



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

YANDI ANIBAL GALLEGOS LANDERA

**CONTROLE DE INVERSORES EM SISTEMAS DE GERAÇÃO HÍBRIDA
PARA MELHORIA DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA**

Recife

2022

YANDI ANIBAL GALLEGO LANDERA

**CONTROLE DE INVERSORES EM SISTEMAS DE GERAÇÃO HÍBRIDA
PARA MELHORIA DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador: Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves

Coorientador: Prof. Dr. Rafael Cavalcanti Neto

Recife

2022

Catálogo na fonte
Bibliotecário Gabriel Luz CRB-4 / 2222

L255c Landera, Yandi Aníbal Gallego.
Controle de inversores em sistemas de geração híbrida para melhoria de estabilidade transitória / Yandi Aníbal Gallego Landera. 2022.
193 f: figs., tabs., abrev. e siglas. simbolos.

Orientador: Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves.
Coorientador: Prof. Dr. Rafael Cavalcanti Neto.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Recife, 2022.
Inclui referências e anexos.

1. Engenharia elétrica. 2. Controle de potência. 3. Estabilidade transitória.
4. Falhas em sistemas de potência. 5. Gerador síncrono. 6. Inversor fotovoltaico conectado à rede. I. Neves, Francisco de Assis dos Santos (Orientador). II. Cavalcanti Neto, Rafael. III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG / 2022 - 368

YANDI ANIBAL GALLEGO LANDERA

**CONTROLE DE INVERSORES EM SISTEMAS DE GERAÇÃO HÍBRIDA PARA
MELHORIA DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 26/08/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Francisco de Assis dos santos Neves (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Fabrício Bradaschia (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Cassiano Rech (Examinador Externo)
Universidade Federal de Santa Maria

Prof. Dr. Allan Fagner Cupertino (Examinador Externo)
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

AGRADECIMENTOS

Na difícil caminhada da vida, estende-se sempre uma mão amiga, a gratidão a essa mão amiga nada mais é do que o pagamento legítimo do esforço alheio, é reconhecer que tudo o que somos é a soma do suor dos outros, é ter consciência de que um homem sozinho não vale nada, e a dependência humana, além de obrigada, é bela.

A conclusão desta Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica marca o fim de uma trajetória de 4 anos pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), é justo agradecer a muitas pessoas que me acompanharam e ajudaram a tornar este sonho realidade:

Início meus agradecimentos por meus pais, que sempre primaram pela minha educação, por tudo que passaram para me oferecer o melhor, por nunca deixarem nada me faltar e, principalmente, por serem presentes na minha vida, obrigado.

Agradeço profundamente a minha esposa Jadiery Alves pela paciência, pela compreensão, pelo empenho, pela força, pelo amor, por ser do jeito que é, sempre me fazendo acreditar que chegaria ao final desta difícil, porém gratificante etapa. Ela é a pessoa que mais diretamente sofreu as consequências deste trabalho.

Minha gratidão especial ao Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves, meu orientador e, sobre tudo, um querido e grande amigo, pela pessoa e profissional que é. Obrigado por sua dedicação, que o fez, por muitas vezes, deixar de lado seus momentos de descanso para me ajudar e me orientar. E, principalmente, obrigado por sempre ter acreditado e depositado sua confiança em mim ao longo de todos esses anos de trabalho. Sem sua orientação, apoio, confiança e amizade, não somente neste trabalho, mas em todo o caminho percorrido até aqui, nada disso seria possível.

Tenho que agradecer ao professor, coorientador e sempre amigo Dr. Rafael Cavalcanti Neto, pela excelente orientação, companheirismo e forte encorajamento no que concerne à pesquisa. Obrigado pelas constantes demonstrações de sabedoria e humildade.

Obrigado aos membros da banca examinadora, Prof. Dr. Fabricio Bradaschia, Prof. Dr. Cassiano Rech, Prof. Dr. Allan Cupertino e o Prof. Dr. Jose Filho Castro, pelas arguições, comentários e sugestões que foram de extrema relevância para o aperfeiçoamento deste trabalho técnico.

Ao corpo docente e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da UFPE, muitos dos quais se destacam pelo profissionalismo e dedicação. Em especial aos professores

Marcelo Cavalcanti, Gustavo Azevedo, Leonardo e Ronaldo, suas aulas foram de muita importância para desenvolver o tema e as propostas deste trabalho.

A todos companheiros de pós-graduação e ao Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamento Elétrico (GEPAE). Em especial aqueles que efetivamente fizeram-se presentes no meu dia-a-dia, seja por meio de contribuições técnicas, pela convivência, parceria ou simplesmente pelos momentos de descontração, os quais sempre serão lembrados: Alejandro Benitez, Aline Cavalcanti, Antônio Dutra, Arthur Szpak, Arthur Teti, Calebe Hermann, Carolina Caldeira, Charles Silva, Danilo Pimentel, Eduardo Augusto, Eduardo Barbosa, Eduardo Stangler, Laissa Regina, Márcio Rodrigo, Nestor Medina, Rodrigo Cavalcanti, Vittoria Andrade e demais amigos do GEPAE/UFPE

Na área de ensino, tive a oportunidade de acompanhar durante anos uma pessoa muito especial, chamada Leonardo Casas Fernández. Devo muito a ele o aprendizado e amadurecimento em âmbito pessoal-profissional adquiridos, simplesmente, obrigado pelo exemplo.

Não posso deixar de agradecer a muitos outros amigos e grandes incentivadores, que mesmo a partir de outra instituição, marcaram importante presença em minha vida acadêmica.

Agradeço a minha família, minha avó, minha irmã, minha sobrinha, meus sogros, que acreditaram em mim e me apoiaram de diversas formas. E de alguma forma me incentivaram a continuar progredindo profissionalmente.

Com imenso prazer expressei a minha gratidão a Ana Rosa Pinheiro, Elizabeth Pinheiro, por me permitir fazer parte de sua família, por me dar sua ajuda e apoio quando peço um favor. Obrigado por estar lá quando eu mais precisei de vocês.

Meu agradecimento a Lesyani León pela ajuda no âmbito pessoal-profissional.

É justo agradecer a meus colegas e amigos Oscar Cuaresma Zevallos e José Bruno da Silva por ter me apoiado desde que comecei nesta investigação, foram vocês que deram os primeiros passos neste tópico de pesquisa.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) – Brasil. Agradeço esta instituição pelo apoio financeiro

Por fim, e mais importante de todos, a Deus, que propiciou todas as oportunidades da minha vida.

RESUMO

Nos últimos anos, os sistemas de potência vêm se tornando híbridos, com a adição de sistemas de geração distribuída e de armazenamento às redes existentes com geração centralizada e topologia radial. Com o aumento da penetração de energia proveniente de sistemas de geração distribuída, o desligamento desses sistemas durante falhas na rede não é mais permitido, devendo os conversores de conexão contribuir para o restabelecimento das condições normais de operação. Em linha com isso, os códigos de rede de diversos países vêm sendo atualizados, incorporando exigências sobre o controle dos sistemas de geração distribuída, sendo uma das preocupações a manutenção da estabilidade. Por outro lado, temos que a potência eletromagnética de saída dos geradores síncronos é alterada durante distúrbios na rede, podendo se tornar menor do que a potência fornecida pela máquina primária, tendo como consequência a aceleração do rotor do gerador. A variação angular entre a tensão interna do gerador e a da rede pode levar à instabilidade, dependendo da duração e severidade do distúrbio. Diante dessa situação, o presente trabalho propõe uma estratégia de controle para os inversores de conexão de sistemas de geração distribuída com a rede, de modo a melhorar a estabilidade transitória quando da ocorrência de faltas na rede. Para tanto, procura-se, ao detectar uma falta na rede, controlar os conversores de modo a manter os fluxos de potência ativa provenientes dos geradores síncronos da rede convencional tão próximos quanto possível do valor de pré-falta, evitando que os respectivos conjugados eletromagnéticos se alterem. A eficácia da estratégia proposta é verificada na plataforma de simulação MATLAB / SIMULINK e em laboratório. Os resultados ilustram que a solução proposta é eficaz, em comparação com as exigências apresentadas pelos códigos de rede de diversos países.

Palavras-chave: controle de potência; estabilidade transitória; faltas em sistema de potência; gerador síncrono; inversor fotovoltaico conectado à rede.

