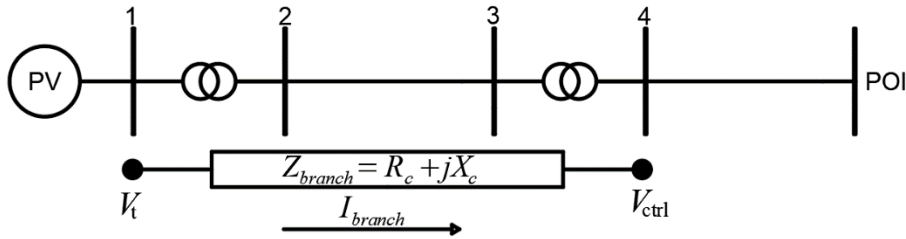


Figura 32: Método Compensação por Queda de Tensão.

$$S = VI^* \quad (3)$$

$$I^* = \frac{P_e + jQ_e}{V_t} \quad (4)$$

$$V_{ctrl} = V_t - \Delta V \quad (5)$$

$$\Delta V = Z_{branch} I_{branch} \quad (6)$$

$$\Delta V = (R_c + jX_c) \left(\frac{P_e - jQ_e}{V_t} \right) \quad (7)$$

$$\Delta V = \frac{1}{V_t} (R_c P_e + X_c Q_e) + j \frac{1}{V_t} (X_c P_e - R_c Q_e) \quad (8)$$

$$V_{ctrl} = \left(V_t - \frac{R_c P_e + X_c Q_e}{V_t} \right) + j \left(\frac{R_c Q_e - X_c P_e}{V_t} \right) \quad (9)$$

$$|V_{ctrl}| = \sqrt{\left(V_t - \frac{R_c P_e + X_c Q_e}{V_t}\right)^2 + \left(\frac{R_c Q_e - X_c P_e}{V_t}\right)^2} \quad (10)$$

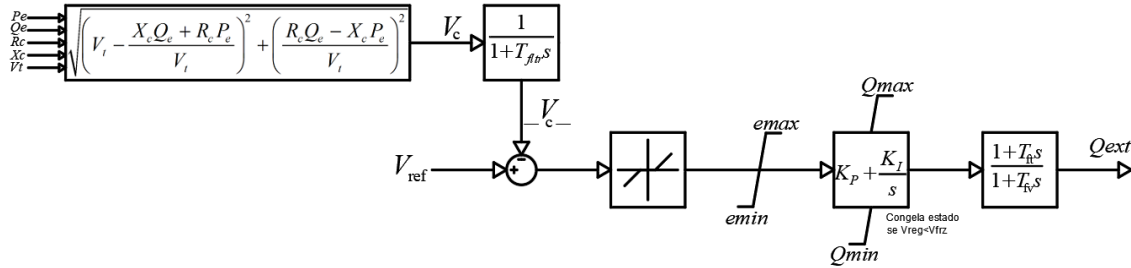


Figura 33: Controle de Tensão nível planta pelo método de compensação por queda de tensão.

4.1.2.1.1.2 – Controle de Tensão com método Q-Droop

No método Q-Droop, exemplificado pela Figura 34, controla-se a tensão de uma barra do sistema (V_t) e a potência reativa medida de uma Linha de transmissão desejada (Q_{branch}). Em suma, a partir desse método, altera-se a tensão regulada conforme a potência reativa Q_{branch} se altera, o que pode ser útil na coordenação de múltiplos blocos integradores controlando o mesmo ponto (em caso de múltiplos geradores). A variável de potência reativa é multiplicada por uma constante de droop K_c e somada com a tensão terminal da barra controlada V_t . Em seguida, o controle segue a mesma filosofia do controle com método Compensação por Queda de Tensão na Linha.

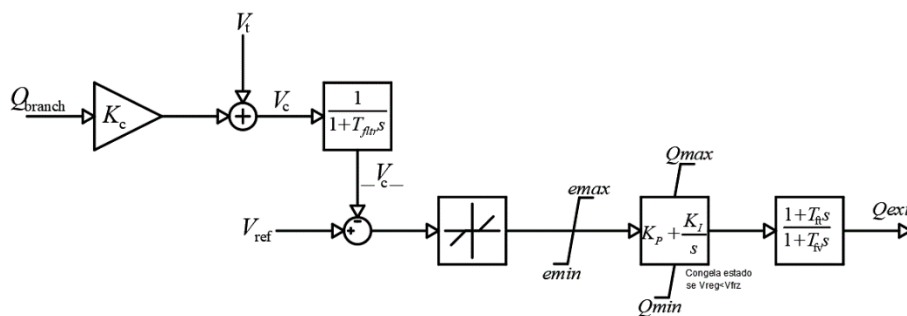


Figura 34: Controle de Tensão nível planta pelo método Q-droop.

4.1.2.1.3 – Controle nível Planta de Potência Reativa

No controle central de potência reativa, é regulada o fluxo de potência reativa por meio da quantidade de corrente reativa (corrente em quadratura com a tensão do gerador)

injetada, conforme Figura 35. Um sinal de potência reativa filtrado por um bloco de primeira ordem com constante T_{filtr} (representa o atraso na filtragem de sinal e possui ordem de grandeza de 10 ms a 20 ms) é comparado com a potência reativa de referência por meio de um somador. A partir dessa comparação, o controle apresenta estrutura similar aos controles das seções 4.1.2.1.1 e 4.1.2.1.2.

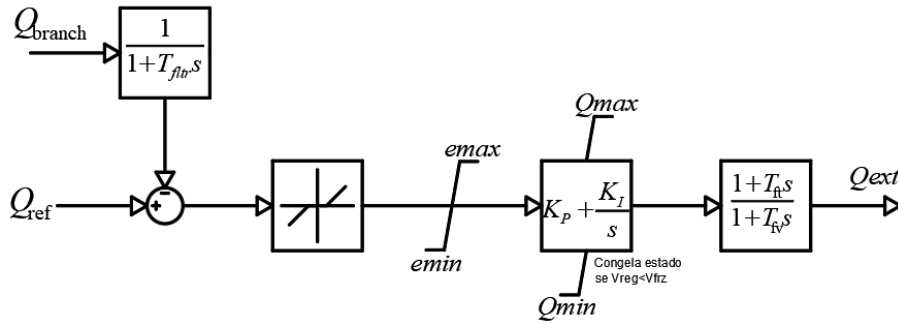


Figura 35: Controle de potência reativa a nível planta.

4.1.2.1.4 – Controle nível Planta de Potência Ativa

No controle de potência ativa nível planta, é possível controlar a saída de potência ativa da planta, além da frequência do sistema. Um sinal de referência de potência é comparado com um sinal filtrado de potência de saída e desvio de tensão, mostrado na Figura 36. A frequência da planta é comparada com a frequência de referência. Essa frequência passa por um bloco de banda morta para evitar atuações do controle sob pequenos desvios. O desvio de frequência é separado em duas seções. A seção de sobrefrequência (o sinal é multiplicado pela constante D_{up}) e a seção de subfrequência (sinal multiplicado por uma constante D_{dn}), conforme Equações (11) e (12). A separação é necessária pois a planta fotovoltaica pode ter comportamentos diferentes em sub e sobrefrequência. Na sobrefrequência, a planta geradora pode reduzir sua potência de saída para auxiliar a reduzir a frequência do sistema. No entanto, em eventos de subfrequência, a planta só pode aumentar sua potência de saída se conectada a dispositivos armazenadores de energia ou se ela estiver atuando abaixo do MPPT. Nas simulações atuais, considera-se que a planta está sempre no MPPT. Sendo assim, o parâmetro D_{dn} usualmente é zero. Para garantir que o ramo de D_{dn} atua sob subfrequência, um limitador é colocado com valores mínimo e máximo de -9999 e 0. De forma análoga, para garantir que o ramo de D_{up} é para eventos de sobrefrequência, o limitador tem limites mínimo e

máximo de 0 e 9999. Em geral, D_{up} é contido entre 20 pu a 33 pu e D_{dn} é zero se a planta estiver no MPPT. Essas duas variáveis são análogas ao controle de velocidade de máquinas síncronas, sendo o inverso do estatismo dos reguladores de velocidade (considerando que D_{dn} e D_{up} são iguais).

$$D_{dn} = \frac{P_{dn}^*}{f_{drp}^*} \quad (11)$$

$$D_{up} = \frac{P_{up}^*}{f_{drp}^*} \quad (12)$$

Ressalta-se que, no caso de plantas eólicas, há a possibilidade de uso do recurso de inércia sintética dessas plantas. Fisicamente, nessa funcionalidade, é fornecida parte da energia cinética armazenada nos dispositivos girantes das fazendas eólicas para a rede, para auxiliá-la em eventos de subfrequência. No entanto, após determinado período de tempo (acima de 5 a 10 s), os dispositivos girantes solicitarão energia cinética da rede para recuperar sua velocidade [75].

O resultado somador entre potência de referência, potência filtrada e saída do desvio de frequência é limitado pelos parâmetros $femin$ e $femax$, respectivamente. Esses parâmetros evitam significativos desvios em relação a potência de referência original. Em seguida, o sinal resultante passa por um integrador non-windup com limites superiores e inferiores $Pmin$ e $Pmax$. Por fim, o sinal é filtrado por um bloco de primeira ordem de constante T_{lag} (da ordem de 20 ms a 150 ms) que representa o atraso do controle nível planta, resultando no sinal de referência P_{ref} .

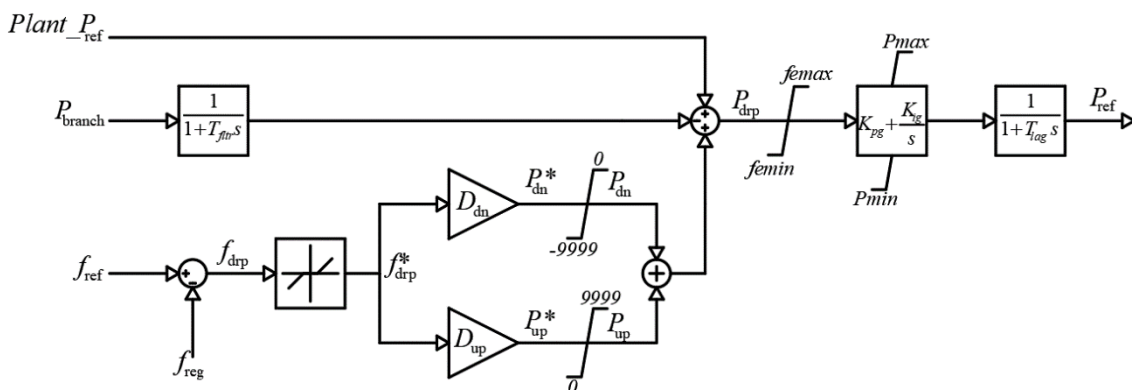


Figura 36: Controle de potência ativa a nível planta.

Uma vez os controles do módulo REPC explicados, os controles do módulo REEC serão analisados.

4.1.2.2 – Módulo de Controles Elétricos de FGCEVI

O módulo REEC possui o controle elétrico local de tensão, potência reativa, fator, controle coordenado de V/Q. Se a planta fotovoltaica possui controle a nível planta de tensão/potência reativa e/ou controle a nível planta de potência ativa, o módulo REEC recebe os sinais Q_{ext} e/ou P_{ref} do módulo REPC. Do contrário, o módulo REEC recebe essas duas variáveis do fluxo de potência (ou seja, essas variáveis são constantes e não são atualizadas conforme a dinâmica da simulação).

Além dos controles mencionados acima do módulo REEC, esse módulo também é responsável pelo critério de limitação de corrente através da Lógica de Limitação de Corrente por Prioridade de Corrente (Current Priority) que é detalhada nas seções vindouras.

O primeiro bloco a ser analisado nesse controle é um bloco de condição lógica “Se” que determina se diversos blocos de controle estão com seus estados congelados ou não. Esse sinal chama-se V_dip e é exibido pela Figura 37. Se a tensão terminal estiver abaixo de uma tensão mínima V_{dn} ou acima de uma tensão terminal V_{up} , a saída do sinal V_dip é igual a 1. Se V_dip igual a 1, os estados de diferentes blocos exemplificados nas próximas subseções estão congelados. Caso contrário, V_dip é igual a zero e os estados dos blocos não estão congelados. A importância desse bloco se encontra nos diversos controles do submódulo REEC, encontrados nas subseções 4.1.2.2.1 a 4.1.2.2.4 e 4.1.2.2.6, pois este pode congelar estados de blocos dinâmicos de controle.

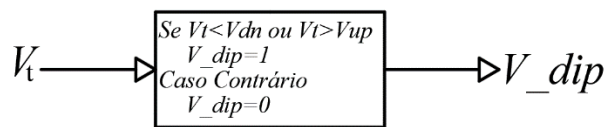


Figura 37: Sinal V_dip .

O módulo de controle V/Q/FP do modelo REEC é dividido em controle de pequenos desvios de tensão (em geral, desvios de tensão abaixo de 0.1 a 0.2 pu da tensão advinda do fluxo de potência) representados nas seções 4.1.2.2.1 a 4.1.2.2.4 e grandes desvios de tensão (em geral, desvios acima de 0.1 pu a 0.2 pu da tensão advinda do fluxo de potência), apresentada na seção 4.1.2.2.5.

4.1.2.2.1 – Controle Local de Tensão

No controle local de tensão, recebe-se o valor referência de tensão do módulo REPC ou a tensão obtida através do fluxo de potência e compara-se com a tensão terminal filtrada do gerador V_{t_filt} para se obter a corrente reativa de referência. Essa comparação através de um somador passa por um bloco PI non-windup com limites I_{qmin} e I_{qmax} , respectivamente, que são obtidos através da lógica de limitação de corrente. Esse bloco PI ainda possui congelamento de estado se V_dip é igual a um. A saída desse bloco PI é o sinal I_{qreg} , o sinal de controle de correntes reativas para pequenos desvios de tensão. Esse sinal é somado ao sinal I_{qinj} , que é o sinal de controle de injeção de correntes reativas para grandes desvios de tensão, a ser explicado na seção 4.1.2.2.5. A soma desses sinais forma o sinal I^*_{qcmd} , que passa por um limitador com limites I_{qmin} e I_{qmax} advindo da lógica de limitação de corrente. Após esse limitador, a saída é o sinal I_{qcmd} . A Figura 38 revela esse controle.

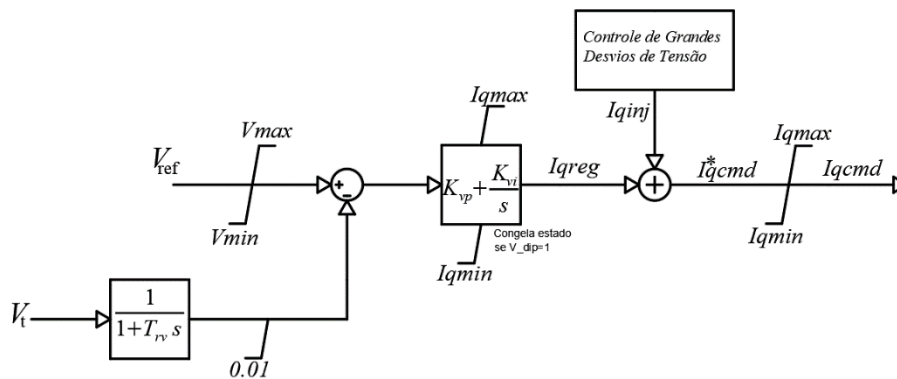


Figura 38: Controle Local de Tensão.

4.1.2.2.2 – Controle Local de Potência Reativa

No controle local de potência reativa, recebe-se o valor referência de potência reativa do módulo REPC ou a potência reativa obtida através do fluxo de potência e divide-se pela tensão terminal V_{t_filt} para se obter a corrente reativa de referência. Observa-se que essa tensão filtrada passa por um limitador com limite mínimo de 0.01 para evitar divisões por zero. Essa comparação através de um somador passa por um bloco de primeira ordem com constante de tempo T_{iq} e com limites I_{qmin} e I_{qmax} que são obtidos através da lógica de limitação de corrente. Esse bloco ainda possui congelamento

de estado se V_dip é igual a um. A saída desse bloco de primeira ordem é o sinal $Iqreg$, o sinal de controle de correntes reativas para pequenos desvios de tensão.

Esse sinal é somado ao sinal $Iqinj$, que é o sinal de controle de injeção de correntes reativas para grandes desvios de tensão. A soma desses sinais forma o sinal I^*qcmd , que passa por um limitador com limites $Iqmin$ e $Iqmax$ advindo da lógica de limitação de corrente. Após esse limitador, a saída é o sinal $Iqcmd$. A Figura 39 reproduz esse controle.

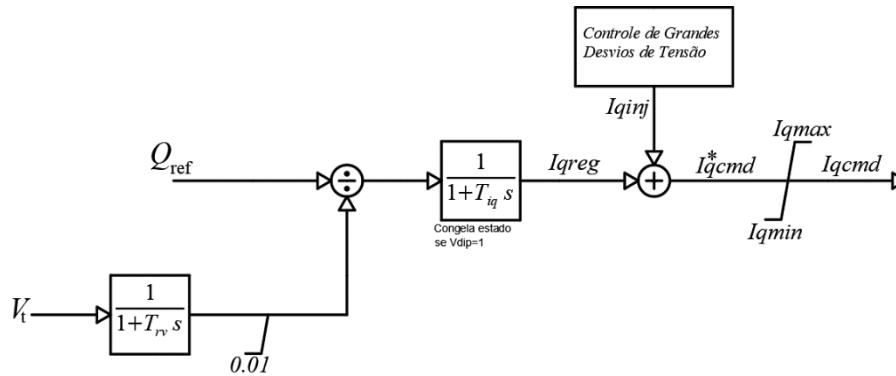


Figura 39: Controle Local de Potência Reativa.

4.1.2.2.3 – Controle Local de Fator de Potência

No controle local de fator de potência, recebe-se o valor referência de potência ativa do módulo REPC ou a potência ativa através do fluxo de potência. Esse sinal de potência ativa passa por um bloco de filtro com constante de tempo T_p (da ordem de 10 ms a 20 ms) que representa o atraso de blocos de filtragem da medição de potência ativa. Por fim, calcula-se a tangente do sinal de referência de fator de potência e esse resultado é multiplicado pela potência ativa filtrada para obter o sinal de potência reativa de referência. Essa potência reativa de referência é dividida pela tensão terminal V_{t_filt} para se obter a corrente reativa de referência. Observa-se que essa tensão filtrada passa por um limitador com limite mínimo de 0.01 para evitar divisões por zero. Essa comparação através de um somador passa por um bloco de primeira ordem com constante de tempo T_{iq} (que representa a constante de tempo do regulador de potência reativa e é da ordem de 10 ms a 20 ms) e com limites $Iqmin$ e $Iqmax$, respectivamente, que são obtidos através da lógica de limitação de corrente. Esse bloco ainda possui congelamento de estado se V_dip é igual a um. A saída desse bloco de primeira ordem é o sinal $Iqreg$, o sinal de controle de correntes reativas para pequenos desvios de tensão. Em suma, a partir

da potência ativa, calcula-se a potência reativa necessária para que o fator de potência determinado seja alcançado através do controle.

Esse sinal é somado ao sinal I_{qinj} , que é o sinal de controle de injeção de correntes reativas para grandes desvios de tensão. A soma desses sinais forma o sinal I^*_{qcmd} , que passa por um limitador com limites I_{qmin} e I_{qmax} , respectivamente, advindo da lógica de limitação de corrente. Após esse limitador, a saída é o sinal I_{qcmd} . A Figura 40 contém esse controle.

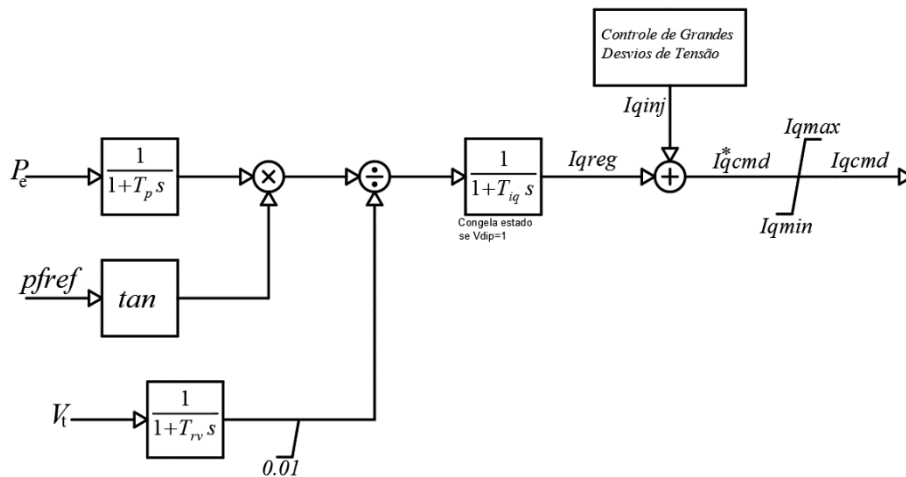


Figura 40: Controle Local de Fator de Potência.

4.1.2.2.4 – Controle Local Coordenado V/Q

Nesse modo de controle, tanto a tensão quanto a potência reativa são controladas de forma coordenada. Dessa forma, tenta-se controlar a potência reativa e O sinal Q_{ext} é comparado com o sinal Q_e através de um somador e limitado ao valor mínimo e máximo de potência reativa especificada. Esse sinal passa por um controlador PI non-windup com limites V_{min} e V_{max} . Esse bloco também têm seu estado congelado se V_{dip} é igual a um. Em seguida, a saída desse bloco é novamente limitada por V_{min} e V_{max} e é comparada através de um somador pela tensão terminal filtrada. Essa comparação é entrada de um bloco PI non-windup com limites I_{qmin} e I_{qmax} que são obtidos através da lógica de limitação de corrente. Esse bloco ainda possui congelamento de estado se V_{dip} é igual a um. A saída desse bloco de primeira ordem é o sinal I_{qreg} , o sinal de controle de correntes reativas para pequenos desvios de tensão. Esse sinal é somado ao sinal I_{qinj} , que é o sinal de controle de injeção de correntes reativas para grandes desvios de tensão. A soma desses sinais forma o sinal I^*_{qcmd} , que passa por um limitador com

limites I_{qmin} e I_{qmax} advindo da lógica de limitação de corrente. Após esse limitador, a saída é o sinal I_{qcmd} . A Figura 41 reproduz esse controle.

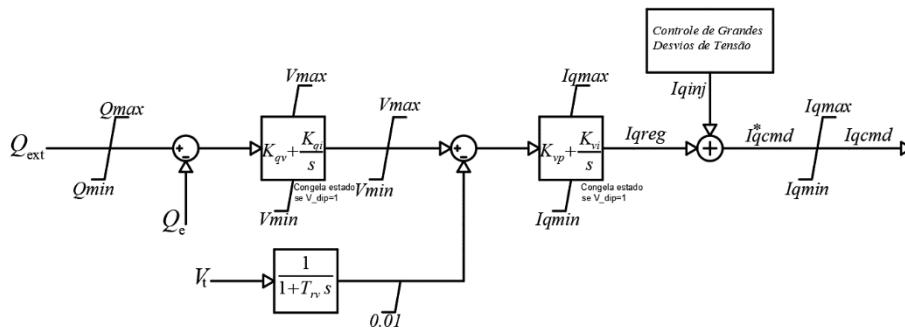


Figura 41: Controle Coordenado V/Q.

4.1.2.2.5 – Controle de Correntes Reativas sob grandes desvios de tensão

O controle de correntes reativas sob grandes desvios de tensão (em geral, considera-se um grande desvio de tensão um desvio acima de 0.1 pu a 0.2 pu na tensão advinda do fluxo de potência, embora esse valor possa aumentar ou ser reduzido conforme necessidade) tem o objetivo, como o nome sugere, de fornecer uma quantidade de corrente reativa a fim de minimizar desvios de tensão em relação a tensão de referências quando estes são suficientemente grandes conforme parâmetros de controle. Nesse controle, uma tensão de referência é comparada a tensão terminal filtrada por meio de um bloco de primeira ordem com constante de tempo T_{fltr} (que representa o atraso da filtragem da tensão e é da ordem de 10 ms a 20 ms). Essa comparação passa por um bloco de banda morta. A banda morta mínima e máxima são parâmetros de controle onde se define o que se considera um grande desvio de tensão. Esse parâmetro não necessariamente é simétrico. A saída desse bloco de banda morta é a entrada de um bloco proporcional de ganho K_{qv} . Esse bloco representa a derivada da curva de injeção de corrente da Figura 13 e seu valor pode variar dependendo das condições e topologia do circuito. Em geral, vai de 0 a 5 pu/pu. A saída I_{qinj} desse bloco é limitada a valores I_{q1} e I_{q2} , gerando o sinal I_{qinj} . Esse sinal é somado com o sinal I_{qreg} que é o sinal de controle de injeção de correntes reativas para pequenos desvios de tensão. A soma desses sinais forma o sinal I^*_{qcmd} , que passa por um limitador com limites I_{qmin} e I_{qmax} , respectivamente, advindo da lógica de limitação de corrente. Após esse limitador, a saída

é o sinal I_{qcmd} . Esse controle é expresso pela Figura 42. Esse controle pode emular as exigências do ONS de injeção de correntes reativas sob defeito conforme seção 2.3.4.

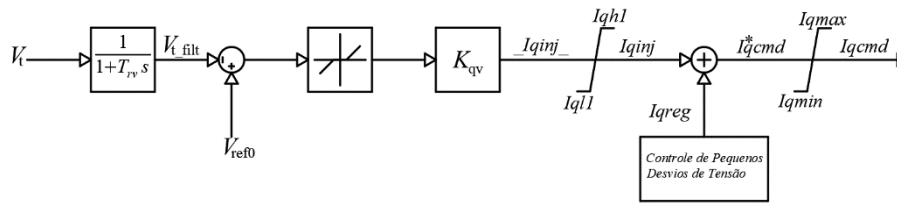


Figura 42: Controle de Correntes reativas sob grandes desvios de tensão

4.1.2.2.6 – Controle Local de Potência ativa.

No controle de potência ativa, o sinal de referência P_{ref} é obtido do controle de potência ativa do módulo REPC ou da solução do fluxo de potência na ausência deste. A potência passa por um bloco integral realimentado negativamente com constante T_{pord} , que representa o atraso do inversor, com valores típicos de 10 ms a 20 ms. Na prática, essa realimentação é equivalente a um bloco de primeira ordem com constante de tempo T_{pord} . O que diferencia esse arranjo de simplesmente um bloco de primeira ordem é o limitador antes do integrador. Esse limitador limita a taxa de variação do erro de potência ativa. O bloco integrador também possui limites non-windup com valor Pmin e Pmax. Esse bloco integrador ainda possui seu estado congelado se V_{dip} é igual a 1. A saída P_{ctrl} desse integrador é dividida pela tensão filtrada através de um bloco de primeira ordem com constante de tempo T_{fltr} (que representa o atraso da filtragem de medida de tensão, possuindo valores de 10 ms a 20 ms). Observa-se que há um limite mínimo de 0.01 na saída dessa tensão filtrada para evitar divisões por zero. O resultado dessa divisão é o sinal I^*_{pcmd} , que é limitado entre I_pmin (igual a zero) e I_pmax através da lógica de limitação de corrente, resultando no sinal I_pcmd. O controle local de potência ativa consta na Figura 43.

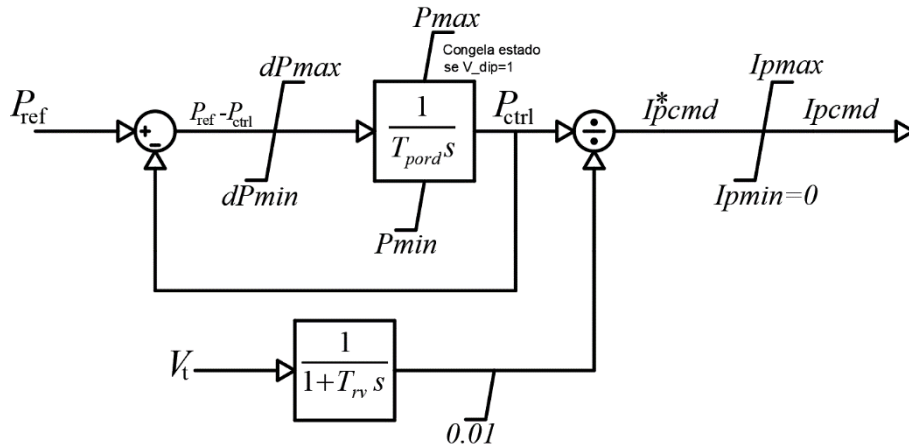


Figura 43: Controle Local de Potência Ativa.

4.1.2.2.7 – Lógica dos Limites de Corrente ativa e reativa

O controle de uma FGCEVI pode exigir, em determinadas situações como faltas na rede (que necessita de suporte de potência ativa e reativa), uma corrente que poderia ser superior a corrente total que o inversor consegue suportar. Devido a limitada capacidade de condução de corrente de dispositivos semicondutores, o controle não pode exigir essa condição de operação. Dessa forma, algum método para limitar a corrente deve ser empregado.

O método de limitação presente nesse módulo é o método de prioridade de corrente (Current Priority). Nesse método, define-se uma corrente (ativa ou reativa) que deve ser priorizada. Essa corrente pode assumir valores até o valor máximo da capacidade de condução de corrente do conversor. A corrente que não foi escolhida possui uma capacidade máxima de condução baseada no valor de comando da corrente com prioridade. Como as correntes ativa e reativa de sequência positiva estão em quadratura, a Equação (13) apresenta a inequação que relaciona essas 2 variáveis com o parâmetro de corrente máxima I_{max} .

$$\sqrt{I_p^2 + I_q^2} \leq I_{max} \quad (13)$$

Convenciona-se a prioridade (PQ Priority) igual a zero como prioridade de corrente reativa e PQ Priority igual a um como prioridade de corrente ativa. Assim, através da Equação (13), pode-se obter os valores dos limitadores I_{pmax} , I_{pmin} (igual a

zero), I_{qmax} e I_{qmin} (negativo de I_{qmax}). A Tabela 8 apresenta a lógica de limitação de corrente utilizada.

Tabela 8: Lógica de Limitação de Corrente

PQ Priority	I_{qmax}	I_{pmax}
0	I_{max}	$\sqrt{I_{max}^2 - I_{qcmd}^2}$
1	$\sqrt{I_{max}^2 - I_{pcmd}^2}$	I_{max}

4.1.2.3 – Módulo de Controle de Geração de FGCEVI

O módulo REGC possui os controles do conversor eletrônico e realiza a interface com a rede elétrica. O conversor eletrônico é modelado como uma fonte controlada por corrente e esta é representada por um bloco de primeira ordem com constante de tempo T_g (com valores típicos de 10 ms a 20 ms). O módulo REGC recebe informações de I_{pcmd} e I_{qcmd} advindas do módulo REEC. Além disso, esse módulo possui três funções de proteção, denominadas gerenciamento de corrente reativa em alta tensão (High Voltage Reactive Current Management), Gerenciamento de Corrente Ativa em Baixa Tensão (Low Voltage Active Current Management) e Lógica de Potência em Baixa Tensão (Low Voltage Power Logic).

4.1.2.3.1 – Bloco de saída de corrente ativa I_p

No bloco de saída de corrente I_p , exemplificado pela Figura 44, a entrada é a variável de saída do módulo REEC I_{pcmd} . Em seguida, uma realimentação negativa com um bloco integral de constante de tempo T_g (com valores típicos de 10 ms a 20 ms) é introduzida. Na prática, essa realimentação é equivalente um bloco de primeira ordem com constante de tempo T_g . O que diferencia esse arranjo de simplesmente um bloco de primeira ordem é o limitador antes do integrador. Dessa forma, pode-se limitar a taxa de variação positiva de I_p através do parâmetro $rrpwr$, o que é especialmente útil quando a retomada de potência ativa é dada em rampa. O bloco integrador possui um limite dado pelo LVPL, que é a saída de uma das funções de proteção.

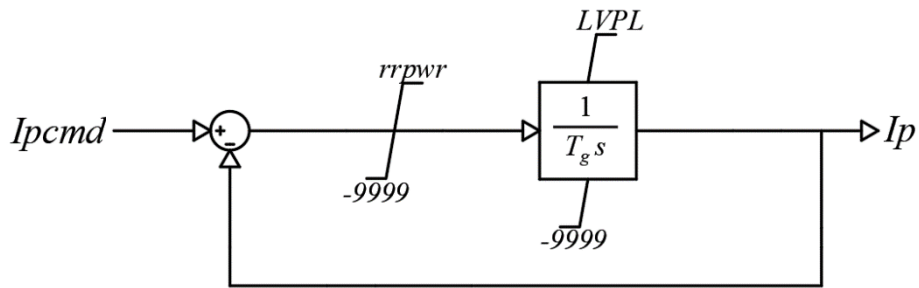


Figura 44: Corrente ativa I_p .

4.1.2.3.2 – Bloco de saída de corrente ativa I_q

No bloco de saída de corrente I_q , apresentado pela Figura 45, a entrada é a variável de saída do módulo REEC I_{qcmd} . Em seguida, como no bloco de saída de corrente I_p , temos uma realimentação negativa (com a diferença que I_{qcmd} entra no somador também subtraindo). A derivada da mudança de corrente reativa é contida entre I_{qrmin} e I_{qrmax} .

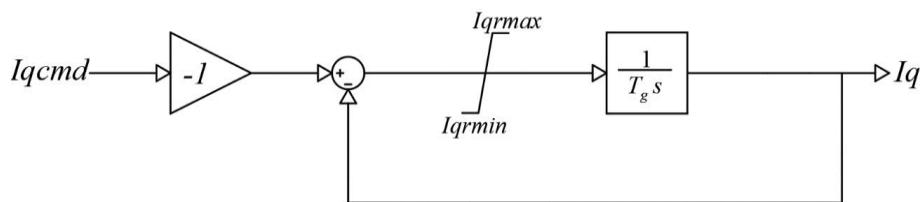


Figura 45: Corrente ativa I_q .

4.1.2.3.3 – Gerenciamento de Corrente Reativa em Alta Tensão

Essa função de proteção, mostrada pela Figura 46, tem a função de redução de corrente reativa dos terminais do gerador buscando reduzir a tensão quando esta ultrapassa certo valor V_{olim} . Se a tensão V_t for superior ao parâmetro V_{olim} , esse módulo é ativado através de um seletor. A diferença entre V_t e V_{olim} é multiplicada por uma constante K_{hv} e essa constante subtrai o resultado I_{qVt} , reduzindo a saída de corrente reativa. A saída dessa subtração é limitada por um valor mínimo I_{olim} . Em geral, V_{olim} é superior a 1.2 pu e K_{hv} tem valores próximos a 1.

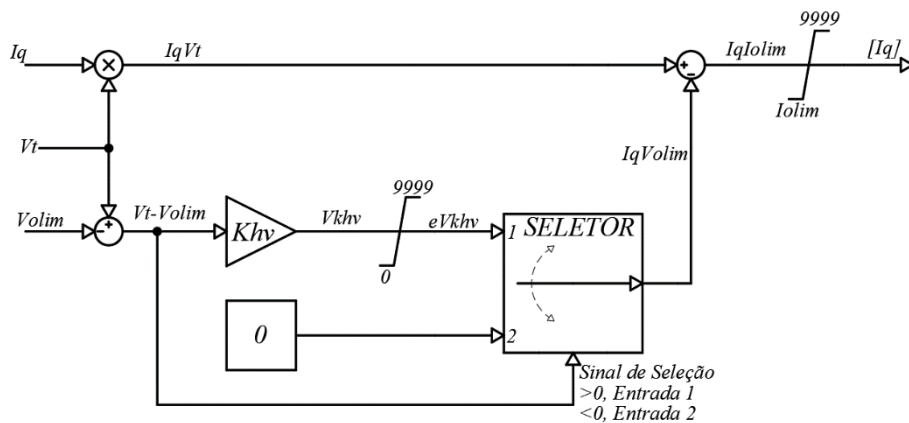


Figura 46: Gerenciamento de Corrente Reativa em Alta Tensão.

4.1.2.3.4 – Gerenciamento de Corrente Ativa em Baixa Tensão

Essa funcionalidade tem o objetivo de modelar de forma simplificada a atuação do controle do PLL em baixa tensão, o que reduz a saída de potência ativa nas situações de significativos afundamentos de tensão. Na prática, o sinal é multiplicado por um ganho variável em função da tensão terminal V_t , conforme exibido pela Figura 47. Esse ganho é aqui chamado de $K(V_t)$. Esse ganho multiplica a corrente ativa I_p gerando a corrente ativa de saída $[I_p]$. A Figura 48 revela uma curva típica desse ganho variável. Nela, definem-se o parâmetro $lvpnt0$ (valor típico de 0.4 pu), que define a tensão no qual, abaixo desse valor, o ganho é igual a zero e o parâmetro $lvpnt1$ (valor típico de 0.8 pu), que define a tensão que, abaixo dele, o ganho vai sendo reduzido até ser zero em $lvpnt0$.

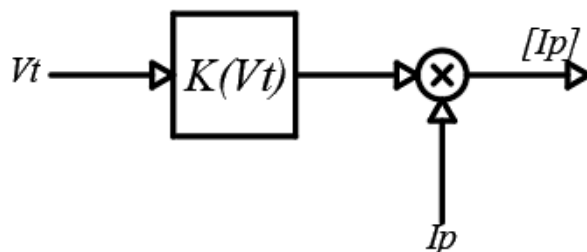


Figura 47: Gerenciamento de Corrente Ativa em Baixa Tensão.

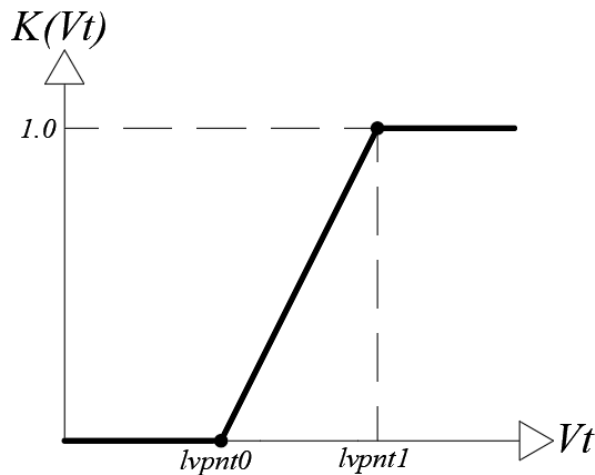


Figura 48: Curva $K \times V_t$.

4.1.2.3.5 – Lógica de Potência em Baixa Tensão

Essa funcionalidade tem o objetivo de limitar a saída do bloco integral da seção 4.1.2.3.1. Fisicamente, essa proteção reduz o estresse do conversor durante um afundamento de tensão. Esse controle está esquematizado na Figura 49 e recebe como entrada a tensão terminal filtrada do gerador através de um bloco de primeira ordem com constante T_{fltr} (que representa o atraso devido a filtragem do sinal de tensão, possuindo valores típicos de 10 ms a 20 ms). Após isso, esse sinal de tensão chamado de V passa por um bloco não linear cuja forma é definida por parâmetros de entrada.

A Figura 50 expõe uma curva típica desse bloco não-linear. Nela, definem-se 2 pontos ordenados no eixo (x, y). O primeiro é o ponto (Zerox, 0). Para sinais V abaixo de Zerox, a saída do sinal LVPL é 0 e, portanto, o limite máximo do bloco integral cuja saída é I_p é igual a zero. O segundo ponto é o ponto (Brkpt, Lv11). A partir desse ponto, a saída LVPL não é mais limitada e possui um valor virtualmente infinito (9999). Esses dois pontos são ligados por uma reta. Enquanto essa função é uma função de controle para reduzir o estresse do conversor, a função da seção 4.1.2.3.4, apesar de similar, tem por objetivo representar o impacto do controle do PLL na potência ativa de saída.

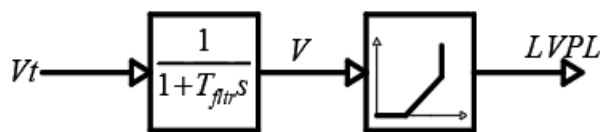


Figura 49: Lógica de Potência em Baixa Tensão.

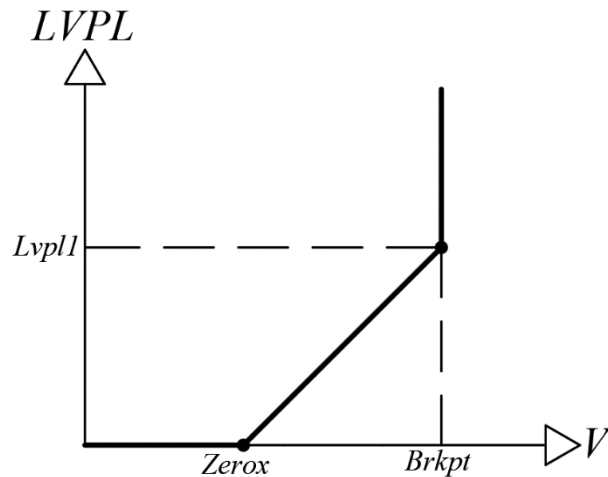


Figura 50: Bloco não-linear do LVPL.

4.1.2.3.6 – Conexão com a rede

A interface de saída do modelo REGC é dado por uma transformação de Park dq/real-imaginário, conforme Figura 51. Desse bloco dq/ri, que possui como entradas I_q e I_p e o ângulo da tensão terminal de sequência positiva, há uma saída I_1 que é a corrente de sequência positiva gerada pelo dispositivo.

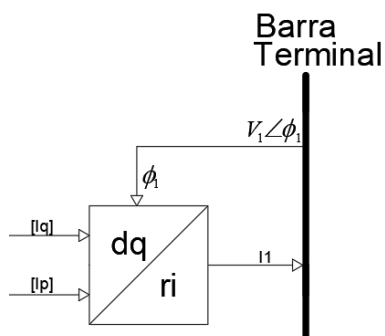


Figura 51: Interface com a rede.

4.2 – Modelos Trifásicos da WECC

Os modelos dinâmicos da WECC da seção 4.1.2 são modelos referentes à sequência positiva. O presente trabalho busca estudar fenômenos que ocorrem sob faltas assimétricas e em grandezas de sequência negativa. Para isso, é necessária a adoção de modelos trifásicos para representar essas FGCEVI. A solução adotada é a generalização dos modelos dinâmicos de sequência positiva para o ambiente trifásico. Nessa

generalização, contida na Figura 52, há uma injeção de correntes das três seqüências controlada e uma injeção passiva não controlada causada por um equivalente shunt. Conforme [16] e [20], a FGCEVI não injeta correntes de seqüência negativa e zero, portanto as injeções controladas de corrente dessas seqüências são iguais a zero. No caso da fonte shunt não controlada, a admitância $Y1$ é igual zero devido ao controle de correntes de seqüência positiva ser realizada pela fonte de corrente controlada, que é considerada ideal. $Y0$ também é igual a zero pois a construção usual de circuito de 3 pernas sem acesso ao neutro não permitir correntes dessa seqüência. $Y2$ também é igual a zero devido ao fato do controle usual de supressão de correntes de seqüência negativa fazer com que a impedância do conversor seja vista pela rede como muito alta [25][30]. Dessa forma, o modelo trifásico generalizado da WECC é um modelo de injeção controlada de correntes em seqüência positiva com alta impedância para a seqüência negativa e zero.

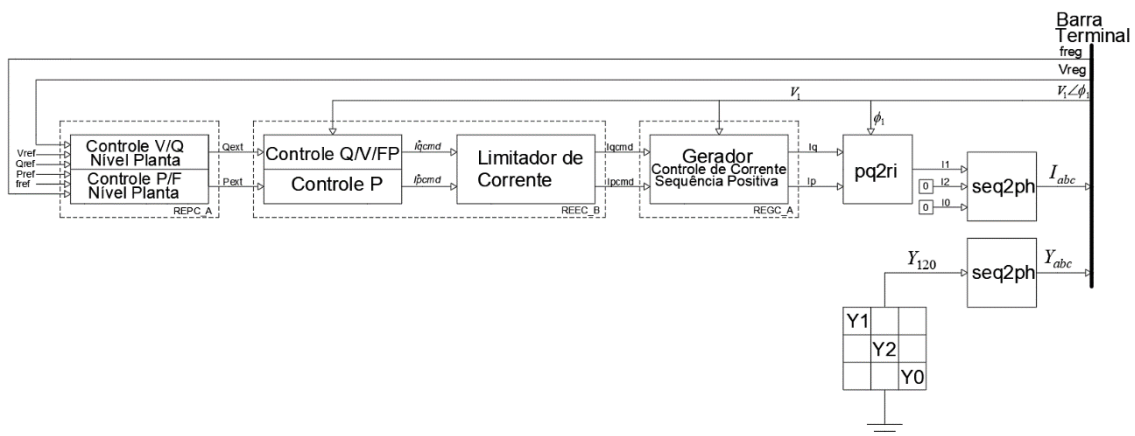


Figura 52: Modelo WECC Trifásico.

4.3 – Controle de Correntes de Seqüência Negativa de FGCEVI

4.3.1 – Proposição de um controle de correntes de seqüência negativa

Conforme revisão bibliográfica da seção 1.4 e discussão sobre a contribuição de correntes de seqüência negativa para faltas assimétricas na seção 2.2.4, além do uso da seqüência negativa na proteção de sistemas elétricos detalhada na seção 3.1.6, observa-se que o modo de controle usual de supressão de correntes de seqüência negativa pode impactar negativamente funções de proteção que utilizam funções de seqüência negativa. Diferente de máquinas síncronas, que apesar de não oferecer uma injeção ativa de correntes dessa seqüência, devido a sua construção, possibilita a passagem de correntes

indutivas dessa sequência, as FGCEVI têm sua injeção de corrente majoritariamente feita por controle. Esse fato ficará mais claro em simulações do capítulo 5, que mostrarão a falha de operação de funções de proteção que utilizam a função direcional de sequência negativa para habilitar a atuação de loops de distância (conforme seção 3.2).

Assim, para um sistema dado pela Figura 53, para um curto monofásico para a terra, temos o circuito equivalente de seqüências. Observa-se, do lado da FGCEVI, a seqüência zero é um circuito aberto, enquanto na seqüência negativa, com supressão de correntes de seqüência negativa, $I_{2FGCEVI} \rightarrow 0$ e $Z_{2FGCEVI} \rightarrow \infty$. Esse comportamento é distinto ao da máquina síncrona (no circuito à direita), explicitando a diferente característica de resposta ao curto circuito assimétrico da Fonte Conectada Via Inversor em relação à máquina síncrona diretamente conectada, que possui impedâncias indutivas na seqüência negativa e zero devido às características físicas da própria máquina. Além disso, durante um curto circuito na máquina síncrona, a corrente pode atingir valores várias vezes maiores que o valor nominal, nas FGCEVI esse valor varia entre 10 a 30% da corrente nominal.

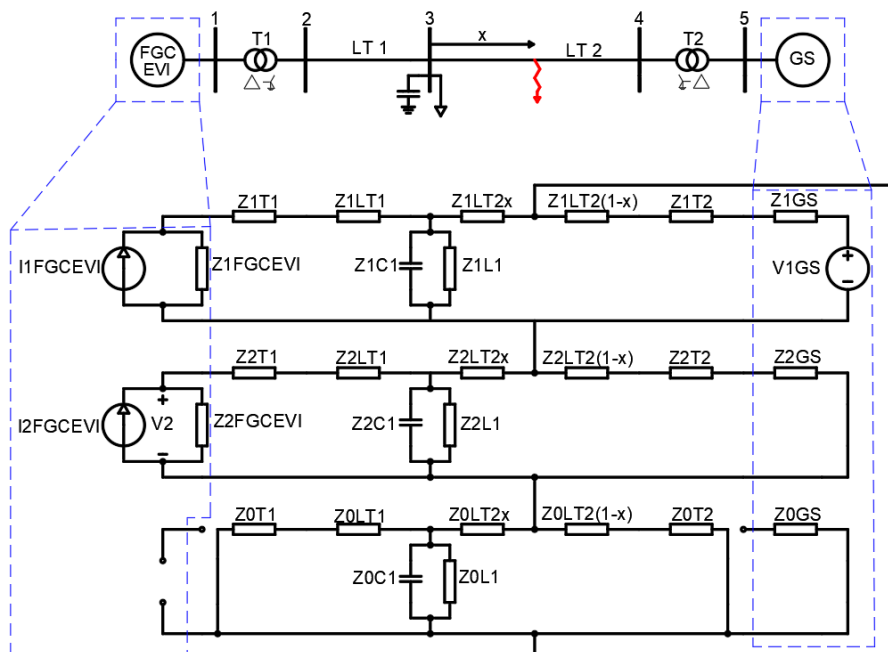


Figura 53: Curto monofásico no meio de uma Linha de Transmissão.

A falta de contribuição de correntes de seqüência negativa por parte da FGCEVI pode fazer com que elementos capacitivos da rede como:

- Capacitâncias das Linhas de Transmissão;
- Capacitores para compensação de fator de potência;
- Fontes capacitivas de compensação reativa como os próprios capacitores e SVCs;

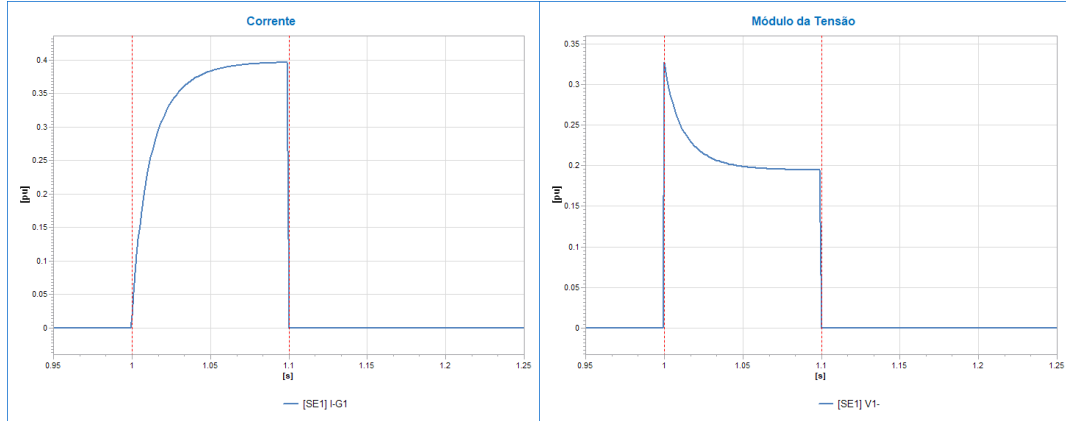
podem fazer com que, na sequência negativa, o circuito até a falta comece a apresentar cada vez mais um comportamento capacitivo ao invés de indutivo (o que é esperado em uma rede dominada por máquinas síncronas). Se em um circuito indutivo, na sequência negativa, a corrente está adiantada 90° da tensão, num circuito capacitivo, ela tende a estar atrasada da tensão. Esse fato pode causar mal funcionamento das funções direcionais de sequência negativa.

Para evitar problemas na proteção, a presente dissertação propõe um controle de injeção de correntes reativas de sequência negativa. O objetivo é injetar correntes indutivas (90° adiantadas da tensão – sentido gerador para rede) de forma que essa contribuição de corrente possa auxiliar na proteção de sistemas de potência fazendo com que a relação angular entre tensão e corrente de sequência negativa volte a ficar indutiva. A injeção de correntes também produz um efeito de redução das tensões de sequência negativa, o que pode evitar sobretensões em algumas fases durante a falta, o que foi explorado no trabalho [34]. De forma prática, o objetivo do controle é tentar mimetizar o comportamento de uma máquina síncrona.

Na Figura 53, observa que a FGCEVI possui na sequência negativa uma fonte de corrente I_{2PV} e uma impedância Z_{2PV} . O controle pode atuar, portanto, tanto na admitância shunt Y_2 alterando essa admitância conforme simulação quanto na injeção ativa de corrente I_2 . Ressalta-se aqui que a admitância Y_{2PV} é tratada como um recurso matemático, e não físico, para a simulação. Fisicamente, mesmo alterando Y_{2PV} , a FGCEVI estaria atuando como uma injeção ativa de corrente.

Supondo o mesmo curto circuito da Figura 53, suponha que o controle é feito pela admitância Y_{2PV} (inverso da impedância Z_{2PV}). Ao identificar o curto-circuito (a identificação do curto-circuito será discutida mais à frente, mas ela é feita por meio da identificação de tensão de sequência negativa nos terminais do gerador), o controle alteraria a impedância Y_{2PV} , aumentando ela de zero para um valor finito indutivo gradualmente. Isso faria com que houvesse corrente de sequência negativa fluindo pela FGCEVI. Se o curto-circuito for removido, mesmo que a admitância esteja com valor finito, devido ao fato do curto-circuito ser a única causa de desequilíbrio na rede, a corrente iria para zero imediatamente. Esse comportamento não é real numa FGCEVI. A corrente não conseguiria ir de um valor finito para zero automaticamente. Esse controle, portanto, não seria indicado para o fenômeno. A Figura 54 reproduz a corrente e tensão de sequência negativa de um controle realizado por meio da alteração da admitância Y_{2PV} , enquanto a Figura 55 expressa a variação da admitância indutiva de sequência

negativa Y2PV. A Figura 56 exemplifica um esquemático desse controle de alteração da impedância Y2PV. V_{2re} e V_{2im} são as partes real e imaginária da tensão V_2 , que passam por um filtro de tensão (valor típico da constante T_{fltr} de 10 ms a 20 ms).



(a)

(b)

Figura 54: Controle por meio de alteração da admitância Y2PV. (a) Corrente. (b) Tensão.

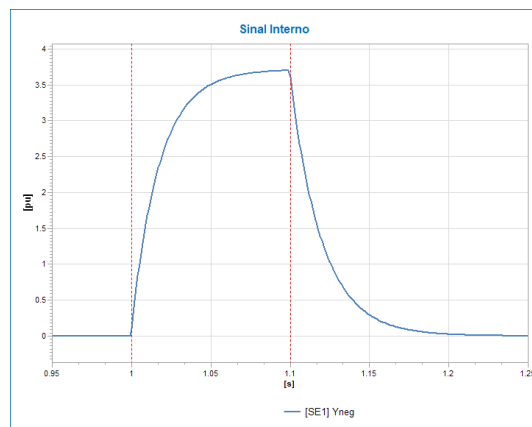


Figura 55: Admitância Y2PV.

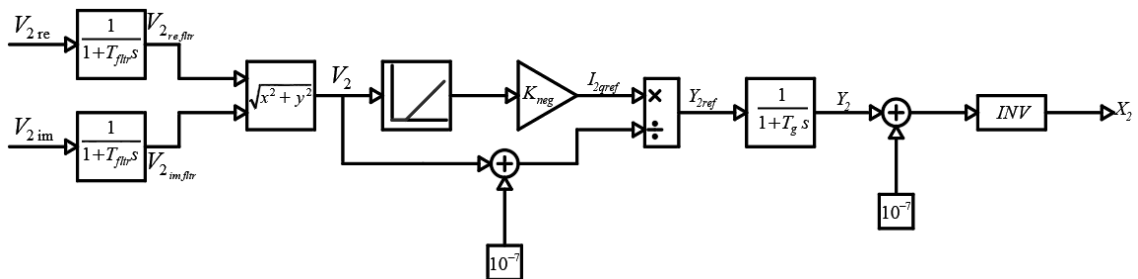


Figura 56: Controlador básico por meio de admitância Y2PV.

Uma vez que o controle por meio da admitância Y2PV não representa da forma mais fiel possível a física de uma fonte de corrente controlada, o controle por meio da injeção de correntes ativas I2PV será aquele a ser utilizado. A estratégia de injeção de

correntes de sequência-negativa segue alguns princípios adotados nos trabalhos [25][27][31-35]. Correntes reativas de sequência negativa são injetadas através da detecção de uma tensão de sequência negativa no terminal do conversor, o que pode indicar a existência de uma falta assimétrica na rede. Uma banda morta é necessária para evitar a injeção de corrente de sequência negativa durante a operação normal do sistema, como desequilíbrios de carga ou faltas eletricamente distantes do gerador. A inclinação da linha de injeção tem um valor definido por um parâmetro K_{neg} .

Ressalta-se que, no caso de faltas simétricas, como as trifásicas, esse controle não entrará em operação devido à ausência de tensão de sequência negativa na FGCEVI.

A Figura 57 apresenta essa filosofia de injeção de correntes de sequência negativa. A inclinação de reta de K_{neg} assume valores tipicamente entre 2 e 6 [25][30], conforme estudos de campo e de simulação.

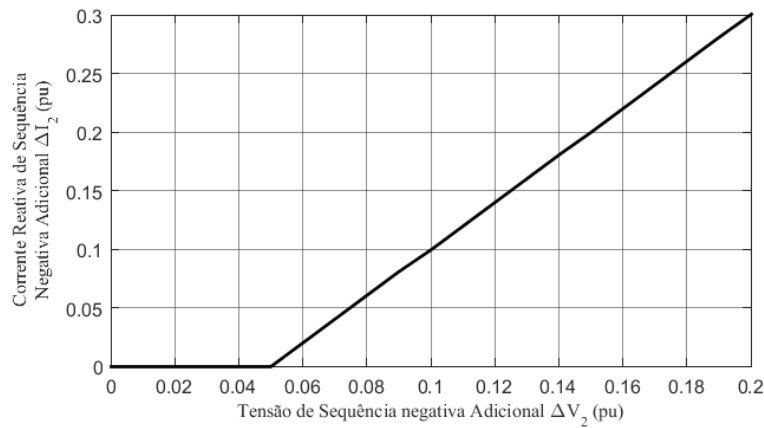


Figura 57: Estratégia de injeção de correntes de sequência negativa.

Tendo em vista que deve-se injetar correntes indutivas de sequência negativa 90° adiantadas da tensão de sequência negativa, as Equações (14) a (18) apresentam o equacionamento de correntes de referência.

$$I_2 = jK_{neg}(V_2 - V_{dabd})e^{j\phi_2} \quad (14)$$

$$I_2 = K_{neg}(V_2 - V_{dabd})e^{j(\phi_2 + \frac{\pi}{2})} \quad (15)$$

$$I_2 = -K_{neg}(V_2 - V_{dabd}) \text{sen}(\phi_2) \quad (16)$$

$$+jK_{neg}(V_2 - V_{dabd}) \text{cos}(\phi_2)$$

$$\text{Re}\{I_2\} = -K_{neg}(V_2 - V_{dabd}) \text{sen}(\phi_2) \quad (17)$$

$$\text{Im}\{I_2\} = -K_{neg}(V_2 - V_{dabd}) \text{cos}(\phi_2) \quad (18)$$

Onde

- I_2 é a corrente de sequência negativa objetivo
- K_{neg} é a inclinação da reta de injeção de correntes de sequência negativa
- V_2 é o módulo da tensão de sequência negativa
- V_{dabd} é a banda morta da curva de injeção de correntes negativas (vide Figura 59)
- ϕ_2 é a fase da tensão de sequência negativa

Expandindo a representação do modelo WECC da Figura 52 para incluir um controle de correntes reativas de sequência negativa, obtêm-se a Figura 58. Por essa Figura, o módulo REEC foi expandido para abarcar o controle de corrente reativa de sequência negativa. Esse módulo recebe como sinal a tensão de sequência negativa V_2 . A fase das correntes de sequência positiva e negativa também podem ser solicitadas para a limitação de corrente. O módulo REGC também é expandido de forma a abarcar o controle de correntes de sequência negativa.

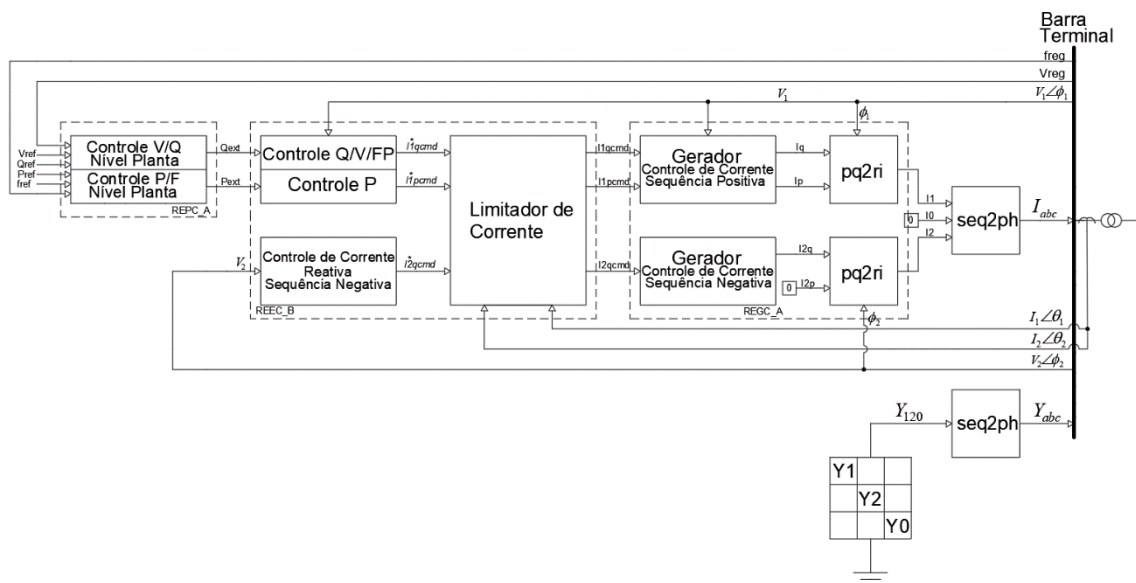


Figura 58: Diagrama esquemático de controle de sequência negativa.

Conforme Figura 59, que apresenta a corrente de sequência negativa de referência, a partir do valor real e imaginário de tensão de sequência negativa, que passa por um filtro de tensão de constante T_{ltr} (da ordem de 10 ms a 20 ms), obtêm-se o módulo da tensão filtrada e seu ângulo. O sinal de saída tem como entrada um bloco não-linear de banda morta, onde se define o valor de V_{dabd} . Em seguida o bloco passa por um bloco proporcional que define a inclinação da reta K_{neg} . Por fim, esse sinal resultante passa por um bloco de avanço-atraso com constante de avanço T_1 e constante de atraso T_2 . Esse

bloco de avanço-atraso, em conjunto com o bloco PI da Figura 60 são ajustados para controlar os critérios de desempenho do controle, como tempo de subida (tipicamente abaixo de 30 ms) e baixo overshoot (tipicamente abaixo de 20%).

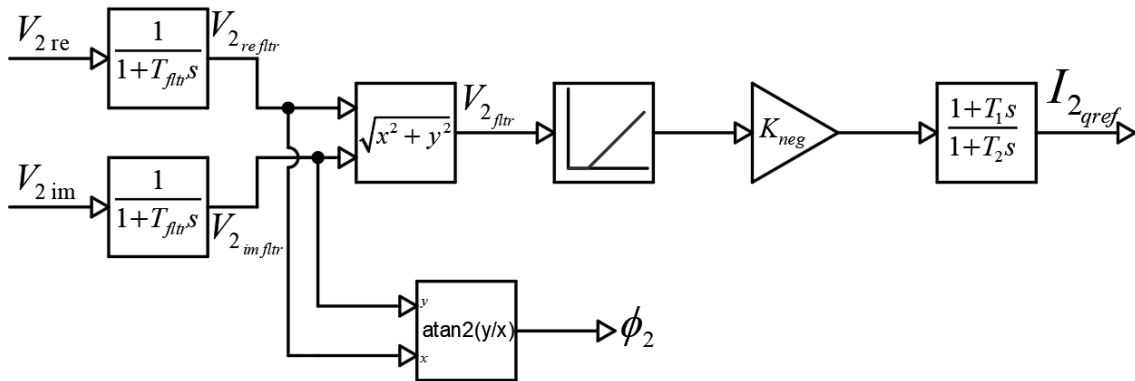


Figura 59: Diagrama da corrente de referência da injeção de correntes reativas de sequência negativa.

A Figura 60 mostra o diagrama da realimentação desse controle. A corrente I_{2qref} é comparada com a saída I_{2q} através de um somador. O erro da resposta passa por um bloco PI non-windup com limites $I_{2qcmdmin}$ e $I_{2qcmdmax}$. Esses limites vêm da lógica de limitação de corrente, que deverá ser expandida para integrar as correntes de sequência positiva e negativa. Por fim, a saída desse bloco é entrada do bloco que representa o conversor, que é o bloco de primeira ordem com constante de tempo T_g (da ordem de 10 ms a 20 ms).

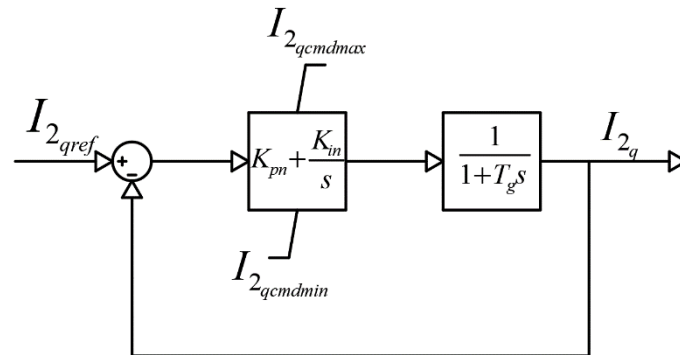


Figura 60: Saída I_{2q} da injeção de correntes reativas de sequência negativa.

A Figura 61 exhibe em detalhes a estratégia non-windup do PI, detalhada em [76][77]. Suponha que o a saída do bloco PI, $_I2cmd_$ está dentro dos limites $I2cmdmin$ e $I2cmdmax$. Assim, $_I2cmd$ é igual a $I2cmd$. Portanto, o sinal $errwd$ é zero e essa malha adicional de controle ao PI é igual a zero. Agora se $_I2cmd_$ é maior que $I2cmdmax$, o sinal $errwd$ é positivo, assim como o sinal $errwd * Klim$ ($Klim$ é maior que zero). Esse sinal subtrai parte do sinal err da diferença entre $I2qref$ e $I2q$, reduzindo o sinal que vai

para o integrador e evitando o wind-up. Com essa estratégia, I_{2cmd} ainda será maior que I_{2cmd} . No entanto, I_{2cmd} não assumirá valores cada vez maiores que comprometam a performance do PI, se K_{lim} for escolhido corretamente.

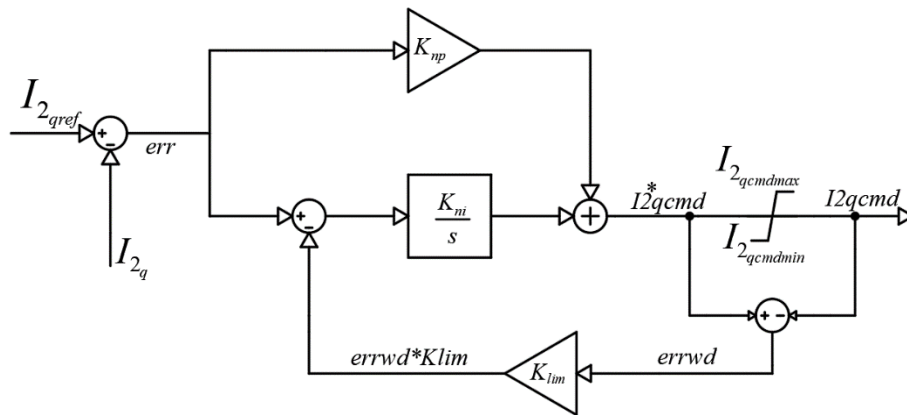


Figura 61: Detalhe do esquema do limitador non-windup.

A Figura 62 revela um resultado de um diagrama de controle teste, em Simulink, da atuação desse esquema non-windup. Em azul, um sinal antes do limitador com valor máximo de 0.8 (denominado y_a). Em vermelho, um sinal após esse limitador (chamado de y_b). Na Figura 62(a), com esse esquema non-windup, observa-se que o sinal y_a fica maior que y_b , mas eles estão próximos e o sinal y_a consegue encontrar um valor de equilíbrio. Na Figura 62(b), o esquema non-windup não está presente o sinal y_a iria aumentar indefinidamente, acontecendo o Wind-up.

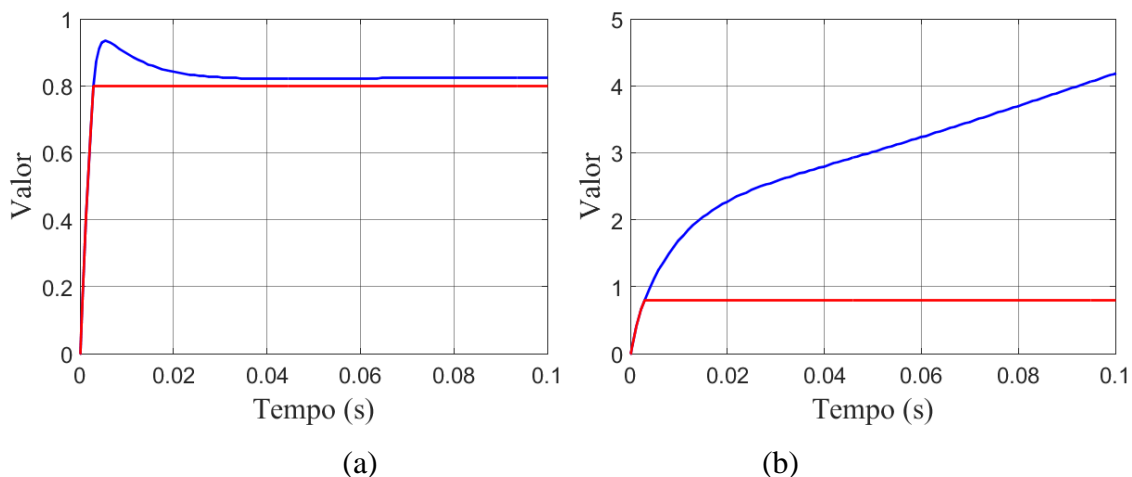


Figura 62: Sinal antes e depois de um limitador. (a) Com non-windup. (b) Sem non-windup.

Por fim, a saída I_{2q} entra num bloco de transformada de park dq/real-imaginário, obtendo assim as correntes I_{2re} e I_{2im} , realizando a conexão com a rede, conforme Figura 63. Os sufixos re e im se referem a parte real e imaginária da grandeza.

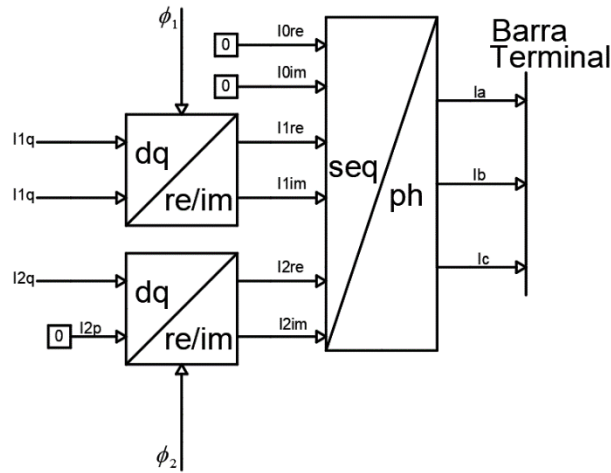


Figura 63: Interface com a rede elétrica.

4.3.2 – Expansão da Lógica de Limitação de Corrente

Uma vez que, a partir de agora, a FGCEVI pode injetar, além de correntes de sequência positiva ativa e reativa, correntes reativas de sequência negativa, a lógica de limitação de corrente deve ser atualizada para que a soma fasorial das correntes das duas sequências não ultrapasse a corrente máxima admissível no conversor. Supondo a existência de correntes de sequência positiva I_1 e negativa I_2 , com fasores com ângulos θ_1 e θ_2 , respectivamente, como exposto pela Figura 64. Apresentando as correntes por fase, temos as correntes I_a , I_b e I_c , representados pela Figura 65. As correntes I_a , I_b e I_c devem ser menores que I_{max} , a corrente máxima que passa pelo inversor.

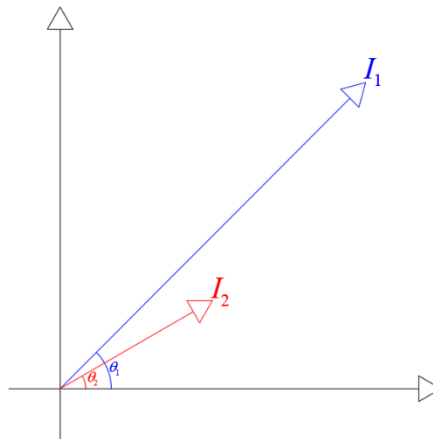


Figura 64: Injeção de correntes de sequência positiva e negativa.

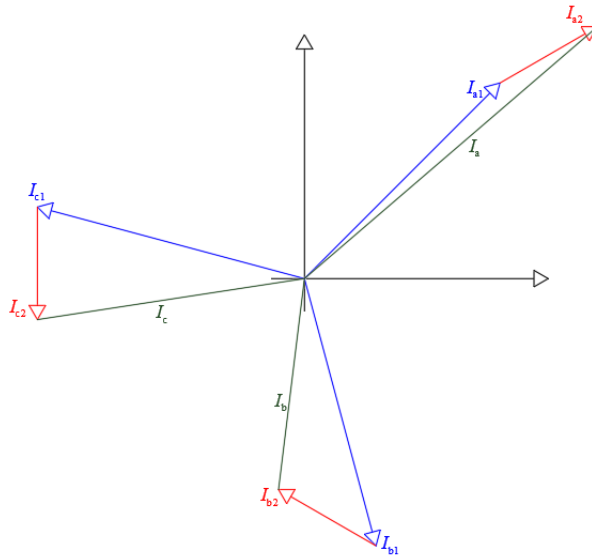


Figura 65: Injeção de correntes de sequência positiva e negativa por fase.

Utilizando a lei dos cossenos e baseando-se em [32-37-38], obtêm-se as equações (19-21), que representam a corrente das fases a, b e c.

$$I_a = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + 2I_1I_2 \cos(\alpha)} \quad (19)$$

$$I_b = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + 2I_1I_2 \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi\right)} \quad (20)$$

$$I_c = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + 2I_1I_2 \cos\left(\alpha - \frac{4}{3}\pi\right)} \quad (21)$$

Onde

- $\alpha = \theta_2 - \theta_1$
- θ_1 – Ângulo da corrente de sequência positiva
- θ_2 – Ângulo da corrente de sequência negativa
- I_1 – Magnitude da corrente de sequência positiva
- I_2 – Magnitude da corrente de sequência negativa

Como as três correntes devem ser menores ou iguais que I_{max} , a equação (22) é válida.

$$\max(I_a, I_b, I_c) \leq I_{max} \quad (22)$$

Uma vez que as equações (19-21) apresentam diferenças apenas defasagem angular de $4\pi/3$, a equação (22) pode ser modificada para a equação (23).

$$\sqrt{I_1^2 + I_2^2 + 2I_1I_2 \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \leq I_{max} \quad (23)$$

$$k = 0, 1, -1$$

Conforme a diferença angular α , pode-se determinar qual valor de k transforma a equação (23) na mais limitante, de forma a utilizar apenas uma das fases (a, b ou c). Como por exemplo, na Figura 67, a maior corrente é I_a . Sendo assim, pode-se utilizar apenas a expressão da fase a, logo $k = 0$. Sendo assim, conforme (24), apresentam-se as expressões de associação do k mais limitante em relação a diferença angular α . Essas relações se repetem a cada deslocamento de 2π .

$$\begin{cases} -\pi < \alpha \leq -\frac{\pi}{3} \rightarrow k = -1 \\ -\frac{\pi}{3} < \alpha \leq +\frac{\pi}{3} \rightarrow k = 0 \\ \frac{\pi}{3} < \alpha \leq \pi \rightarrow k = 1 \end{cases} \quad (24)$$

De forma gráfica, a Figura 66 evidencia a máxima corrente de sequência negativa possível (em relação a corrente máxima) em relação a máxima corrente de positiva possível (em relação a corrente máxima). Para $\alpha = 0^\circ$, temos a condição mais limitante de todas. Para $\alpha = 60^\circ$, temos a possibilidade da maior injeção de corrente possível.

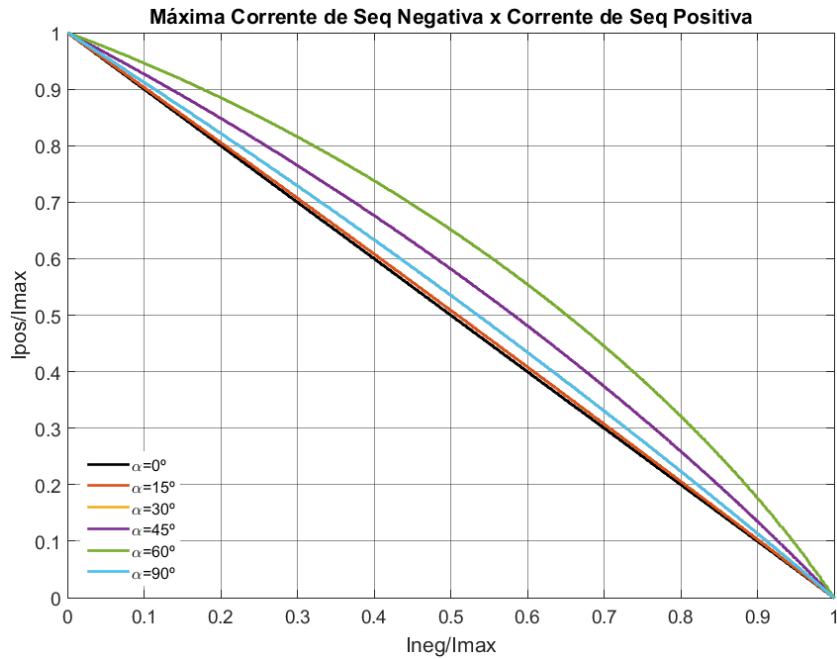


Figura 66: Máxima corrente de seqüência negativa x Corrente de Seqüência positiva.

Considerando a diferença angular de 0° como referência, a Figura 67 expressa o ganho de possibilidade de injeção de corrente de seqüência negativa dado a diferença angular α . Observa-se que o ganho máximo de corrente de seqüência negativa é igual a aproximadamente 15% com uma corrente de seqüência positiva (em relação a corrente máxima) de 58%. Para qualquer condição diferente, esse ganho é menor.

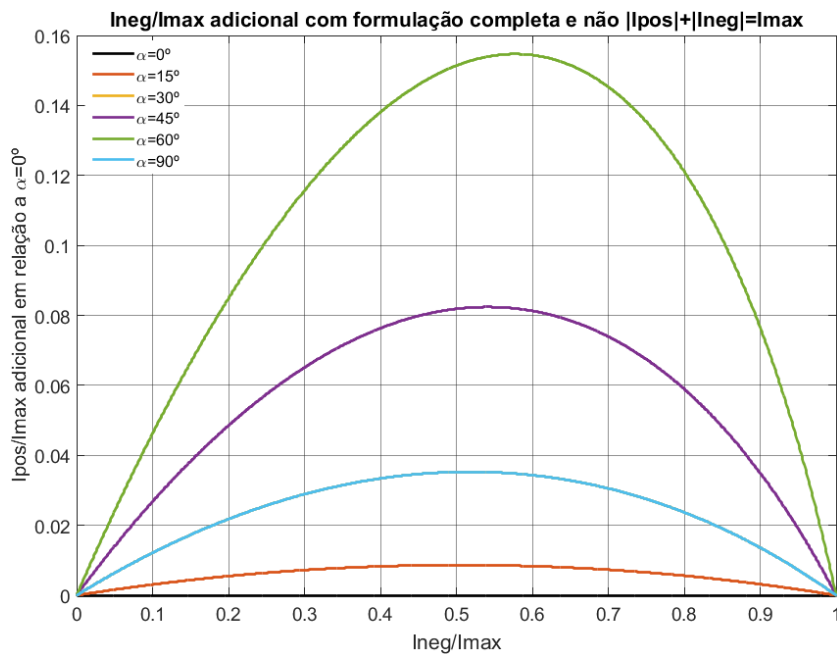


Figura 67: Máxima corrente de seqüência negativa x Corrente de Seqüência positiva em relação a $\alpha = 0^\circ$.

Dado o pequeno ganho devido à diferença angular α e condições específicas de magnitude de corrente para esse ganho ser alcançado, muitos trabalhos utilizam a condição mais restritiva ($\alpha = 0^\circ$) para considerações de limitação de corrente. Nessas condições, $k = 0$ e $\alpha = 0^\circ$. Para essa condição, a Equação (25) é válida.

$$|I_1| + |I_2| \leq I_{max} \quad (25)$$

Resgatando a lógica de limitação de corrente PQ priority na seção 4.1.2.2.7, onde-se poderia escolher a P priority (prioridade de corrente ativa) ou Q priority (prioridade de corrente reativa), pode-se estender essa lógica para uma NPQ Priority. A primeira prioridade traduz-se na corrente de comando desejada (N, P ou Q) com limite máximo igual a I_{max} . Em seguida, uma segunda corrente possui corrente de comando limitada pela primeira corrente de comando. Por fim, a última corrente tem as duas correntes anteriores limitadas. Sendo assim, utilizando a Equação (25), as seguintes seis prioridades podem ser introduzidas.

$$\begin{aligned} & \text{NQ Priority} \\ & \left\{ \begin{array}{l} I2q_{max} = I_{max} \\ I1q_{max} = I_{max} - |I2q_{cmd}| \\ I1p_{max} = \sqrt{(I_{max} - |I2q_{cmd}|)^2 - I1q_{cmd}^2} \end{array} \right. \quad (26) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{NP Priority} \\ & \left\{ \begin{array}{l} I2q_{max} = I_{max} \\ I1p_{max} = I_{max} - |I2q_{cmd}| \\ I1q_{max} = \sqrt{(I_{max} - |I2q_{cmd}|)^2 - I1p_{cmd}^2} \end{array} \right. \quad (27) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{QN Priority} \\ & \left\{ \begin{array}{l} I1q_{max} = I_{max} \\ I2q_{max} = I_{max} - |I1q_{cmd}| \\ I1p_{max} = \sqrt{(I_{max} - |I2q_{cmd}|)^2 - I1q_{cmd}^2} \end{array} \right. \quad (28) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \text{QP Priority} \\
& \left\{ \begin{array}{l} I1q_{max} = I_{max} \\ I1p_{max} = \sqrt{I_{max}^2 - I1q_{cmd}^2} \\ I2q_{max} = I_{max} - \sqrt{I1p_{cmd}^2 + I1q_{cmd}^2} \end{array} \right. \quad (29)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \text{PN Priority} \\
& \left\{ \begin{array}{l} I1p_{max} = I_{max} \\ I2q_{max} = I_{max} - I1p_{cmd} \\ I1q_{max} = \sqrt{(I_{max} - |I2q_{cmd}|)^2 - I1p_{cmd}^2} \end{array} \right. \quad (30)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \text{PQ Priority} \\
& \left\{ \begin{array}{l} I1p_{max} = I_{max} \\ I1q_{max} = \sqrt{I_{max}^2 - I1p_{cmd}^2} \\ I2q_{max} = I_{max} - \sqrt{I1p_{cmd}^2 + I1q_{cmd}^2} \end{array} \right. \quad (31)
\end{aligned}$$

Além disso, uma sétima lógica de limitação de corrente foi implementada e é utilizada em alguns trabalhos, como [33]. Nela, a corrente reativa de sequência negativa e corrente reativa de sequência positiva possuem a mesma prioridade. Assim, os módulos das correntes reativas de comando antes do limitador de sequência positiva negativa são somados. Se elas forem menores que I_{max} , então as correntes de comando após o limitador são iguais a antes do limitador. Do contrário, elas são limitadas de forma proporcional a $I2q_{cmd}^*$ e Iq_{cmd}^* , como explicitado pela Equação (32). Ela foi nomeada de N=Q priority. Da mesma forma, pode ser criada uma prioridade que prioriza tanto a corrente de sequência negativa quanto a de sequência positiva ao mesmo tempo, chamada de N=P Priority, mostrada pela Equação (33).