ABSTRACT

In recent years, power systems have become hybrid, with the addition of distributed generation and storage systems to existing networks that are based on conventional generation. These changes have resulted in strict requirements for the operation of distributed generation systems. These systems must remain connected during grid disturbances, and the grid-interface converters must contribute to the restoration of normal operating conditions. In this sense, the network codes of several countries have been updated, incorporating requirements for the control of distributed generation systems, aiming the stability maintenance/support. On the other hand, the electromagnetic output power of the synchronous generators is altered during disturbances in the network, which, depending on the nature of the grid disturbance, can become smaller than the mechanical power supplied by the prime mover, resulting in the acceleration of the generator rotor. The angular variation between the internal voltage of the generator and that of the grid can lead to instability, depending on the duration and severity of the disturbance. In view of this situation, the present work proposes a control strategy for the inverters connecting distributed generation systems to the grid, in order to improve the transient stability during transient grid disturbances. To this end, when detecting a fault in the grid, the converters' control strategies are changed so as to keep the flow of active power from the synchronous generators of the conventional grid as close as possible to the pre-fault values, thus preventing changes in the electromagnetic torques. The effectiveness of the proposed strategy was verified in the MATLAB/SIMULINK simulation platform and in the laboratory. The results illustrate that the proposed solution is effective, in comparison with the requirements presented by the grid codes of several countries.

Keywords: power control; transient stability; power system faults; synchronous generator; photovoltaic inverter connected to the grid.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração mundial de eletricidade com energia eólica e solar.	29
Figura 2 – Diagrama do sistema.	35
Figura 3 – Curva geral para requisitos LVRT.	43
Figura 4 – Requisitos de LVRT em vários países.	45
Figura 5 – Requisitos de ZVRT em vários países.	47
Figura 6 – Requisitos de HVRT em vários países.	49
Figura 7 – Princípio do suporte dinâmico à rede através do fornecimento/absorção de energia reativa para usinas de geração renovável de acordo com o código de rede alemão.	51
Figura 8 – Cálculo das referências de potência no caso de uma falha na rede com base nas características da Figura 7.	52
Figura 9 – Princípio do suporte dinâmico à rede através do fornecimento/absorção de energia reativa para uma usinas de geração renovável de acordo com o código de rede espanhol.	52
Figura 10 – Princípio do suporte dinâmico à rede através do fornecimento/absorção de energia reativa para usinas de geração renovável de acordo com o código de rede brasileiro.	53
Figura 11 – Princípio do suporte dinâmico à rede através do fornecimento/absorção de energia reativa para usinas de geração renovável de acordo com o código de rede de China, Dinamarca brasileiro, Austrália e Egito. . . .	54
Figura 12 – Limitação de potência ativa na Espanha durante o FRT.	55
Figura 13 – Resposta típica do limite de potência ativa em função das variações de frequência.	57
Figura 14 – Requisitos básicos sobre o fornecimento de energia reativa das usinas renováveis na Alemanha. A escolha de qual das 3 regiões deve ser atendida é feita pelo TSO	60
Figura 15 – Requisitos básicos sobre o fornecimento de energia reativa das usinas renováveis de acordo com o código de rede espanhol.	60
Figura 16 – Requisitos básicos sobre o fornecimento de energia reativa das usinas renováveis de acordo com os padrões da Dinamarca.	61

Figura 17 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão. Curva válida para usinas com tensão no PAC de 230kV ou 500 kV	61
Figura 18 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora.	62
Figura 19 – Diagrama simplificado do sistema em análise.	73
Figura 20 – Diagrama do sistema em análise.	75
Figura 21 – Cálculo das potências de referências com base na metodologia proposta por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS <i>et al.</i> , 2021).	79
Figura 22 – Obtenção da corrente de referência do inversor para a metodologia proposta por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS <i>et al.</i> , 2021).	80
Figura 23 – PAC do inversor fotovoltaico com duas linhas de transmissão.	81
Figura 24 – fluxograma para o cálculo de correntes de referências do inversor, para uso em um sistema de potência multimáquina.	83
Figura 25 – Esquema da estratégia de operação durante afundamentos de tensão, proposta para sistemas de potências multimáquinas.	84
Figura 26 – Funcionamento da sinal de <i>trip</i> de falta.	86
Figura 27 – Esquema do gerador de referência de tensão.	87
Figura 28 – Rampa do gerador de referência de tensão.	88
Figura 29 – Comparação das oscilações do ângulo δ com e sem a implementação da rampa de referência de tensão do barramento CC.	89
Figura 30 – Variação da tensão no capacitor do barramento CC em função de C e t_{maxf}	91
Figura 31 – Diagrama do sistema em análise.	93
Figura 32 – Diagrama de blocos da estrutura de controle proposta, sendo apresentadas a malha interna de corrente (em linhas azuis) e a malha externa (em linhas vermelhas).	94
Figura 33 – Inversor PWM trifásico conectado à rede.	95
Figura 34 – Validação do modelo da planta $G_{id}(s)$. Corrente i_{inv} medida em simulação e corrente i_{inv} obtida através do modelo em <i>abc</i>	100
Figura 35 – Diagrama de blocos da malha interna de corrente.	100

Figura 36 – Diagrama de Bode do sistema de controle em malha aberta com compensação do atraso de tempo computacional. Resultados obtidos para controladores proporcional (azul) e P-SOGIs em paralelo (verde). Resultado obtido para $K_i = 10$	104
Figura 37 – Corrente transitória do inversor com ganho $K_i = 10$ no controlador de corrente.	105
Figura 38 – Diagrama de Bode do sistema de controle em malha aberta com compensação do atraso de tempo computacional. Resultados obtidos para controladores proporcional (azul) e P-SOGIs em paralelo (verde). Resultados obtidos para $K_i = 1$	105
Figura 39 – Corrente transitória do inversor com ganho $K_i = 1$ no controlador de corrente.	106
Figura 40 – Validação do controlador de corrente. Resposta a <i>degrau</i> na corrente de referência. Corrente i_{inv} medida em simulação e corrente i^*	107
Figura 41 – Validação do controlador de corrente para rejeição a distúrbios. Variações na tensão, corrente i_{inv} medida em simulação e corrente i^*	107
Figura 42 – Representação usada na modelagem da malha de tensão.	108
Figura 43 – Diagrama de blocos da malha externa de tensão.	110
Figura 44 – Diagrama de blocos simplificado da malha externa de tensão.	111
Figura 45 – Conversões utilizadas para projeto de controlador digital utilizando a estratégia de aproximação de resposta em frequência.	113
Figura 46 – Diagrama de bode da FTMA considerando o controlador projetado. . .	114
Figura 47 – Estrutura do controlador PI com ação <i>anti-windup</i> usado na malha externa.	115
Figura 48 – Diagrama elétrico usado para simulação no MATLAB.	117
Figura 49 – Comportamento do ângulo δ do gerador para diferentes inclinações da rampa de referência do controle da tensão do barramento CC.	120
Figura 50 – Rampas de referência de tensão para o controle do barramento CC. . .	120
Figura 51 – Resultados de tensão e corrente do sistema sem falta.	122
Figura 52 – Resultados de potência, tensão do barramento CC e ângulo δ do sistema sem falta.	123
Figura 53 – Comportamento da tensão no PAC.	124
Figura 54 – Comportamento da tensão de sequência positiva do PAC.	124

Figura 55 – Comportamento das correntes.	125
Figura 56 – Comportamento das potências ativas e reativas médias com a metodologia proposta.	127
Figura 57 – Comportamento da tensão do barramento CC.	127
Figura 58 – Comportamento do ângulo δ	128
Figura 59 – Comportamento da velocidade do gerador.	128
Figura 60 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede alemão.	129
Figura 61 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede australiano.	130
Figura 62 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede brasileiro.	130
Figura 63 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede chinês.	131
Figura 64 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede dinamarquês.	131
Figura 65 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede egípcio.	132
Figura 66 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede espanhol.	132
Figura 67 – Comportamento dos ângulos δ de acordo com os diferentes códigos de rede.	133
Figura 68 – Representação simplificada da bancada experimental utilizada. O inversor VSI é utilizado para representar o inversor fotovoltaico.	134
Figura 69 – Captura da tela do computador executando o <i>software</i> ControlDesk.	135
Figura 70 – Diagrama elétrico da montagem experimental.	137
Figura 71 – Apresentação da bancada experimental utilizada.	138
Figura 72 – Carregamento do barramento CC durante a inicialização.	140
Figura 73 – Esquema de controle para sincronização.	140
Figura 74 – Condições para sincronização do gerador síncrono com a rede.	141
Figura 75 – Diagrama elétrico para a simulação do curto-circuito.	143
Figura 76 – Tensão no PAC obtida pelo dSPACE.	144
Figura 77 – Corrente e tensão da máquina síncrona obtidas por osciloscópio.	144