N=Q Priority

$$\begin{aligned}
 & \text{Se } |I2q_{cmd}^*| + |I1q_{cmd}^*| \leq I_{max} \\
 & \left\{ \begin{array}{l} I2q_{cmd} = I2q_{cmd}^* \\ I1q_{cmd} = I1q_{cmd}^* \\ I1p_{max} = \sqrt{(I_{max} - |I2q_{cmd}^*|)^2 - I1q_{cmd}^2} \end{array} \right.
 \end{aligned} \tag{32}$$

Se não:

$$\left\{ \begin{array}{l} I2q_{cmd} = I2q_{cmd}^* \cdot \frac{I_{max}}{|I2q_{cmd}^*| + |I1q_{cmd}^*|} \\ I1q_{cmd} = I1q_{cmd}^* \cdot \frac{I_{max}}{|I2q_{cmd}^*| + |I1q_{cmd}^*|} \\ I1p_{max} = 0 \end{array} \right.$$

N=P Priority

$$\begin{aligned}
 & \text{Se } |I2q_{cmd}^*| + |I1p_{cmd}^*| \leq I_{max} \\
 & \left\{ \begin{array}{l} I2q_{cmd} = I2q_{cmd}^* \\ I1p_{cmd} = I1p_{cmd}^* \\ I1q_{max} = \sqrt{(I_{max} - |I2q_{cmd}^*|)^2 - I1p_{cmd}^2} \end{array} \right.
 \end{aligned} \tag{33}$$

Se não:

$$\left\{ \begin{array}{l} I2q_{cmd} = I2q_{cmd}^* \cdot \frac{I_{max}}{|I2q_{cmd}^*| + |I1p_{cmd}^*|} \\ I1p_{cmd} = I1p_{cmd}^* \cdot \frac{I_{max}}{|I2q_{cmd}^*| + |I1p_{cmd}^*|} \\ I1q_{max} = 0 \end{array} \right.$$

Além dessas 8 prioridades, as mesmas oito prioridades podem ser estendidas na limitação que não utiliza a simplificação de $\alpha = 0^\circ$ e $k = 0$, que será nomeada de limitação completa. A estratégia de limitação completa e simplificada são comparadas nas simulações do presente trabalho. A partir da Equação (23), pode-se obter a Equação (34). Essa expressão trata-se de uma inequação de segundo grau. Resolvendo essa inequação para I_1 , obtêm-se (35) e para I_2 , obtêm-se (36). A partir dessas duas Equações, pode-se montar as oito prioridades completas. Equações (37-44). Nas simulações, os

resultados das limitações completa e simplificada são comparados, bem como seu tempo computacional.

$$I_1^2 + I_2^2 + 2I_1I_2 \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) - I_{max}^2 \leq 0 \quad (34)$$

$$I_1 \leq -I_2 \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) + \sqrt{I_{max}^2 - I_2^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \quad (35)$$

$$I_2 \leq -I_1 \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) + \sqrt{I_{max}^2 - I_1^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \quad (36)$$

NQ Priority

$$\left\{ \begin{array}{l} I2q_{max} = I_{max} \\ I1q_{max} = -|I2q_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) \\ + \sqrt{I_{max}^2 - |I2q_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \\ I1p_{max} = \sqrt{\left(\begin{array}{l} -|I2q_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) + \\ \sqrt{I_{max}^2 - |I2q_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \end{array} \right)^2 - I1q_{cmd}^2} \end{array} \right. \quad (37)$$

NP Priority

$$\left\{ \begin{array}{l} I2q_{max} = I_{max} \\ I1p_{max} = -|I2q_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) \\ + \sqrt{I_{max}^2 - |I2q_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \\ I1q_{max} = \sqrt{\left(\begin{array}{l} -|I2q_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) + \\ \sqrt{I_{max}^2 - |I2q_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \end{array} \right)^2 - I1p_{cmd}^2} \end{array} \right. \quad (38)$$

$$\begin{aligned}
& \text{QN Priority} \\
& I1q_{max} = I_{max} \\
& I2q_{max} = -|I1q_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) \\
& + \sqrt{I_{max}^2 - |I1q_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \\
& I1p_{max} = \sqrt{\left(\begin{aligned} & -|I2q_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) + \\ & \sqrt{I_{max}^2 - |I2q_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \end{aligned} \right)^2 - I1q_{cmd}^2}
\end{aligned} \tag{39}$$

$$\begin{aligned}
& \text{QP Priority} \\
& I1q_{max} = I_{max} \\
& I1p_{max} = \sqrt{I_{max}^2 - I1q_{cmd}^2} \\
& I2q_{max} = -\sqrt{I1p_{cmd}^2 + I1q_{cmd}^2} \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) \\
& + \sqrt{I_{max}^2 - (I1p_{cmd}^2 + I1q_{cmd}^2) \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)}
\end{aligned} \tag{40}$$

$$\begin{aligned}
& \text{PN Priority} \\
& I1p_{max} = I_{max} \\
& I2q_{max} = -|I1p_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) \\
& + \sqrt{I_{max}^2 - |I1p_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \\
& I1q_{max} = \sqrt{\left(\begin{aligned} & -|I2q_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) + \\ & \sqrt{I_{max}^2 - |I2q_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \end{aligned} \right)^2 - I1p_{cmd}^2}
\end{aligned} \tag{41}$$

PQ Priority

$$\left\{ \begin{array}{l} I1p_{max} = I_{max} \\ I1q_{max} = \sqrt{I_{max}^2 - I1p_{cmd}^2} \\ I2q_{max} = -\sqrt{I1p_{cmd}^2 + I1q_{cmd}^2} \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) \\ + \sqrt{I_{max}^2 - (I1p_{cmd}^2 + I1q_{cmd}^2)} \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) \end{array} \right. \quad (42)$$

N=Q Priority

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Se } \sqrt{I1q_{cmd}^{*2} + I2q_{cmd}^{*2} + 2I1q_{cmd}^* I2q_{cmd}^* \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \leq I_{max} \\ I2q_{cmd} = I2q_{cmd}^* \\ I1q_{cmd} = I1q_{cmd}^* \\ I1p_{max} = \sqrt{\left(\begin{array}{l} -|I2q_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) + \\ \sqrt{I_{max}^2 - |I2q_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \end{array} \right)^2 - I1q_{cmd}^2} \end{array} \right. \quad (43)$$

Se não:

$$\left\{ \begin{array}{l} I2q_{cmd} = I2q_{cmd}^* \cdot \frac{I_{max}}{\sqrt{I1q_{cmd}^{*2} + I2q_{cmd}^{*2} + 2I1q_{cmd}^* I2q_{cmd}^* \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)}} \\ I1q_{cmd} = I1q_{cmd}^* \cdot \frac{I_{max}}{\sqrt{I1q_{cmd}^{*2} + I2q_{cmd}^{*2} + 2I1q_{cmd}^* I2q_{cmd}^* \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)}} \\ I1p_{max} = 0 \end{array} \right.$$

N=P Priority

$$\begin{aligned}
 & \text{Se } \sqrt{I1p_{cmd}^{*2} + I2q_{cmd}^{*2} + 2I1p_{cmd}^* I2q_{cmd}^* \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)} \leq I_{max} \\
 & \left\{ \begin{array}{l} I2q_{cmd} = I2q_{cmd}^* \\ I1p_{cmd} = I1p_{cmd}^* \\ I1q_{max} = \sqrt{\frac{\left(-|I2q_{cmd}| \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right) + \sqrt{I_{max}^2 - |I2q_{cmd}|^2 \sin^2\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)}\right)^2}{-I1p_{cmd}^2}} \end{array} \right. \quad (44)
 \end{aligned}$$

Se não:

$$\left\{ \begin{array}{l} I2q_{cmd} = I2q_{cmd}^* \cdot \frac{I_{max}}{\sqrt{I1p_{cmd}^{*2} + I2q_{cmd}^{*2} + 2I1p_{cmd}^* I2q_{cmd}^* \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)}} \\ I1p_{cmd} = I1p_{cmd}^* \cdot \frac{I_{max}}{\sqrt{I1p_{cmd}^{*2} + I2q_{cmd}^{*2} + 2I1p_{cmd}^* I2q_{cmd}^* \cos\left(\alpha + \frac{4}{3}\pi k\right)}} \\ I1q_{max} = 0 \end{array} \right.$$

Com a expansão da lógica de limitação de corrente, o capítulo da modelagem computacional é finalizado. Nesse capítulo, foram apresentados:

- Os modelos dinâmicos da WECC em sequência positiva,
- A generalização de modelos trifásicos da WECC, com blocos de injeção controlada de sequência negativa e zero e uma injeção não controlada shunt.
- Um controle de injeção de correntes de sequência negativa para mimetizar uma máquina síncrona durante uma falta assimétrica, para sensibilização de funções de proteção que utilizam grandezas de sequência negativa.
- Lógicas de limitação de corrente expandida para inclusão da corrente de sequência negativa.

No próximo capítulo, simulações serão realizadas em diversos sistemas para verificar a utilidade desse controle.

Capítulo 5 – Simulações Realizadas

No presente capítulo, serão realizadas simulações em ambiente TP-RMS para verificar a assertividade do controle de correntes assimétricas apresentado na seção 4.3 na sensibilização de funções de proteção que utilizam grandezas de sequência negativa. Além disso, será verificada a contribuição desse controle na correta identificação de fase (s) sob defeito conforme seção 3.1.5. Três sistemas foram escolhidos para análise. O primeiro sistema é um sistema de 2 geradores. O segundo é um sistema equivalente de parte da área do Mato Grosso do Sul, com carga pesada do ano de 2016, conforme ONS [78]. Por fim, o sistema IEEE-39 barras, também conhecido como Sistema New England [79].

Além dos sistemas descritos acima, modelados em software TP-RMS, uma breve comparação do desempenho do controle e do tempo computacional de simulação em software TP-RMS e software EMT é apresentada.

As simulações TP-RMS foram feitas no software SIMULIGHT [4], desenvolvido pela COPPE/UFRJ. As simulações EMT foram feitas no PSCAD.

5.1 – Sistema Teste de 2 Geradores

No primeiro sistema utilizado, representado pela Figura 68, apresenta um sistema com sete barras e dois geradores. O gerador conectado à barra 1 poderá ser um gerador síncrono ou uma planta fotovoltaica para fins de comparação. O gerador na barra 07 é um gerador de alta capacidade em MVA e alta inércia. Na barra 05 estão uma carga de 100 MW com fator de potência 0.95 indutivo e um capacitor para manutenção do perfil de tensão na barra de carga. O gerador 1 possui capacidade de 55 MVA e está gerando 50 MW, o máximo para o horário. O transformador que conecta a MT/AT é um Trafo Δ do lado do gerador e Yg do lado da rede.

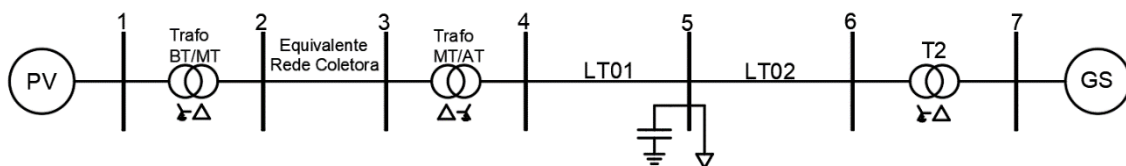


Figura 68: Sistema Teste de 2 Geradores

Quando o gerador conectado na barra 1 for um gerador fotovoltaico, os parâmetros K_{np} , K_{ni} , T1 e T2 do controle de corrente assimétrica apresentados na Figura 59 e Figura

60 são dados pela Tabela 9. Outros parâmetros estão presentes no Apêndice A, bem como dados de regime permanente de barra e de linha do sistema.

Tabela 9: Parâmetros de controle de corrente de Sequência Negativa

Parâmetro	Valor
K_{np}	1.927
$T_{ni}=1/K_{ni}$	12.3 ms
T1	30.0 ms
T2	13.0 ms

No sistema Teste de 2 Geradores, será verificado além da assertividade do controle, as estratégias de lógica de limitação de corrente no sistema. Além disso, verifica-se a sensibilidade parâmetro da inclinação da reta de injeção de correntes de sequência negativa K_{neg} .

5.1.1 – Sensibilidade à variação de K_{neg}

Nessa seção, o sistema teste será avaliado quanto a sensibilidade da variação do parâmetro K_{neg} . Para isso, 5 casos foram avaliados. Um caso utilizando uma máquina síncrona conectada à barra 1 (caso de referência), um caso com FGCEVI conectada À barra 1 sem injeção de correntes de sequência negativa e 3 casos com injeção de correntes de sequência negativa, com $K_{neg} = 2,4$ e 6 , respectivamente.

A simulação a ser realizada será um curto monofásico (AG) no meio da LT 02 com duração de 100 ms. Funções de proteção de distância com característica mho (com os seis loops de falta) estão posicionadas em cada terminal da LT02 com supervisão de elemento direcional de sequência negativa. Nessa simulação, o ângulo máximo para que a falta seja considerada direta pelo elemento 67Q é 175° . A proteção está em modo de alarme, ou seja, ela informa se iria atuar ou não, mas não há abertura de disjuntor.

O objetivo principal dessa simulação é mostrar que, com uma máquina síncrona na barra 01, uma falta assimétrica na LT 02 seria considerada direta pela função direcional de sequência negativa, mas considerada reversa com uma FGCEVI sem injeção de correntes assimétricas, sendo necessário um controle como proposto na seção 4.3 para que a função 67 volte a identificar corretamente a falta dentro de sua zona de proteção.

A Lógica de limitação de corrente a ser utilizada será a limitação simplificada NQ, onde a corrente com primeira prioridade é a corrente reativa de sequência negativa e a segunda prioridade é a corrente reativa de sequência positiva. Portanto, a corrente ativa de sequência positiva está em última prioridade.

Os dados de gráficos estão em pu na base do sistema (100 MVA).

A Figura 69 ilustra a corrente de sequência negativa de saída do gerador 1. Observa-se que, na condição de FGCEVI com supressão de correntes de sequência negativa, a corrente de saída é nula, enquanto na máquina síncrona chega a quase 0.6 pu. Conforme aumenta-se o valor de K_{neg} , há um aumento esperado da corrente de saída pela FGCEVI, chegando a 0.46 pu no caso $K_{neg}=6$. A Tabela 10 apresenta alguns critérios de desempenho do controle, entre eles tempo de subida, Máximo overshoot e tempo de amortecimento. Em geral o sistema não possui overshoot acima de 6% e o tempo de subida do sistema está na ordem dos 20 ms. O tempo de amortecimento fica na ordem de 50 a 60 ms. A tendência do controle é que conforme um K_{neg} maior, haja uma redução no tempo de amortecimento de no tempo de subida, com um aumento do máximo overshoot.

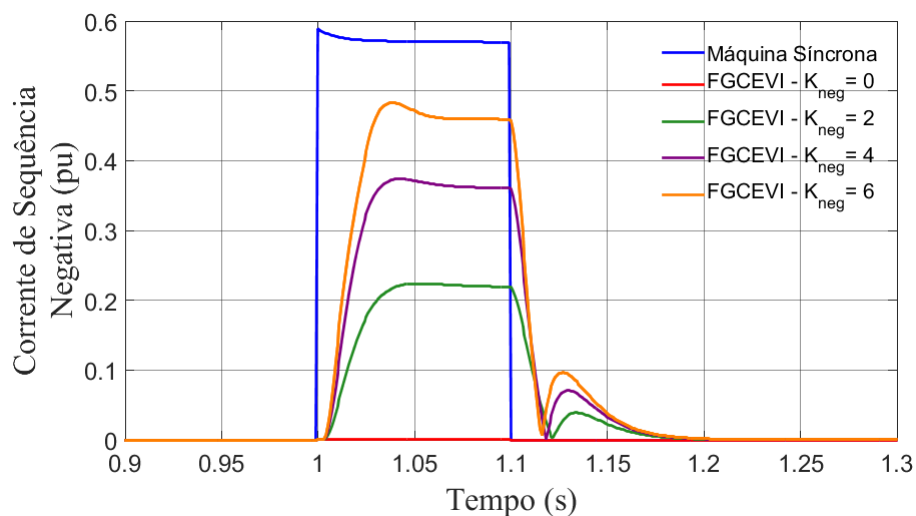


Figura 69: Corrente de sequência negativa do gerador 1.

Tabela 10: Critérios de Desempenho do controle de injeção de correntes de sequência negativa

Caso	Tempo de Subida Tr 10% a 90% (ms)	Máximo Overshoot (%)	Tempo de Amortecimento - 98% (ms)
$K_{neg} = 2$	23	2.2	59
$K_{neg} = 4$	20	3.6	56
$K_{neg} = 6$	19	5.2	53

A tensão de sequência negativa na barra 1 está representada na Figura 70. Observa-se que, no caso de máquina síncrona, devido à baixa impedância de sequência negativa, a tensão é baixa, na ordem de 0.165 pu. Com FGCEVI sem injeção de correntes de sequência negativa, a tensão atinge valores 80% maiores devido a inexistência de caminho para fluir correntes reativas dessa sequência, o que provoca essa sobretensão. Com a injeção de correntes reativas de sequência negativa, observa-se uma redução da tensão de sequência negativa, o que contribui para a redução do desequilíbrio durante a falta assimétrica. Esse comportamento da tensão também explica o porquê do parâmetro K_{neg} não promover a evolução de uma corrente de sequência negativa linearmente proporcional. Conforme injeta-se mais correntes dessa sequência, a tensão tende a se reduzir, alterando o ponto de equilíbrio.

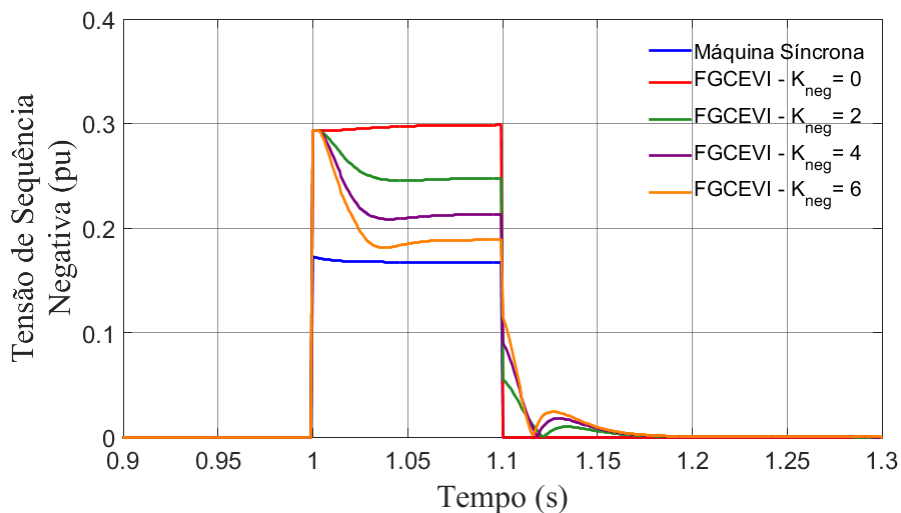


Figura 70: Tensão de sequência negativa na barra 1.

Na Figura 71, consta a tensão de sequência positiva na barra 1. Observa-se que, conforme aumenta-se o valor de K_{neg} , o valor de tensão de sequência positiva é reduzido devido à limitação de corrente. Como a lógica empregada nesse caso é a lógica NQP, a prioridade máxima é da corrente reativa de sequência negativa, o que reduz a capacidade de condução do conversor de correntes ativas de sequência positiva. Com $K_{neg} = 0$, o valor de tensão de sequência positiva chega a 0.655 pu, enquanto que com $K_{neg} = 6$, esse valor chega a apenas 0.61 pu, uma diferença de 0.045 pu. Pode-se ressaltar que no instante de aplicação da falta até 10 ms à frente, todas as curvas de FGCEVI, independentemente do valor de K_{neg} , estão com valores próximos de tensão. Isso se deve principalmente ao tempo de atraso T_g de resposta do conversor, de 20 ms.

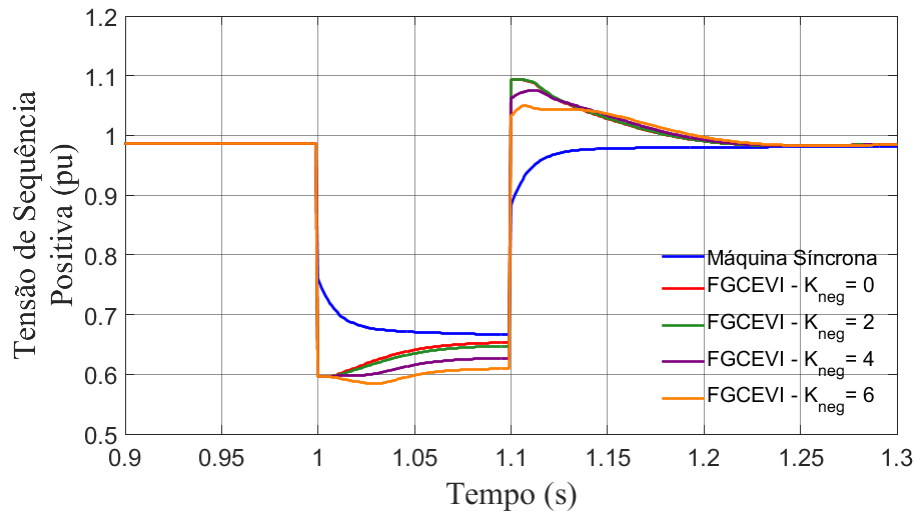


Figura 71: Tensão de sequência positiva na barra 1.

A Figura 72 reproduz a dinâmica de potência ativa de saída do gerador 1. Observa-se que, sem injeção de correntes de sequência negativa, há uma rápida recuperação da potência. Conforme aumenta-se o parâmetro K_{neg} , devido à lógica de limitação de corrente, a potência dessa sequência se torna cada vez menor durante o curto e a sua respectiva recuperação.

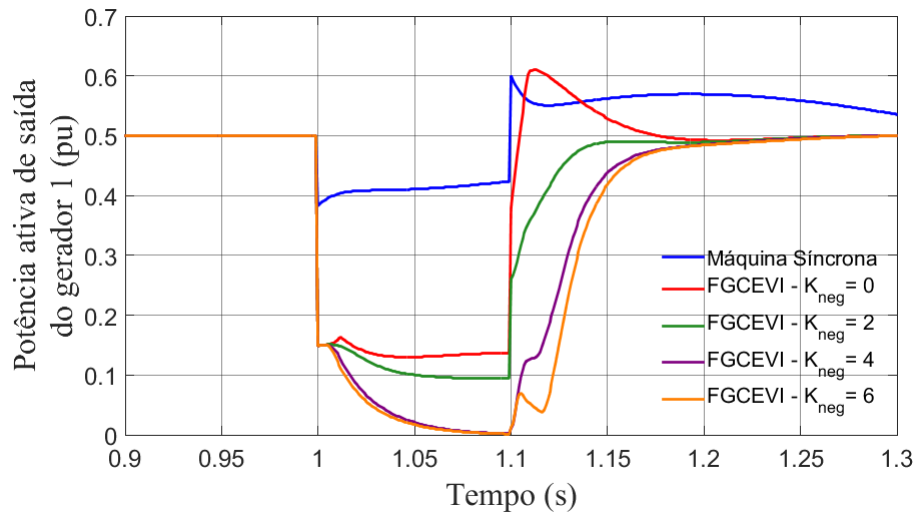
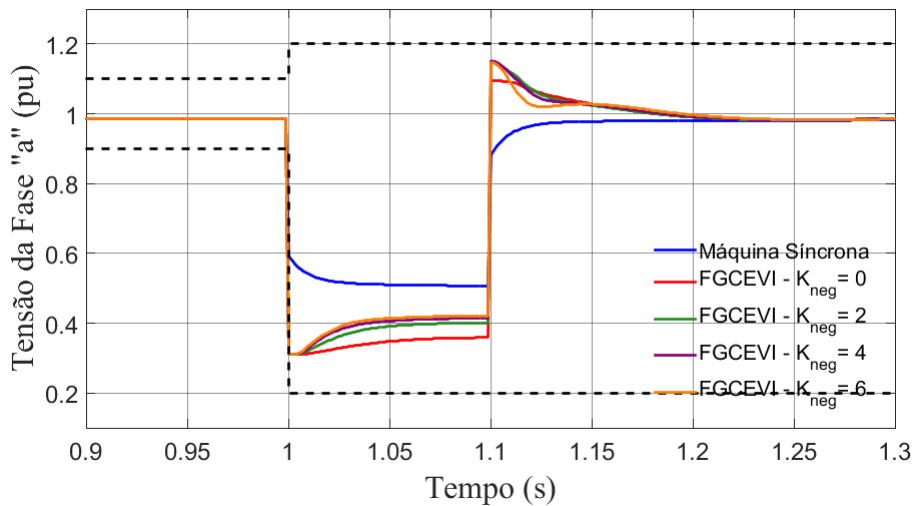


Figura 72: Potência ativa de saída do Gerador 1.

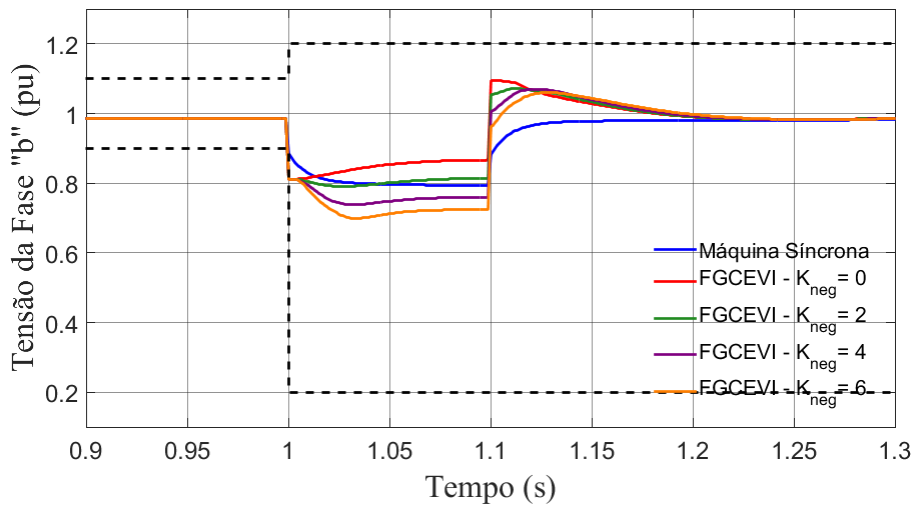
A Figura 73(a), 74(b) e 74(c) apresentam as tensões nas fases “a”, “b” e “c” na barra 1. Conforme regras de Voltage-Ride Through (VRT) presentes no país, explicitadas na seção 2.3.6 e realçadas pelas linhas tracejadas dessas respectivas Figuras, em nenhum caso a FGCEVI iria violar os limites de VRT (embora reforça-se que a curva de VRT é uma curva mínima obrigatória e conversores já são capazes de resistir a afundamentos e

sobretensões mais severas). Observa-se ainda que, apesar da FGCEVI com $K_{neg} = 0$ apresentar uma tensão maior de sequência positiva, devido a redução do desequilíbrio de tensão provocado pelo controle proposto, a fase “a”, que possui o maior afundamento de tensão, tem uma melhor recuperação durante a falta no caso $K_{neg} = 6$ que o caso $K_{neg} = 0$.

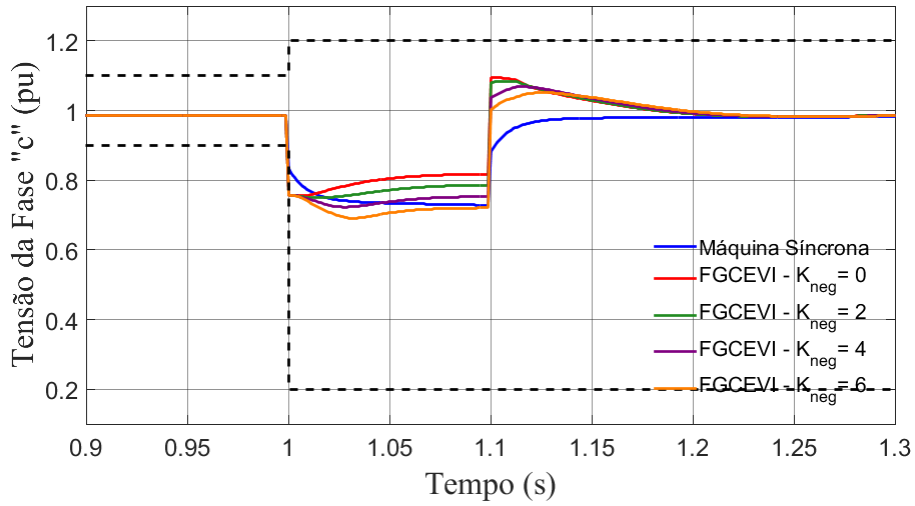
A Figura 74 apresenta o sinal da corrente I_{2q} (corrente reativa de sequência negativa) da FGCEVI. Ela é altamente correlacionada com a Figura 69. A Figura 75 reproduz a corrente I_{1q} (corrente reativa de sequência positiva). Conforme aumenta-se K_{neg} , durante o defeito, o valor absoluto dessa corrente vai sendo reduzido devido a limitação da capacidade de condução de corrente no conversor. Na Figura 76, consta a corrente I_{1p} (corrente ativa de sequência positiva). Ela também é altamente correlacionada com a potência de saída da FGCEVI (representada na Figura 72).



(a)



(b)



(c)

Figura 73: Tensão de fases na barra 1. (a) Fase "a". (b) Fase "b". (c) Fase "c".

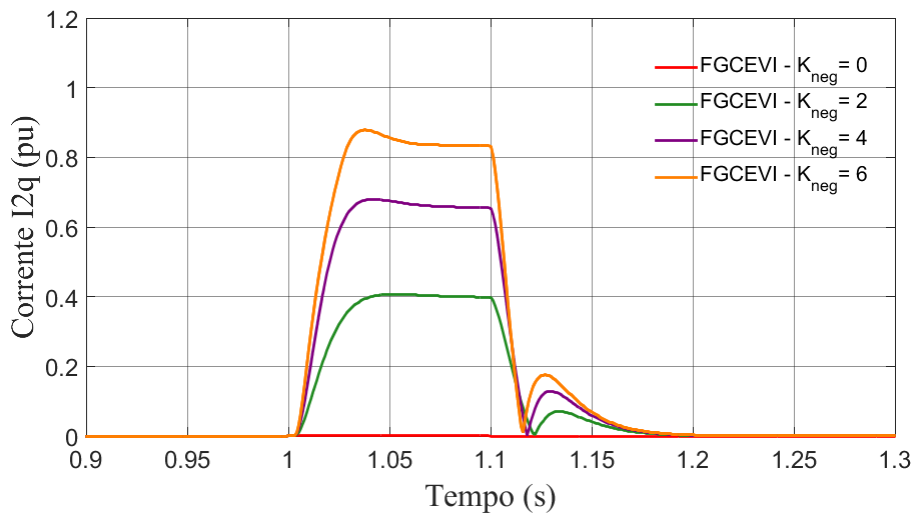


Figura 74: Corrente I_{2q}

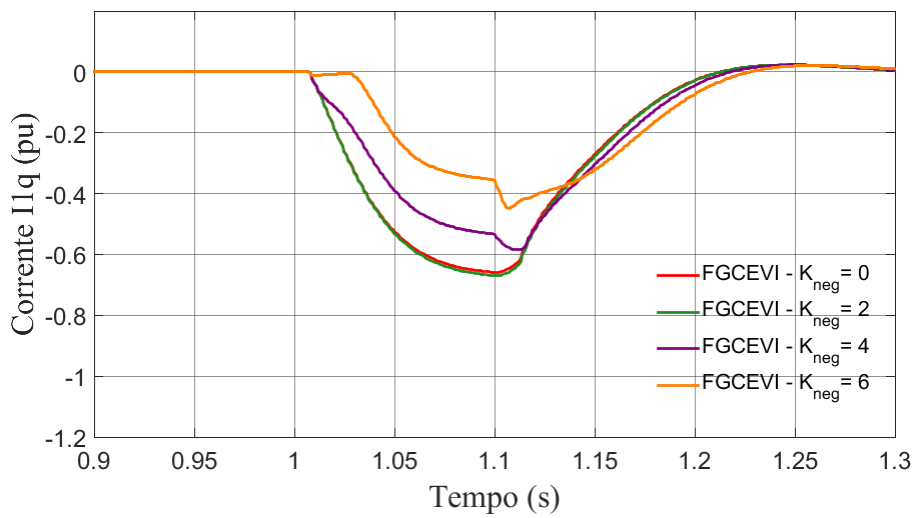


Figura 75: Corrente I_{1q}

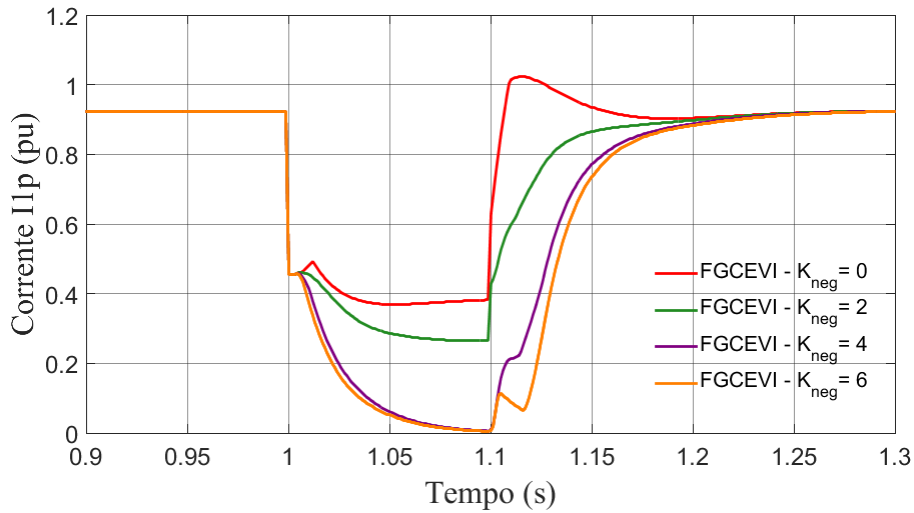


Figura 76: Corrente I1p

A Figura 77 mostra a corrente de sequência negativa na LT02 – Terminal da Barra 05. Conforme começa-se a injetar correntes de sequência negativa, há inicialmente uma redução na corrente que passa nessa LT. Isso ocorre devido à redução inicial de tensão de sequência negativa (Figura 70 e Figura 78) causar uma redução da contribuição de corrente de dispositivos shunt como carga, capacitor e capacitância de LTs ao curto-circuito. Nos casos em $K_{neg} = 4$ e $K_{neg} = 6$, a partir de 20 ms, há um aumento de correntes de sequência negativa em relação ao caso $K_{neg} = 0$.

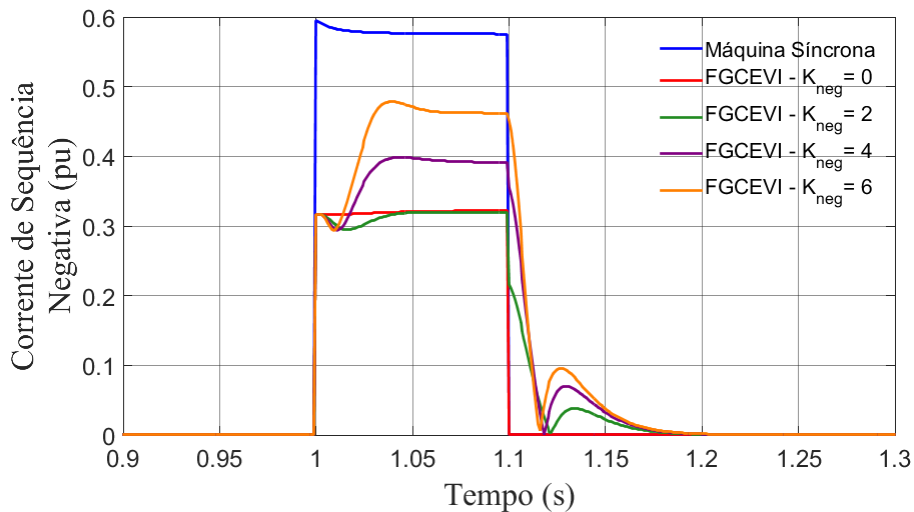


Figura 77: Corrente na LT02 – Terminal barra 05.

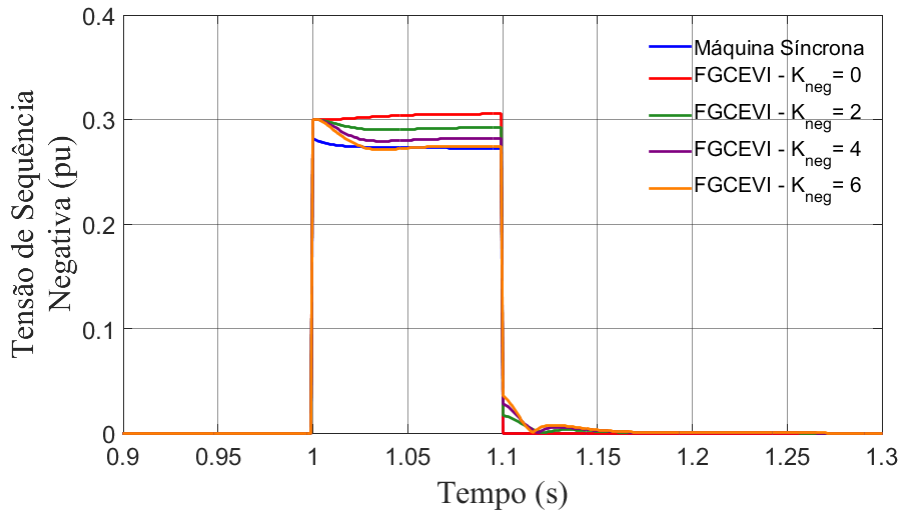


Figura 78: Tensão de sequência negativa na LT02 – Terminal barra 05.

A Figura 79 exibe a diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT 02 – Terminal da Barra 05. Observa-se que, no caso da máquina síncrona, há uma diferença angular de $126,5^\circ$. No caso da FGCEVI sem injeção de correntes de sequência negativa, essa diferença fica em torno de $198,5^\circ$. A FGCEVI, portanto, apresenta uma relação angular desfavorável para sensibilização da função 67Q (como será mostrado adiante). Conforme injeta-se correntes reativas de sequência negativa, essa discrepância tende a reduzir, com $K_{neg} = 2$ chegando a uma diferença angular de 158° em regime, $K_{neg} = 4$ com uma diferença angular de 138° e $K_{neg} = 6$ com uma diferença de 129° .

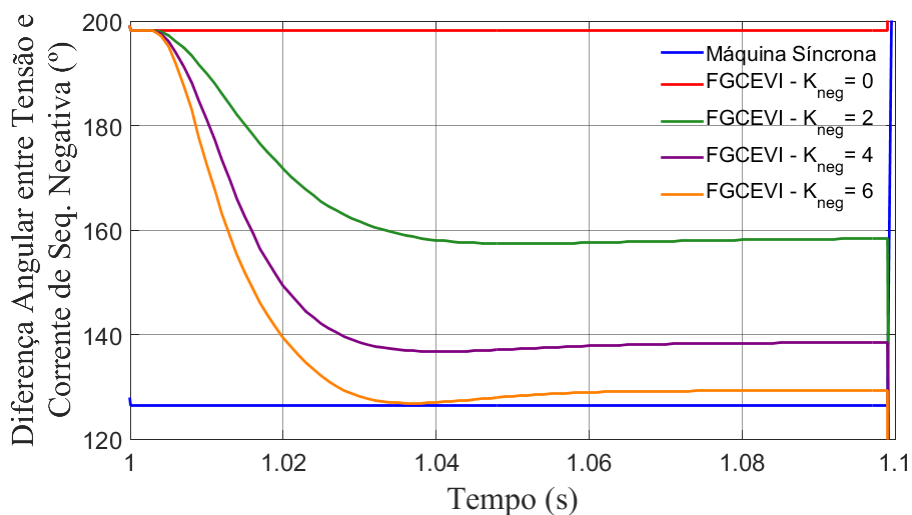


Figura 79: Diferença angular entre Corrente e Tensão de Sequência Negativa da LT02 – Terminal da barra 05.

A Figura 80 revela a diferença angular entre corrente e tensão de sequência zero na LT02 – Terminal Barra 06. Conforme Figura 25(a), em uma falta AG, a diferença

angular entre I- e I0 deve ficar entre -30° a 30° no setor primário. No caso da Máquina Síncrona, essa diferença se estabelece em 3.6° . Em uma FGCEVI essa diferença fica em 75° , o que leva um algoritmo de detecção de fase sob defeito a identificar um defeito com resistência de falta com maior probabilidade de ser um defeito CG ou bifásico AB (fase-fase com menor alcance no plano de impedância).

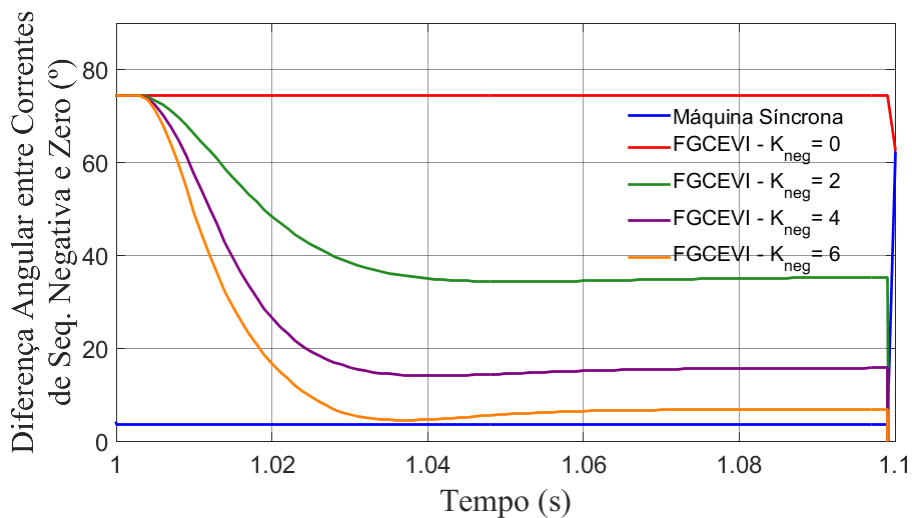


Figura 80: Diferença angular entre Correntes de Sequência Negativa e Zero – Terminal da barra 05.

Por fim, a Figura 81 expõe os sinais de bloqueio da Função 67 e de loops de falta da Função 21. Observa-se que, no caso de FGCEVI, o sinal de bloqueio da Função 67 está ativo, o que impossibilita a operação da proteção mesmo que a Função 21 seja sensibilizado. Ressalta-se que não é necessário que o controle atinja o regime permanente para que a função 67Q seja desbloqueada, uma vez que basta que a diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa esteja menor que 175° . Isso ocorre em 19 ms para $K_{neg} = 2$, 13 ms para $K_{neg} = 4$ e 11 ms para $K_{neg} = 6$.

A Tabela 11 apresenta a sensibilização de cada loop, o bloqueio da Função 67Q e se a proteção teria atuado. Assim, uma FGCEVI pode causar a falha de operação da proteção quando este não injeta correntes reativas de sequência negativa, o que pode comprometer a segurança do sistema de potência.

Com as análises de sensibilidade do parâmetro K_{neg} realizadas, a próxima análise compara as diferentes lógicas de limitação de corrente desenvolvidas na Seção 4.3.

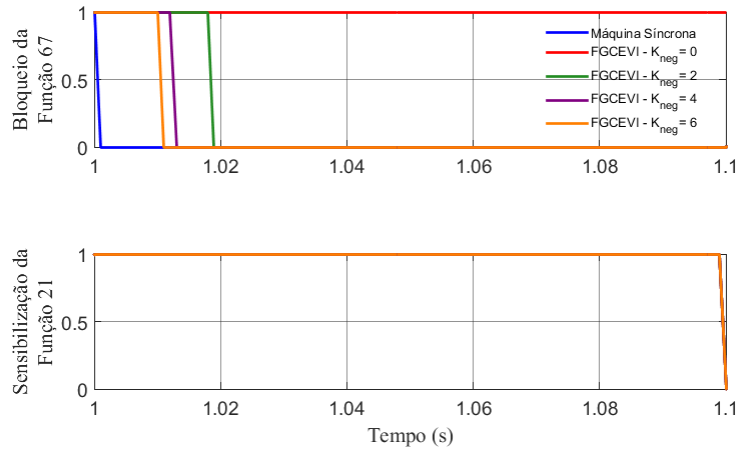


Figura 81: Sinais de Bloqueio da Função 67 e sensibilização da Função 21.

Tabela 11: Operação da Proteção da LT 02 – Terminal da Barra 05

Caso	Sensibilização dos Loops da Função 21						Bloqueio da Função 67	Proteção Atuaria?
	AG	BG	CG	AB	BC	CA		
Máquina Síncrona	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
Kneg = 0	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não
Kneg = 2	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
Kneg = 4	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
Kneg = 6	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim

5.1.2 – Comparação das diferentes lógicas de limitação de corrente

Nessa subseção, o sistema teste será avaliado quanto às diferenças entre lógicas de limitação de corrente simplificada. As 8 prioridades definidas na seção 4.3 foram avaliadas (NQ, NP, QN, QP, PN, PQ, N=Q e N=P). Nessa simulação, Kneg é fixo com valor igual a seis.

A simulação a ser realizada será um curto monofásico (AG) no meio da LT 02 com duração de 100 ms. Funções de proteção de distância com característica mho (com os seis loops de falta) estão posicionadas em cada terminal da LT02 com supervisão de elemento direcional de sequência negativa. Nessa simulação, o ângulo máximo para que a falta seja considerada direta pelo elemento 67Q é 175°. A proteção está em modo de

alarme, ou seja, ela informa se iria atuar ou não, mas não há abertura de disjuntor. Os dados de gráficos estão em pu na base do sistema (100 MVA).

A Figura 82 contém a corrente de sequência negativa injetada pelo gerador fotovoltaico para as diferentes prioridades propostas. Observa-se que as simulações com maiores injeções de corrente de sequência negativa são com as prioridades NQ e NP, com correntes aproximadamente iguais a 0.45 pu, o que era esperado devido à máxima prioridade para essa corrente. Em seguida, as prioridades N=Q (cujo valor de regime é 0.39 pu) e N=P (0.31 pu em regime), que dividem a primeira prioridade igualmente entre corrente de sequência negativa e correntes de sequência positiva reativa e ativa, respectivamente. A prioridade QN (0.28 pu em regime) também injeta quantidades razoáveis de correntes de sequência negativa, devido ao fato do ponto de regime permanente de geração estar com geração de potência reativa igual a zero. Durante a falta, a injeção requerida de potência reativa de sequência positiva não é suficiente para tomar toda a capacidade do conversor, possibilitando a injeção de correntes reativas de sequência negativa.

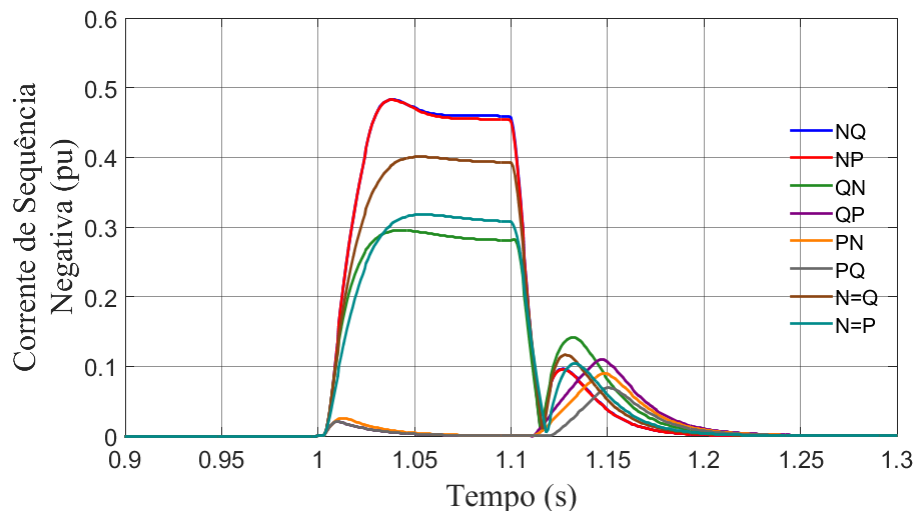


Figura 82: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Corrente de Sequência Negativa injetado pela FGCEVI.

A tensão de sequência negativa na barra 01 está reproduzida na Figura 83. Ela está diretamente ligada à injeção de corrente de sequência negativa do gerador PV.

A Figura 84 evidencia a tensão de sequência positiva na barra 01. As prioridades QP e QN apresentam as maiores tensões de sequência positiva, com a prioridade QN ligeiramente menor devido à injeção de correntes reativas de sequência negativa reduzir o perfil de tensão de sequência negativa, o que se reflete também na sequência positiva,

mesmo que o impacto seja reduzido. A prioridade N=Q e NQ vêm em seguida. As prioridades NP e N=P são aquelas com o menor suporte de potência reativa devido à corrente reativa de sequência positiva ser a última prioridade. Entre a prioridade QP e NP, há uma diferença de aproximadamente 0.075 pu.

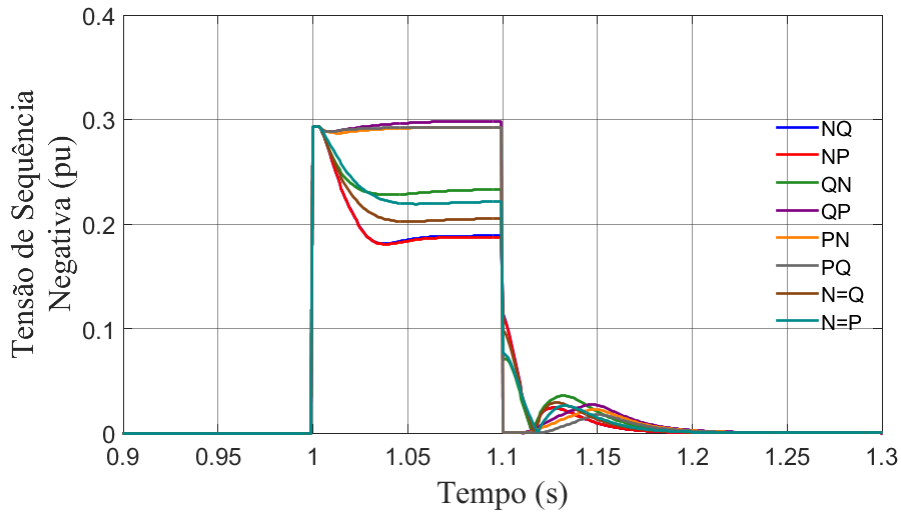


Figura 83: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Tensão de Sequência Negativa na barra 01.

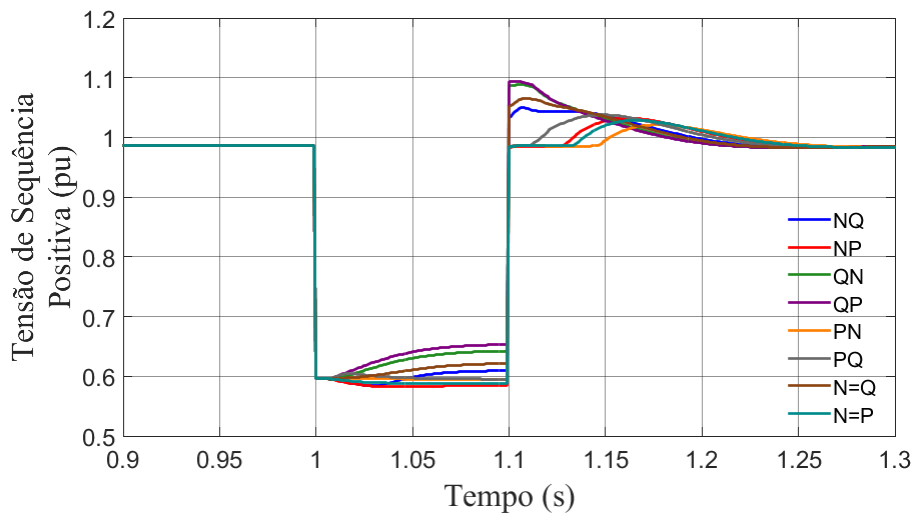


Figura 84: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Tensão de Sequência Positiva na barra 01.

A Figura 85 expressa a potência de saída da FGCEVI. A prioridade QP é aquela que mais injeta potência ativa durante o defeito (0.14 pu). A primeiro momento, isso pode causar estranheza devido às prioridades PQ, PN e N=P não serem as correntes que mais injetam potência ativa. No entanto, isso se deve às Funções de proteção do módulo REGC_A que reduzem a corrente ativa de saída durante afundamentos de tensão. Assim,

a prioridade QP, que possui o maior suporte de tensão, é aquela que injeta a maior quantidade potência ativa.

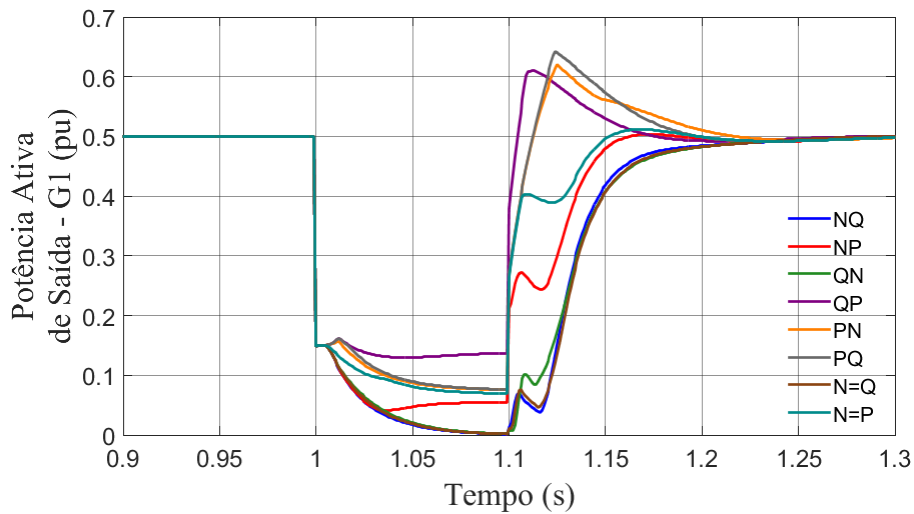


Figura 85: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Potência Ativa de Saída da FGCEVI.

A Figura 86 ilustra a diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa da LT02, terminal da Barra 05. As prioridades que mais corrigem a defasagem angular são aquelas que mais injetam correntes reativas de sequência negativa, conforme Figura 80. As prioridades PN, PQ e QP (cuja curva está sobreposta pela curva PQ), devido à falta de injeção de correntes reativas, não corrigem a defasagem angular.

De forma parecida com a Figura 86, a Figura 87 exemplifica a diferença angular entre correntes de sequência negativa e zero. As prioridades NQ, NP e N=Q mantêm a relação angular bem próxima de zero, o que é esperado para uma falta AG, com valores de $6,7^\circ$ para a prioridade NQ e NP e $12,4^\circ$ para prioridade N=Q. A prioridade QN leva a diferença angular a aproximadamente 25° , perto do limite de 30° para faltas AG na zona primária (sem ou baixa resistência de falta).

Os sinais de bloqueio da Função 67Q e sinal de sensibilização da Função 21 estão representados na Figura 88. Observa-se que as prioridades NQ, NP, QN, N=Q e N=P têm sua Função 67Q não bloqueada, enquanto as prioridades QP, PN e PQ bloqueadas. A Tabela 12 resume os dados dessa Figura. A proteção falharia em atuar nas prioridades QP, PN e PQ. Pode-se concluir que, para a segurança do sistema, as prioridades mais indicadas são a NQ, N=Q, NP e N=P. A prioridade QN, apesar de ter sensibilizado a função de proteção 67Q, pode falhar em casos que os parâmetros de injeção de potência reativa de sequência positiva sejam significativos, fazendo com que toda a capacidade do

conversor vá para o suprimento dessa corrente em detrimento de outras. A Função 67Q é desbloqueada em 11 ms para a prioridade NQ e NP, 12 ms para a prioridade QN e N=Q e 14 ms para N=P.

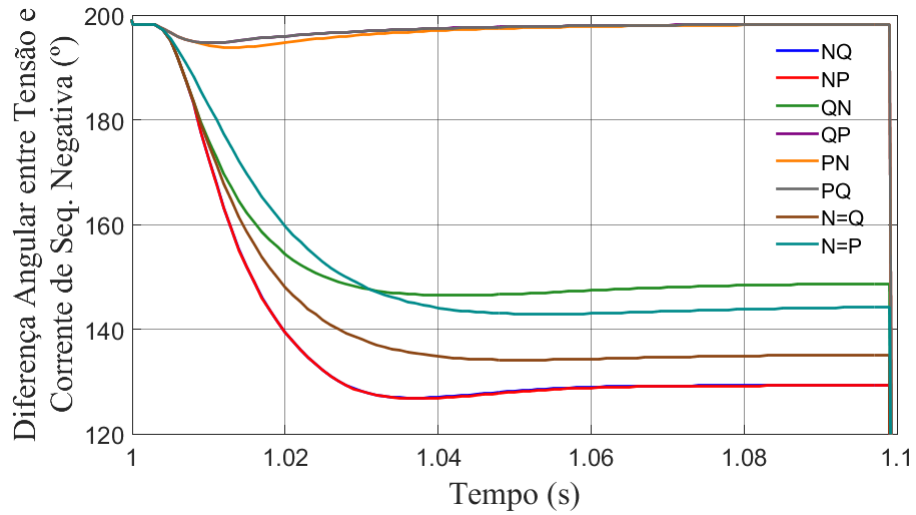


Figura 86: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Diferença angular entre corrente e tensão de seqüência negativa na LT02. Terminal da Barra 05.

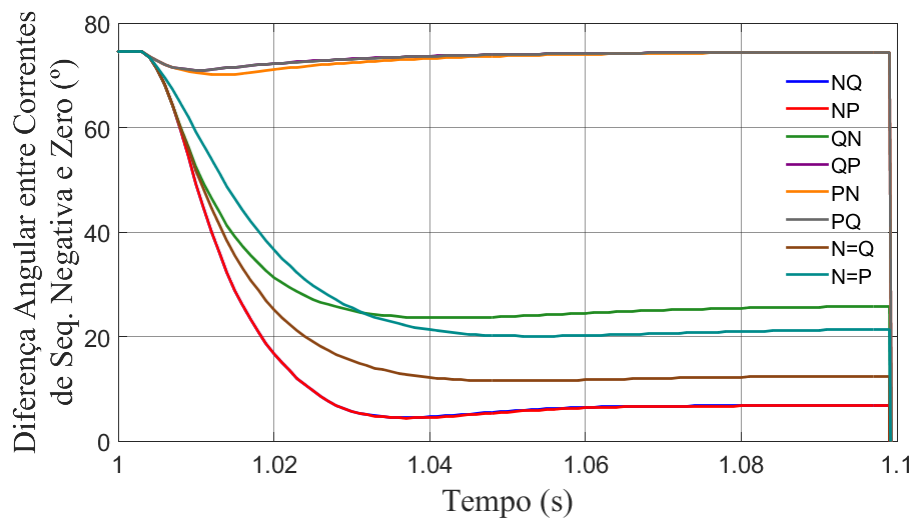


Figura 87: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Diferença angular entre correntes de seqüência negativa e zero na LT02. Terminal da Barra 05.

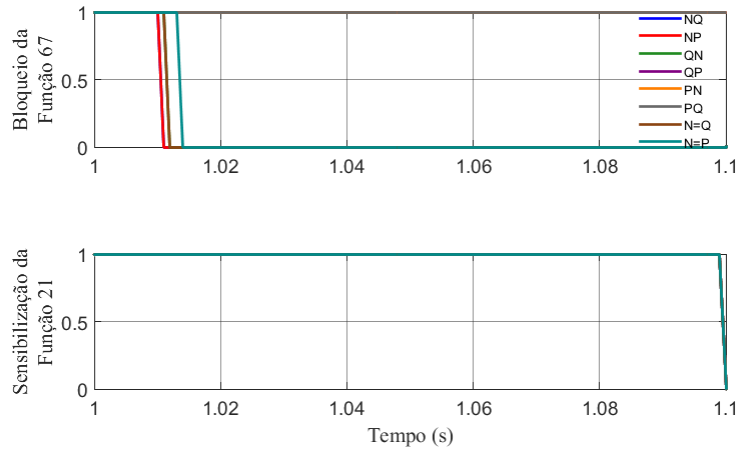


Figura 88: Comparação de diferentes prioridades de corrente – Sinais de Bloqueio da Função 67 e sensibilização da Função 21.

Tabela 12: Atuação da proteção para diferentes prioridades de corrente

Prioridade	Sensibilização dos Loops da Função 21						Bloqueio da Função 67	Proteção Atuaria?
	AG	BG	CG	AB	BC	CA		
NQ	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
NP	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
QN	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
QP	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não
PN	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não
PQ	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não
N=Q	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
N=P	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim

Com as análises das prioridades de corrente realizadas, a próxima análise compara a lógica de limitação de corrente simplificada com uma lógica de limitação completa.

5.1.3 – Comparação de Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa

Nessa subseção, foi comparada as lógicas de limitação de corrente simplificadas (Equações 26 a 32), usadas em [30][33-35] com as limitações completas (33 a 39) [37-38]. Nas Lógicas PQ, PN e QP, toda a corrente já é consumida para a parte de sequência positiva do sistema, logo não haveria diferença prática da lógica de limitação de corrente,

conforme Figura 67. Sendo assim, apenas os gráficos das prioridades NQ, NP, QN, N=Q e N=P serão mostrados. O mesmo evento das seções anteriores será aplicado.

A Figura 89 contém a comparação da lógica de limitação de corrente simplificada e completa na prioridade NQP nas grandezas de corrente de sequência negativa de saída do gerador 1, tensão de sequência positiva na barra 1 e potência ativa de saída do gerador 1. Observa-se que os valores são praticamente iguais, com mínima discrepância. Isso ocorre porque nesse caso, a diferença angular entre ângulo de corrente de sequência positiva e negativa se posiciona ao longo do tempo para valores próximos a zero.

A Figura 90 apresenta a comparação da lógica de limitação de corrente simplificada e completa na prioridade NPQ nas grandezas de corrente de sequência negativa de saída do gerador 1, tensão de sequência positiva na barra 1 e potência ativa de saída do gerador 1. Observa-se que os valores são praticamente iguais durante o curto, com a potência ativa com ligeiro valor maior. Isso ocorre porque nesse caso, a diferença angular entre ângulo de corrente de sequência positiva e negativa se posiciona aproximadamente em -95° , o que confere um pouco mais de capacidade ao conversor. No entanto, os controles de Low Voltage Power Logic e Low Voltage Active Current Management fazem com que essa diferença não seja expressiva devido à redução de corrente ativa dessas funções de proteção.

A Figura 91 mostra a comparação da lógica de limitação de corrente simplificada e completa na prioridade QNP nas grandezas de corrente de sequência negativa de saída do gerador 1, tensão de sequência positiva na barra 1 e potência ativa de saída do gerador 1. Observa-se que o valor de pico de corrente de sequência negativa no transitório atinge valores diferentes. Isso ocorre em consequência de, no transitório, devido à dinâmica da mudança de ângulo de sequência positiva, a diferença angular de correntes de sequência negativa e positiva chegar a -60° , valor que mais difere a performance da limitação completa e simplificada. No entanto, conforme a dinâmica vai avançando, esses valores ficam próximos do 0° .

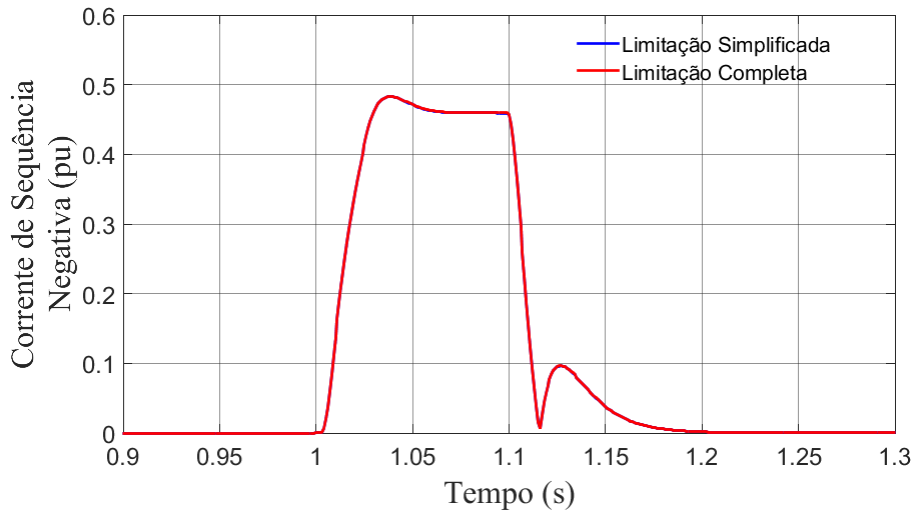
A Figura 92 exhibe a comparação da lógica de limitação de corrente simplificada e completa na prioridade N=Q nas grandezas de corrente de sequência negativa de saída do gerador 1, tensão de sequência positiva na barra 1 e potência ativa de saída do gerador 1. Observa-se que o valor de pico de corrente de sequência negativa no transitório atinge valores diferentes. As mesmas razões do caso anterior são aplicáveis a esse caso.

A Figura 93 revela a comparação da lógica de limitação de corrente simplificada e completa na prioridade N=P nas grandezas de corrente de sequência negativa de saída

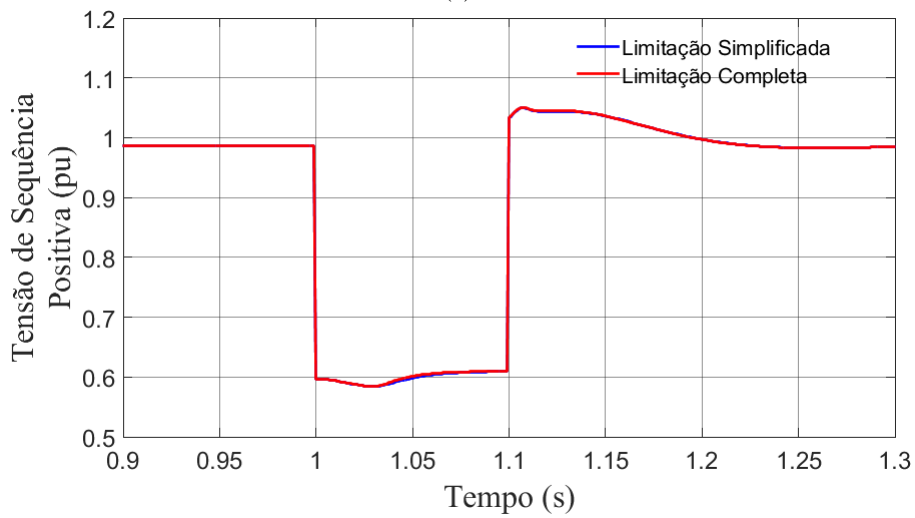
do gerador 1, tensão de sequência positiva na barra 1 e potência ativa de saída do gerador 1. Observa-se que o valor de corrente de sequência negativa mantém valores ligeiramente superiores na limitação completa em relação à lógica simplificada. Isso ocorre porque a diferença angular das correntes fica em aproximadamente -100° , o que permite uma injeção maior de correntes.

Com essas simulações, mostra-se que a lógica de limitação de corrente simplificada apresentada em [30][33-35] é altamente razoável para simulações. A Lógica de limitação completa no sistema teste levou o sistema a possuir tempos de simulação até 20% maiores que a limitação simplificada. Isso ocorre devido à maior complexidade dessa limitação. Isso é mitigado para sistemas maiores, uma vez que nesse sistema, a planta fotovoltaica responde pela maioria dos estados dinâmicos. Em nenhuma das simulações realizadas nesse trabalho, a lógica de limitação completa mudou a conclusão de alguma simulação como a operação ou não de alguma função de proteção. De fato, conforme Figura 67, só há significativa corrente adicional quando a diferença angular de corrente negativa e positiva for 60° (ou -180° , -60° , 180°) e se as correntes de comando de sequência positiva e negativa estarem com valor fora das proximidades de zero e um (em relação à corrente máxima).

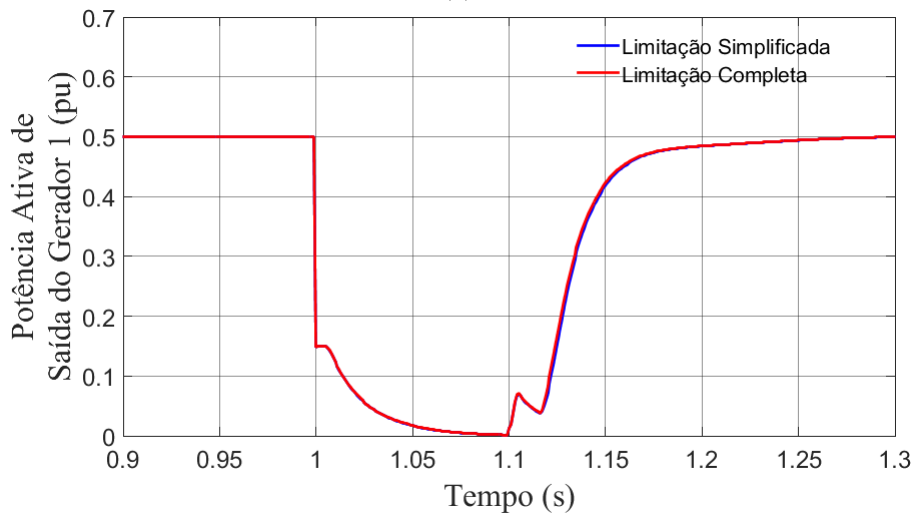
Com essa subseção, foram terminadas as simulações envolvendo o sistema teste de 2 barras.



(a)

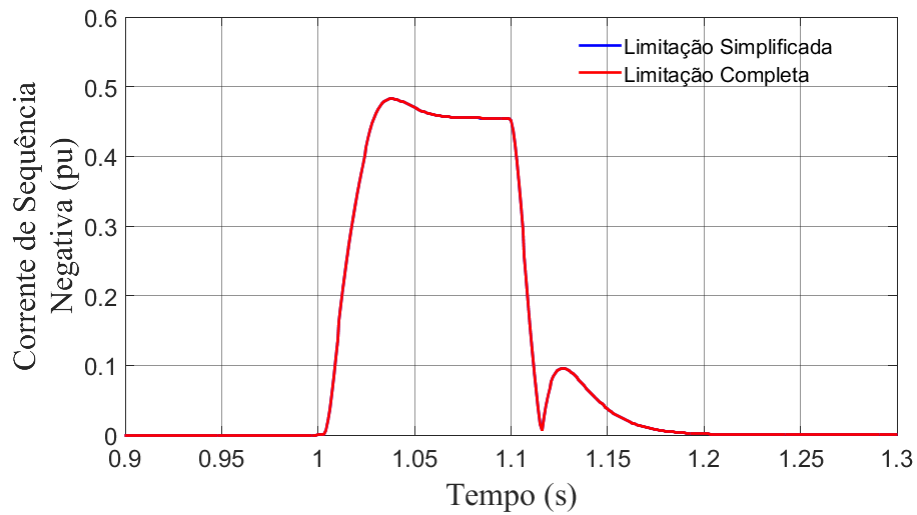


(b)

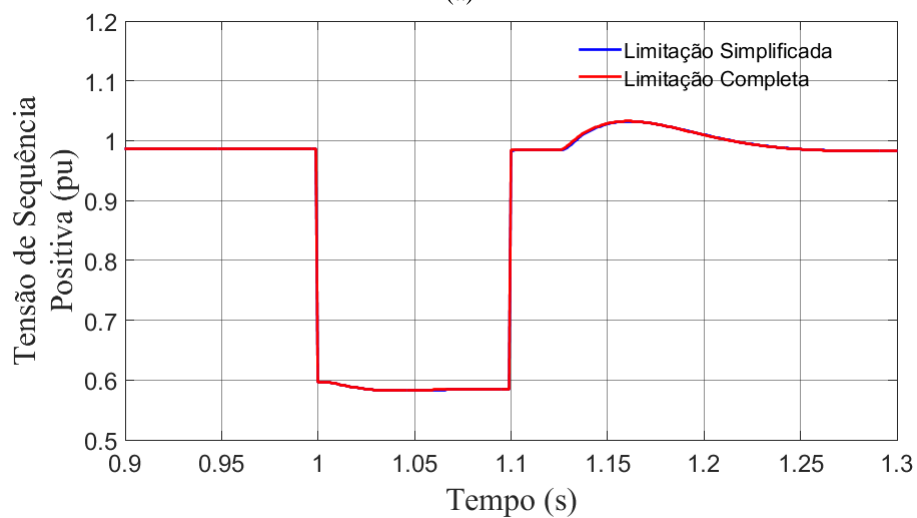


(c)

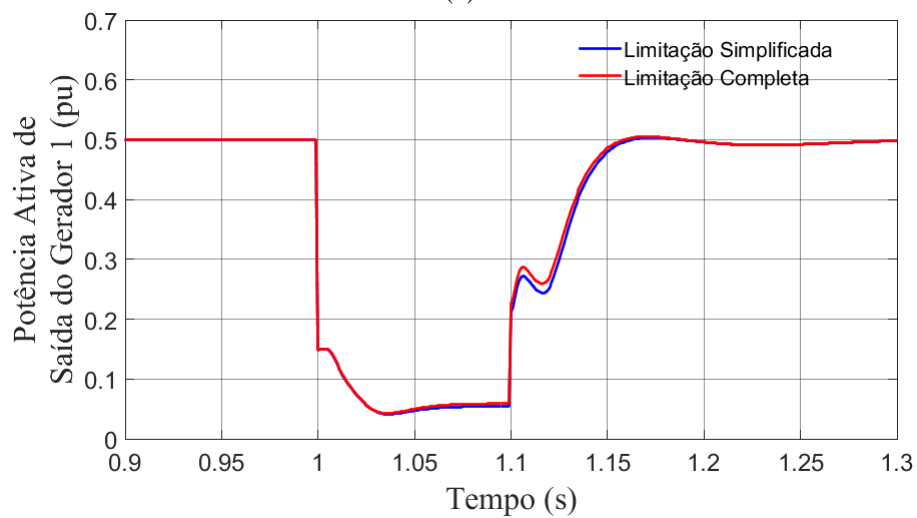
Figura 89: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa – Prioridade NQ.
 (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.



(a)

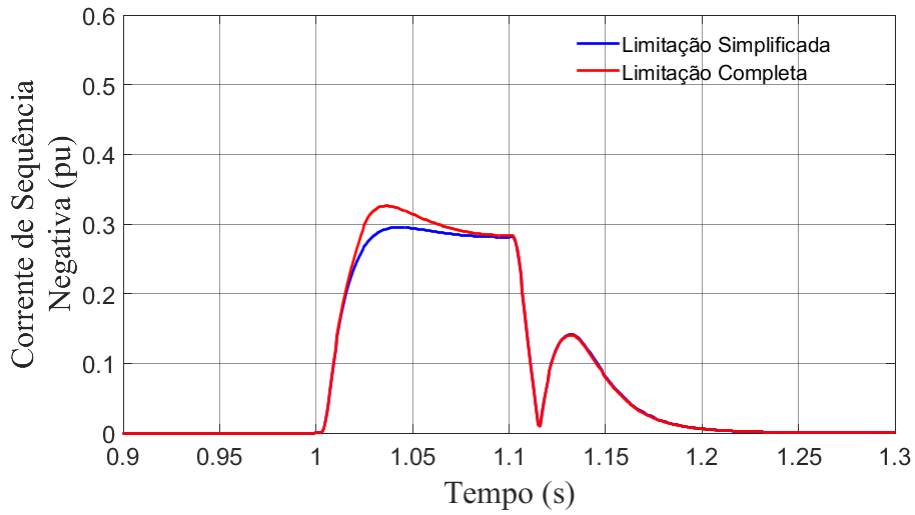


(b)

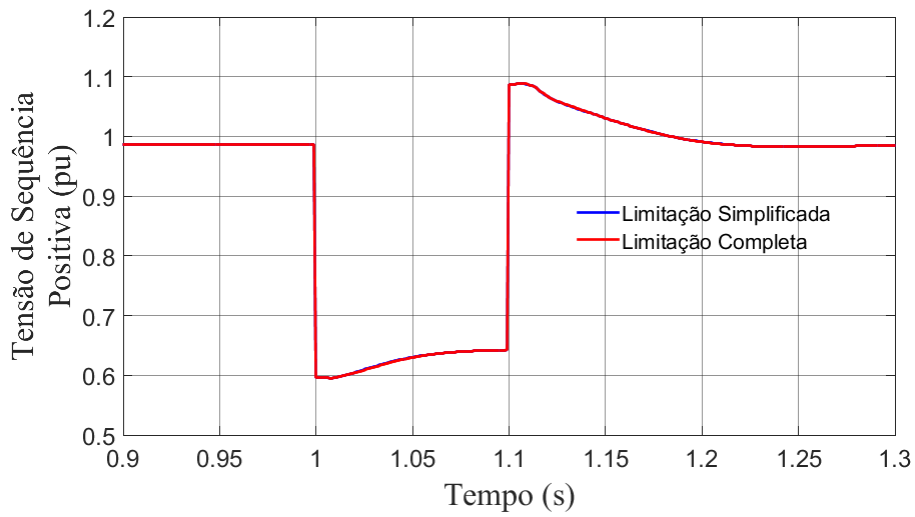


(c)

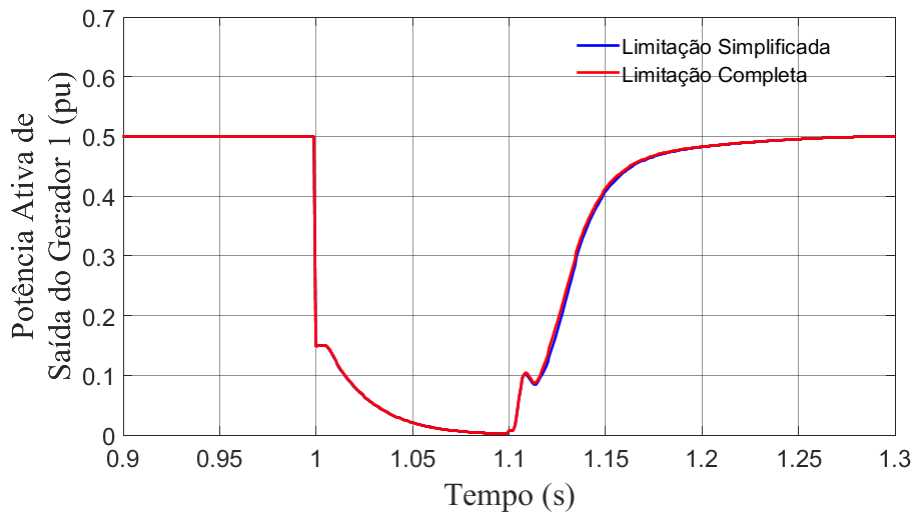
Figura 90: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa - Prioridade NP
 (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.



(a)

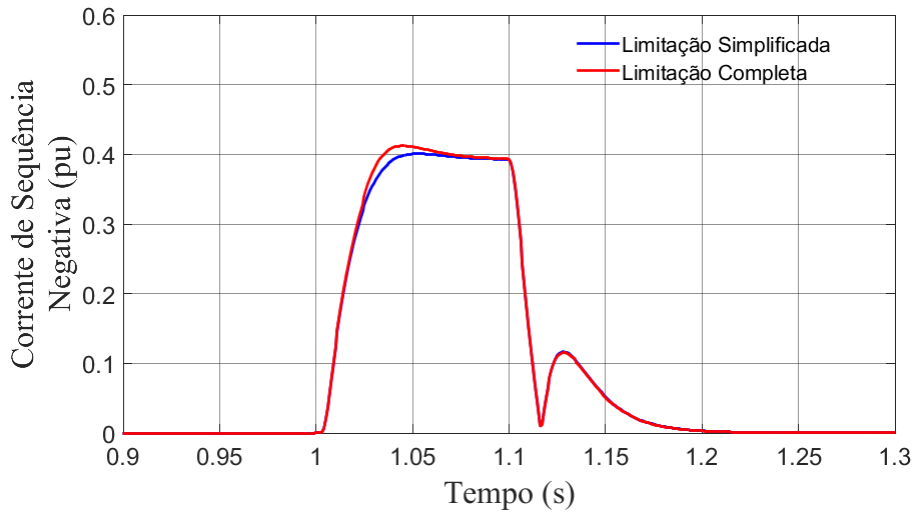


(b)

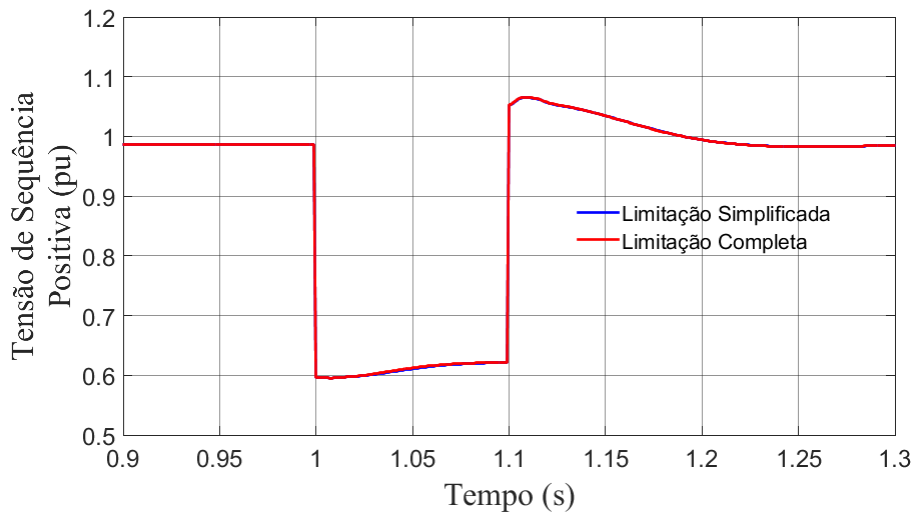


(c)

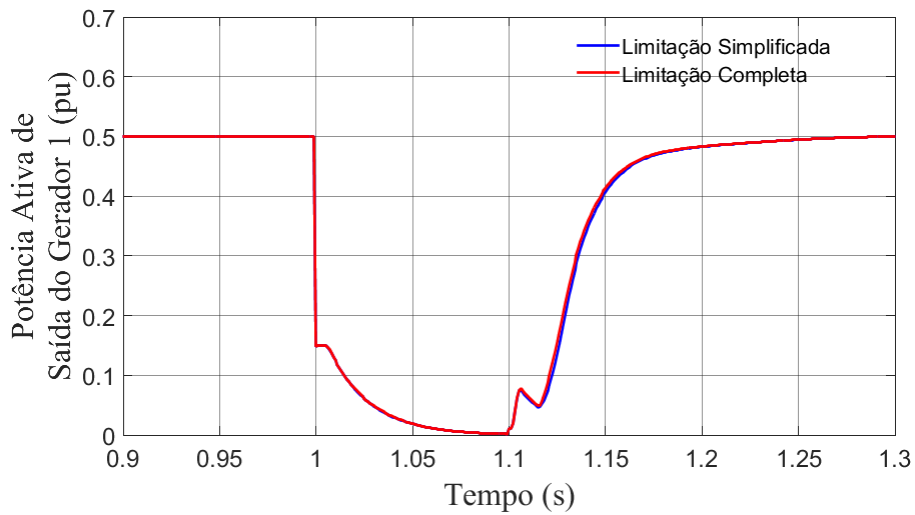
Figura 91: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa – Prioridade QN.
 (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.