Figura 78 – Corrente do inversor obtida por osciloscópio.	145
Figura 79 – Corrente do inversor obtida obtida pelo dSPACE.	145
Figura 80 – Tensão do barramento CC.	146
Figura 81 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando a metodologia proposta.	147
Figura 82 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede alemão.	148
Figura 83 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede australiano.	149
Figura 84 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede brasileiro.	149
Figura 85 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede chinês.	150
Figura 86 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede dinamarquês.	150
Figura 87 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede egípcio.	151
Figura 88 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede espanhol.	151
Figura 89 – Sistema 9 <i>bus</i> IEEE.	154
Figura 90 – Regulador Automático de Tensão Modelo Tipo I.	157
Figura 91 – Tensão no <i>bus</i> 8 do sistema de teste de 9 <i>bus</i> WSCC durante e após a falha.	158
Figura 92 – Cenários de simulação no sistema de teste de 9 <i>bus</i> WSCC.	160
Figura 93 – Fluxo de potência ativa na linha de transmissão entre as barras 7 e 8 em p.u. - Caso 1.	161
Figura 94 – Fluxo de potência ativa na linha de transmissão entre as barras 9 e 8 em p.u. - Caso 1.	161
Figura 95 – Potência ativa de saída dos geradores do sistema em p.u. - Caso 1.	162
Figura 96 – Saída potência ativa do inversor fotovoltaico do sistema em p.u. - Caso 1.	163
Figura 97 – Saída potência reativa do inversor fotovoltaico do sistema em p.u. - Caso 1.	163
Figura 98 – Tensão de sequência positiva no PAC em p.u. - Caso 1.	164

Figura 99 – Tensão do barramento CC em p.u. - Caso 1.	165
Figura 100 –Diferenças angulares entre os ângulos do rotor dos geradores 2 e 3 em relação ao gerador <i>swing</i> - Caso 1.	165
Figura 101 –Velocidade dos geradores síncronos - Caso 1.	166
Figura 102 –Fluxo de potência ativa na linha de transmissão entre as barras 9 e 8 em p.u. - Caso 2.	167
Figura 103 –Potência ativa de saída dos geradores do sistema em p.u. - Caso 2.	167
Figura 104 –Saída potência ativa do inversor fotovoltaico do sistema em p.u. - Caso 2.	168
Figura 105 –Saída potência reativa do inversor fotovoltaico do sistema em p.u. - Caso 2.	169
Figura 106 –Tensão de sequência positiva no PAC em p.u. - Caso 2.	169
Figura 107 –Tensão do barramento CC em p.u. - Caso 2.	170
Figura 108 –Diferenças angulares entre os ângulos do rotor dos geradores 2 e 3 em relação ao gerador <i>swing</i> - Caso 2.	171
Figura 109 –Velocidade dos geradores síncronos - Caso 2.	171
Figura 110 –Diferenças angulares entre os ângulos do rotor dos geradores 2 e 3 em relação ao gerador <i>swing</i> por la implementação de vários códigos de redes - Caso 2.	172
Figura 111 –Velocidade dos geradores por la implementação de vários códigos de redes - Caso 2.	173
Figura 112 –Diagrama do circuito de potencia do painel elétrico.	190
Figura 113 –Comissionamento do inversor Siemens.	193

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Códigos de rede de diferentes países e seus operadores de sistema de transmissão.	40
Tabela 2 – Parâmetros de LVRT em vários países.	44
Tabela 3 – Parâmetros de ZVRT em vários países.	46
Tabela 4 – Parâmetros de HVRT em vários países.	48
Tabela 5 – Limiares de recuperação da potência ativa após eliminação da falha. . .	56
Tabela 6 – Limites de frequência de operação em vários países.	58
Tabela 7 – Limites atuais de distorção de harmônicos em diferentes padrões. . . .	64
Tabela 8 – Limites de <i>flicker</i> em diferentes níveis de tensão com base em diferentes normas.	67
Tabela 9 – Parâmetros para o projeto dos controladores da malha de corrente. . .	96
Tabela 10 – Parâmetros para o projeto dos controladores da malha de tensão. . . .	111
Tabela 11 – Parâmetros da rede.	117
Tabela 12 – Parâmetros do inversor.	117
Tabela 13 – Parâmetros do gerador síncrono trifásico.	118
Tabela 14 – Tabela comparativa dos resultados obtidos.	153
Tabela 15 – Parâmetros das linhas do sistema 9 bus IEEE.	155
Tabela 16 – Parâmetros dos transformadores do sistema 9 bus IEEE.	155
Tabela 17 – Cargas do sistema 9 bus IEEE.	155
Tabela 18 – Parâmetros do inversor.	156
Tabela 19 – Parâmetros dos geradores do sistema 9 bus IEEE.	156
Tabela 20 – Parâmetros do Regulador Automático de Tensão.	157

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A/D	Analógico/Digital.
AEMO	Operador do Mercado de Energia Australiano (<i>Australian Energy Market Operator</i>).
AT	Alta Tensão.
BT	Baixa Tensão.
CA	Corrente Alterna.
CC	Corrente Contínua.
CEI	Comitê Eletrotécnico Italiano (<i>Comitato Elettrotecnico Italiano</i>)
CEPRI	Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica da China (<i>China Electric Power Research Institute</i>)
DE	Detecção da falta
DKE	Organização responsável pela criação e manutenção de normas e especificações de segurança abrangendo as áreas de engenharia elétrica, eletrônica e tecnologia de informação na Alemanha.
DSP	Processador Digital de Sinais (<i>Digital Signal Processor</i>)
DHT	Distorção Harmônica Total.
DTHT	Distorção de Tensão Harmônica Total.
EAT	Extra Alta Tensão.
ECM	Comissão de Energia da Malásia (<i>Energy Commission Malaysia</i>).
EDF	Eletricidade francesa (<i>Électricité de France</i>).
EETC	Companhia Egípcia de Transmissão de Eletricidade (<i>Egyptian Electricity Transmission Company</i>).
EF	Eliminação da falta

ENTSO-E	Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transmissão de Eletricidade (<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>).
E.ON	Empresa alemã especializada em soluções energéticas
EREC	Conselho Europeu de Energia Renovável (<i>European renewable energy council</i>).
EWEA	Associação Europeia de Energia Eólica (<i>European Wind Energy Association</i>).
FFPS	Componente fundamental de sequência positiva (<i>Fundamental Frequency Positive Sequence</i>)
FMM	Filtro de média móvel.
FRCC	Conselho de Coordenação de Confiabilidade da Flórida (<i>Florida Reliability Coordinating Council</i> .)
FRT	Suportabilidade a falha (<i>Fault Ride Through</i>).
FTMA	Função de transferência de malha aberta.
GDSC-PLL	Cancelamento por Sinal Atrasado Generalizado - PLL (<i>Generalized Delayed Signal Cancellation - PLL</i>)
GEPAE	Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos
HVRT	Suportabilidade a sobre tensão (<i>High Voltage Ride Through</i>).
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional (<i>International electro technical commission</i>).
IEEE	Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>).
IIR	Resposta infinita ao impulso (<i>Infinite Impulse Response</i>).
LPF	Filtro Passa Baixa (<i>Low Pass Filter</i>).
LTK	Lei das Tensões de Kirchhoff.

LVRT	Suportabilidade a baixa tensão (<i>Low voltage ride through</i>).
MC	Medição de corrente.
MF	Margem de fase
MG	Margem de ganho
MPPT	Seguimento do Máximo Ponto de Potencia (<i>Maximum Power Point Tracking</i>).
MRO	Organização de Confiabilidade do Meio-Oeste (<i>Midwest Reliability Organization</i>).
MT	Medição de tensão.
ND	Não Definido.
NEDO	Organização de Energia e Desenvolvimento Industrial (<i>Energy and Industrial Development Organization</i>).
NERC	Corporação de confiabilidade elétrica norte-americana (<i>North American electric reliability corporation</i>).
NERSA	Regulador Nacional de Energia da África do Sul (<i>National Energy Regulator of South Africa</i>).
NPCC	Conselho Coordenador de Energia do Nordeste (<i>Northeast Power Coordinating Council</i>).
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
PAC	Ponto de Acoplamento Comum (<i>Point of Common Coupling</i>).
PI	Proporcional-Integral.
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i> .
PREPA	Autoridade Elétrica de Porto Rico (<i>Puerto Rico Electric Power Authority</i>).
<i>p.u.</i>	por unidade.

PWM	Modulação por Largura de Pulso (<i>Pulse width Modulation</i>).
REE	Rede Elétrica Espanhola (<i>Red Eléctrica de España</i>).
RF	Confiabilidade em primeiro lugar (<i>ReliabilityFirst</i>).
SERC	SERC Corporação de confiabilidade (<i>SERC Reliability Corporation</i>).
SOGI	Integrador de segundo ordem (<i>Second-order generalized integrator</i>)
SPP RE	Entidade regional de potência do sudoeste (<i>Southwest Power Pool Regional Entity</i>).
SRF-PLL	Sistema de Referência Síncrono - PLL (<i>Synchronous Reference Frame - PLL</i>)
STATCOM	Compensador Síncrono Estático (<i>Static Synchronous Compensator</i>).
Texas RE	Entidade de confiabilidade do Texas (<i>Texas Reliability Entity</i>).
TSO	Operadores de sistema de transmissão (<i>Transmission System Operators</i>).
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
VRT	Capacidade de suportar baixa tensão <i>Voltage Ride Through</i> .
VSI	Inversor de tensão (<i>Voltage-Source Inverter</i>).
VUF	Fator de desequilíbrio de tensão (<i>Voltage Unbalance Factor</i>).
WECC	Conselho de Coordenação da Eletricidade Ocidental (<i>Western Electricity Coordinating Council</i>).
WP	Poder Ocidental (<i>Western Power</i>).
WSCC	Sistema Elétrico Ocidental (<i>Western Electricity Coordinating Council</i>).
ZOH	<i>Zero-order holder</i>
ZVRT	Suportabilidade a tensão zero (<i>Zero Voltage Ride Through</i>).

LISTA DE SÍMBOLOS

3ϕ	Magnitude trifásica.
φ	Ângulo de fase de tensão e/ou corrente.
*	Indica valor de referência da magnitude.
†	Indica valor complexo conjugado.
$\alpha\beta 0$	Sistema de coordenadas estacionário.
Δ	Indica um deslocamento do valor de referências.
δ	Ângulo de carga do gerador síncrono.
δ_0	Ângulo de carga inicial.
ω	Velocidade angular do rotor.
ω_0	Velocidade angular inicial do rotor.
ω_c	Frequência de corte.
ω_f	Velocidade angular final do rotor.
ω_{ms}	Velocidade mecânica síncrona do rotor.
ω_s	Velocidade síncrona do rotor.
abc	Magnitude no referencial abc.
gen	Indica magnitude do gerador.
LT	Indica magnitude da linha de transmissão.
inf	Indica magnitude do bus infinito.
inv	Indica magnitude do inversor.
pac	Indica magnitude do PAC.
$rede$	Indica magnitude da rede.
min	Indica valor mínimo.

max	Indica valor máximo.
C_0	Capacitância de sequência zero.
C_1	Capacitância de sequência positiva.
C	Capacitância do barramento CC.
C_f	Capacitância do filtro paralelo.
C_i	Controlador de corrente.
C_v	Controlador de Tensão.
dq	Sistema de coordenadas arbitrário.
d_k	Função de estado de chaveamento de cada fase, $k = a, b, c$.
E_{cap}	Energia do capacitor do barramento CC.
f_{aa}	Frequência de corte dos filtros <i>anti-aliasing</i> .
f_{rede}	Frequência da rede.
f_{amost}	Frequência de amostragem.
f_s	Frequência de chaveamento.
G_d	Função de transferência que relaciona a saída do sistema (corrente do inversor i_{inv}) com o distúrbio de saída (tensão do PAC v_{pac}).
G_{id}	Função de transferência da planta da malha interna de corrente.
G_{vi}	Função de transferência da planta da malha externa de tensão.
H	Constante de inércia.
h	Ordem da componente harmônica de um sinal.
\vec{i}	Vetor corrente.
i_{ativa}	Parcela da corrente responsável pela potência ativa.
I_{base}	Valor de base de corrente.

i_{cc}	Corrente no barramento de corrente contínua do inversor.
i_d	Corrente de eixo direito.
i_q	Corrente de eixo em quadratura.
J	Momento de inércia.
K_i	Ganho integral
K_p	Ganho proporcional
L	Indutância.
L_0	Indutância de sequência zero.
L_1	Indutância de sequência positiva.
L_f	Indutância do filtro de saída.
L_{prim}	Indutância do primário do transformador.
L_{sec}	Indutância do secundário do transformador.
P_0	Potência ativa fornecida pela usina antes da perturbação.
$P_{0,1}$	Nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante 0,1% do tempo.
P_1	Nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante 1% do tempo.
P_3	Nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante 3% do tempo.
P_{10}	Nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante 10% do tempo.
P_{50}	Nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante 50% do tempo.
P	Potência ativa.
\bar{P}_e	Potência elétrica média.

p_c	Potência do capacitor.
P_e	Potência eletromagnética.
p_{fv}	Potência fotovoltaica.
P_{lt}	Longo prazo (<i>long-term</i>).
P_m	Potência mecânica.
P_{mppt}	Potência ativa fornecida no MPPT.
P_n	Potência ativa nominal.
P_{st}	Curto Prazo (<i>short-term</i>).
Q	Potência reativa.
\bar{Q}	Potência reativa média.
Q_{lim}	Limite de potência reativa.
Q^{ns}	Potência reativa não saturada.
R	Resistência.
R_0	Resistência de sequência zero.
R_1	Resistência de sequência positiva.
R_c	Resistência do filtro paralelo.
R_f	Resistência do filtro de saída.
R_{prim}	Resistência do primário do transformador.
R_s	Resistência do estator.
R_{sec}	Resistência do secundário do transformador.
S	Potência aparente.
S_n	Potência aparente nominal.
T'_{d0}	Constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo direto.

T''_{d0}	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo em quadratura.
T'_{q0}	Constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo em quadratura.
T''_{q0}	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo em quadratura.
t_0	Tempo de início.
t_f	Tempo final.
t_{max_f}	Tempo máximo da falha.
t_{max_r}	Tempo máximo da recuperação.
T_s	Tempo de amostragem.
\vec{v}	Vetor tensão.
$\vec{v}_{\alpha\beta}^{+1}$	Vetor tensão de sequência positiva à frequência fundamental em referencial $\alpha\beta$.
V^{+1}, V^{-1}	Tensão de sequência positiva à frequência fundamental, tensão de sequência negativa à frequência fundamental.
$V^{(1)}$	Amplitude da tensão de componente fundamental.
$V^{(2)}$	Amplitude da tensão de componente harmônicas de ordem 2.
V	Tensão.
v_{an}, v_{bn}, v_{cn}	Tensão de fase-neutro.
V_{base}	Valor de base de tensão.
v_{cc}	Tensão no barramento de corrente contínua do inversor.
v_{cc0}	Valor inicial da variação de v_{cc} .
v_{ccf}	Valor final da variação de v_{cc} .
v_d	Tensão de eixo direito.

V_n	Tensão nominal.
V_{prim}	Tensão pelo primário do transformador.
v_q	Tensão de eixo em quadratura.
V_{sec}	Tensão pelo secundário do transformador.
X_d	Reatância de eixo direto.
X'_d	Reatância transitória de eixo direto.
X''_d	Reatância subtransitória de eixo direto.
X_l	Reactância de dispersão.
X_q	Reatância de eixo em quadratura.
X'_q	Reatância transitória de eixo em quadratura.
X''_q	Reatância subtransitória de eixo em quadratura.
Z	Impedância.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	28
1.1	<i>MOTIVAÇÃO</i>	31
1.2	<i>OBJETIVOS</i>	35
1.3	<i>ORGANIZAÇÃO TEXTUAL</i>	36
2	FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL CONECTADAS À REDE: REVISÃO DOS REQUISITOS DE INTEGRAÇÃO RECENTES	38
2.1	<i>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DOS CÓDIGOS DE REDES</i>	38
2.2	<i>REQUISITOS DE INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENO- VÁVEIS</i>	42
2.2.1	<i>Voltage Ride Through - VRT</i>	42
2.3	<i>INJEÇÃO/ABSORÇÃO DE CORRENTE REATIVA</i>	50
2.4	<i>RESTAURAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA</i>	54
2.5	<i>REGULAMENTOS DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA E CON- TROLE DE POTÊNCIA ATIVA</i>	56
2.6	<i>REGULAÇÃO DE TENSÃO E CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA</i>	59
2.7	<i>REQUISITOS DE QUALIDADE DE ENERGIA</i>	62
2.7.1	Harmônicos	63
2.7.2	Desequilíbrio de tensão	65
2.7.3	Flutuações	66
2.8	<i>CONCLUSÕES DO CAPÍTULO</i>	67
3	METODOLOGIA PROPOSTA	70
3.1	<i>FUNDAMENTAÇÃO MATEMÁTICA DA METODOLOGIA PREVIA- MENTE PROPOSTA POR (SILVA, 2018) E (ZEVALLOS et al., 2021)</i> . . .	70
3.2	<i>ESTRATÉGIA DE SUPORTABILIDADE LVRT PREVIAMENTE PRO- POSTA POR (SILVA, 2018) E (ZEVALLOS et al., 2021)</i>	72
3.2.1	Implementação da estratégia de suportabilidade LVRT previamente pro- posta por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS et al., 2021)	77
3.3	<i>PROPOSTA DE ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO DURANTE AFUNDA- MENTO DE TENSÃO</i>	80
3.3.1	Generalização de estratégia de operação durante afundamentos de tensão .	80