(a)

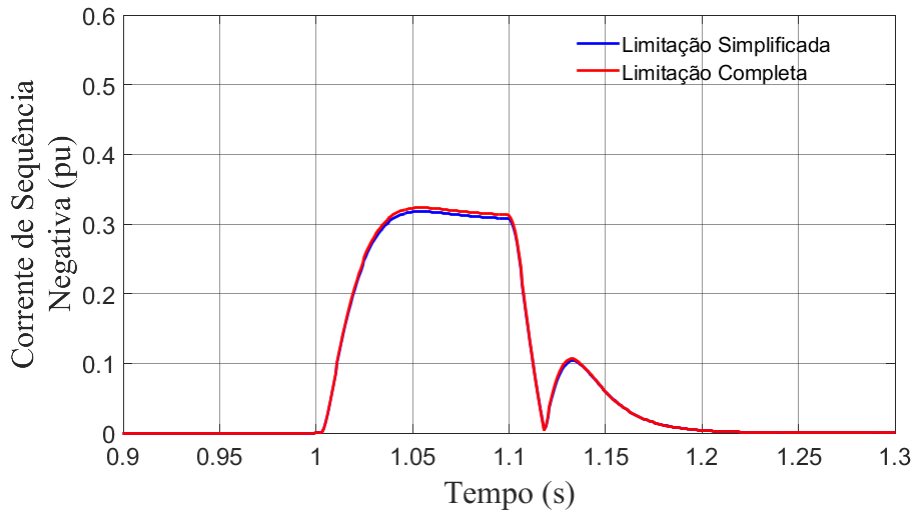


(b)

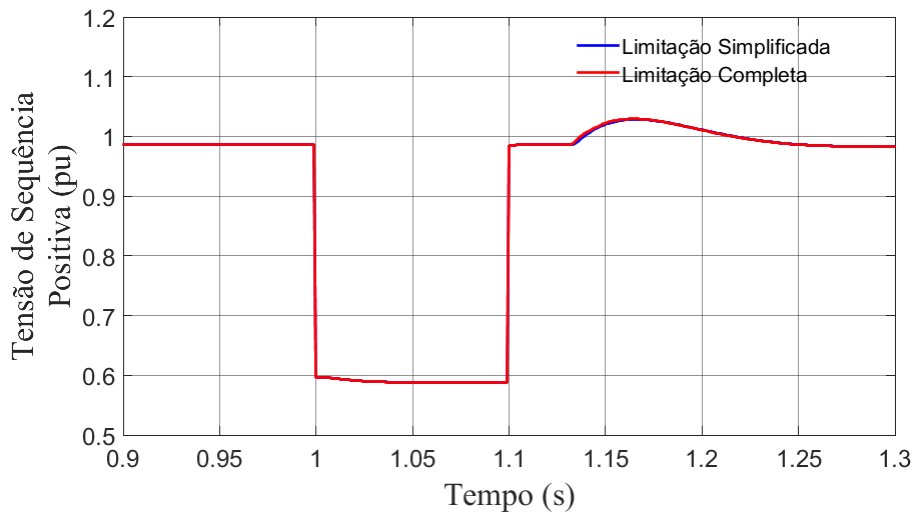


(c)

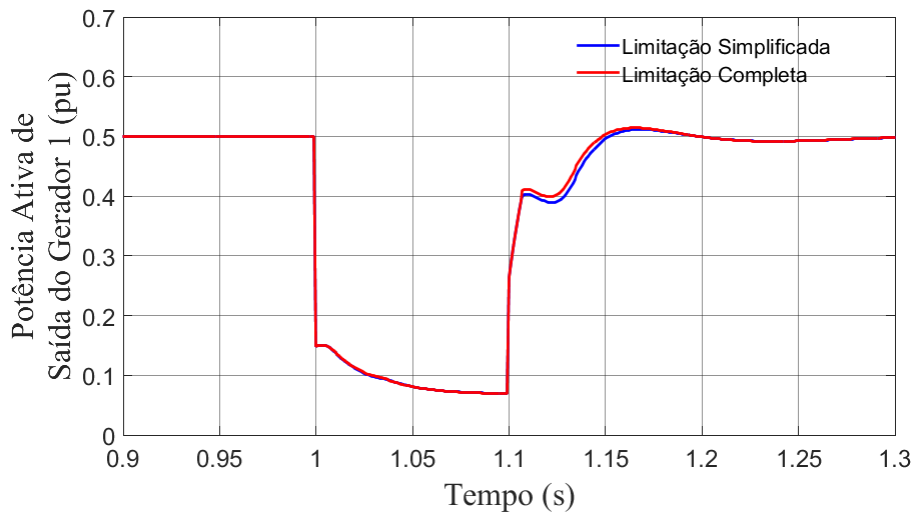
Figura 92: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa – Prioridade $N=Q$. (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.



(a)



(b)



(c)

Figura 93: Comparação da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa – Prioridade $N=P$. (a) Corrente de Sequência Negativa de G1. (b) Tensão de Sequência Positiva na Barra 1. (c) Potência ativa de saída de G1.

5.2 – Sistema Equivalente de parte do Sistema Interligado Nacional

Nessa seção, o estudo de uma área de parte do sistema interligado nacional foi feito. Essa área está localizada no Mato Grosso do Sul, no centro-oeste brasileiro. O diagrama unifilar do sistema é dado pela Figura 94.

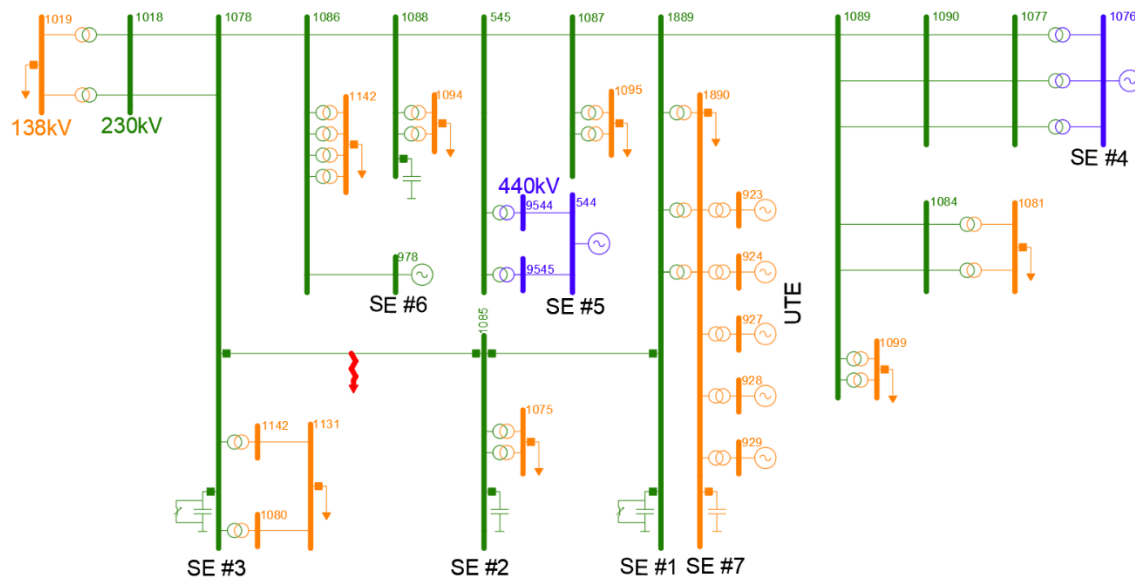


Figura 94: Sistema equivalente de parte do SIN .

Na simulação envolvendo esse sistema, os geradores da SE#4, SE#5 e SE#6 são equivalentes dinâmicos clássicos de grande capacidade [63] que modelam a conexão dessa área com o SIN. A carga do Sistema é 623 MW e a Geração é de 646 MW, com perdas de aproximadamente 23 MW. Os dados de barra de regime permanente estão mostrados no apêndice B, assim como os dados dinâmicos.

As cinco unidades geradoras térmicas conectadas na SE#7 poderão ser modificadas para uma FGCEVI sem injeção de corrente de sequência negativa e com injeção de correntes de sequência negativa. O controle dessas FGCEVI é o controle local de tensão e controle a nível planta de potência ativa para sobrefrequência. Funções de proteção 21 (característica mho com seis loops de falta) com 3 zonas estão conectados em ambos os terminais da LT que conecta a SE#2 com a SE#3. Essa função de proteção é supervisionada por um elemento de supervisão direcional de sequência negativa. Nessa simulação, o ângulo máximo para que a falta seja considerada direta pelo elemento 67Q é 175°. A proteção está em modo de alarme.

Um curto-circuito monofásico é aplicado na fase “a” no meio da LT SE#2-SE#3 por 100 ms. Será observada a atuação (ou não) das funções de proteção.

Dado a característica malhada do sistema, bem como os equivalentes são fontes fortes com baixa impedância de sequência negativa, para intensificar os efeitos da troca da UTE para uma FGCEVI na função de proteção 67Q, as impedâncias de sequência negativa desses equivalentes foram aumentadas.

Quando a FGCEVI possuir injeção de correntes reativas de sequência negativa, a prioridade utilizada será a N=Q com lógica de limitação completa, sendo $K_{neg} = 2$.

A Figura 95 apresenta a corrente de sequência negativa de saída do gerador 924, que é parte da planta estudada. Observa-se que o sistema com FGCEVI com injeção de correntes de sequência negativa injeta valores de corrente que se estabilizam na faixa de 0.32 pu. Nesse sistema, o tempo de subida foi de 20 ms enquanto o máximo overshoot ocorreu em 0.3669 pu. O tempo de assentamento ocorre em 75 ms.

A Figura 96 expõe a tensão de sequência negativa no terminal da barra 924. Observa-se que, devido à necessidade de aumento das impedâncias de sequência negativa para observar o fenômeno, no caso de FGCEVI sem injeção de I2, as tensões de sequência negativa assumem valores acima de 0.6 pu. Com injeção de correntes de sequência negativa, a FGCEVI há uma redução significativa do desequilíbrio nos terminais do gerador, com a tensão de sequência negativa indo de 0.6 pu para 0.3 pu. No entanto, após a retirada do curto, a injeção de correntes de sequência negativa provoca um aumento para valores próximos de 0.43 pu devido às altas impedâncias de sequência negativa do sistema, que fazem com que correntes dessa sequência produzam grandes tensões dessa mesma sequência. Observa-se que, quando as plantas geradoras das barras 923 a 929 são máquinas síncronas, a tensão de sequência negativa assume valores baixos devido a esses geradores possuírem caminhos de baixa impedância dessa sequência.

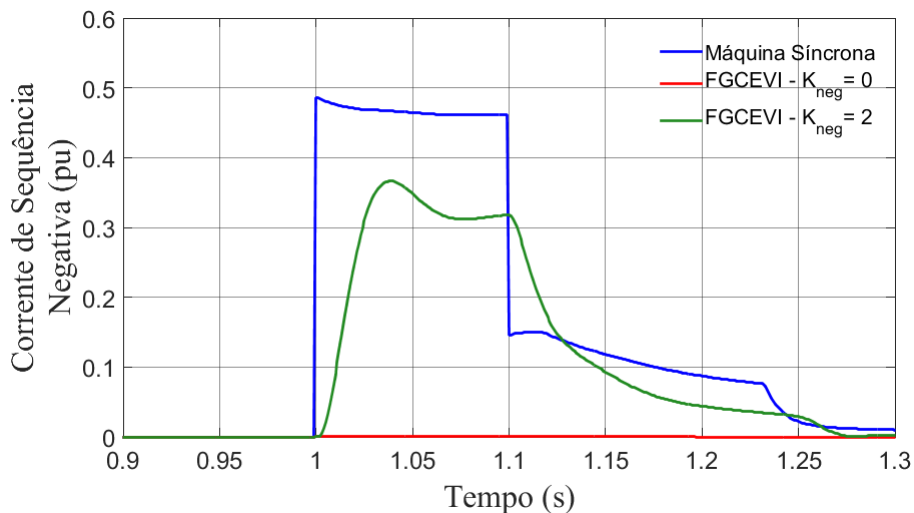


Figura 95: Corrente de Sequência Negativa injetado por uma das plantas do parque estudado.

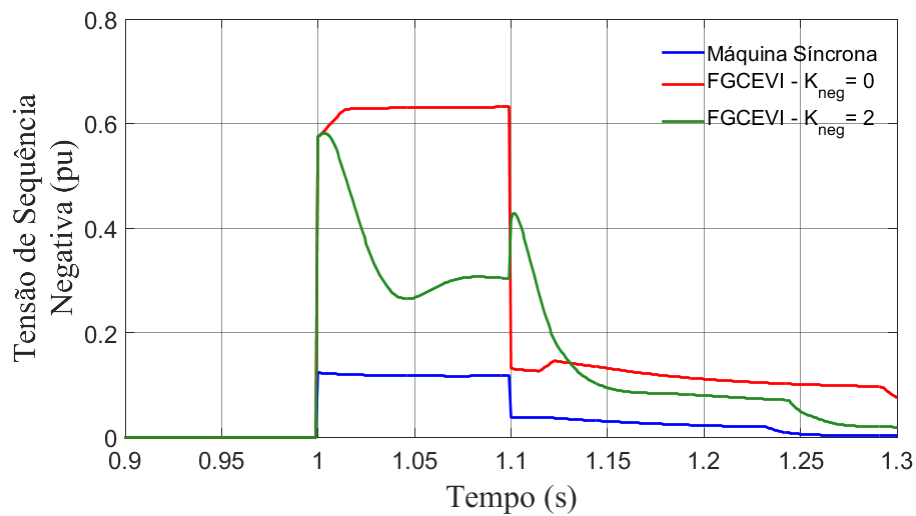


Figura 96: Tensão de Sequência Negativa nos terminais de uma das plantas do parque estudado.

Na Figura 97, consta a tensão de sequência positiva nos terminais da barra 924. Na Figura 98, pode-se observar as tensões da fase “a”, “b” e “c” nos terminais da barra 924. Segundo procedimentos de rede do ONS, a curva de VRT deve ser respeitada para a fase que sofre maior variação de tensão, que é a fase “a”, que chega a 1.38 pu. Sem injeção de correntes de sequência negativa, há uma violação de VRT por baixa de tensão e com injeção de correntes dessa sequência, há violação do limite superior. No entanto, isso ocorre devido à mudança da impedância dos geradores equivalentes do sistema, tornando um sistema um caminho de alta impedância para a sequência negativa. Dessa forma, esse não é um caso propício para se analisar a adequação às curvas de VRT. Deve-se ressaltar também que a curva de FRT definida pelos operadores de transmissão é uma curva mínima e há inversores com maior capacidade.

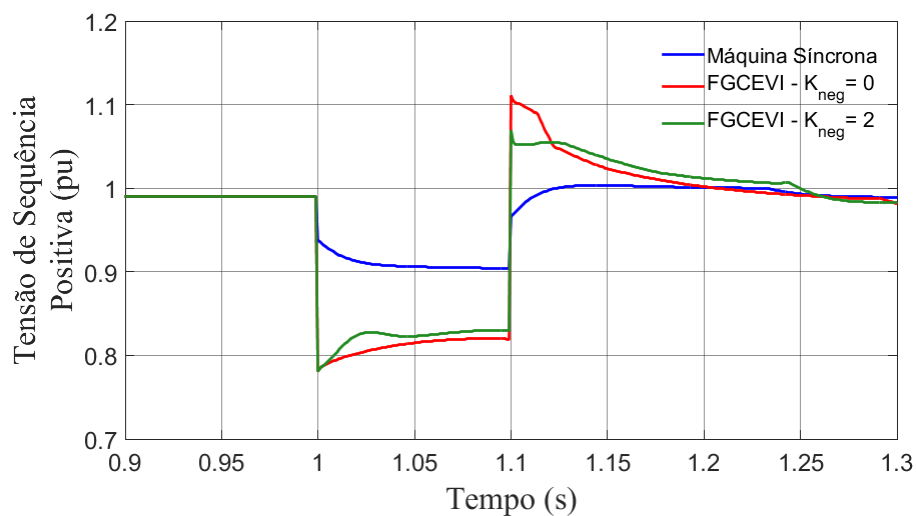
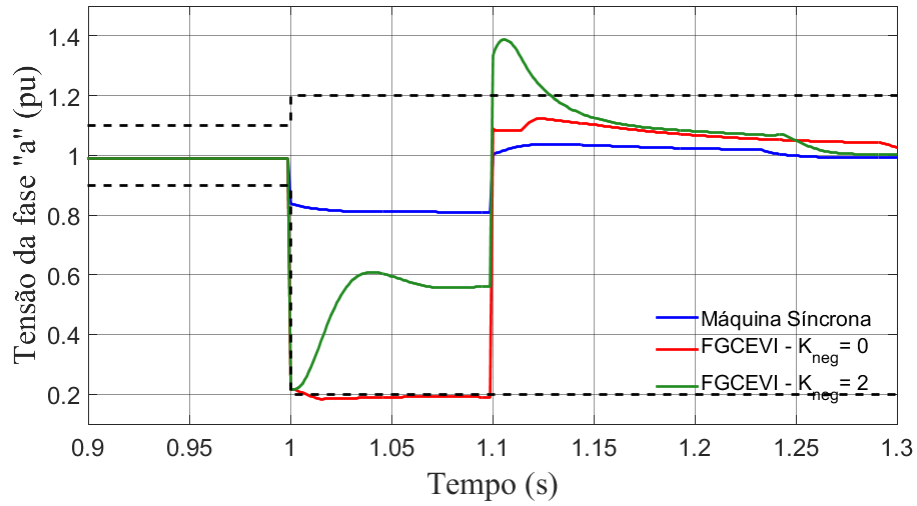
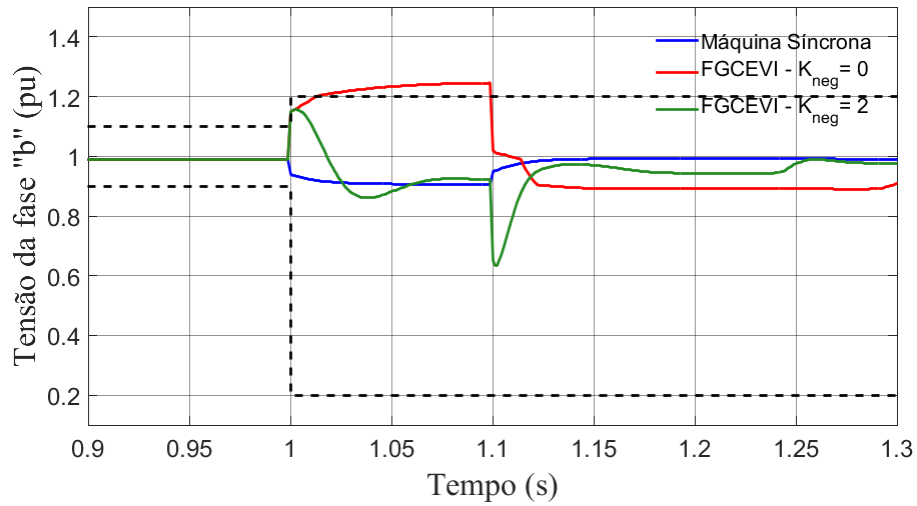


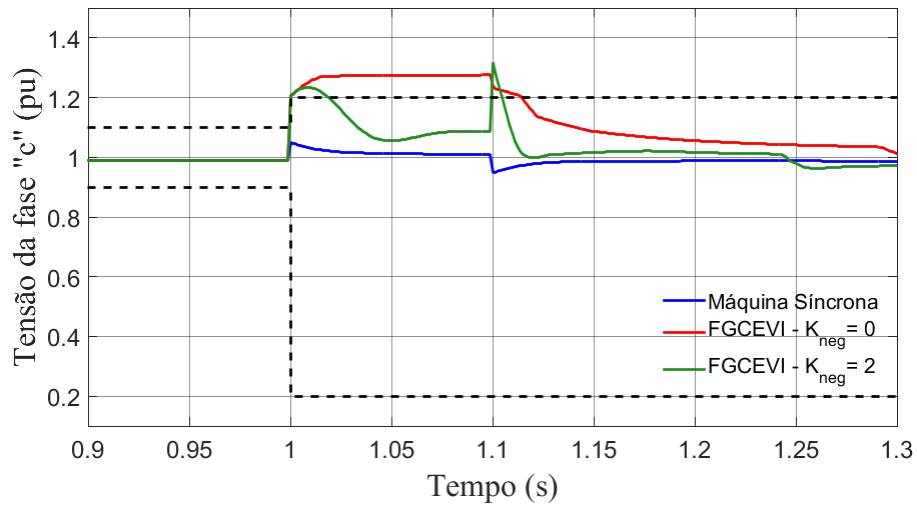
Figura 97: Tensão de Sequência Positiva nos terminais de uma das plantas do parque estudado.



(a)



(b)

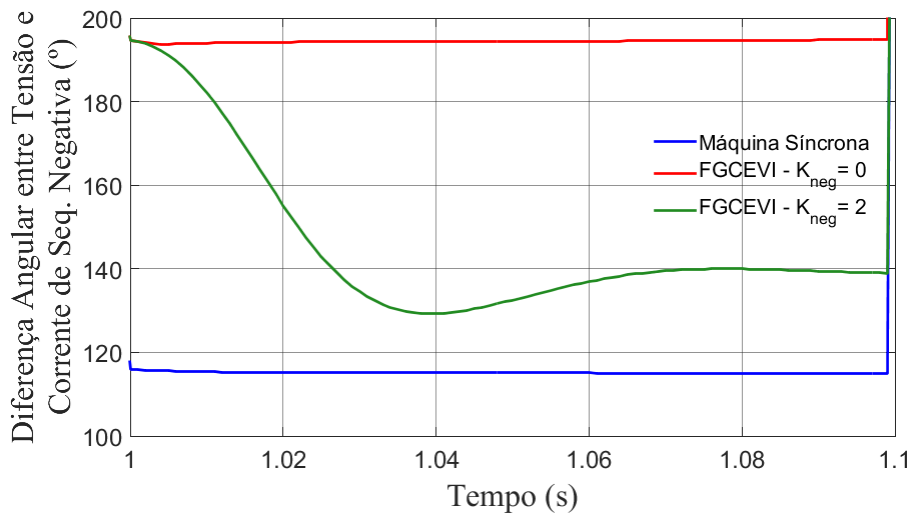


(c)

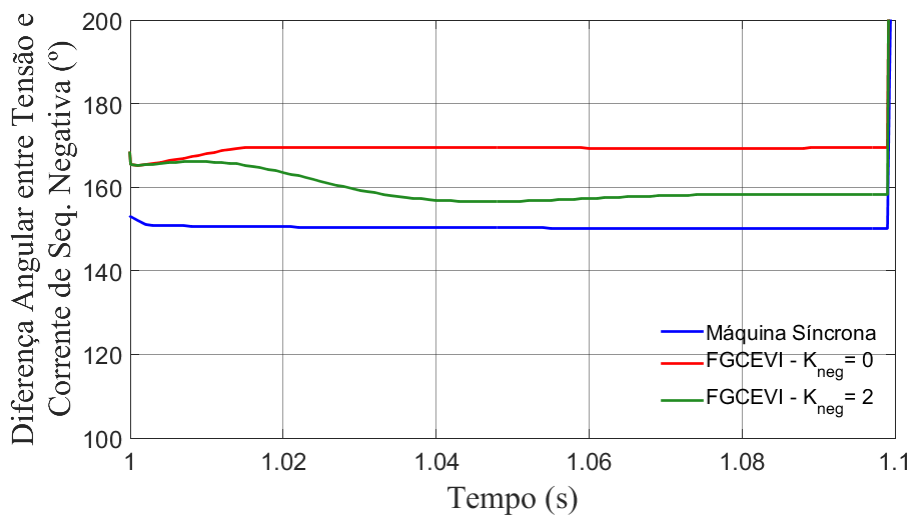
Figura 98: Tensões nas fases da Barra 924. (a) Fase "a". (b) Fase "b". (c) Fase "c".

A Figura 99(a) contém a diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT SE#2-SE#3, no terminal da SE#2. Sem injeção de correntes de sequência negativa, essa diferença angular fica em 195° , o que causa falha de sensibilização da Função 67Q. Com $K_{neg}=2$, a função de proteção é sensibilizada devido a diferença angular estar na faixa de 130° a 140° . Com máquinas síncronas, essa diferença fica em torno de 115° .

A Figura 99(b) reproduz a mesma grandeza, agora no terminal da SE#3. A proteção atuaria nos três casos, apesar do caso sem injeção de correntes de sequência negativa estar a uma diferença angular de aproximados 170° , próximo ao limite de 175° . Com $K_{neg}=2$, esse valor vai para 158° e com máquinas síncronas, esse valor se estabiliza em 150° .



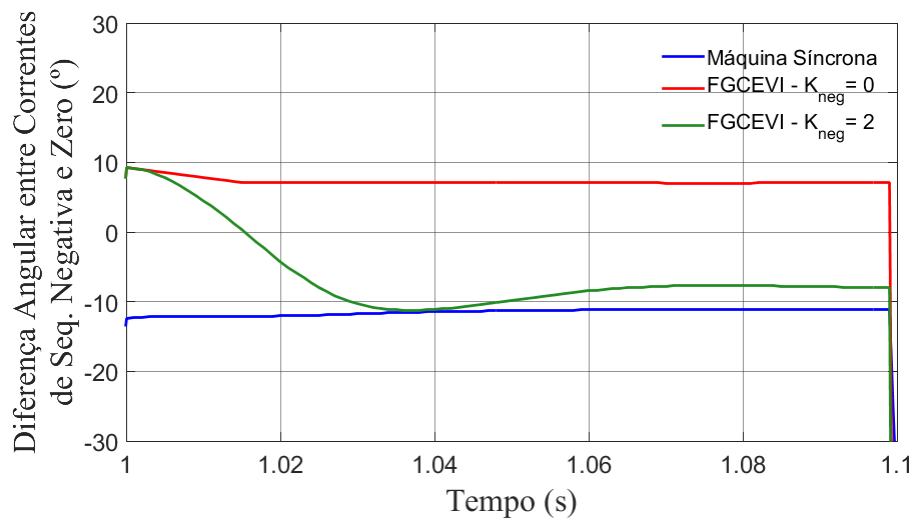
(a)



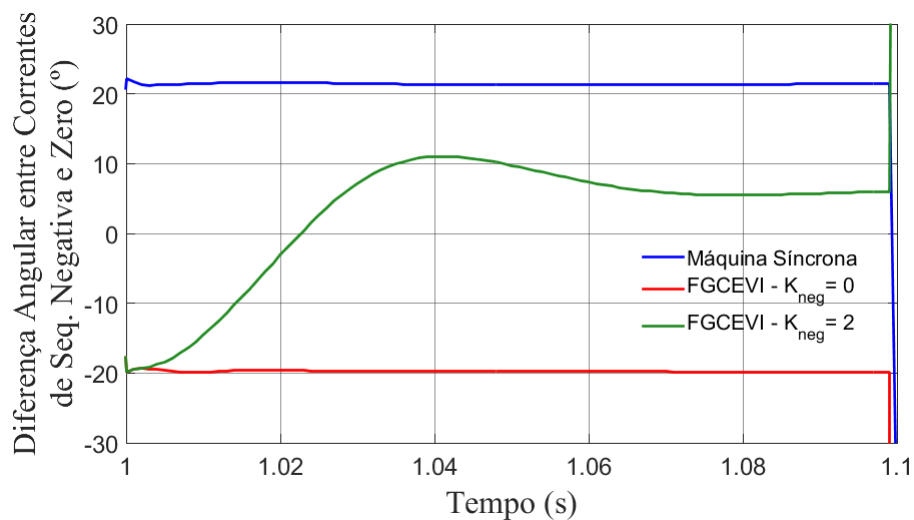
(b)

Figura 99: Diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT SE#2-SE#3. (a) Terminal da SE#2. (b) Terminal da SE#3.

A Figura 100(a) expressa a diferença angular entre correntes de sequência negativa e zero na LT SE#2-SE#3 no terminal da SE#2 enquanto a Figura 100(b) apresenta a mesma grandeza no terminal da SE#3. Em ambos os casos, essa diferença angular encontra-se na região correta de uma fase AG no setor primário (entre -30° a $+30^\circ$). A Injeção de correntes de sequência negativa faz com que a curva se aproxime mais da curva com máquina síncrona.



(a)

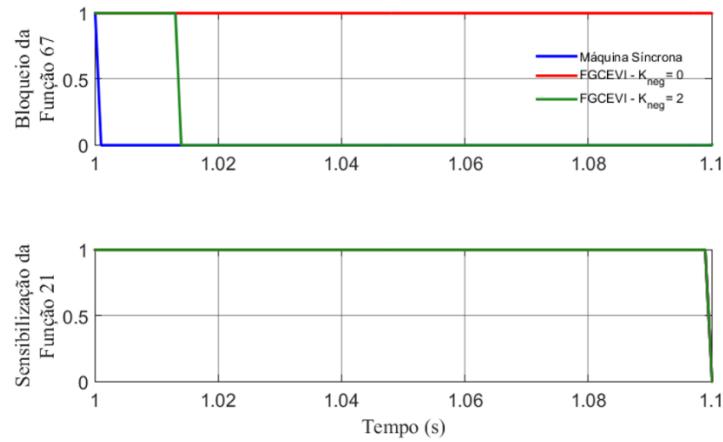


(b)

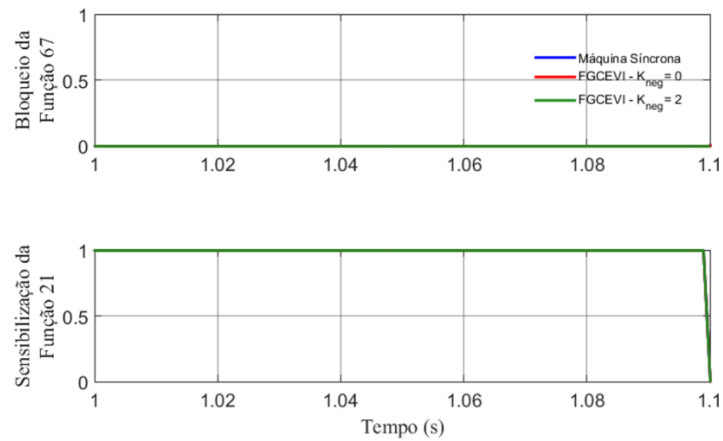
Figura 100: Diferença angular entre correntes de sequência negativa e zero na LT SE#2-SE#3. (a) Terminal da SE#2. (b) Terminal da SE#3.

Por fim, na Figura 101(a) pode-se constatar o bloqueio da Função 67Q no caso de FGCEVI sem injeção de correntes de sequência negativa na SE#2, o que não ocorre quando há injeção dessas correntes (há um desbloqueio em 14 ms). A Figura 101(b) mostra o mesmo gráfico no terminal da SE#3. A Tabela 13 resume esses dados. Se um esquema de teleproteção POTT estivesse implementado nesse circuito, não haveria abertura da LT

pois haveria trip apenas da proteção no terminal da barra 16, causando falha de proteção. Com esse caso finalizado, o próximo caso a ser estudado é o caso do Sistema New England ou IEEE – 39 barras.



(a)



(b)

Figura 101: Sinais de Bloqueio da Função 67 e sensibilização da Função 21. (a) Proteção na SE#2. (b) Proteção na SE#3.

Tabela 13: Atuação da proteção na LT SE#2-SE#3

Caso	SE	Sensibilização dos Loops da Função 21						Bloqueio da Função 67	Proteção Atuará?
		AG	BG	CG	AB	BC	CA		
Síncrono	#2	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
FGCEVI $K_{neg} = 0$	#2	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não
FGCEVI $K_{neg} = 2$	#2	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
Síncrono	#3	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
FGCEVI $K_{neg} = 0$	#3	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
FGCEVI $K_{neg} = 2$	#3	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim

5.3 – Sistema IEEE New England

O sistema New England é uma rede elétrica que modela o leste dos Estados Unidos em um sistema de 39 barras e 10 geradores, conforme diagrama unifilar da Figura 102 sendo o gerador conectado à barra 39 um equivalente de alta capacidade da parte oeste do país. O sistema possui geração de 6193 MW e carga de 6150 MW, com perdas de 43 MW. Nessas simulações, as plantas geradoras conectadas às barras 33, 34, 35 e 36 podem ser máquinas síncronas ou FGCEVI. Esses geradores somam 2350 MW, o correspondente a 38% da geração total. Os transformadores do diagrama conectados aos geradores são Δ do lado do gerador e Y aterrado lado da rede. Para compatibilizar a modelagem de FGCEVI em regime permanente (Figura 30) com o sistema, nos terminais da barra 33, 34, 35 e 36, foram conectados um ramal coletor e um trafo Yg do lado do conversor e Δ do lado do coletor com impedâncias desprezíveis. Os dados de barra, de linha e dados de parâmetros de controle estão dados no Apêndice C.

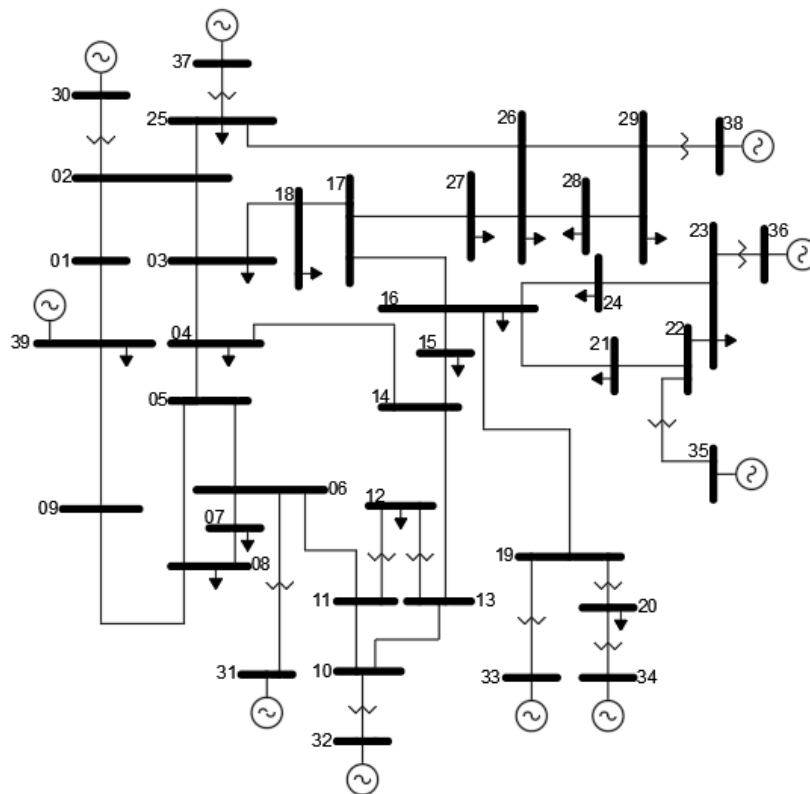


Figura 102: Diagrama unifilar do sistema New England.

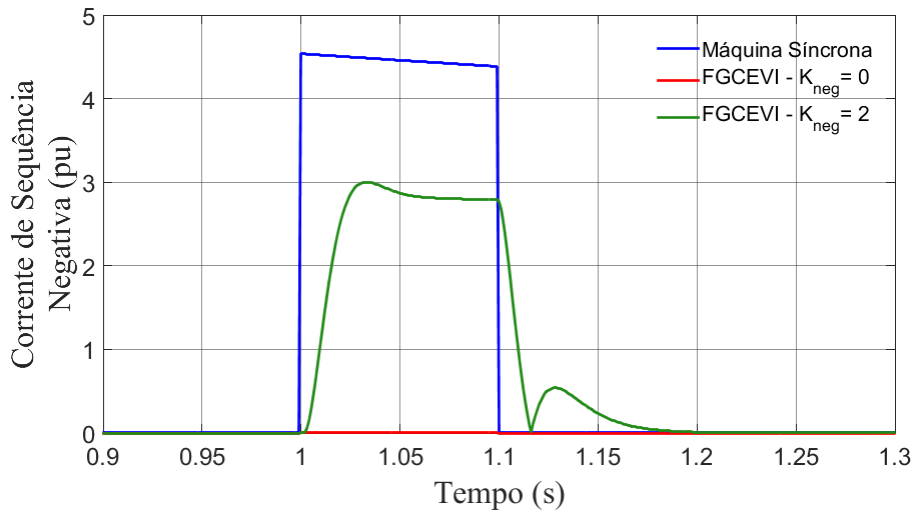
Três casos são comparados. Um em que os geradores das barras 33 a 36 são máquinas síncronas, um caso onde esses geradores são FGCEVI sem injeção de correntes de sequência negativa e um último caso onde há injeção de correntes de sequência negativa.

No sistema New England, serão estudados curtos em duas localizações (LT 16-19 e LT 16-24) e dois tipos de falta (bifásica com e sem terra). Na seção 5.3.1, o curto circuito bifásico sem terra é aplicado na LT 16-19 e a proteção está em modo de alarme. Na seção 5.3.2, o curto circuito bifásico com terra é aplicado na LT 16-24 e a proteção está em modo operação, com esquema POTT implementado nessa LT.

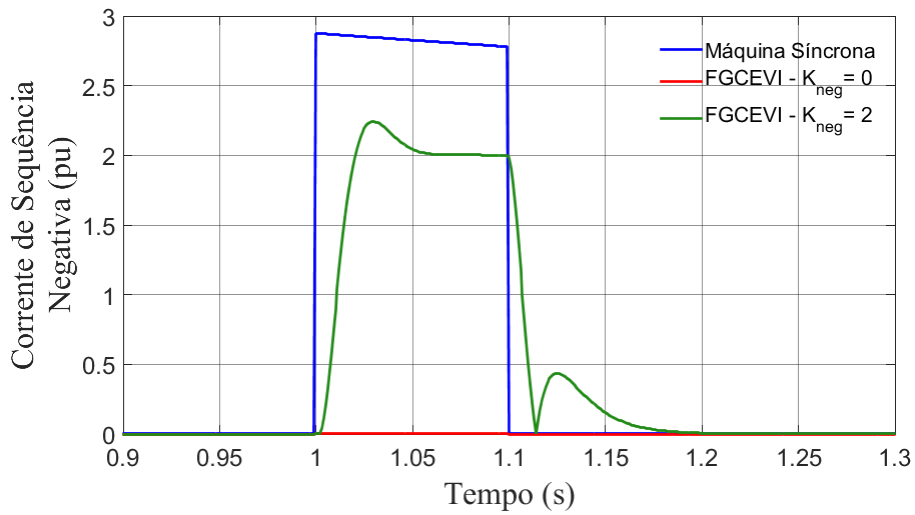
5.3.1 – Curto Bifásico Sem Terra na LT 16-19

O primeiro evento a ser aplicado nesse sistema é um curto bifásico (BC) sem terra no meio da LT 16-19 durante 100 ms. Funções de proteção de distância (característica mho com os seis loops de falta) com as três zonas são supervisionados pela função de proteção 67Q posicionadas nos dois terminais dessa LT. Nessa simulação, o ângulo máximo para que a falta seja considerada direta pelo elemento 67Q é 175°. A proteção está em modo de alarme. Quando os geradores das barras 33 a 36 forem uma FGCEVI, a prioridade utilizada será NQ com lógica de limitação de corrente simplificada.

Na Figura 103, consta a corrente de sequência negativa de saída dos geradores conectados à barra 33 e barra 34. O tempo de subida do caso FGCEVI com injeção de correntes de sequência negativa no gerador da barra 33 foi de aproximadamente 15 ms, com máximo overshoot de 7.6% e tempo de assentamento de 55 ms. Quanto ao gerador da barra 34, o tempo de subida foi de 14 ms, com máximo overshoot de 12% e tempo de assentamento de 51 ms. A Figura 104 mostra a tensão de sequência negativa no terminal do gerador G33, enquanto a Figura 105 mostra a tensão de sequência positiva no caso de FGCEVI. Observa-se que a tensão de sequência positiva com injeção de correntes reativas é menor em cerca de 0.08 pu. Isso se deve principalmente à redução de tensão de sequência negativa de aproximadamente 0.18 pu que se reflete em parte também na tensão de sequência positiva.



(a)



(b)

Figura 103: Corrente de Sequência Negativa de Saída. (a) G33. (b) G34.