3.3.2	Esquema de controle proposto em sistemas de energia multimáquinas . . .	82
3.3.3	Modos de operação do inversor fotovoltaico para a estratégia de operação proposta durante afundamentos de tensão	84
3.4	<i>CAPACIDADE DE ABSORÇÃO DE ENERGIA DO BARRAMENTO CC</i>	89
3.5	<i>CONCLUSÕES DO CAPÍTULO</i>	91
4	MODELAGEM E SISTEMA DE CONTROLE	93
4.1	<i>MALHA INTERNA DE CORRENTE</i>	95
4.1.1	Modelagem da Planta $G_{id}(s)$	96
4.1.2	PWM Regular Trifásico Simétrico	99
4.1.3	Validação do Modelo da Planta de Corrente	99
4.1.4	Projeto dos Controladores da Malha de Corrente	100
4.1.5	Validação do Controlador de Corrente	106
4.2	<i>MALHA EXTERNA DE TENSÃO</i>	108
4.2.1	Modelo da Planta de Tensão $G_{vi}(s)$ do Barramento <i>CC</i>	108
4.2.2	Projeto dos Controladores da Malha de Tensão	110
4.3	<i>CONCLUSÕES DO CAPÍTULO</i>	115
5	RESULTADOS	116
5.1	<i>AVALIAÇÃO DA PROPOSTA CONSIDERANDO SISTEMA FOTOVOL- TAICO EM PARALELO COM UM GERADOR SÍCRONO</i>	116
5.1.1	Validação da rampa para o despacho amortecido de potência	118
5.1.2	Resultados de simulação sem a ocorrência de falta na rede	121
5.1.3	Resultados de simulação para uma falha trifásica	123
5.1.4	Comparação com outros códigos de rede	128
5.2	<i>PROTÓTIPO E RESULTADOS EXPERIMENTAIS</i>	133
5.2.1	Apresentação e descrição do protótipo	134
5.3	<i>PROCEDIMENTO DE INICIALIZAÇÃO DO PROTÓTIPO</i>	138
5.3.1	Carregamento do barramento CC	139
5.3.2	Conexão da máquina síncrona com a rede	140
5.4	<i>AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO CONTROLE EM MONTAGEM EXPERIMENTAL</i>	142
5.4.1	Determinação da duração da falha	142
5.4.2	Resultados experimentais para uma falha trifásica	143
5.4.3	Comparação em resultados experimentais com outros códigos de rede . .	148

5.5	<i>RESULTADOS DO ESQUEMA DE CONTROLE PROPOSTO EM SISTEMAS DE ENERGIA MULTIMÁQUINAS</i>	153
5.6	<i>DESCRIÇÃO DO SISTEMA IEEE 9 BARRAS</i>	153
5.7	<i>SISTEMA DE TESTE WSCC 9-BUS MODIFICADO</i>	157
5.8	<i>SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE TESTE DA IEEE WSCC 9 BUS</i>	158
5.8.1	Resultados da simulação para o Caso 1	160
5.8.2	Resultados da simulação para o Caso 2	166
5.9	<i>CONCLUSÕES DO CAPÍTULO</i>	173
6	CONCLUSÕES	175
6.1	<i>PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS</i>	176
6.2	<i>TRABALHOS PUBLICADOS DURANTE O DOUTORADO</i>	177
	REFERÊNCIAS	178
	ANEXO A – DIAGRAMA DO CIRCUITO DE POTÊNCIA DO PAINEL ELÉTRICO	190
	ANEXO B – PROCESSO DE INICIALIZAÇÃO DA BANCADA EXPERIMENTAL	191

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade é a forma mais comum de energia utilizada pela sociedade. Desde sua descoberta e uso comercial, ela tem desempenhado um papel substancial no desenvolvimento da humanidade. O uso de grandes fontes de energia elétrica para realizar trabalhos foi a chave para o crescimento do processo industrial e para a melhoria da qualidade de vida na sociedade moderna. O sistema de energia elétrica é definido como o conjunto de recursos de geração e infraestrutura de transmissão e distribuição necessários para suprir a demanda de energia elétrica do usuário final e, independentemente de seu tamanho e complexidade, as seguintes necessidades devem ser atendidas: continuidade, qualidade e economia. Hoje, a geração mundial de eletricidade é majoritariamente baseada na queima de combustíveis fósseis convencionais, que não são renováveis e representam uma ameaça potencial na forma de esgotamento de recursos. Globalmente, de acordo com (NANTHAGOPAL *et al.*, 2019), a energia total produzida a partir de combustíveis fósseis é de aproximadamente 83% do total, representando um consumo anual de 11 bilhões de toneladas de combustível, o que contribui para a emissão de gases poluentes para a atmosfera. Além disso, em 2017, cerca de 67% da energia elétrica produzida no mundo foi proveniente de combustíveis fósseis (IEA, 2022).

Devido às restrições ambientais que visam a obtenção uma sociedade menos poluída, o uso de fontes renováveis de energia para gerar eletricidade atraiu considerável atenção em todo o mundo, impulsionando assim uma mudança para uma maior penetração desse tipo de geração em sistemas elétricos.

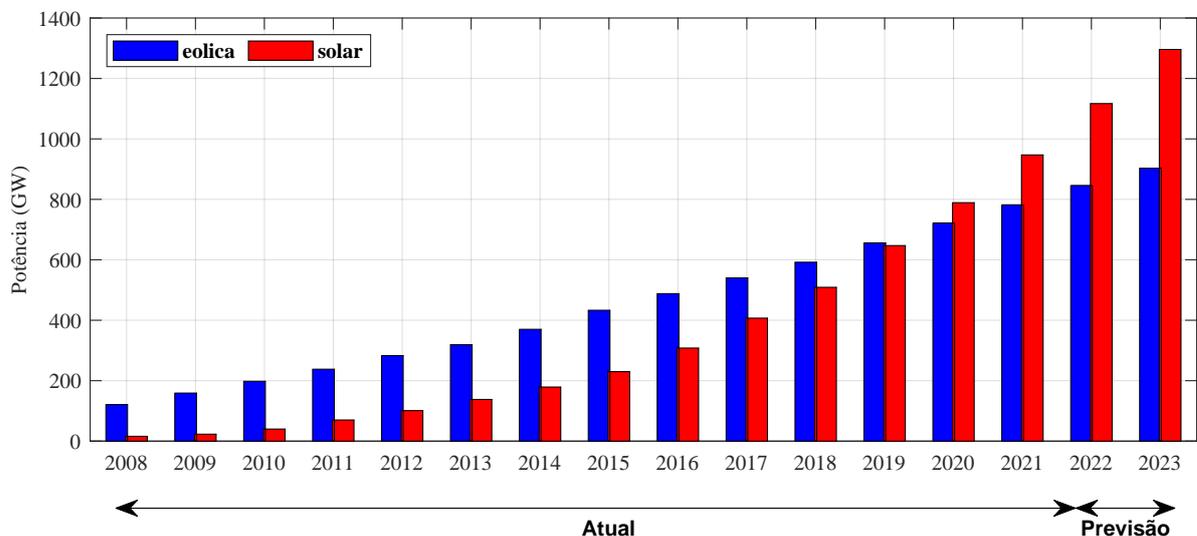
Com o objetivo de gerar eletricidade, foram desenvolvidas inúmeras formas de aproveitar energia renovável proveniente de diversas fontes primárias, tais como energia ondomotriz, energia eólica, energia hidrelétrica, energia solar e bioenergia (UDDIN *et al.*, 2018). No entanto, as tecnologias que foram mais amplamente integradas à rede de transmissão em várias áreas do mundo usam como fonte primária as energias fotovoltaica e eólica (GIALLANZA *et al.*, 2018). A produção de energia a partir da conversão de energia solar fotovoltaica apresentou um aumento nos últimos anos. Esse crescimento foi possível devido aos incentivos fiscais para o uso de fontes alternativas de energia limpa, aos custos reduzidos desse tipo de geração e ao aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos (ZEB *et al.*, 2022).

Muitas usinas de geração baseadas em recursos renováveis, como vento, ondas do mar e energia solar, têm como principal característica comum a produção de energia variável e intermitente devido às características inerentes aos recursos renováveis. Portanto, a integração em larga escala da geração renovável representa um desafio para o bom funcionamento do sistema elétrico.

Para garantir que os sistemas elétricos funcionem de forma segura e estável, um conjunto de especificações intitulado Código de Rede (conhecido no Brasil como Procedimentos de Rede), normalmente emitido pelos operadores de redes de transmissão, foi estabelecido e implementado em muitos países para especificar requisitos técnicos relacionados às conexões e operações das plantas geradoras e uso da rede elétrica (LUO *et al.*, 2018).

Com o aumento, nas últimas décadas, do uso de fontes de energia renováveis (ver Figura 1), os operadores de rede foram forçados a considerar o efeito dessa penetração na estabilidade do sistema. Dessa forma, os códigos de rede de muitos países foram revistos e atualizados (AL-SHETWI; SUJOD, 2018a), introduzindo novos requisitos para que as fontes de geração a partir de energias renováveis possam ser conectadas à rede elétrica, sendo o ponto dessa conexão denominado de ponto de acoplamento comum (PAC) (BATTAGLINI *et al.*, 2009). A partir de agora, neste trabalho, o termo fontes de energias renováveis refere-se as fontes de energias renováveis que utilizam conversores de interface entre a fonte e a rede.

Figura 1 – Geração mundial de eletricidade com energia eólica e solar.



Fonte: Elaborada pelo autor com dados tomados de (ZEB *et al.*, 2022).

O que se busca com as novas atualizações desses códigos de rede é exigir que as fontes de energias renováveis conectadas por meio de conversores eletrônicos respondam operativamente de maneira semelhante aos geradores convencionais e, assim, contribuam para a melhoria da qualidade da tensão e da frequência e a manutenção da estabilidade, confiabilidade e segurança do sistema elétrico, tanto sob condição normal de operação, quanto durante contingências (AL-SHETWI; SUJOD; RAMLI, 2015). Novas atualizações de código incluem regulação de tensão, regulação de frequência, suportabilidade a faltas (*Fault Ride-Through* - FRT), que inclui suportabilidade a afundamentos de tensão ou a tensão nula (*Low-Voltage Ride-Through* - LVRT ou *Zero-Voltage Ride-Through* - ZVRT) e suportabilidade a elevações de tensão (*High-Voltage Ride-Through* - HVRT), além dos requisitos de qualidade de energia no PAC, injeção de energia reativa para ajudar na estabilidade da tensão e controle de potência ativa para auxiliar a estabilidade da frequência durante distúrbios.

A capacidade de FRT é identificada como "a capacidade dos geradores de permanecerem estáveis e conectados à rede quando ocorrem falhas na rede de transmissão" (KARALIOLIOS *et al.*, 2010; IOV *et al.*, 2008). O principal objetivo dos requisitos de FRT é evitar a desconexão de uma parte da geração de energia durante contingências, pois, a depender da potência injetada a partir de fontes renováveis de energia, o desequilíbrio entre cargas e geração, decorrente de seu desligamento, pode levar à perda de estabilidade dos geradores conectados ao sistema elétrico (SKALOUMPAKAS, 2014; SLOOTWEG; KLING, 2002).

Manter as fontes renováveis de energia conectadas durante a falha pode ajudar a amortecer as oscilações mais rapidamente porque a dinâmica (velocidade de reação) do conversor eletrônico de potência não é limitada como em sistemas de potência convencionais, em que as oscilações estão associadas ao movimento mecânico das máquinas girantes com elevada inércia. Isso significa que as fontes renováveis poderiam alterar os fluxos de energia ativa e reativa durante a falha e contribuir para a estabilidade do sistema (SKALOUMPAKAS, 2014; SLOOTWEG; KLING, 2002). Diversas atualizações dos códigos de rede exigem que grandes unidades de geração renovável conectadas às redes de transmissão, tais como parques eólicos, permaneçam conectadas em uma emergência para compartilhar ativamente o controle de tensão de acordo com critérios específicos (KARALIOLIOS *et al.*, 2010).

1.1 MOTIVAÇÃO

Muitos estudos têm buscado melhorar a capacidade de suportabilidade a faltas de sistemas fotovoltaicos usando soluções de *hardware*. Os principais estudos de *hardware* têm sido baseados em controle passivo, como a incorporação de resistores de frenagem (DANG *et al.*, 2017; CONROY; WATSON, 2007), limitadores de corrente de falta (YANG; DENG; ZHENG, 2017) e supercapacitores (SAADAT; CHOI; VILATHGAMUWA, 2014; WORKU; ABIDO, 2015; MOHAMMADI *et al.*, 2018). O que se pretende com a inserção destes dispositivos é adequar o perfil de tensão de saída de um inversor ligado à rede e suprimir a sobrecorrente em situações de falha da rede.

A inserção de um resistor em série com a linha de transmissão sob falta, além de reduzir a corrente de curto-circuito, mitiga a queda de tensão no ponto de acoplamento comum (HOSSAIN; ALI, 2014). Esta abordagem irá melhorar a capacidade LVRT do sistema fotovoltaico. No entanto, selecionar o valor de resistência ideal é uma tarefa desafiadora.

Em (WORKU; ABIDO, 2015), um supercapacitor foi usado para armazenar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico para manter o equilíbrio de potência entre os lados CA e CC de um inversor conectado a uma rede em condições de falha. A principal desvantagem deste método são os altos custos iniciais e de manutenção e é importante mencionar que os requisitos de HVRT ainda não foram atendidos usando sistemas de armazenamento de energia.

Em (YANG; DENG; ZHENG, 2017), limitadores de corrente de falta são propostos para reduzir as flutuações do barramento CC. Com este método, quando ocorre uma falha no PAC, a sobrecorrente do inversor conectado à rede e a sobretensão do barramento CC podem ser suprimidas ajustando a potência de saída do sistema fotovoltaico e ativando os limitadores de corrente de falha. Comparado com outros métodos convencionais (ERLICH *et al.*, 2007; RAHIM; NOWICKI, 2012; ABDU; ABU-SIADA; POTA, 2013; JUSTO; MWASILU; JUNG, 2014; OLIVEIRA *et al.*, 2016; GAYEN; CHATTERJEE; GOSWAMI, 2016), o método proposto nessa investigação evita uma estrutura complexa e limita a perda de potência ativa. O método também pode gerenciar o inversor para fornecer corrente reativa à rede de acordo com os códigos de rede.

Em (OU; LU; HUANG, 2017), um novo controlador de amortecimento inteligente para o compensador estático síncrono (STATCOM) foi proposto para melhorar a esta-

bilidade transitória de um multissistema híbrido de energia composto por um sistema de armazenamento de energia em baterias e uma geração de microturbinas. A principal desvantagem deste método é o alto tempo computacional.

Uma investigação de (AL-SHETWI; SUJOD, 2018b) propôs uma abordagem alternativa para melhorar os métodos de LVRT, conectando um sistema de armazenamento de energia com o barramento CC do conversor da geração renovável para evitar que o excesso de energia seja aplicado ao capacitor. No entanto, esse método de controle não apenas aumenta o custo do sistema, mas também requer manutenção frequente.

No trabalho de (SABIR, 2019), um esquema para melhorar a capacidade do LVRT é proposto para um sistema híbrido, no qual uma carga é inserida na saída do VSI. A carga mantém o equilíbrio da potência ativa no sistema caso a geração de energia exceda a demanda da carga e mantém a tensão do barramento CC e as correntes da rede dentro de seus limites, dissipando uma parte da potência ativa gerada pelo sistema híbrido em caso de quedas de tensão.

No entanto, está claro que os métodos indicados acima para melhorar a capacidade do LVRT requerem componentes de circuito adicionais, o que implica custos de implementação e manutenção. Esses métodos são de baixa eficiência, pois parte da energia é deliberadamente dissipada como calor para atender às limitações operacionais. Em busca de alternativas às abordagens anteriores baseadas em *hardware*, vários estudos foram conduzidos para aumentar o LVRT de sistemas fotovoltaicos, modificando suas estratégias de controle implementadas em *software*. O *software*, ao fornecer a possibilidade de realizar o controle ativo do sistema, restringe a sobrecorrente do inversor e a sobretensão do barramento CC e melhora a tensão do sistema. Alguns trabalhos publicados sobre algoritmos e estratégias de controle desenvolvidas para aumentar o LVRT de sistemas fotovoltaicos são brevemente descritos a seguir.

Estratégias de controle de sistemas fotovoltaicos operando durante faltas na rede de modo a evitar sobrecorrente e assegurando correntes da rede aproximadamente senoidais foram propostas em (AZEVEDO *et al.*, 2009). Para alcançar esses objetivos, emprega-se geralmente uma saturação dinâmica das potências ativa e reativa de saída do conversor, com base na tensão de sequência positiva do PAC. Além disso, deve-se ter a preocupação com o fato de que, durante faltas assimétricas, potências de saída constantes requerem a injeção de componentes harmônicas de corrente. Estratégias de controle capazes de impor correntes com diversas componentes harmônicas e rejeitar componentes harmônicas

presentes na tensão do PAC devem ser empregadas durante faltas. Geralmente, empregam-se controlador proporcional em paralelo com diversos controladores ressonantes em paralelo, usando referencial $\alpha\beta$.