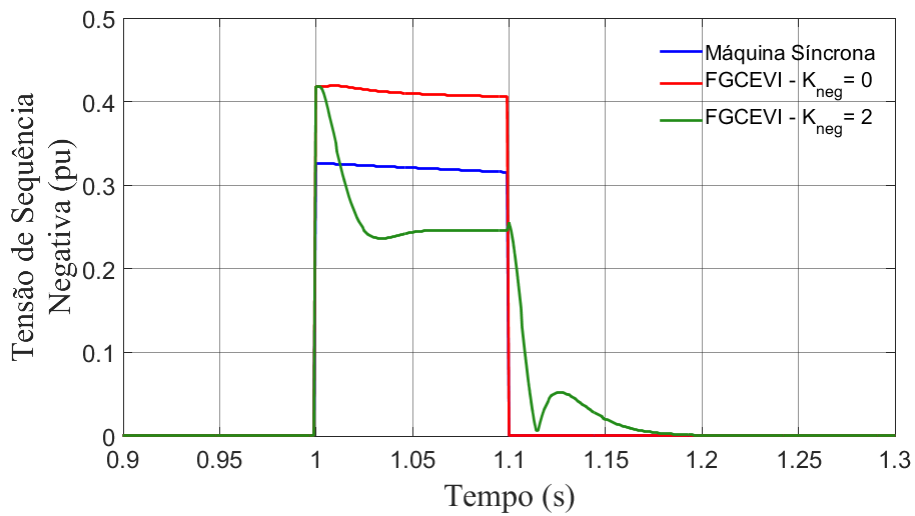


Figura 104: Tensão de Sequência Negativa na Barra 33.

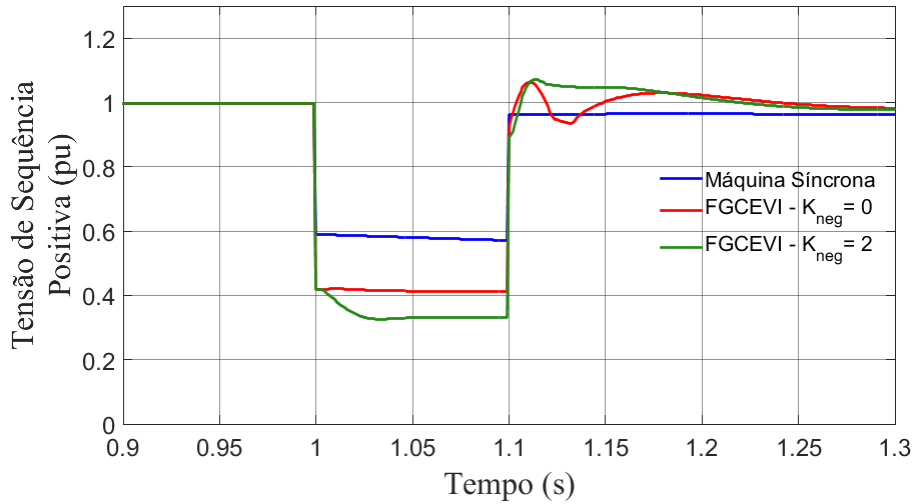
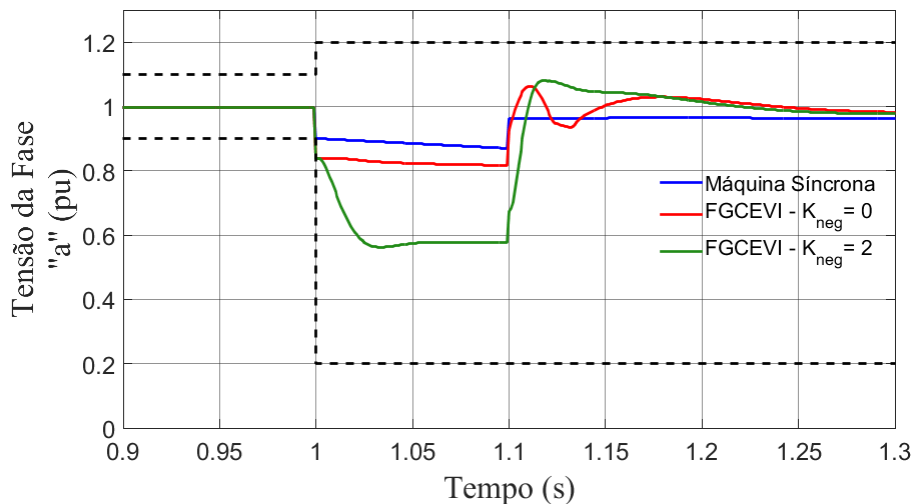


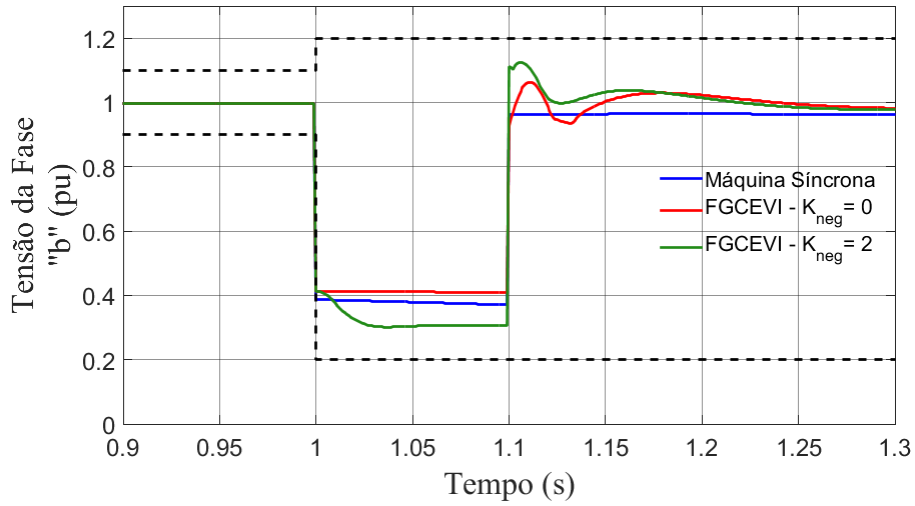
Figura 105: Tensão de Sequência Positiva na Barra 33.

A Figura 106 apresenta as tensões nas fases “a”, “b” e “c” do sistema. Observa-se que não há uma violação da curva de VRT inferior ambos os casos com FGCEVI. No entanto, no caso com injeção de correntes assimétricas, os níveis de tensão ficam menores. Isso se deve principalmente à redução de tensões de sequência negativa (0.42 pu para 0.25 pu) conforme injeta-se correntes dessa sequência, o que se reflete na tensão de sequência positiva e suas respectivas fases.

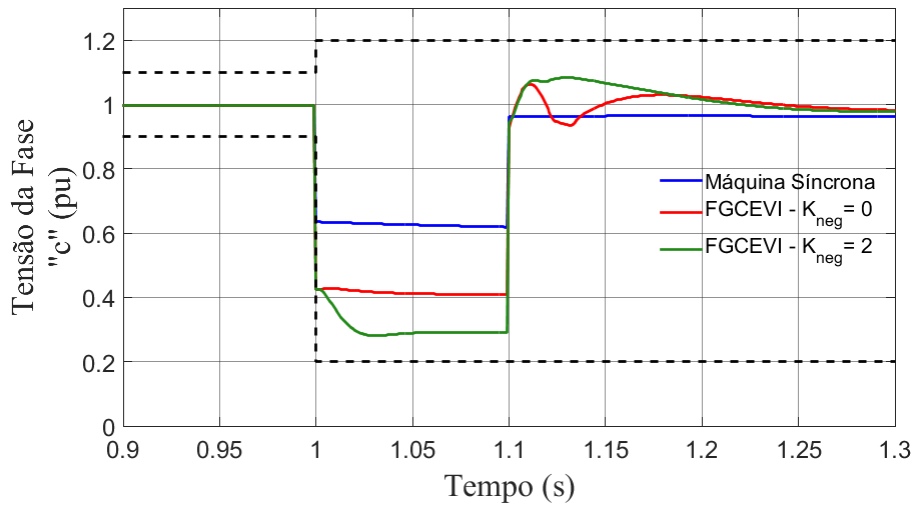
Na Figura 107, pode-se observar a corrente na LT16-19, no terminal da Barra 19. Com a injeção de correntes reativas, houve um aumento de correntes de 2.7 pu para 4.4 pu.



(a)



(b)



(c)

Figura 106: Tensões na Barra 33. (a) Fase "a". (b) Fase "b". (c) Fase "c".

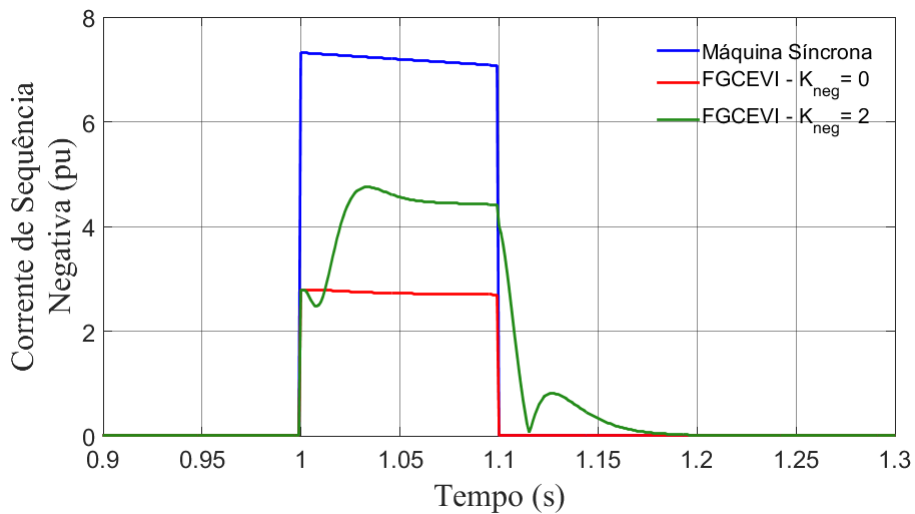
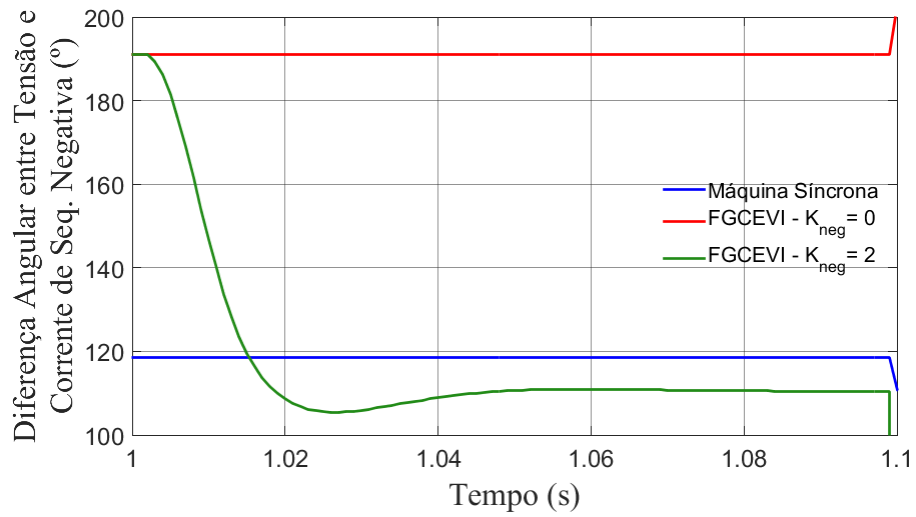


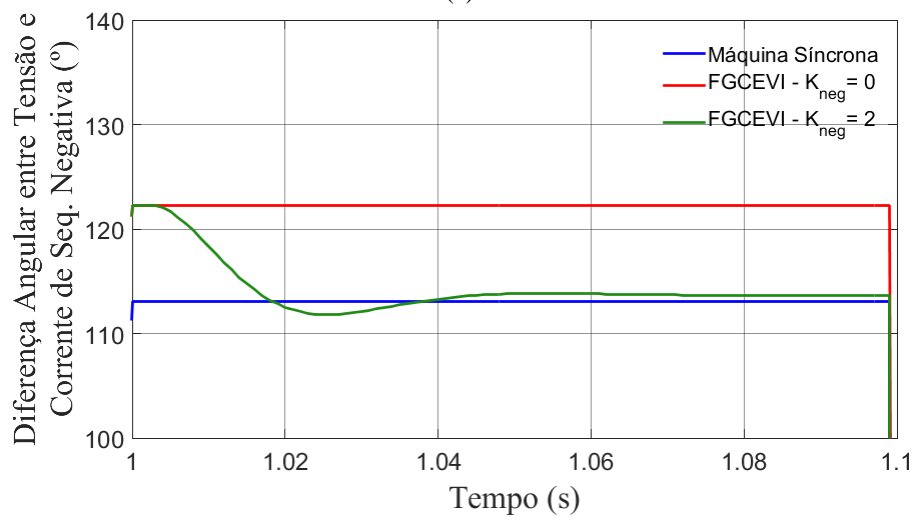
Figura 107: Corrente na LT-16-19 no terminal da Barra 19.

As Figura 108(a) e Figura 108(b) apresentam a diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT 16-19, nos terminais da barra 19 e 16, respectivamente. No terminal da barra 19, constata-se que a diferença angular estava em 191° , o que causa falha de operação da função direcional. Com injeção de correntes de sequência negativa, essa diferença é levada a 110° , um valor condizente para sensibilização da proteção direcional de sequência negativa. Com máquinas síncronas, essa diferença fica em 118° . Mesmo que as máquinas síncronas injetem mais corrente, a injeção de correntes pela FGCEVI ocorrem em 90° , enquanto das máquinas síncronas ocorrem em aproximadamente 104° devido à resistência de sequência negativa. Dessa forma, o caso com FGCEVI consegue uma diferença angular mais próxima de 90° que a máquina síncrona. No entanto, a função de proteção 67Q conectada à LT16-19 vê a diferença angular de 118° logo após o curto-circuito no caso com máquinas síncronas, enquanto que no caso da FGCEVI, essa diferença só é ultrapassada após 16 ms.

A Figura 109 exhibe o sinal de bloqueio da Função 67 e o sinal de sensibilização da Função 21 nos dois terminais da LT. Observa-se que no caso de FGCEVI sem injeção de correntes de sequência negativa, o sinal 67 bloqueia a atuação da proteção. Se um esquema de teleproteção POTT estivesse implementado nessa linha de transmissão, não haveria abertura da LT pois haveria trip apenas da proteção no terminal da barra 16. A Tabela 14 resume os dados da sensibilização dos loops e Bloqueio da Função 67.

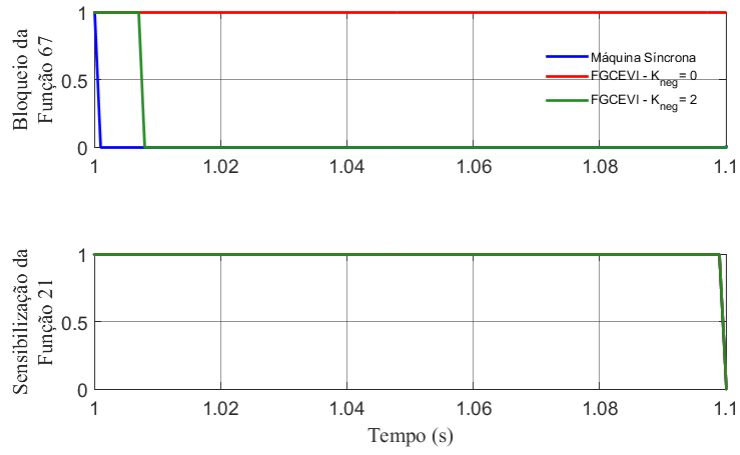


(a)

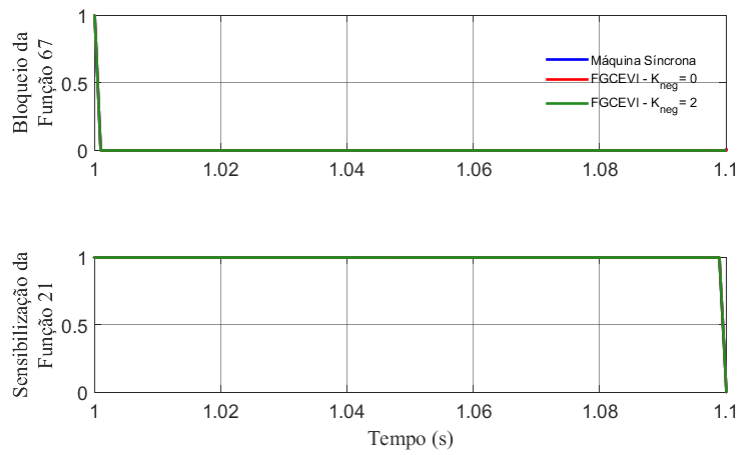


(b)

Figura 108: Diferença Angular entre Corrente e Tensão de Sequência Negativa na LT-16-19. (a) Terminal da Barra 19. (b) Terminal da Barra 16.



(a)



(b)

Figura 109: Sinal de Bloqueio da Função 67 e Sensibilização da Função 21. (a) Proteção no terminal da Barra 19. (b) Proteção no Terminal da Barra 16.

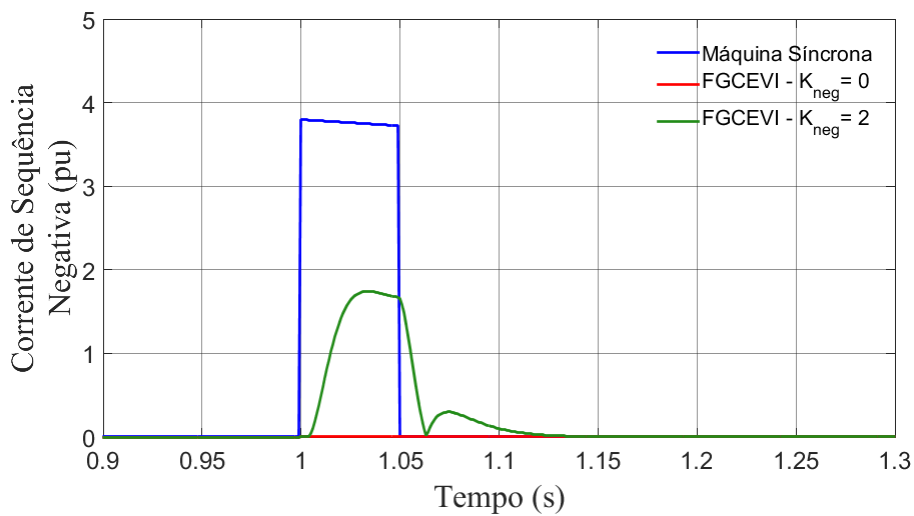
Tabela 14: Atuação da proteção na LT 16-19

Caso	SE	Sensibilização dos Loops da Função 21						Bloqueio da Função 67	Proteção Atuaria?
		AG	BG	CG	AB	BC	CA		
Síncrono	19	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Sim
FGCEVI $K_{neg} = 0$	19	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não	Sim	Não
FGCEVI $K_{neg} = 2$	19	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
Síncrono	16	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Sim
FGCEVI $K_{neg} = 0$	16	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
FGCEVI $K_{neg} = 2$	16	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim

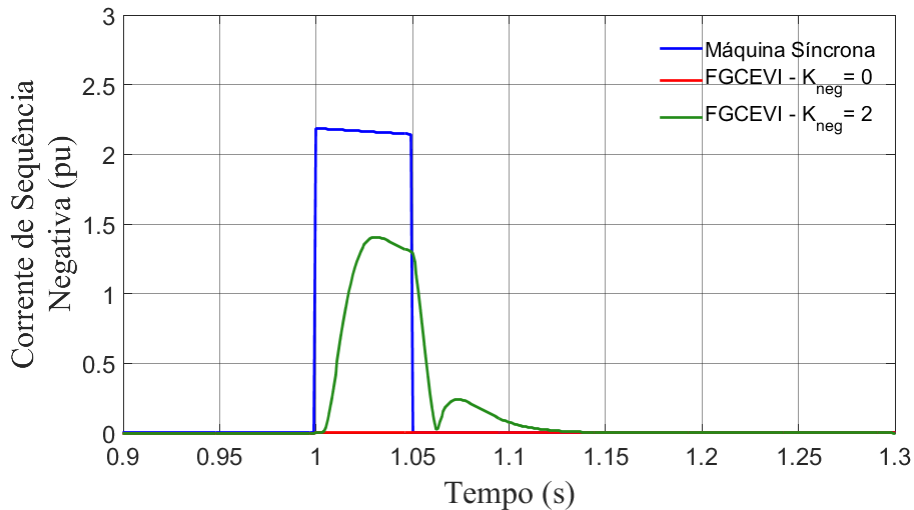
5.3.2 – Curto Bifásico Com Terra na LT 16-24

Nessa subseção, o evento a aplicado nesse sistema é um curto bifásico (BC) com terra no meio da LT 16-24 que não é removido. Sendo assim, para o defeito ser eliminado da rede, a proteção, agora em modo operação, devem atuar. Funções de proteção de distância (característica mho com os seis loops de falta) estão posicionadas nos dois terminais dessa LT, supervisionados pela função de proteção 67Q. Nessa simulação, o ângulo máximo para que a falta seja considerada direta pelo elemento 67Q é 175°. Quando as plantas geradoras conectadas às barras 33 a 36 forem uma FGCEVI, a prioridade utilizada será NQ com lógica de limitação completa. Essa LT é protegida por um sistema POTT, ou seja, as funções de proteção nos dois terminais da LT devem atuar para que haja abertura dos disjuntores da LT 16-24.

Na Figura 110, revela a corrente de sequência negativa de saída dos geradores conectados à barra 35 e barra 36. O tempo de subida do caso FGCEVI com injeção de correntes de sequência negativa no gerador da barra 35 foi de aproximadamente 15 ms, com máximo overshoot de 5.6%. Quanto ao gerador da barra 36, o tempo de subida foi de 13 ms, com máximo overshoot de 11%.



(a)



(b)

Figura 110: Corrente de Sequência Negativa de Saída. (a) G35. (b) G36.

A Figura 111 mostra a tensão de sequência negativa no terminal do gerador G33, enquanto a Figura 112 mostra a tensão de sequência positiva no caso de FGCEVI. Observa-se que a tensão de sequência positiva com injeção de correntes reativas é menor em cerca de 0.025 pu. Isso se deve principalmente à redução de tensão de sequência negativa de aproximadamente 0.18 pu que se reflete em parte também na tensão de sequência positiva. Além disso, no caso de FGCEVI com $K_{neg} = 0$, não há isolamento da falta com abertura de disjuntores, pois o esquema POTT está implementado e a função 67Q na barra 24 considera a falta como reversa. A Figura 113 apresenta as tensões nas fases “a”, “b” e “c” do sistema. Observa-se que não há uma violação da curva de VRT inferior ambos os casos com FGCEVI. No entanto, no caso com injeção de correntes assimétricas, os níveis de tensão ficam menores. Isso se deve principalmente à redução de tensões de sequência negativa (0.25 pu para 0.15 pu) conforme injeta-se correntes dessa sequência, o que se reflete na tensão de sequência positiva e suas respectivas fases.

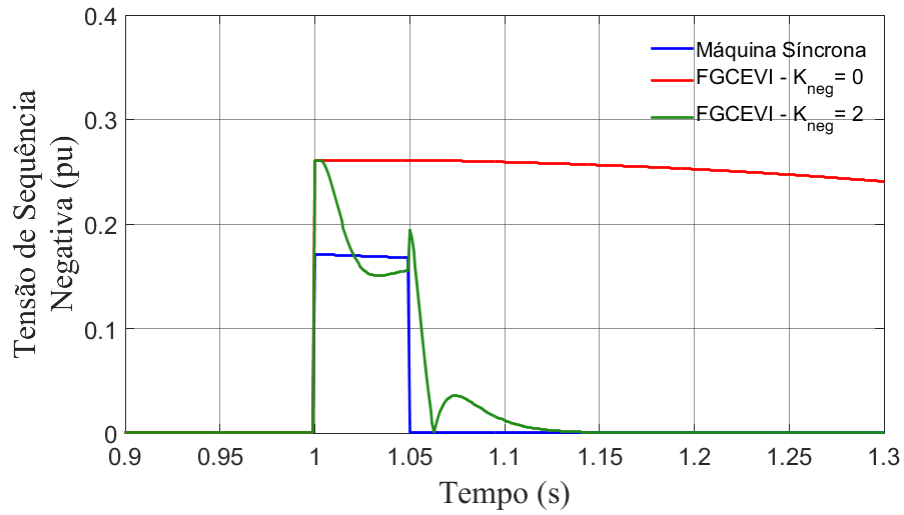


Figura 111: Tensão de Sequência Negativa na Barra 35.

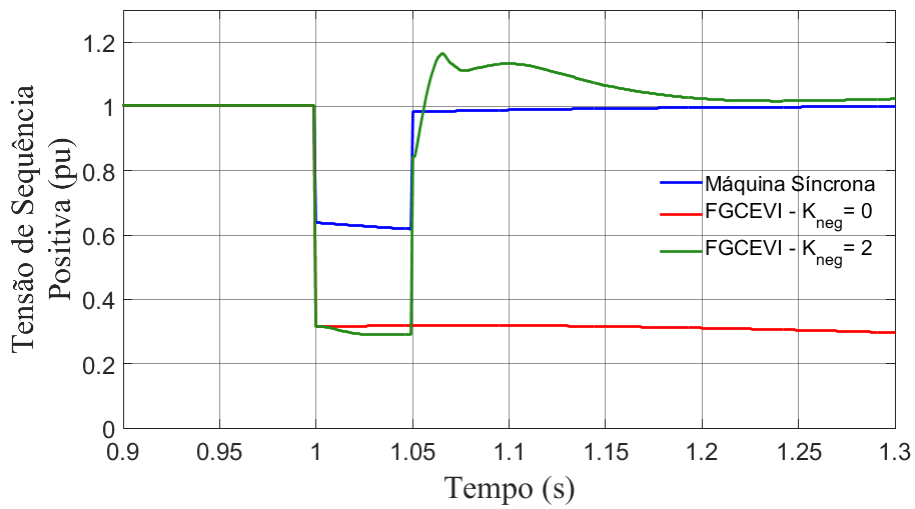
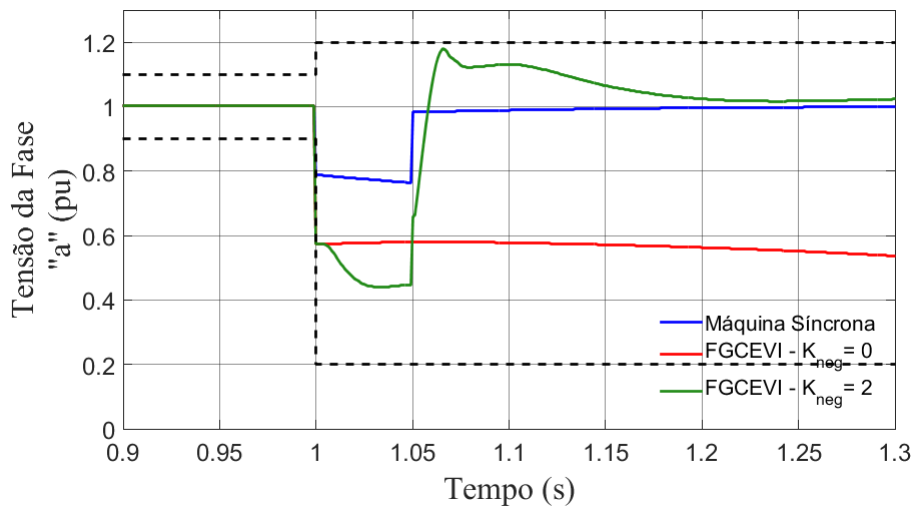
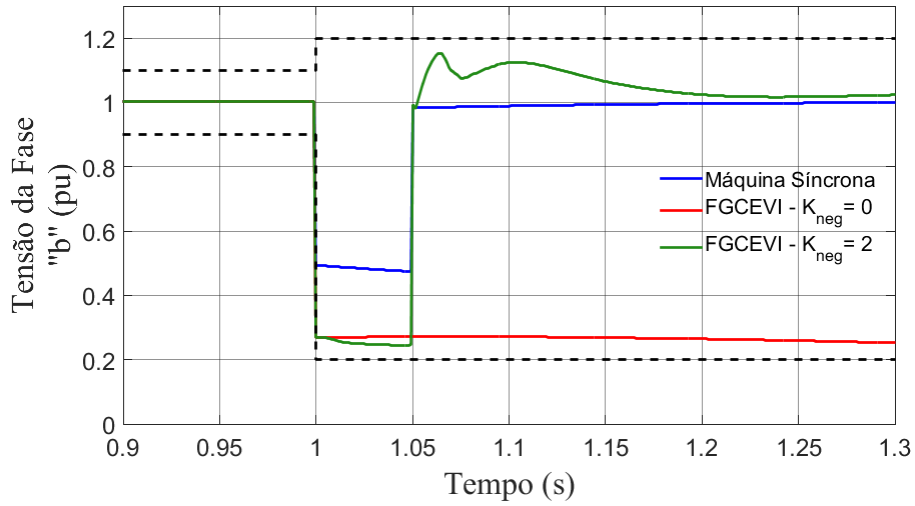


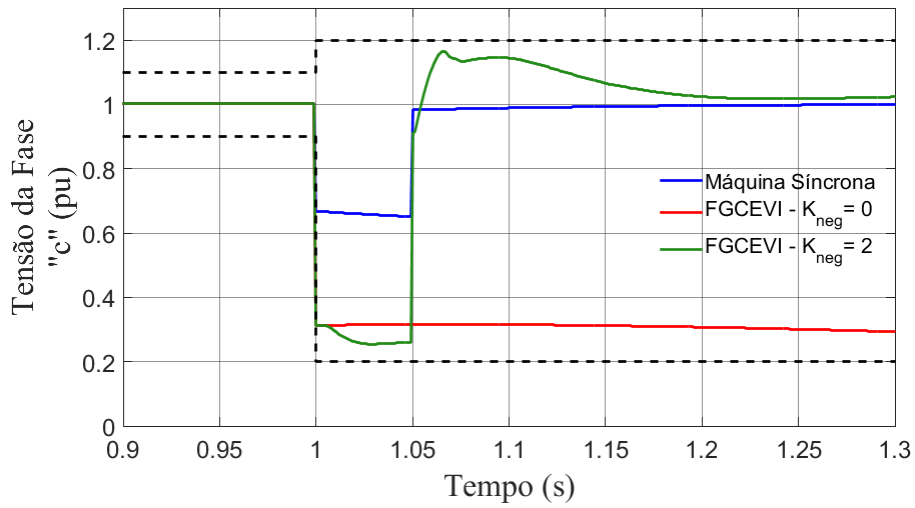
Figura 112: Tensão de Sequência Positiva na Barra 35.



(a)



(b)



(c)

Figura 113: Tensões na Barra 35. (a) Fase "a". (b) Fase "b". (c) Fase "c".

A corrente na LT 24-16 está contida na Figura 114, no terminal da Barra 24. Com a injeção de correntes reativas de sequência negativa, houve um pequeno aumento de correntes de 1.45 pu para 1.65 pu.

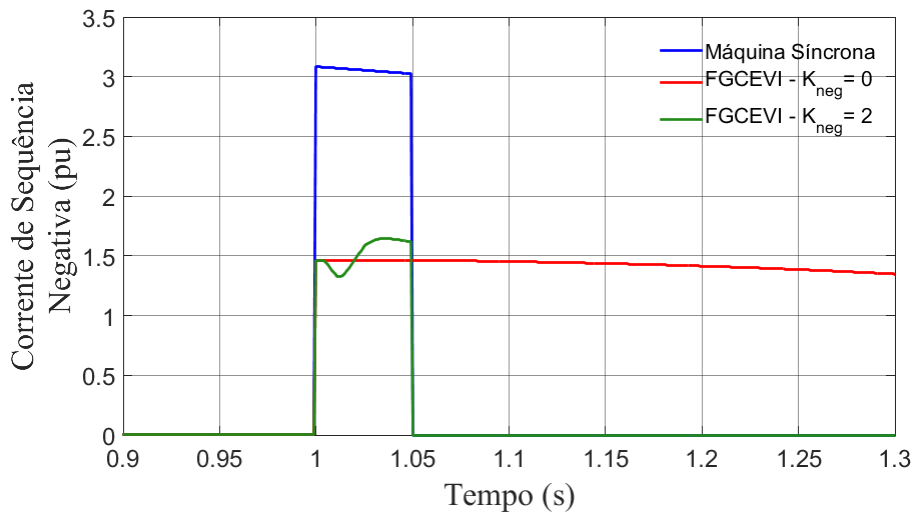
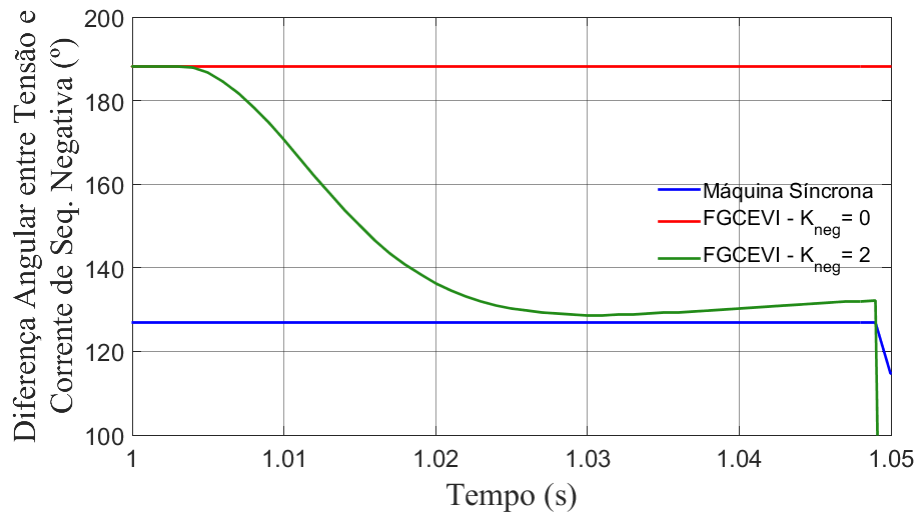


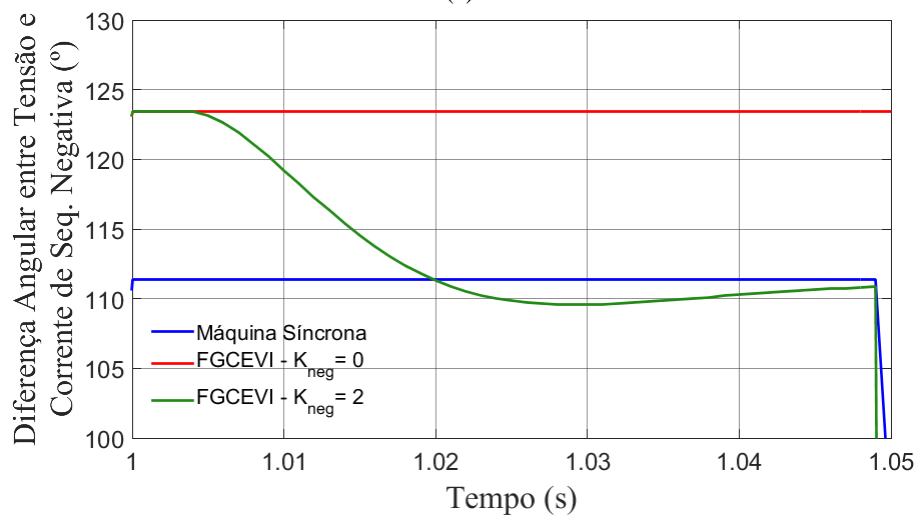
Figura 114: Corrente na LT-24-16 no terminal da Barra 24.

A Figura 115(a) e Figura 115(b) evidenciam a diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT 16-24, nos terminais da barra 24 e 16, respectivamente. No terminal da barra 24, constata-se que a diferença angular estava em 188.2° , o que causa falha de operação da função direcional. Com injeção de correntes de sequência negativa, essa diferença chega a 131° , um valor condizente para sensibilização da proteção direcional de sequência negativa. Com máquinas síncronas, essa diferença fica em 127° . No terminal da Barra 16, no caso da FGCEVI sem injeção de correntes reativas de sequência negativa, a diferença é de 123° e vai para 111° com injeção dessas correntes.

A Figura 116(a) e Figura 116(b) ilustram a diferença angular entre correntes de sequência zero na LT 16-24, nos terminais da barra 24 e 16, respectivamente. No terminal da barra 24, a diferença angular na FGCEVI com $K_{neg}=0$ é igual a 70° , o que faz com que o FID identifique a falta como CG ou fase-fase com menor impedância de falta (BC). Com injeção de correntes de sequência negativa, essa diferença chega a 14° , um valor condizente para uma falta BCG sem resistência de falta (ou seja, que deve estar localizada nas zonas primárias da Figura 25). Com máquinas síncronas, essa diferença fica em 9° . No terminal da Barra 16, há uma correta percepção de falta BCG no setor primário para os três casos.



(a)



(b)

Figura 115: Diferença Angular entre Corrente e Tensão de Sequência Negativa na LT-16-24. (a) Terminal da Barra 24. (b) Terminal da Barra 16.

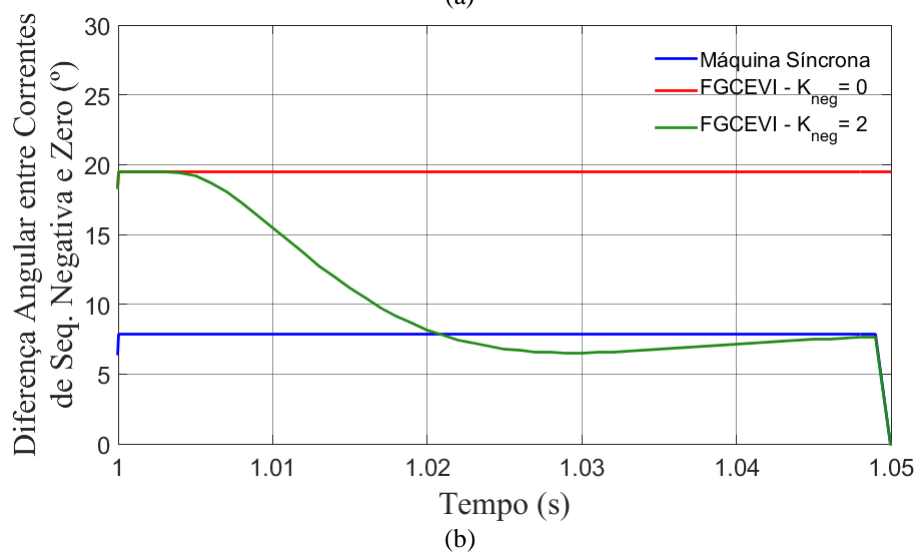
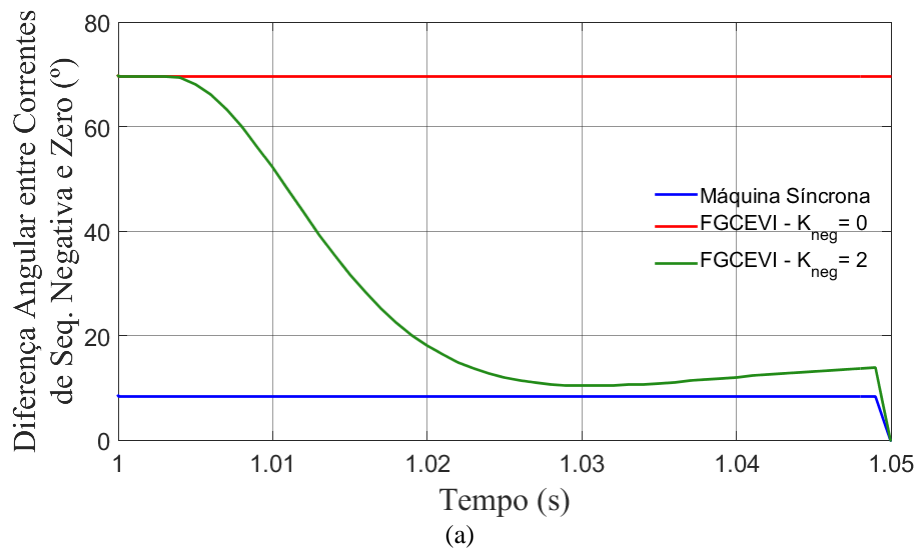
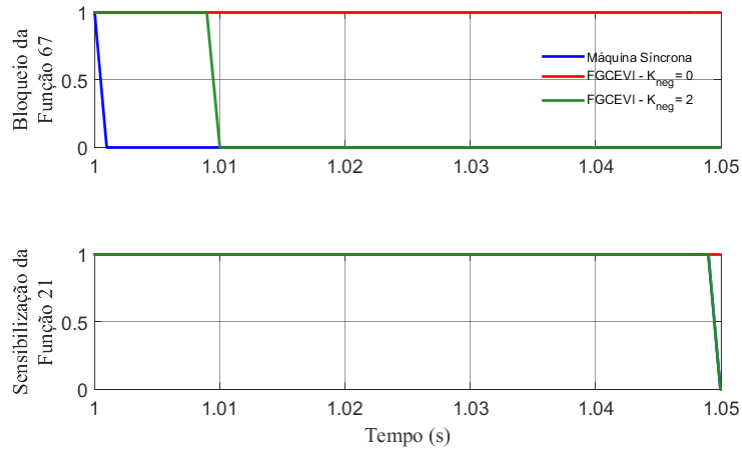
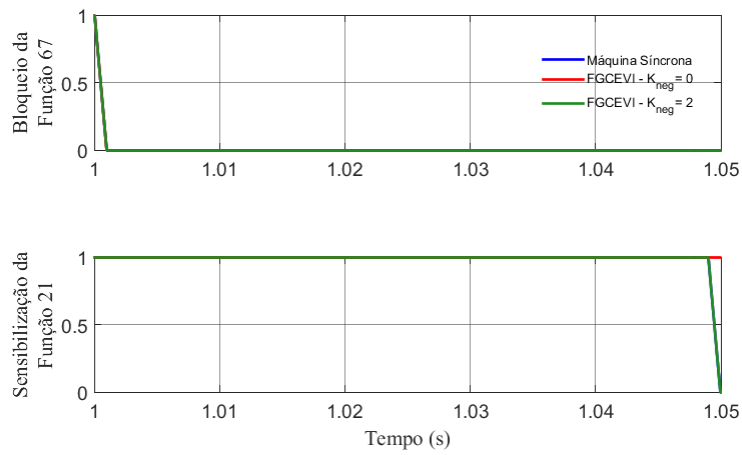


Figura 116: Diferença Angular entre Correntes de Sequência Negativa e Zero na LT-16-24. (a) Terminal da Barra 24. (b) Terminal da Barra 16.