Em (YONGSHI; CHIA-HIS; YAOW-MING, 2012), uma estratégia LVRT baseada em esquemas de controle de sequência positiva e negativa é proposta para sistemas fotovoltaicos de grande escala. No entanto, a injeção de energia ativa adequada e o controle de sobretensão do barramento CC durante uma perturbação da rede não são amplamente discutidos.

No trabalho de (OU, 2012), é proposta uma análise de falhas assimétricas com compensação híbrida para um sistema de distribuição de microrrede. O método proposto usa modelos trifásicos reais e condições de contorno para lidar com falhas assimétricas e é desenvolvido com base nas duas matrizes de relacionamento definidas do sistema de distribuição de microrrede que são construídas a partir das características topológicas da rede, para alcançar as soluções desejadas de fluxo de potência, porém, depende do conhecimento da microrrede em detalhes. O método proposto pode ser usado para resolver vários tipos de falhas assimétricas simples ou simultâneas. Os resultados do teste mostram que o método proposto pode atingir alta precisão e eficiência com um menor requisito de memória, o que pode ser útil em uma aplicação de *smart grid* útil no futuro.

Em (BAE; VU; KIM, 2013), é apresentada uma estratégia de controle de potência ativa e reativa para atender os códigos de rede, a estratégia utiliza a teoria da potência instantânea para um sistema fotovoltaico trifásico em condições de falha da rede, porém a sobretensão do barramento CC não é considerada.

No trabalho de (MOURSI; XIAO; JR, 2013) foi avaliado o uso da capacidade de sobrecarga dos inversores de conexão à rede para alcançar melhorias nas características de FRT de sistemas fotovoltaicos de grande porte.

Em (SUN *et al.*, 2013) os autores apresentam uma estratégia para controle de potência ativa e reativa de saída de um inversor quasi-fonte-z que é chaveado durante faltas assimétricas, com o objetivo de melhorar a capacidade de FRT.

Em (MIRHOSSEINI; POU; AGELIDIS, 2014) são apresentados dois estudos de caso sobre a capacidade de FRT de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sendo um empregando conversor de único estágio e outro empregando dois estágios de conversão. Durante a falta, não se modifica o controle de potência ativa, mas considera-se o suporte de potência reativa de acordo com códigos de rede.

Como proposta de solução para o controle das correntes, o método de controle preditivo foi adotado em (DIAZ-FRANCO *et al.*, 2016; MOGHADASI *et al.*, 2017; BIGHASH *et al.*, 2018), suas excelentes características dinâmicas foram testadas em diversos cenários.

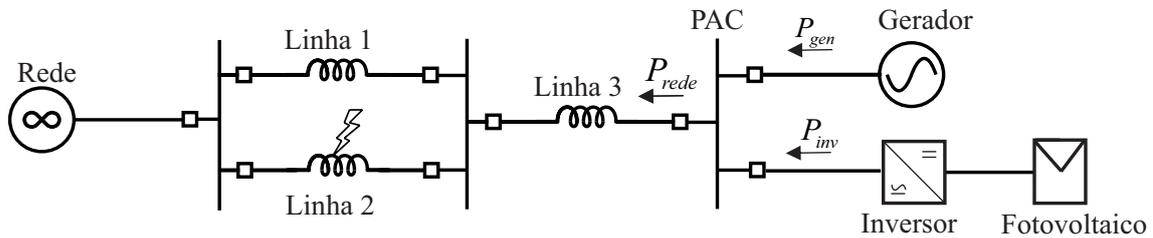
Em (TAFTI *et al.*, 2016), propõe-se um algoritmo para o cálculo das referências de corrente, em referencial dq , durante afundamentos de tensão, que considera a limitação de corrente do inversor, os requisitos do código da rede e a quantidade de potência extraída do sistema fotovoltaico. O algoritmo proposto utiliza toda a capacidade do inversor para injetar energia ativa ou reativa na rede durante quedas de tensão, o que leva a uma melhoria da tensão da rede. No entanto, o problema de sobretensão do barramento CC ainda persiste. Além disso, em condições de falha assimétrica, o inversor fornece uma corrente assimétrica.

Em nenhum dos trabalhos previamente citados, é apresentada alguma alternativa de controle para melhorar a capacidade dos geradores síncronos convencionais de se manterem em sincronismo quando da ocorrência de faltas na rede. Em (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), é proposta uma estratégia de suportabilidade LVRT para uma central de geração fotovoltaica conectada no mesmo PAC de um gerador síncrono convencional. O controle é baseado na absorção da energia cinética armazenada na massa rotativa da máquina síncrona para garantir a estabilidade transitória. O esquema de controle também melhora a estabilidade da tensão ao fornecer energia reativa à rede, levando a uma rápida recuperação de tensão pós-falta. Essencialmente, a saída de potência ativa da máquina síncrona é mantida próxima ao seu valor pré-falta, e há uma redução significativa nos desvios do ângulo do rotor nos primeiros ciclos da perturbação. Tendo em vista que a estratégia requer absorção de potência ativa, a mesma não é aplicável durante ZVRT. Vale salientar que durante HVRT a estabilidade das máquinas síncronas convencionais é melhorada não requerendo ações adicionais. No entanto, a configuração do sistema elétrico utilizada para implementar a estratégia de suportabilidade LVRT proposta previamente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021) considera apenas uma única posição para a planta fotovoltaica, entre a rede e o gerador síncrono. O sistema elétrico consiste em uma única máquina conectada ao PAC, com o sistema fotovoltaico conectado em paralelo à máquina. Devido às limitações, é necessária uma solução generalizada que possa ser implementada em qualquer sistema de energia com várias fontes de geração e considerando a localização do sistema de geração renovável em qualquer barramento.

1.2 OBJETIVOS

Os trabalhos de (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021) consideraram que o sistema de energia renovável e o gerador síncrono convencional devem estar conectados ao mesmo PAC, em uma configuração radial, conforme mostrado na Figura 2. Sendo assim, a aplicabilidade da metodologia estaria bastante limitada, uma vez que a configuração considerada é raramente encontrada na prática.

Figura 2 – Diagrama do sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tendo em vista a discussão acima, o presente estudo tem como objetivo desenvolver uma estratégia de operação durante afundamentos de tensão de modo que o sistema de geração renovável contribua para melhorar a estabilidade transitória. A estratégia é baseada nas propostas de (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), porém, aplicável a um sistema de potência em malha, com possível reversão no sentido do fluxo de potência e considerando a localização do sistema de geração renovável em qualquer barra.

Para o desenvolvimento da estratégia de operação proposta, apresentam-se a fundamentação teórica, a determinação das potências de referência dos conversores de interface durante operação normal e sob falta na rede, o cálculo das correntes de referência e a estratégia de controle adotada. A estratégia de operação proposta, bem como os diferentes códigos de rede, são usados para controlar os inversores de uma usina fotovoltaica em um sistema de energia de 9 barras, conhecido como WSCC 9 - *bus test system IEEE benchmark*, proposto pelo *Western System Coordinating Council* (WSCC) (DELAVARI; KAMWA; BRUNELLE, 2018), durante uma perturbação na rede de transmissão. Os resultados demonstram que a estratégia proposta pode resultar em uma melhoria significativa da estabilidade transitória do sistema.

A estabilidade transitória é definida em (KUNDUR; MALIK, 2022) como a capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo quando submetido a uma perturbação transitória severa. A resposta do sistema resultante envolve grandes excursões dos ângulos

dos rotores do gerador e é influenciada pela relação não linear de potência-ângulo. A estabilidade depende tanto do estado operacional inercial dos sistemas quanto da gravidade da perturbação.

Buscando atender o objetivo principal apresentado acima, este trabalho possui os seguintes objetivos específicos:

1. Apresentar uma comparação dos principais requisitos demandados pelos códigos de rede de diversos países, incluindo o código de rede brasileiro;
2. Propor melhorias na estratégia de controle de potência desenvolvida inicialmente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021) para minimizar o efeito de faltas de curta duração na estabilidade de máquinas conectadas ao barramento;
3. Propor uma estratégia de geração de referência de tensão que permita um despacho suave da potência acumulada no inversor durante a falta;
4. Comprovar o funcionamento da estratégia de controle em um sistema radial, assim como o funcionamento da estratégia de operação durante afundamentos em um sistema de potência com múltiplas máquinas e em malha.