A Figura 117 expressa o sinal de bloqueio da Função 67Q e o sinal de sensibilização da Função 21 nos dois terminais da LT. Observa-se que no caso de FGCEVI sem injeção de correntes de seqüência negativa, a função 67Q bloqueia a atuação da proteção. Devido ao esquema de teleproteção POTT implementado nesse circuito, não há abertura da LT pois haveria trip apenas da proteção no terminal da barra 16, causando falha de proteção. A Tabela 15 resume os dados da sensibilização dos loops e Bloqueio da Função 67. Uma vez terminadas as simulações no sistema New England, a próxima seção contém uma comparação dos resultados em software EMT e TP-RMS.



(a)



(b)

Figura 117: Sinal de Bloqueio da Função 67 e Sensibilização da Função 21. (a) Proteção no terminal da Barra 24. (b) Proteção no Terminal da Barra 16.

Tabela 15: Atuação da proteção na LT 16-24

Caso	SE	Sensibilização dos Loops da Função 21						Bloqueio da Função 67	Proteção Atua?
		AG	BG	CG	AB	BC	CA		
Síncrono	24	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Sim
FGCEVI $K_{neg} = 0$	24	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Sim	Não
FGCEVI $K_{neg} = 2$	24	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Sim
Síncrono	16	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Sim
FGCEVI $K_{neg} = 0$	16	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Não
FGCEVI $K_{neg} = 2$	16	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Sim

5.4 – Comparação de Modelagem TP-RMS x EMT

Nessa seção, uma comparação da FGCEVI em software TP-RMS será comparada a uma modelagem em software EMT (o software utilizado foi o PSCAD). Duas comparações serão realizadas. Na primeira, a FGCEVI não possuirá injeção de correntes de sequência negativa, enquanto na segunda, possuirá injeção de correntes de sequência negativa com $K_{neg}=5$. O controle da planta fotovoltaica será controle de potência reativa e controle local de potência ativa. O diagrama unifilar do sistema é dado pela Figura 53. Um curto monofásico na fase “a” é aplicado por 100 ms.

5.4.1 – Modelo de FGCEVI na modelagem EMT

Para a modelagem EMT, o modelo de FGCEVI utilizado será o nomeado “Average Model” no relatório técnico [80], conforme Figura 118. Nessa modelagem, a FGCEVI é modelada como uma fonte de corrente nas três fases, ignorando o chaveamento dos conversores. A maior limitação desse modelo é a não representação exata dos harmônicos gerados pelo chaveamento. Em [80], foi simulado um curto-circuito desequilibrado e a comparação desse modelo com modelados mais detalhados que representam o chaveamento e o lado DC do conversor mostram que essa simplificação retornou valores compatíveis a modelos detalhados e a medições de campo, com exceção dos harmônicos. Como o presente trabalho não foca nessa questão, o “Average Model” serve bem aos propósitos da dissertação. Os loops de potência ativa, reativa e de gerador estão presentes nesse controle e seguem modelos muito similares aos da WECC, como em [80].

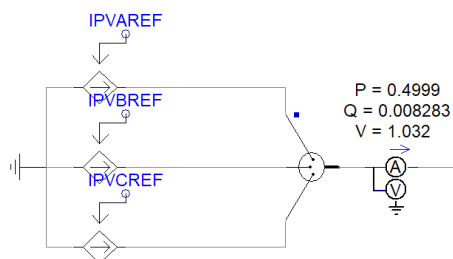


Figura 118: Fonte Conectada Via Conversor representada pelo “Average Model”.

As grandezas de sequência positiva e negativa foram obtidas através de medidores de fase (a, b e c) que passam por blocos de PLL e blocos de Fast Fourier Transform (FFT) disponíveis no PSCAD. Essas medidas servem como entrada nos diagramas de controle de potência reativa, potência ativa e sequência negativa. Além disso, blocos de

transformada de park são necessários para obter tensões e correntes no eixo dq0 ou para transformar grandezas nesse eixo em grandezas no referencial abc. Nessa simulação, os módulos especiais de proteção da função REGC_A estão desabilitados e o controle de tensão para grandes desvios de tensão da seção 4.1.2.2.5 também está desabilitado.

A FGCEVI possui controle local de potência reativa e controle local de potência ativa. O diagrama de controle de potência ativa e reativa estão expostos na Figura 119. O referencial de potência reativa é zero, pois a FGCEVI está controlada uma potência reativa de 0 Var. O sinal de referência potência ativa é 0.9091 devido a planta estar gerando 50 MW numa base 55 MVA. Além disso, nos diagramas, o valor de 0.55 é multiplicado em alguns blocos para transformação da corrente na base de 55 MVA para a base de 100 MVA.

A Figura 120 apresenta o controle de sequência negativa do sistema. Observa-se que, ao fim do controle, antes do bloco de transformada de dq0/abc, há uma função timer. Essa função evita a ativação do controle de sequência negativa no início da simulação. Como o PSCAD não inicializa as variáveis a partir de um fluxo de potência de regime permanente, essa estratégia foi utilizada uma vez que o controle identifica uma sequência negativa nos primeiros instantes (100 ms) de simulação. A Figura 121 apresenta a lógica de limitação de corrente NQ simplificada.

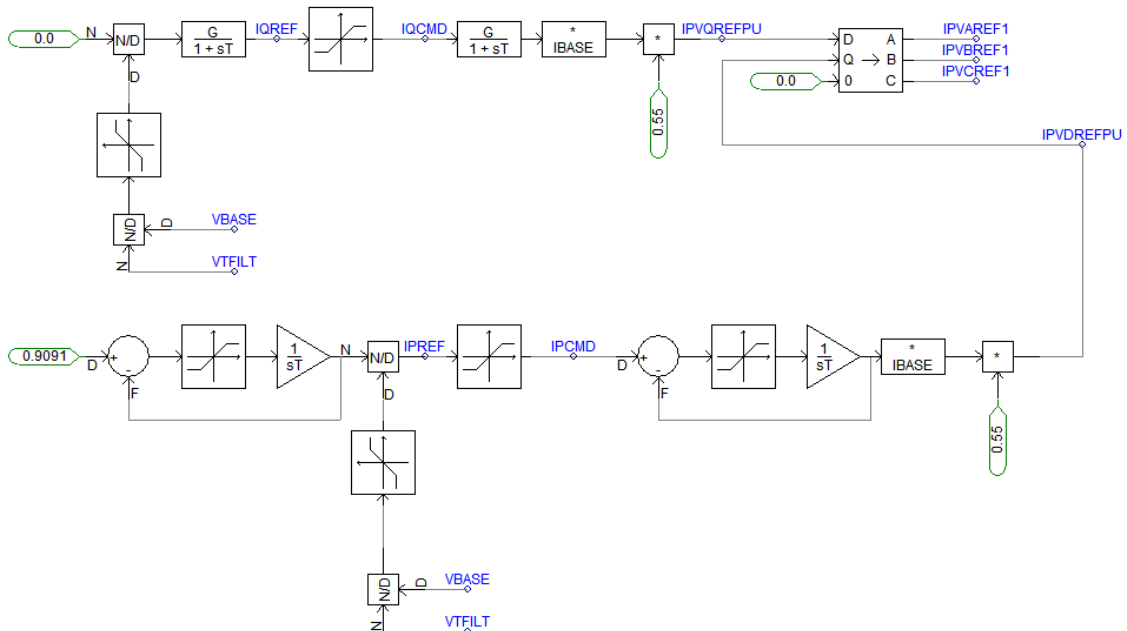


Figura 119: Diagrama de Controle de Potência Reativa (parte de cima) e Potência Ativa (parte de baixo) no PSCAD

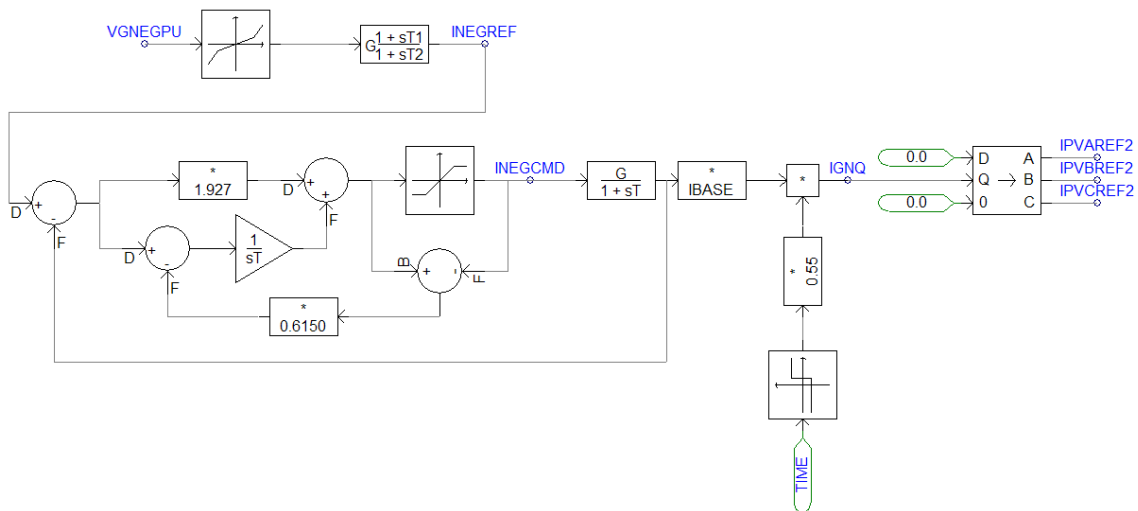


Figura 120: Diagrama de Controle de Sequência Negativa no PSCAD

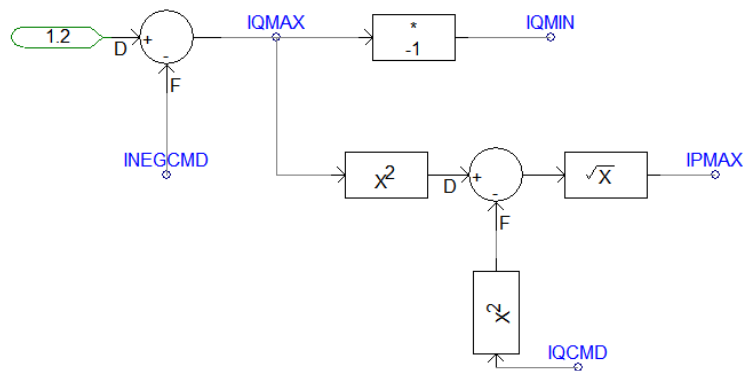


Figura 121: Diagrama de Lógica de Limitação de Corrente NQ Simplificada

5.4.2 – FGCEVI sem injeção de correntes de sequência negativa

O evento aplicado na simulação é um curto-circuito monofásico de 100 ms na fase “a”. Os gráficos a seguir apresentam grandezas em pu (base de 100 MVA) em RMS do primeiro harmônico (frequência fundamental). A FGCEVI possui controle local de potência reativa e controle local de. A Figura 122 exemplifica a corrente de sequência negativa do gerador 1. Na modelagem EMT, a corrente apesar de muito baixa, não é zero, atingindo um valor de 0.035 pu. Na modelagem TP-RMS, essa corrente é sempre igual a zero. A Figura 123 ilustra a tensão de sequência negativa na Barra 01. Há um significativo grau de aderência das duas curvas. A Figura 124 apresenta a tensão de sequência positiva na Barra 01. E por fim, na Figura 125 observa-se a diferença angular de corrente tensão de sequência negativa na LT02. Observa-se que o modelo TP-RMS apresenta um valor de aproximados 198.1° ao longo de todo o curto circuito. O modelo EMT começa em 180° no início do defeito apresenta um processo de aumento de discrepância angular até

aproximados 197.9°. Essa dinâmica de aumento pode se dever aos filtros dos medidores da FFT para obter as medidas de sequência negativa em frequência fundamental.

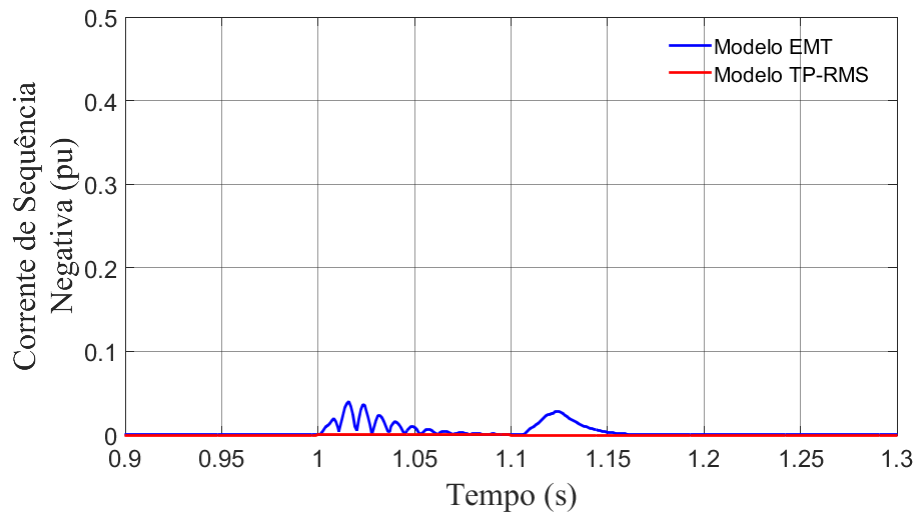


Figura 122: Corrente de Sequência Negativa do Gerador 1 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.

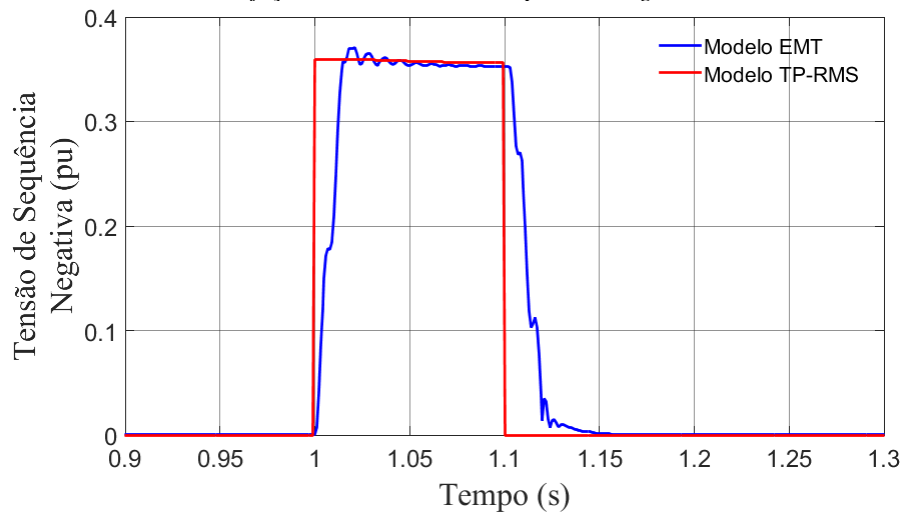


Figura 123: Tensão de Sequência Negativa na Barra 01 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.

Os resultados das Figuras anteriores mostram que a simulação TP-RMS apresenta uma boa aproximação de resultados das simulações EMT, que são mais precisas. Em questão de tempo computacional, conforme Tabela 16 a simulação TP-RMS apresentou valores muito menores que a simulação EMT. A simulação TP-RMS apresentou passo de integração de 1ms enquanto a simulação EMT usou passo default de 50 μ s com gravação de medição em passos de 1ms.

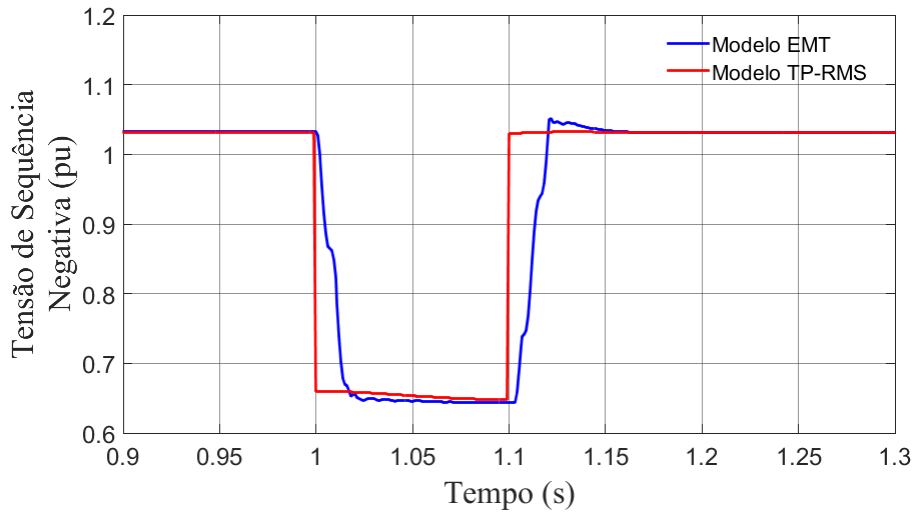


Figura 124: Tensão de Sequência Positiva na Barra 01 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.

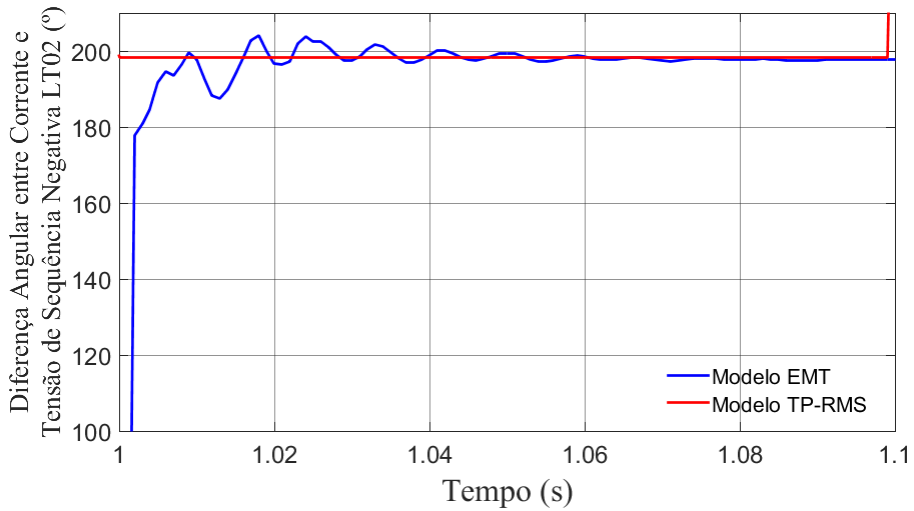


Figura 125: Diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT02 – Terminal da Barra 01. Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.

Tabela 16: Comparação do desempenho computacional do sistema – Sem injeção de Correntes de Sequência Negativa

Modelagem	Tempo de Simulação (s)	Passo de simulação (μs)
TP-RMS	1.42	1000
EMT	35.05	50

5.4.3 – FGCEVI com injeção de correntes de sequência negativa

No modelo com injeção de correntes de sequência negativa, prioridade NQP, com $K_{neg}=5$, o resultado de corrente de sequência negativa de saída do gerador 1 é bem compatível com a modelagem TP-RMS, conforme Figura 126. A subida da corrente no

software EMT é atrasada em cerca de 5 ms, enquanto a descida após a retirada do curto ocorre de forma mais lenta.

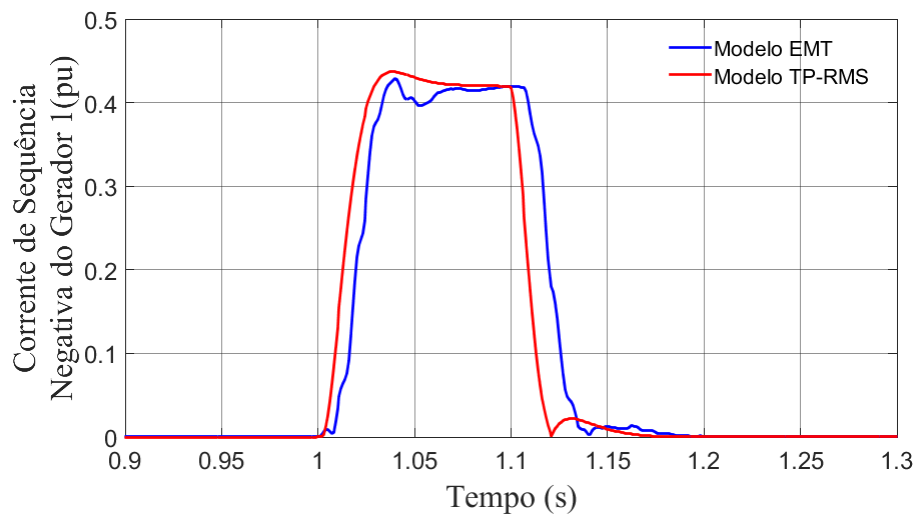


Figura 126: Corrente de Sequência Negativa do Gerador 1 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.

A Figura 127 apresenta a diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa. Observa-se que, na simulação TP-RMS, com apenas 3 ms a corrente fica adiantada 90° da tensão. Esse valor numa simulação EMT é maior devido ao controle do PLL (que está implementado no PSCAD através do respectivo bloco de PLL e é considerado instantâneo na modelagem TP-RMS utilizada), necessitando de cerca de 14 ms no software EMT.

A Figura 128 mostra a tensão de sequência negativa e o comportamento das duas modelagens é semelhante. A Figura 129 exhibe o comportamento da tensão de sequência positiva e os valores são compatíveis, apesar da modelagem EMT apresentar um overshoot maior.

Na Figura 130, consta a diferença angular de corrente tensão de sequência negativa na LT02. Observa-se que, em regime, os valores praticamente ficam iguais em 129°. No transitório há em primeiro momento um aumento da diferença angular na simulação EMT (aumento esse que foi verificado no caso sem injeção onde correntes de sequência negativa) e uma redução de diferença angular um pouco mais atrasada devido ao fato do controle do PLL não ser instantâneo.

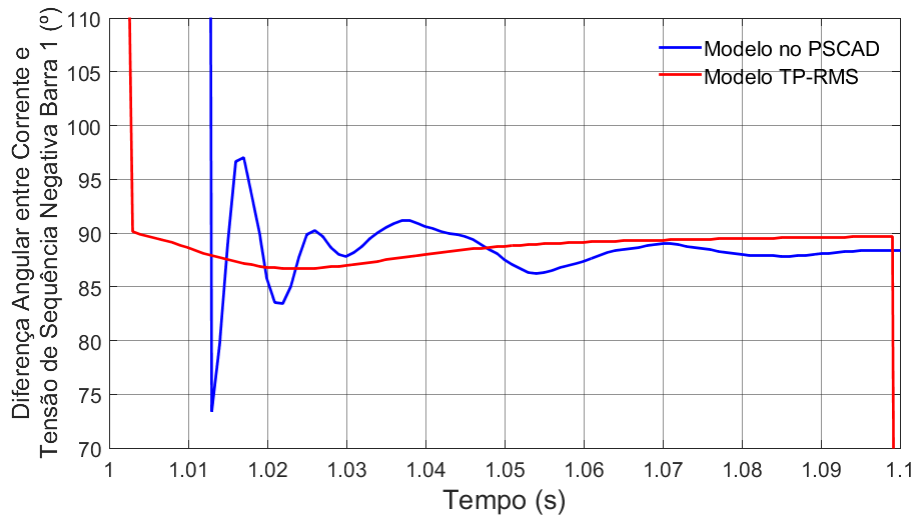


Figura 127: Diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na barra 01 – Simulação TP-RMS x EMT Com Injeção de Correntes de Sequência Negativa.

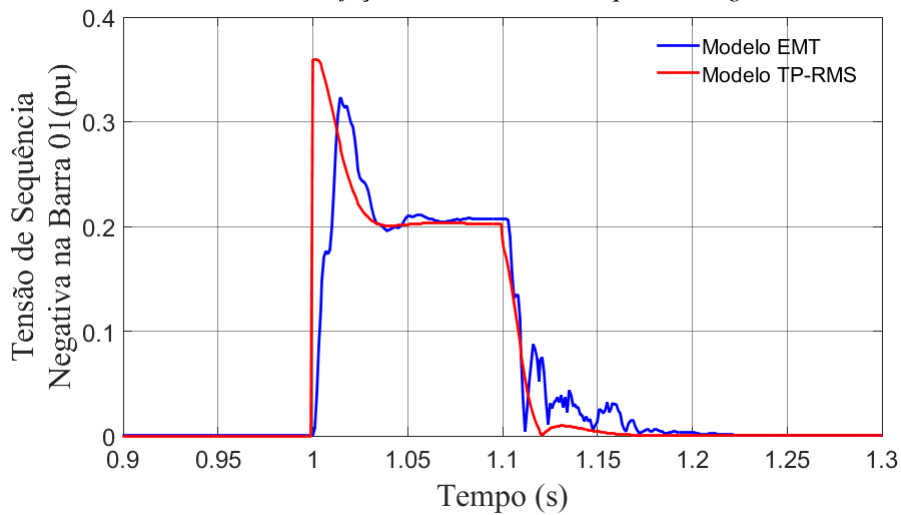


Figura 128: Tensão de Sequência Negativa na Barra 01 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Com Injeção de Correntes de Sequência Negativa.

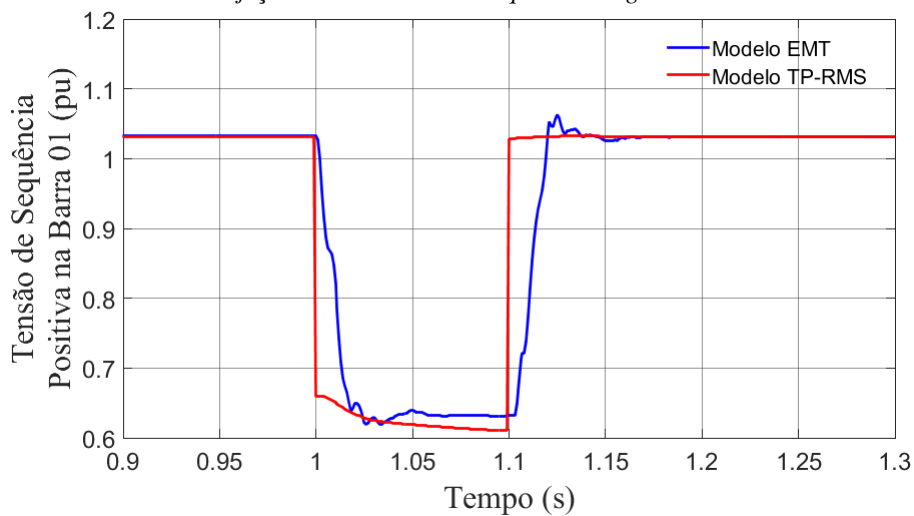


Figura 129: Tensão de Sequência Positiva na Barra 01 – Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.

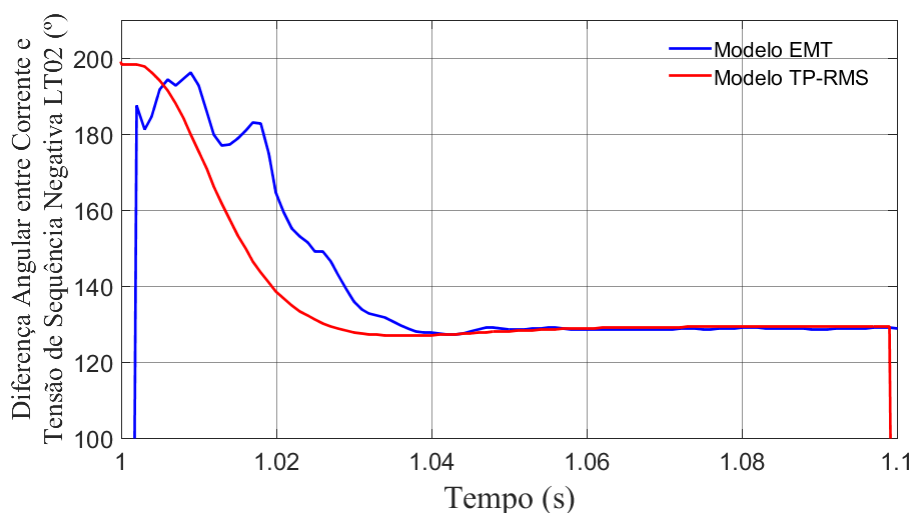


Figura 130: Diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa na LT02 – Terminal da Barra 01. Comparação Simulação TP-RMS x EMT Sem Injeção de Correntes de Sequência Negativa.

Com as simulações de comparação de software TP-RMS com EMT realizadas, os resultados das Figuras anteriores mostram que as grandezas medidas na simulação TP-RMS apresentaram valores de simulação compatíveis com a simulação EMT. Algumas questões como o PLL e a filtragem do bloco FFT para obtenção das grandezas de sequência negativa foram os principais responsáveis por pequenas diferenças nas grandezas de sequência negativa. Em questão de tempo computacional, a simulação TP-RMS apresentou valores muito menores que a simulação EMT, conforme Tabela 17. A simulação TP-RMS apresentou passo de integração de 1ms enquanto a simulação EMT usou passo default de $50\mu s$ com gravação de medição em passos de 1ms.

Tabela 17: Comparação do desempenho computacional do sistema – Sem injeção de Correntes de Sequência Negativa

Modelagem	Tempo de Simulação (s)	Passo de simulação (μs)
TP-RMS	1.54	1000
EMT	36.51	50

Com uma diferença de tempo de simulação da ordem de 24 vezes, a simulação TP-RMS apresenta uma excelente aproximação em relação a simulação EMT pelo ganho computacional observado. Para sistemas maiores, a simulação EMT pode apresentar problemas de excessivo custo computacional para ser utilizada, o que faz com que a simulação TP-RMS seja uma boa alternativa para simulações envolvendo faltas desequilibradas e proteção de neutro/fase, desde que as dinâmicas estejam dentro do escopo do passo de integração de modelos RMS.

Capítulo 6 – Considerações Finais

Ao longo da dissertação, foi comentada o rápido processo de crescimento de Fontes Geradoras Conectadas Via Inversor no Brasil e no Mundo devido ao barateamento de custos dessas fontes, em especial as fontes eólica tipo-IV e solar. No Brasil, essas fontes estão presentes em abundância no nordeste brasileiro, no sul do país e no norte do sudeste brasileiro.

As Fontes Geradoras Conectadas Via Inversor, em especial às fontes Full-converter, possuem uma significativa diferença em sua filosofia de operação e comportamento na relação com a rede elétrica comparado às tradicionais fontes síncronas conectadas diretamente à rede. Foram comentados aspectos de Inércia, Curva de Capacidade, Controle de Tensão e Frequência. Além disso, foram estudados os impactos da diferente característica de contribuição de correntes durante o curto-circuito. A FGCEVI possui uma capacidade de contribuição para correntes de curto-circuito muito menor que as tradicionais máquinas síncronas. Além disso, o controle usual de FGCEVI é o de supressão de correntes de sequência negativa. Em diversos artigos, relatórios, entre outros referenciados ao longo do trabalho, foi constatado que esse problema pode reduzir a corrente de sequência negativa para o defeito e principalmente alterar a diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa. Em um ambiente dominado por máquinas síncronas (que apesar de não gerar correntes ou tensões de sequência negativa através de controle, possuem caminho indutivo através de sua construção para fluírem correntes dessa sequência), funções de proteção direcionais de sequência negativa que observam o defeito encontram correntes adiantadas de aproximadamente 90° da tensão. Na ausência de fornecimento de correntes reativas de sequência negativa, as capacitâncias de Linhas de Transmissão, Capacitores para suporte de potência reativa, SVCs ou outros equipamentos capacitivos que fornecem correntes capacitivas na sequência negativa se tornam preponderantes em deformar essa relação angular fazendo com que a diferença angular se afaste significativamente desse valor de 90° . Esse pode ser um problema significativo para a segurança da rede e foi o foco dessa dissertação.

Também foram comentadas algumas funções de proteção de sistemas de potência, com foco na função de distância e função direcional, além de esquemas tradicionais de teleproteção. Foi explicado o uso de sequência negativa para supervisionar funções de proteção de distância durante defeitos assimétricos conferindo maior segurança à

proteção. Comentou-se o uso da sequência negativa (em conjunto com a sequência zero) na identificação de fase sob defeito para defeitos assimétricos envolvendo a terra. Além disso, explicou-se como a modelagem da proteção é feita no Software TP-RMS utilizado, o SIMULIGHT, desenvolvido pela COPPE/UFRJ. Um relé multifunção que une a função de proteção 21 e a função de proteção 67Q foi proposto.

Para modelar as FGCEVI em um software dinâmico eletromecânico, os modelos da WECC foram utilizados. Explicou-se os diagramas de controle desses modelos e generalizou-se o modelo de sequência positiva para um de sequência trifásico. Com o modelo trifásico da WECC, propôs-se um controle de injeção ativa de correntes reativas de sequência negativa para resolver o problema de direcionalidade de funções de proteção de sequência negativa. A lógica de limitação de corrente foi expandida de diferentes formas para abarcar as correntes de sequência positiva e negativa.

Com a modelagem e a revisão bibliográfica realizada, além da proposta de controle, diversas simulações foram realizadas. O problema da deformação da diferença angular entre corrente e tensão foi identificado pela modelagem TP-RMS e o controle pôde corrigir essa diferença angular quando a lógica de limitação de corrente e os parâmetros de controle fornecem corrente de sequência negativa significativa. Além disso, também foi constatado possíveis erros na identificação de fase sob defeito no modo de supressão de correntes de sequência por FGCEVI, o que pôde ser corrigido pelo controle proposto. Além disso, devido ao erro de direcionalidade, esquemas de teleproteção POTT podem ser comprometidos por uma incorreta decisão da proteção.

Três sistemas foram utilizados, um sistema teste de 7 barras, um sistema equivalente da área do Mato Grosso do Sul e o sistema IEEE-39 Barras conhecido como IEEE New England.

Uma comparação de modelo TP-RMS (Simulight) x EMT (PSCAD) foi realizada e um sistema teste de 5 barras, mostrando que o sistema TP-RMS consegue exprimir resultados com suficiente aderência à simulação EMT, mais precisa por envolver formas de onda, com tempos de simulação muito inferiores à modelagem de transitórios eletromagnéticos.

6.1 – Conclusões da Dissertação

Em resumo, as conclusões do trabalho podem ser sintetizadas nos tópicos a seguir:

- É possível observar o fenômeno de deformação da diferença angular entre corrente e tensão de sequência negativa em softwares TP-RMS.
- Foi possível utilizar relés de proteção multifunções, que possuem funções de proteção distintas (no caso do presente trabalho, incorporando a função 21 e 67Q);
- Um controle de correntes reativas de sequência negativa foi apresentado e esse controle pôde resolver o problema de direcionalidade de sequência negativa;
- Esse mesmo controle pôde solucionar o problema de identificação de fase sob defeito e falha de atuação de teleproteção POTT, como apresentado na seção 5.3.2.
- A Lógica de Limitação de Corrente foi expandida de forma efetiva para integrar a corrente reativa de sequência negativa;
- A comparação de resultados da Lógica de Limitação de Corrente Simplificada e Completa mostrou que a Lógica Simplificada utilizada em diversos artigos é aplicável sem grande perda de capacidade sobressalente de condução de corrente do conversor.
- O controle proposto aplicado em modelagem TP-RMS é mais rápido que o mesmo controle em modelagem EMT, permitindo simulações em sistemas de grande porte.

6.2 – Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros, pode-se analisar:

- Pode-se estudar uma análise de variação dos parâmetros de controle de correntes de sequência negativa ao longo do tempo. Durante períodos com alta penetração de FGCEVI ou com a rede sob contingência, pode ser interessante parâmetros de K_{neg} maiores devido a poucas máquinas síncronas sincronizadas. Durante períodos com alta presença de máquinas síncronas, pode ser interessante reduzir os parâmetros controláveis do controle proposto para que as FGCEVI atuem com mais impacto no suporte de potência ativa e reativa durante defeitos assimétricos.
- Relacionada ao tópico anterior, sugere-se a utilização de um modelo de comunicação entre software TP-RMS e uma plataforma de programação para treinamento (através de algoritmo genético ou outro método de otimização) e ajuste dos parâmetros do controle proposto. Expandindo para além do controle proposto, essa comunicação pode servir para otimização das várias variáveis dos modelos WECC para diferentes condições de rede elétrica.

- Comparação da modelagem EMT e TP-RMS com modelagem EMT mais precisa, com representação do chaveamento dos dispositivos semicondutores e controles internos da planta como o MPPT.
- Com estudos sobre inversores formadores de rede cada vez mais presentes na literatura [81]-[82] e a vantagem que esses controles têm apresentado frente aos inversores seguidores de rede tradicionais como controle de tensão e frequência melhorados, pode-se sugerir a integração de estudos de inversores seguidores de rede com a injeção de correntes assimétricas apresentadas nessa dissertação em ambiente EMT e TP-RMS.
- Como a utilização de modelagem em regime permanente sob curto-circuito é muito utilizada por engenheiros de proteção e devido ao menor custo computacional, implementar o controle de injeção de correntes reativas de FGCEVI em modelagem de regime permanente sob curto-circuito pode ser interessante. Apesar dos parâmetros dinâmicos desse controle não poderem ser aferidos, uma vez que se trata de uma ferramenta de regime permanente, os analistas podem estimar valores de K_{neg} aceitáveis para determinado circuito evitando a falha de proteção já mencionada.
- Estudar o efeito das FGCEVI na função de proteção 87LQ (direcional de linha de transmissão com grandezas de sequência negativa). Estudos como [30] identificaram a possível falha de proteção dessa função na presença de FGCEVI.
- Utilização de representação virtual *digital twin* de relés de proteção. Modelagem de equipamentos reais em ambiente virtual tem reduzido custos de criação de produtos. Além disso, essa tecnologia permite utilizar ferramentas como Internet das Coisas e *Machine Learning* para aprimorar produtos. Na proteção, a utilização dessa tecnologia na proteção vem sendo discutida e pode representar de forma mais fiel relés de proteção [83].

Capítulo 7 – Referências Bibliográficas

[1] ZERVOS A. et al. "*Renewables 2021 Global Status Report*", 2021. Disponível em <<https://www.ren21.net/>>. Acessado em 15 de junho de 2021.

[2] Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. "*Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*". Brasília, 2021. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acessado em 14 de junho de 2021.

[3] NAGPAL, M., HENVILLE, C., "*Impact of Power-Electronic Sources on Transmission Line Ground Fault Protection*". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 33, No. 1, pp. 62-70, Fev. 2018.

[4] COPPE/UFRJ, Simulight - Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída. Manual e Versão acadêmica disponível em: <<http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight/>>. Acessado em 15 de março de 2021.

[5] ANDERSON, P.M., *Power System Protection*, IEEE Press, 1999.

[6] BLACKBURN, J.L.; DOMIN, T.J. *Protective Relaying – Principles and Applications*, CRC Press, 2007.

[7] IEEE PES, "*IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*". IEEE Power System Relaying Committee, IEEE Std C37.113-2015, pp.1-141, Jun. 2016.

[8] CALERO, F., "*Rebirth of Negative-Sequence Quantities in Protective Relaying With Microprocessor-Based relays*". 30th Annual Western Protective Relay Conference, pp. 190-219, Out. 2003.

[9] ZIMMERMAN, K., MOONEY, J., "*Comparing Ground Directional Element Performance Using Field Data*". 17th Annual Iowa-Nebraska System Protection and Substation Seminar, Nov. 1993.

- [10] MOONEY, J., PEER, J. "*Application guidelines for Ground Fault Protection*". 1998 International Conference Modern Trends in the Protection Schemes of Electric Power Apparatus and Systems, Oct. 1998.
- [11] FLEMING, B., "*Negative-Sequence Impedance Directional Element*". 10th Annual ProTest User Group Meeting, Pasadena, California, Feb. 1998
- [12] ZIMMERMAN, K., COSTELLO D., "*Determining the Faulted Phase*". 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, Mar. 2010.
- [13] ZIMMERMAN, K., COSTELLO D., "*Fundamentals and improvements for directional relays*". 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, Mar. 2010.
- [14] HORAK, J., "*Directional overcurrent relaying (67) concepts*". 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2006.
- [15] ROBERTS, J., GUZMÁN, A., "*Directional Element Design and Evaluation*". 49th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Mai. 1995.
- [16] TEODORESCU, R., LISERRE, M., RODRÍGUEZ, P., "*Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*", IEEE Wiley Press, 2010.
- [17] CAMACHO, A., CASTILLA, M., MIRET, J., DE VICUÑA, L. G., GUZMAN, R. "*Positive and Negative Sequence Control Strategies to Maximize the Voltage Support in Resistive–Inductive Grids During Grid Faults*". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 33, no. 6, pp. 5362-5373, Jun. 2018.
- [18] MAHAMED, B., ESKANDARI, M., FLETCHER, J.E., ZHU, J., "*Sequence-Based Control Strategy With Current Limiting for the Fault Ride-Through of Inverter-Interfaced Distributed Generators*". IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 11, no. 1, pp. 165-174, Jan. 2020.

- [19] DU., X., WANG. R., "Control strategy of negative sequence current for the grid-connection converter under the unbalanced grid condition". *34th Chinese Control Conference (CCC)*, pp. 9066-9071, 2015.
- [20] IEEE PES, "Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance", Technical Report PES-TR68, IEEE PES Industry Technical Support Task Force & IEEE/NERC Task Force on Short-Circuit and System Performance Impact of Inverter Based Generation, Set. 2018.
- [21] IEEE PES, "Protection Challenges and Practices for Interconnecting Inverter Based Resources to Utility Transmission Systems". Technical Report PES-TR81, IEEE Power System Relaying and Control Committee, Jul. 2020.
- [22] CHEN, A. S., SHRESTHA, A., ITUZARO, F. A., FISCHER N., "Addressing protection challenges associated with type 3 and type 4 wind turbine generators". 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, pp. 335–344, Mar. 2015.
- [23] HADDADI, A., KOCAR, I., FARANTATOS, E., "Impact of inverter-based resources on protection schemes based on negative sequence components", EPRI, Technical Brief - Bulk Power System Integration of Variable Generation, Jul. 2019.
- [24] TARANTO, G.N., MARINHO, J.M.T., ASSIS, T.M.L., CARVALHO, R.C., "Impactos Negativos das Fontes Conectadas Via Inversores em Relés de Proteção", XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, Nov. 2019.
- [25] HADDADI, A., ZHAO, M., KOCAR, I., KARAAGAC, U., CHAN, K.W., FARANTATOS, E., "Impact of Inverter-Based Resources on Negative Sequence Quantities-Based Protection Elements," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 1, pp. 289-298, Fev. 2021.

- [26] Sandia Report, “*Impact of Inverter-Based Resource Negative Sequence Current Injection on Transmission System Protection*”, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, Jan. 2020.
- [27] KOU, G., JORDAN, J., COCKERHAM, B., PATTERSON, R., VANSANT, P., “*Negative-Sequence Current Injection of Transmission Solar Farms*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 35, no. 6, pp. 2740-2743, Dec. 2020.
- [28] MARTÍNEZ, E., VILLÉN, M.T., BORROY, S., GRASSET, H., POPOV, M., DUBEY, R., “*Effects of Type 4 Wind Turbine on present protection relaying algorithms*”. Projeto Migrate, 2018.
- [29] NELSON, R.J., MA. H., “*Short-circuit contributions of full-converter wind turbines*,” 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-4, 2011.
- [30] HADDADI, A.; FARANTATOS, E.; KOCAR, I.; KARAAGAC, U. “*Impact of Inverter Based Resources on System Protection*”. Energies 14, no. 4:, 2021.
- [31] LÓPEZ, D., MARTÍNEZ, E., DUBEY, R., POPOV, M., “*Negative sequence current injection by power electronics based generators and its impact on faulted phase selection algorithms of distance protection*”, Western Protective Relay Conference 2018, Outubro de 2018.
- [32] WIJNHOFEN, T., DECONINCK, G., NEUMANN, T., ERLICH, I., “*Control aspects of the dynamic negative sequence current injection of type 4 wind turbines*,” 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, pp. 1-5, 2014.
- [33] KAUFFMANN, T. et al., “*Short-Circuit Model for Type-IV Wind Turbine Generators With Decoupled Sequence Control*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 34, no. 5, pp. 1998-2007, Out. 2019.

- [34] NEUMANN, T., WIJNHOFEN, T., DECONINCK, G., ERLICH, I., "*Enhanced Dynamic Voltage Control of Type 4 Wind Turbines During Unbalanced Grid Faults*". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 30, no. 4, pp. 1650-1659, Dez. 2015.
- [35] ERLICH, I., NEUMANN, T., SHEWAREGA, F., SCHEGNER, P., MEYER, J., "Wind turbine negative sequence current control and its effect on power system protection," 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, pp. 1-5, 2013.
- [36] FORTMANN, J., MENDONÇA, A., GOKSU, O., SCHAUBE, F., MORALES, A., SORENSEN, P., "*Latest Developments of Negative Sequence Extensions for Generic RMS Models of Wind Turbines*". 2016.
- [37] LEE, C., HSU, C., CHENG, P., "*A Low-Voltage Ride-Through Technique for Grid-Connected Converters of Distributed Energy Resources*," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 47, no. 4, pp. 1821-1832, July-Aug. 2011.
- [38] CHOU, S., LEE, C., CHENG, P., BLAABJERG, F., "*A reactive current injection technique for renewable energy converters in low voltage ride-through operations*," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-7, 2011.
- [39] HADDADI, A., KOCAR, I., MAHSEREDJIAN, J., KARAAGAC, U., FARANTATOS, E., "*Negative sequence quantities-based protection under inverter-based resources Challenges and impact of the German grid code*", Electric Power Systems Research, Vol 188, 2020.
- [40] GOKSU, O., TEODORESCU, R., BAK, C.L., IOV, F., KJAER, P., "*Impact of wind power plant reactive current injection during asymmetrical grid faults.*" Renewable Power Generation, IET. 7. Pp. 484-492, 2013.
- [41] BOEMER, J.C., RAWN, B.G., GIBESCU, M., COSTER, E., VAN DER MEIJDEN, M.A.M.M., KLING, W.L., "*Contribution of negative-sequence controlled distributed*

generation to power system stability under unbalanced faults: A discussion paper," 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), pp. 1-8, 2012.

[42] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, “*WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide*”, USA, Abr 2014.

[43] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, “*WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide*”, USA, Abr 2014.

[44] Sandia National Laboratories, "*Generic Solar Photovoltaic System Dynamic Simulation Model Specification*", Out 2013.

[45] LAMMERT, G., OSPINA, L.D.P., POURBEIK, P., FETZER, D., BRAUN, M., "*Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DIgSILENT PowerFactory*," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), pp. 1-5, Boston, MA, 2016.

[46] WECC, “*Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline*”, USA, Dez. 2019.

[47] NERC, “*Reliability Guideline: BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance*”, USA, Set. 2018.

[48] CHASPIERRE, G., PANCIATICI, P., VAN CUTSEM, T., “*Dynamic Equivalent of a Distribution Grid Hosting Dispersed Photovoltaic Units*”, 2017.

[49] CIGRÉ, CIRED. “*Modelling of inverter-based generation for power system dynamic Studies*”. Relatório Técnico ISBN 978-2-85873-429-0, Task Force C4/C6/CIRED, Paris, França, mai. 2018.

[50] KARAAGAC, U. *et al.*, "*Phasor domain modeling of type-IV wind turbine generator for protection studies*," 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2015, pp. 1-5, 2015.

- [51] MARINHO, J.M.T., *Simulação em Sistemas de Energia Elétrica com Modelagem Flexível – Monofásica e Trifásica*, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Mar. 2008.
- [52] TARANTO, G.N., MARINHO, J.M.T., “*Simulation of Integrated Transmission and Distribution Networks with a Hybrid Three-Phase/Single-Phase Formulation*”, Proc. Bulk Power System Dynamics and Control X, IREP Symposium, Espinho, Portugal, Ago. 2017.
- [53] TARANTO, G.N., ASSIS, T.M.L., MARINHO, J.M.T, “*Integrating Relay Models in Three-Phase RMS Dynamic Simulation*,” in IEEE Transactions on Power Systems, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3058624.
- [54] Operador Nacional do Sistema (ONS), “*Boletim de Geração Eólica – 04/21*”. Disponível em <<http://www.ons.org.br/>>. Acessado em 16 de junho de 2021
- [55] Operador Nacional do Sistema (ONS), “*Boletim de geração solar – 04/21*” –. Disponível em <<http://www.ons.org.br/>>. Acessado em 16 de junho de 2021.
- [56] Energyworld, “*World’s top 10 countries in wind energy capacity*”. Disponível em <<https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/renewable/worlds-top-10-countries-in-wind-energy-capacity/68465090>>. Acessado em 16/06/2021.
- [57] Wiki-Solar, “*Deployment of utility-scale solar power by country*”. Disponível em <<https://wiki-solar.org/region/countries/>>. Acessado em 16/06/2021.
- [58] Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo, “*Ventos Promissores a Caminho*”, Disponível em <<https://revistapesquisa.fapesp.br/ventos-promissores-a-caminho/>>. Acessado em 16 de junho de 2021.
- [59] Centro de Pesquisas da Eletrobras (CEPEL), “*Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – Simulações 2013*”, Rio de Janeiro, Ago., 2017.

[60] Solargis. “*Solar Irradiance Data*”, Disponível em <<https://solargis.com/>>. Acessado em 16 de junho de 2021.

[61] KROPOSKI, B., JOHNSON, B., ET.AL. “*Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy*”, IEEE Power and Energy Magazine, v. 15, pp. 61-73, mar. 2017. doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.

[62] LOUTAN, C., KLAUER, P., ET.AL, “*Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant*”, National Renewable Energy Lab. (NREL), mar. 2017. doi: 10.2172/1349211.

[63] KUNDUR, P., BALU, N. J., LAUBY, M. G. “*Power system stability and control*”. McGraw-hill New York, 1994.

[64] KRAUSE, P.C.- “*Analysis of Electric Machinery*”, McGraw Hill, 2013.

[65] DAS, J.C., “*Understanding Symmetrical Components For Power System Modeling*”, IEEE Wiley Press, New Jersey, 2017.

[66] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “*1200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report*”. Relatório técnico, Atlanta, Georgia, jun. 2017.

[67] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “*900 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report*”. Relatório técnico, Atlanta, Georgia, fev. 2018.

[68] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “*Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*”, Brasil, Dez. 2020. Disponível em <http://www.ons.org.br/>. Acessado em 17 de junho de 2021.

[69] CLUSTER, G. “*Inverter Protection and Ride-Through, SMA America*”, NERC Workshop: Inverter-Based Resource Performance and Analysis, Apresentação de slides,

p. 121, Atlanta, Georgia, fev. 2019. Disponível em: <<https://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Inverter-Based-Resource-Performance-Task-Force.aspx>>. Acessado em 17 de junho de 2021.

[70] ELLIS, A., POURBEIK, P., ET. AL. “*Code Shift: Grid Specifications and Dynamic Wind Turbine Models*”, IEEE Power and Energy Magazine, v. 11, n. 6, pp. 72-82, Nov. 2013. ISSN: 1540-7977. doi: 10.1109/MPE.2013.2278002.

[71] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “*Submódulo 2.11 Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção*”, Disponível em <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acessado em 20 de agosto de 2021.

[72] KINDERMANN, G., *Proteção de Sistemas Elétricos – Volume 1*, 1ª Edição, Florianópolis, Edição do Autor, 1999.

[73] KINDERMANN, G., *Proteção de Sistemas Elétricos – Volume 2*, 1ª Edição, Florianópolis, Edição do Autor, 1999.

[74] MANZONI, A., *Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Sistemas Elétricos de Potência: Aplicação a Simulação Rápida e Análise da Estabilidade de Tensão*, Tese de D.Sc, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2005.

[75] GONZALEZ-LONGATT, F., CHIKUNI, E., STEMMET, W. FOLLY, K. "Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance," *IEEE Power and Energy Society Conference and Exposition in Africa: Intelligent Grid Integration of Renewable Energy Resources (PowerAfrica)*, pp. 1-7, 2012.

[76] KOTHARE, M.V., CAMPO, P.J., MORARI, M., NETT, C.N., “*A unified framework for the study of anti-windup designs*”, Automatica, Volume 30, Issue 12, Pages 1869-1883, 1994.

- [77] GHOSHAL, A., JOHN, V., “*Anti-windup Schemes for Proportional Integral and Proportional Resonant Controller*”, 2010.
- [78] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Caso Mensal de Operação – Fevereiro de 2016”, 2016. Disponível em ons.org.br. Acessado em 02/03/2016.
- [79] PAI, M.A., “*Energy Function Analysis For Power System Stability*”, 1ª Ed., Norwell, Kluwer Academic Publishers, 1989.
- [80] MULJADI, E., SINGH, M., GEVORGIAN, V., “*User Guide for PV Dynamic Model Simulation Written on PSCAD Platform*”, Relatório Técnico, NREL/TP-5F00-62053, National Renewable Energy Laboratory, Nov. 2014.
- [81] ROSSO, R., WANG, X., LISERRE, M., LU, X., ENGELKEN, S., “*Grid-forming converters: an overview of control approaches and future trends,*” IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), pp. 4292-4299, 2020.
- [82] MATEVOSYAN, J. *et al.*, “*Grid-Forming Inverters: Are They the Key for High Renewable Penetration?*”, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 17, no. 6, pp. 89-98, Nov., Dec. 2019.
- [83] BONETTI, A., HARISPURU, C., PITZER, M., PUSTEJOVSKY, M., WETTERSTRAND N., KACHELRIB, S., “*Digital twin technology for virtual testing of power system relay protection,*” 2021 3rd Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), 2021, pp. 154-160.
- [84] ANDRICHAK, J.G., ALEXANDER, G.E., “*Distance Relays Fundamentals*”, General Electric, Malvern, Pensilvania.
- [85] BROCHU, J., LAROSE C., GAGNON, R., “*Validation of Single- and Multiple-Machine Equivalents for Modeling Wind Power Plants,*” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 26, no. 2, pp. 532-541, Jun. 2011.
- [86] K. Ogata, “*Modern Control Engineering*”, Prentice Hall, New Jersey, 2002.

APÊNDICES

A – Dados do Sistema Teste de 2 Geradores

Os dados de barra do sistema Teste de 2 Geradores são dados na Tabela 18.

Tabela 18: Dados de Barra do Sistema de 7 Barras.

Barra	Tensão (pu)	Ângulo (°)	Geração (MW)	Geração (MVar)	Carga (MW)	Carga (MVar)	Outros (MW)	Outros (MVar)
1	0.9861	33.3	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.9862	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0.9837	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	1.0079	30.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	1.0009	28.2	0.0	0.0	100.3	33.0	0.0	-63.9
6	0.9859	29.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	1.0000	0.0	51.0	-61.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Os dados de Linha são dados pela Tabela 19.

Tabela 19: Dados de Linha do Sistema de 7 barras.

De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	B0 (pu)	Conexão	Tap
1	2	0.0000	0.02	0.0000	0.0000	0.0600	0.0000	$Yg - \Delta$	1.00
2	3	0.0050	0.01	0.0000	0.0150	0.0300	0.0000	-	-
3	4	0.0000	0.0686	0.0000	0.0000	0.2058	0.0000	$\Delta - Yg$	0.98
4	5	0.0180	0.0813	0.0216	0.0540	0.2439	0.0108	-	-
5	6	0.0022	0.0350	0.3610	0.0066	0.1050	0.1805	-	-
6	7	0.0000	0.0250	0.0000	0.0000	0.0750	0.0000	$Yg - \Delta$	0.97

Modelo de Gerador: MD03 do ANATEM

No gerador da barra 01, foi utilizado o modelo MD03 do ANATAEM disponível no Simulight, com parâmetros da Tabela 20.

Tabela 20: Dados dinâmicos de gerador 1 quando é uma planta síncrona.

Sbase	H	D	r	Xd	Xq	Xl	X'd	X'q	X''d
55	4.985	0	0.0035	2.073	2.007	0.110	0.220	0.680	0.160
T'd0	T'q0	T''d0	T''q0	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer	Rntr	Xntr
5.000	0.900	0.022	0.025	0.020	0.160	0.0035	0.110	0.000	0.000

Foi utilizado um regulador de tensão de primeira ordem padrão do Simulight, com diagrama de blocos conforme Figura 131, cujos parâmetros podem ser vistos pela Tabela 21. O Regulador de Velocidade utilizado foi um regulador padrão para térmicas do Simulight, com diagrama de blocos conforme Figura 132, cujos parâmetros podem ser vistos pela Tabela 22.

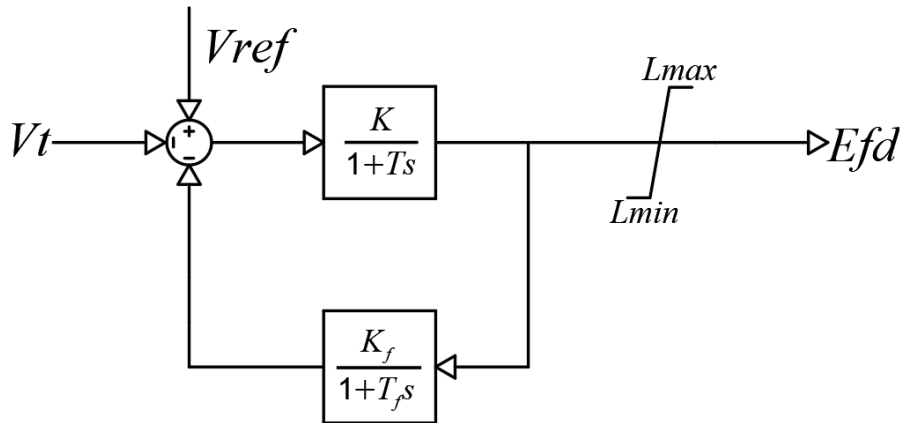


Figura 131: Regulador de Tensão.

Tabela 21: Parâmetros do regulador de tensão.

K	T	Kf	Tf	Lmin	Lmax
50	0.05	0.3	0.9	-9999	9999

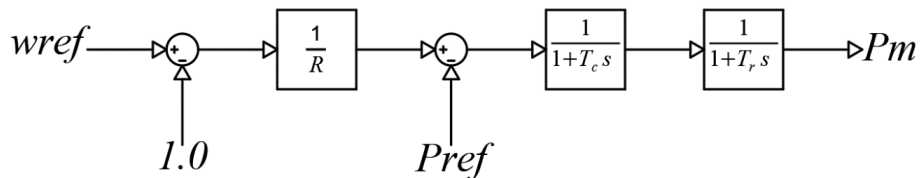


Figura 132: Regulador de Velocidade.

Tabela 22: Parâmetros do regulador de velocidade.

R	Tc	Tr
0.05	0.01	2.0

- Dados do Gerador 1 quando FGCEVI

Tabela 23: Dados dinâmicos de gerador 1 quando é uma FGCEVI.

Fdbd1	Fdbd2	Ddn	Dup	Tp	femax	femin	Kpg	Kig	Pmax
0.01	-0.01	33.3	0	0.02	1	-1	0.5	0.1	0.91
Pmin	Tlag	Vref	Imax	Kvp	Kvi	Vmax	Vmin	Trv	Vdip
0.0	0.15	0.9862	1.2	5	1	1.15	0.85	0.02	0.8
Vup	Dbd1	Dbd2	Kqv	Iqh1	Iql1	Tpord	Pmax	Pmin	dPmax
1.2	-0.125	0.125	2	1.1	-1.1	0.05	0.91	0.0	0.1
dPmin	Sbase	Tfltr	Lvpl1	Zerox	Brkpt	Lvplsw	rrpwr	Tg	Volim
-0.1	55	0.02	1.2	0.4	0.9	1	10	0.02	1.25
Iolim	Khv	Lvpnt0	Lvpnt1	Iqrmax	Iqrmin	negddb	Knp	Kni	Nldlg
-1.25	0.7	0.4	0.8	9999	-9999	0.05	1.927	81.3	0.03
dldlg	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer	Kneg	Trvneg			
0.013	9999	9999	9999	9999	6	0.02			

- Dados do Gerador 2

No gerador 2, foi utilizado o modelo padrão Mdl:I do Simulight para o gerador conectado à barra 07, com parâmetros da Tabela 24.

Tabela 24: Parâmetros operacionais do Gerador na barra 07.

Sbase	H	D	r	X'd	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer	Rntr
1000	50	0	0.0001	0.4	0.1	0.2	0.0001	0.8	0
Xntr									
0									

B – Dados do Sistema Equivalente de Parte do SIN

Para o sistema equivalente do SIN, os dados de barra são dados pela Tabela 25.

Tabela 25: Dados de Barra do Sistema de equivalente de parte do SIN.

Num	Nome	Tensão (pu)	Ângulo (°)	Geração (MW)	Geração (MVAr)	Carga (MW)	Carga (MVAr)	Outros (MW)	Outros (MVAr)
544	PPRIMA-SP440	0.9500	2.5	229.2	-73.5	0.0	0.0	0.0	0.0
545	NPPRIM-MS230	0.9584	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3
923	WARJO4UTE001	0.9900	-27.7	27.0	-1.1	0.0	0.0	0.0	0.0
924	WARJO5UTE001	0.9900	-28.0	25.0	-1.3	0.0	0.0	0.0	0.0
927	WARJO1UTE001	0.9900	-26.9	31.0	-0.8	0.0	0.0	0.0	0.0
928	WARJO2UTE000	0.9900	-26.9	31.0	-0.8	0.0	0.0	0.0	0.0
929	WARJO3UTE001	0.9900	-27.5	28.0	-1.1	0.0	0.0	0.0	0.0
978	GUAI-F-PR230	1.0200	-9.9	20.0	-11.2	0.0	0.0	0.0	0.0
1018	CORUM2-MS230	1.0269	-11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54.9
1019	CORUM2-MS138	1.0178	-12.1	0.0	0.0	43.1	18.1	0.0	0.0
1025	CGRAN2-MS230	1.0034	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1
1026	CGRAN2-MS138	0.9988	-1.5	0.0	0.0	72.2	7.6	0.0	0.0
1075	SIDRO2-MS138	1.0211	-6.6	0.0	0.0	43.3	8.6	0.0	0.0
1076	ISOLT2-MS440	1.0700	27.6	170.0	-94.1	2.4	0.0	0.0	0.0
1077	ISOLT2-MS230	1.0778	26.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1078	ANASTACER230	1.0241	-9.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-94.3
1079	ANAS-A-MS138	1.0196	-10.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1080	ANAS-B-MS138	1.0197	-10.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1081	JATA-G-GO138	1.0833	22.8	0.0	0.0	21.0	-2.4	0.0	11.3
1084	JATAI--GO230	1.0850	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0
1085	SIDROL-MS230	1.0281	-5.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-96.4
1086	DOURAD-MS230	0.9934	-11.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1087	RBRILH-MS230	0.9979	-1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1088	IVINHE-MS230	0.9642	-4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0
1089	CHAPAD-MS230	1.0836	23.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.0
1090	INOCEN-MS230	1.0829	25.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	68.3
1094	IVINH2-MS138	0.9643	-6.3	0.0	0.0	73.3	-6.3	0.0	0.0
1095	RBRI-G-MS138	0.9983	-1.4	0.0	0.0	9.0	-1.3	0.0	0.0
1099	CHAP-G-MS138	1.0851	24.6	84.7	-8.3	0.0	0.0	0.0	0.0
1131	AQUIDA-MS138	1.0176	-10.2	0.0	0.0	29.4	6.3	0.0	0.0
1142	DOUSCR-MS138	0.9810	-14.8	0.0	0.0	169.8	23.7	0.0	0.0
1889	IMBIRUCER230	1.0042	-2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	67.8
1890	CGIMBI-MS138	0.9965	-2.7	0.0	0.0	160.0	42.9	0.0	-28.6
9544	NPPRI1-MS440	0.9501	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9545	NPPRI2-MS440	0.9501	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96084	FIC1CORU-230	1.0223	-11.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96085	CORUMTER1-13	1.0223	-41.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96086	CORUMTER2-13	1.0223	-41.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96087	FIC2CORU-230	1.0223	-11.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96436	DOURTER1--13	0.9869	-43.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96437	FIC1DOUR-230	0.9869	-13.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96438	FIC2DOUR-230	0.9869	-13.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96439	FIC3DOUR-230	0.9869	-13.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96440	FIC4DOUR-230	0.9869	-13.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96447	DOURTER2--13	0.9869	-43.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96448	DOURTER3--13	0.9869	-43.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96449	DOURTER4--13	0.9869	-43.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97125	FIC1RBRI-230	0.9981	-1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97126	RBRITER1--13	0.9981	-31.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97127	FIC2RBRI-230	0.9981	-1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97128	RBRITER2--13	0.9981	-31.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97141	FIC1CHAP-230	1.0843	24.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97142	FIC2CHAP-230	1.0843	24.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97143	CHAPTER1--13	1.0843	-6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97144	CHAPTER2--13	1.0843	-6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97349	SIDROTER1-13	1.0245	-35.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97350	SIDROTER2-13	1.0245	-35.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97351	FIC1SIDR-230	1.0245	-5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97352	FIC2SIDR-230	1.0245	-5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97355	CGRA2TER1-13	1.0010	-30.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

97356	CGRA2TER2-13	1.0010	-30.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97357	FIC1CGR2-230	1.0010	-0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97358	FIC2CGR2-230	1.0010	-0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98013	FIC1IVIN-230	0.9641	-5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98014	IVINHTER1-13	0.9641	-35.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98015	FIC2IVIN-230	0.9641	-5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98016	IVINHTER2-13	0.9641	-35.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98017	FIC1IMBI-230	1.0003	-2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98018	IMBIRTER1-13	1.0003	-32.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98019	IMBIRTER2-13	1.0003	-32.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98020	IMBIRTER3-13	1.0003	-32.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98021	FIC2IMBI-230	1.0003	-2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
98022	FIC3IMBI-230	1.0003	-2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Os parâmetros das linhas de transmissão podem ser obtidos em bancos de dados do ONS referentes a fevereiro de 2016.

Para os equivalentes de sistema que representam a conexão do SIN à área estudada, estes foram modelados como equivalentes dinâmicos clássicos [63] com o uso dos softwares ANAREDE e ANAFAS para obtenção de impedâncias equivalentes. Ou seja, o modelo Mdl:I do Simulight foi utilizado para representar essas plantas no programa, conforme Tabela 26. Os valores aqui apresentados já estão com o aumento da impedância de sequência negativa desses equivalentes. Os dados estão em pu na base de 100 MVA.

Tabela 26: Parâmetros operacionais dos equivalentes síncronos.

UG	Sbase	H	D	r	X'd	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer
544	100	20	0	0.000374	0.00995	0.0374	1	0.000193	0.00575
1076	100	99	0	0.000217	0.00485	0.06705	1.5	0.000322	0.00363

O gerador 978 utiliza o modelo Mdl:II do Simulight, com parâmetros dados a seguir pela Tabela 27. Os dados estão em pu na base da máquina.

Tabela 27: Dados de UG978

Sbase	H	D	Xd	Xq	Xl	X'd	X''d	T'd0	T''d0
26	3.096	0	1.404	0.7696	0.156	0.3848	0.278	8.6	0.026
T''q0	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer					
0.08	0.0262	0.4994	0.00939	0.11716					

Os geradores UG923, UG924, UG927, UG928 e UG929 são máquinas síncronas ou FGCEVI conforme necessidade da simulação. Como máquinas síncronas, elas são modeladas como térmicas com o modelo MD03 do ANATEM, exemplificado pela Tabela 28. Seus dados são dados a seguir pela. Os dados estão em pu na base da máquina.

Tabela 28: Dados dinâmicos de U923/UG924/UG927/UG928/UG929 quando estas são uma Planta Térmica.

UG 923	Sbase	H	D	r	Xd	Xq	Xl	X'd	X'q
	46.25	4.985	0	0.0035	2.164	2.007	0.13	0.23	0.44
	X''d	T'd0	T'q0	T''d0	T''q0	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer
	0.16	5.2	0.53	0.02	0.025	0.0041	0.16	999	999
UG 924	Sbase	H	D	r	Xd	Xq	Xl	X'd	X'q
	63.25	4.985	0	0.0035	2.073	2.007	0.11	0.22	0.68
	X''d	T'd0	T'q0	T''d0	T''q0	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer
	0.16	5.0	0.9	0.022	0.025	0.002	0.16	999	999
UG 927	Sbase	H	D	r	Xd	Xq	Xl	X'd	X'q
	63.25	4.985	0	0.0035	2.073	2.007	0.11	0.22	0.68
	X''d	T'd0	T'q0	T''d0	T''q0	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer
	0.16	5.0	0.9	0.022	0.025	0.0024	0.16	999	999
UG 928	Sbase	H	D	r	Xd	Xq	Xl	X'd	X'q
	63.25	4.985	0	0.0035	2.073	2.007	0.11	0.22	0.68
	X''d	T'd0	T'q0	T''d0	T''q0	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer
	0.16	5.0	0.9	0.022	0.025	0.0024	0.16	999	999
UG 929	Sbase	H	D	r	Xd	Xq	Xl	X'd	X'q
	46.25	4.985	0	0.0035	2.164	2.007	0.13	0.23	0.44
	X''d	T'd0	T'q0	T''d0	T''q0	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer
	0.16	5.2	0.53	0.02	0.025	0.0041	0.16	999	999

Além disso, esses geradores possuem controle de excitatriz padrão do Simulight de primeira ordem com parâmetros iguais à Tabela 21 e regulador de velocidade padrão do Simulight para térmicas com parâmetros iguais à Tabela 22.

Quando FGCEVI, as plantas possuem os mesmos parâmetros na base da máquina com diferença apenas da potência nominal do gerador (46.25 MVA para UG923 e UG929 e 63.25 MVA para UG924/UG927/UG928). Os dados como FGCEVI são dados pela Tabela B.5.

Tabela 29: Dados dinâmicos de U923/UG924/UG927/UG928/UG929 quando estas são uma FGCEVI.

Fdbd1	Fdbd2	Ddn	Dup	Tp	femax	femin	Kpg	Kig	Pmax
0.01	-0.01	33.3	0	0.02	1	-1	0.5	0.1	0.91
Pmin	Tlag	Vref	Imax	Kvp	Kvi	Vmax	Vmin	Trv	Vdip
0.0	0.15	0.9862	1.2	5	1	1.15	0.85	0.02	0.8
Vup	Dbd1	Dbd2	Kqv	Iqh1	Iql1	Tpord	Pmax	Pmin	dPmax
1.2	-0.125	0.125	0.25	1.1	-1.1	0.05	0.91	0.0	0.1
dPmin	Sbase	Tfltr	Lvpl1	Zerox	Brkpt	Lvplsw	rrpwr	Tg	Volim
-0.1	-	0.02	1.2	0.4	0.9	1	10	0.02	1.25
Iolim	Khv	Lvpnt0	Lvpnt1	Iqrmax	Iqrmin	negddb	Knp	Kni	Nldlg
-1.25	0.7	0.4	0.8	9999	-9999	0.05	1.854	99.73	0.032
dldlg	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer	Kneg	Trvneg			
0.027	9999	9999	9999	9999	2	0.02			

C – Dados do Sistema IEEE New England

Os dados de barra do sistema IEEE New England são dados pela Tabela 30.

Tabela 30: Dados de Barra do Sistema New England.

Barra	Tensão (pu)	Ângulo (°)	Geração (MW)	Geração (MVar)	Carga (MW)	Carga (MVar)	Outros (MW)	Outros (MVar)
1	1.0367	-9.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1.0207	-6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1.0118	-9.7	0.0	0.0	322.0	2.4	0.0	0.0
4	0.9940	-10.6	0.0	0.0	500.0	184.0	0.0	0.0
5	0.9989	-9.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	1.0018	-8.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.9912	-10.9	0.0	0.0	233.8	84.0	0.0	0.0
8	0.9903	-11.4	0.0	0.0	522.0	176.0	0.0	0.0
9	1.0258	-11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	1.0119	-6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	1.0072	-7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.9942	-7.1	0.0	0.0	8.5	88.0	0.0	0.0
13	1.0083	-7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	1.0040	-8.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	1.0077	-9.1	0.0	0.0	320.0	153.0	0.0	0.0
16	1.0241	-7.6	0.0	0.0	329.4	32.3	0.0	0.0
17	1.0206	-8.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	1.0159	-9.5	0.0	0.0	158.0	30.0	0.0	0.0
19	1.0475	-3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-100.1
20	0.9937	-4.4	0.0	0.0	680.0	103.0	0.0	-201.9
21	1.0244	-5.2	0.0	0.0	274.0	115.0	0.0	-117.7
22	1.0271	-0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-91.6
23	1.0226	-0.8	0.0	0.0	247.5	84.6	0.0	-69.1
24	1.0313	-7.5	0.0	0.0	308.6	92.2	0.0	-75.8
25	1.0300	-5.3	0.0	0.0	224.0	47.2	0.0	0.0
26	1.0287	-6.6	0.0	0.0	139.0	17.0	0.0	0.0
27	1.0189	-8.8	0.0	0.0	281.0	75.5	0.0	0.0
28	1.0236	-2.9	0.0	0.0	206.0	27.6	0.0	0.0
29	1.0230	0.0	0.0	0.0	283.5	26.9	0.0	0.0
30	1.0000	-34.1	250.0	28.9	0.0	0.0	0.0	0.0
31	0.9820	-29.8	573.2	227.8	9.2	4.6	0.0	0.0
32	0.9830	-28.2	650.0	229.1	0.0	0.0	0.0	0.0
33	0.9980	-27.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
34	0.9851	-29.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
35	1.0027	-25.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
36	1.0038	-22.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
37	1.0000	-28.1	540.0	-1.1	0.0	0.0	0.0	0.0
38	1.0000	-22.6	830.0	24.0	0.0	0.0	0.0	0.0
39	1.0300	-11.0	1001.0	142.0	1104.0	250.0	0.0	0.0
330	0.9980	-27.8	632.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
340	0.9851	-29.0	508.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
350	1.0027	-25.3	650.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
360	1.0038	-22.1	560.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3300	0.9980	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3400	0.9851	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3500	1.0027	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3600	1.0038	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Para os dados de linha, temos a Tabela 31 com dados de sequência zero iguais a $R0= 3R$, $X0= 3X$ e $B0=B/2$.

Tabela 31: Dados de Linha do Sistema New England.

De	Para	R	X	B	Tap	Conexão
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	-	-
1	39	0.001	0.025	0.75	-	-
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	-	-
2	25	0.007	0.0086	0.146	-	-
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	-	-
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	-	-
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	-	-
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	-	-
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	-	-
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	-	-
6	7	0.0006	0.0092	0.113	-	-
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	-	-
7	8	0.0004	0.0046	0.078	-	-
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	-	-
9	39	0.001	0.025	1.2	-	-
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	-	-
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	-	-
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	-	-
14	15	0.0018	0.0217	0.366	-	-
15	16	0.0009	0.0094	0.171	-	-
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	-	-
16	19	0.0016	0.0195	0.304	-	-
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	-	-
16	24	0.0003	0.0059	0.068	-	-
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	-	-
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	-	-
21	22	0.0008	0.014	0.2565	-	-
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	-	-
23	24	0.0022	0.035	0.361	-	-
25	26	0.0032	0.0323	0.513	-	-
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	-	-
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	-	-
26	29	0.0057	0.0625	1.029	-	-
28	29	0.0014	0.0151	0.249	-	-
12	11	0.0016	0.0435	0	1.006	$Yg - Yg$
12	13	0.0016	0.0435	0	1.006	$Yg - Yg$
6	31	0	0.025	0	1.07	$Yg - \Delta$
10	32	0	0.02	0	1.07	$Yg - \Delta$
19	33	0.0007	0.0142	0	1.05	$Yg - \Delta$
20	34	0.0009	0.018	0	1.009	$Yg - \Delta$
22	35	0	0.0143	0	1.02	$Yg - \Delta$
23	36	0.0005	0.0272	0	1.01	$Yg - \Delta$
25	37	0.0006	0.0232	0	1.025	$Yg - \Delta$
2	30	0	0.0181	0	1.025	$Yg - Yg$
29	38	0.0008	0.0156	0	1.025	$Yg - \Delta$
33	330	0	0.000001	0	-	-
34	340	0	0.000001	0	-	-
35	350	0	0.000001	0	-	-
36	360	0	0.000001	0	-	-
330	3300	0	0.000001	0	1	$\Delta - Yg$

340	3400	0	0.000001	0	1	$\Delta - Yg$
350	3500	0	0.000001	0	1	$\Delta - Yg$
360	3600	0	0.000001	0	1	$\Delta - Yg$

Os geradores 30 a 32 e 37 a 39 sempre são máquinas síncronas. Os geradores 33 a 36 podem ser máquinas síncronas ou FGCEVI dependendo da necessidade da simulação. Os parâmetros operacionais das máquinas são obtidos parcialmente em [79]. Os dados estão em pu em uma base de 100 MVA conforme Tabela 32.

Tabela 32: Dados dinâmicos do Sistema New England.

Barra	H (s)	Ra	X'd	X'q	Xd	Xq	T'd0	T'q0	Xl	R2	X2	R0	X0
39	500	0.00014	0.006	0.008	0.02	0.019	7	0.7	0.003	0.001175	0.0047	0.00014	0.003
31	30.3	0.0024	0.0697	0.17	0.295	0.282	6.56	1.5	0.035	0.019975	0.0799	0.0024	0.035
32	35.8	0.000386	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.7	1.5	0.0304	0.011725	0.0469	0.000386	0.0304
33	28.6	0.00022	0.0436	0.166	0.262	0.258	5.69	1.5	0.0295	0.017475	0.0699	0.00022	0.0295
34	26	0.00014	0.132	0.166	0.67	0.62	5.4	0.44	0.054	0.024825	0.0993	0.00014	0.054
35	34.8	0.00615	0.05	0.0814	0.254	0.241	7.3	0.4	0.0224	0.01095	0.0438	0.00615	0.0224
36	26.4	0.000268	0.049	0.186	0.295	0.292	5.66	1.5	0.0322	0.019575	0.0783	0.000268	0.0322
37	24.3	0.000686	0.057	0.0911	0.29	0.28	6.7	0.41	0.028	0.01235	0.0494	0.000686	0.028
38	34.5	0.0003	0.057	0.0587	0.2106	0.205	4.79	1.96	0.0298	0.00965	0.0386	0.0003	0.0298
30	42	0.00014	0.031	0.008	0.1	0.069	10.2	0.5	0.0125	0.00325	0.013	0.00014	0.0125

Os geradores possuem um controle de excitatriz dado pela Tabela 33 e Figura 133.

Tabela 33: Dados de Excitatriz.

Barra	KA	TA	KE	TE	KF	TF
30	5	0.06	1	0.25	0.04	1
31	6.2	0.05	1	0.41	0.057	0.5
32	5	0.06	1	0.5	0.08	1
33	5	0.06	1	0.5	0.08	1
34	40	0.02	1	0.785	0.03	1
35	5	0.02	1	0.471	0.0754	1.24
36	40	0.02	1	0.73	0.03	1
37	5	0.02	1	0.528	0.0845	1.26
38	40	0.02	1	1.4	0.03	1.0

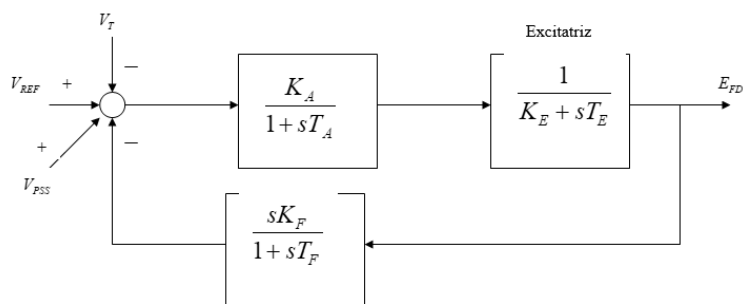


Figura 133: Diagrama de Blocos de Excitatriz.

Os geradores possuem reguladores de velocidade conforme Figura 132 e Tabela 22.

Os cinco geradores que são máquinas síncronas em todas as situações possuem PSSs instalados. O modelo de PSS é dado pela Equação 45. Cada PSS têm seu valor K, α e w distintos. O parâmetro T_w é igual a 10s.

$$PSS = K * \frac{T_w s}{T_w s + 1} * \left(\frac{1 + \frac{\sqrt{\alpha}}{w} s}{1 + \frac{1}{w\sqrt{\alpha}} s} \right)^3 \quad (45)$$

Assim, os dados dos PSSs são dados pela Tabela 34.

Tabela 34: Dados de PSS do Sistema New England.

Barra	K	α	ω
30	9.06	4.07	12.07
31	18.59	8.37	5.08
32	17.33	4.24	3.05
37	10.65	7.71	5.60
38	12.63	5.60	6.35

Quando os geradores 33 a 36 são plantas fotovoltaicas, os dados deles são os seguintes, com exceção da potência nominal de cada máquina que varia conforme o gerador e V_{ref} que é o valor da tensão de sequência positiva em pu da barra conectada ao gerador conforme Tabela 30.

Tabela 35: Dados dinâmicos de gerador 1 quando é uma FGCEVI

Fdbd1	Fdbd2	Ddn	Dup	TP	femax	femin	Kpg	Kig	Pmax
0.01	-0.01	33.3	0	0.02	1	-1	0.5	0.1	1
Pmin	Tlag	Vref	Imax	Kvp	Kvi	Vmax	Vmin	Trv	Vdip
0.0	0.15	-	1.2	5	1	1.15	0.85	0.02	0.8
Vup	Dbd1	Dbd2	Kqv	Iqh1	Iql1	Tpord	Pmax	Pmin	dPmax
1.2	-0.125	0.125	0.2	1.1	-1.1	0.05	1	0.0	0.1
dPmin	Sbase	Tfltr	Lvpl1	Zerox	Brkpt	Lvplsw	rrpwr	Tg	Volim
-0.1	-	0.02	1.2	0.4	0.9	1	10	0.02	1.25
Iolim	Khv	Lvpnt0	Lvpnt1	Iqrmax	Iqrmin	negddb	Knp	Kni	Nldlg
-1.25	0.7	0.4	0.8	9999	-9999	0.05	1.927	81.3	0.03
dldlg	Rneg	Xneg	Rzer	Xzer	Kneg	Trvneg			
0.013	9999	9999	9999	9999	6	0.02			