1.3 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

Esta tese está dividida em seis capítulos, que abordam os seguintes assuntos:

- No Capítulo 2, é apresentada uma revisão dos requisitos de integração relativos à penetração de usinas de energia renovável na rede elétrica. Adicionalmente os principais pontos relacionados a VRT, estabilidade da rede e qualidade da energia são comparados;
- No Capítulo 3, apresenta-se o desenvolvimento matemático da estratégia de controle proposta inicialmente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021) para ser implementada na operação do inversor em condições de distúrbio para amortecer as oscilações do ângulo do rotor da máquina síncrona em um sistema radial, também apresenta-se a extensão da proposta para a melhoria da estabilidade transitória de modo a torná-la aplicável a um sistema de potência com configuração mais realista, com diversos geradores síncronos convencionais conectados em barras distintas e uma rede em anel, sendo o sistema de geração renovável conectado em qualquer barra;

- No Capítulo 4, é apresentada a modelagem do sistema de controle das duas malhas de controle do inversor, a malha de corrente que segue a corrente de referência calculada com base na estratégia de controle proposta, para reduzir as oscilações do ângulo do rotor e, a malha externa de tensão para manter a tensão do barramento CC em seu valor de referência;
- No Capítulo 5, são apresentados os resultados de simulação e experimentais com intuito de validar não só o sistema de controle projetado, como também a estratégia de controle proposta previamente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021) para um sistema radial e a estratégia de operação durante afundamentos de tensão proposta para em um sistema de potência real com múltiplas máquinas e em malha;
- Finalmente, no Capítulo 6 são expostas as considerações finais do autor, além de sugestões para trabalhos futuros.

2 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL CONECTADAS À REDE: REVISÃO DOS REQUISITOS DE INTEGRAÇÃO RECENTES

O constante crescimento da geração de energia renovável e sua integração na rede elétrica em grande escala representam um desafio para o correto funcionamento do sistema elétrico. No entanto, os requisitos de integração à rede tornaram-se uma grande preocupação a medida que as fontes de energias renováveis, como a eólica e a solar fotovoltaica, começaram lentamente a substituir as usinas convencionais. Com a finalidade de garantir o funcionamento adequado dos sistemas elétricos com esse tipo de geração renovável, os códigos de redes abordam requisitos relacionados à conexão dessas novas fontes. Dessa forma, o objetivo deste capítulo é revisar os requisitos de integração relativos à penetração de usinas de energia renovável na rede elétrica. Para isso, os principais pontos relacionados a FRT, à estabilidade da rede e à qualidade da energia são comparados.

2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DOS CÓDIGOS DE REDES

O crescimento da geração de energia renovável e sua integração na rede elétrica em grande escala acelerou a atualização dos requisitos e normas de conexão, neste texto denominados de códigos de rede. As organizações internacionais mais relevantes que abordam o tema são, o IEEE nos Estados Unidos, a IEC na Suíça e a DKE na Alemanha (ARULKUMAR; PALANISAMY; VIJAYAKUMAR, 2016).

Códigos de rede criados por operadores da rede de diversos países, com requisitos para a penetração das fontes de energia renováveis nos sistemas elétricos, foram propostos e vêm sofrendo revisões em vários países. Entre eles, destacam-se:

- Alemanha, que é um dos países líderes nesse campo, impondo em 2008 dois códigos de rede que contemplavam a alta penetração de energias renováveis como a eólica (ON-NETZ; CODE, 2008) e a fotovoltaica (BARTELS *et al.*, 2008). Desde então esses requisitos têm servido como referências para o desenvolvimento de códigos de rede para outros países e para a integração de outras fontes renováveis de energia. Em julho de 2010, um código de rede alemão estipulou que as usinas deveriam poder contribuir com suporte dinâmico da rede, enquanto que, em janeiro de 2011, tais exigências foram significativamente ampliadas (CRĂCIUN *et al.*, 2012; TROESTER, 2009; RUIZ, 2011);

- Espanha, que como a Alemanha, é líder na produção e instalação de tecnologia fotovoltaica e está adotando esses novos requisitos em seus códigos de rede (TROESTER, 2009; GARCÍA-SÁNCHEZ; GÓMEZ-LÁZARO; MOLINA-GARCÍA, 2014);
- Itália, que adotou uma nova versão do código de rede para sistemas de geração distribuída, o qual inclui explicitamente a geração fotovoltaica nas normas CEI 0-16 (CEI, 2012) e CEI 0-21 (CEI, 2014) e a atualizou recentemente em 2016 (CEI, 2016);
- Estados Unidos com o NERC, cuja missão é garantir segurança do sistema de energia e que é dividido em 8 regiões com diferentes operadores de sistema (FRCC, MRO, NPCC, RF, SERC, SPP RE, Texas RE, WECC), segue as propostas do IEEE para melhorar a interconexão das fontes de energia renováveis. O IEEE propôs a partir de 2009 novos requisitos de integração fotovoltaica com a norma IEEE 1547 (IEEE, 2009), a qual foi revisada e atualizada em 2018 (IEEE, 2018);
- Porto Rico com a *Puerto Rico Electric Power Authority* (PREPA), publicou em 2012 requisitos técnicos para interconectar a geração eólica e solar à rede (PREPA, 2012; GEVORGIAN; BOOTH, 2013);
- Austrália, com dois códigos de rede que são definidos pelo *Australian Energy Market Operator* (AEMO) para a zona sul, atualizado em 2014 (A.E.M, 2014; MOKUI; MASOUM; MOHSENI, 2014), enquanto a *Western Power* (WP) atua como operador de sistema de transmissão (*Transmission System Operator* - TSO) para a rede da Austrália Ocidental, o qual foi revisado e atualizado em 2016 (WP, 2016). Embora os TSO mencionados acima estejam no mesmo país, eles aplicam regulamentos técnicos diferentes;
- Japão publicou os requisitos de FRT em 2011 pela Organização de Energia e Desenvolvimento Industrial (*Energy and Industrial Development Organization* - NEDO) (KOBAYASHI, 2012). No entanto, recentemente, foi realizada uma grande revisão dos padrões para sistemas de conversão de energia fotovoltaica conectados a redes de baixa tensão, considerando-se a importância do LVRT para sistemas de energia fotovoltaicos monofásicos durante uma falha na rede (YANG *et al.*, 2015);
- Outros países também revisaram seus códigos de rede para a interconexão de fontes de energia renováveis, como Dinamarca (KDJ, 2016), China (GB/T, 2012) e Irlanda (EIRGRID, 2015), além dos padrões europeus e a IEC 61727 (IEA, 2009; CLEVELAND, 2008).

A Tabela 1 mostra alguns dos operadores do sistema de transmissão que desenvolveram códigos de rede revisados nesta pesquisa, assim como o ano da última revisão e atualização.

Tabela 1 – Códigos de rede de diferentes países e seus operadores de sistema de transmissão.

País	TSO	Ano (última atualização)	Referência
Alemanha	E.ON	2008	(NETZBETREIBER, 2008)
Austrália	WP	2016	(WP, 2016)
Espanha	REE	2008	(REE, 2008)
Dinamarca	Energinet	2016	(KDJ, 2016)
Porto Rico	PREPA	2012	(PREPA, 2012)
Brasil	ONS	2019	(ONS, 2021)
China	CEPRI	2012	(GB/T, 2012)
Egito	EETC	2017	(EETC., 2017)
Japão	NEDO	2016	(JEA <i>et al.</i> , 2016)
Irlanda	EIRGRID	2015	(EIRGRID, 2015)
Reino Unido	<i>National Grid</i>	2018	(NGET, 2018)
EUA	NERC	2018	(NERC, 2018)
Itália	CEI	2016	(CEI, 2016)
Malásia	ECM	2017	(ECM, 2017)
África do Sul	NERSA	2016	(NERSA, 2016)
França	EDF	2008	(EDF, 2008)
Nova Zelândia	Transpower	2013	(TPNZ, 2013)
Canadá	HydroQuebec	2009	(HYDROQUÉBEC, 2009)
Padrões Europeus	ENTSO-E	2016	(EC, 2016)

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na última década, vários pesquisadores realizaram diferentes estudos nessa área de pesquisa. Esses estudos contemplam códigos de rede para integração de energia fotovoltaica (CRĂCIUN *et al.*, 2012), normas globais para interconexão de fontes de energia renováveis (RANGARAJAN *et al.*, 2017), regulações para sistemas eólicos (MOHSENI; ISLAM, 2012), integração de outras fontes renováveis de energias (RODRIGUES *et al.*, 2016) e normas para microrredes (BASSO; HAMBRICK; DEBLASIO, 2012; BREM *et al.*, 2019; DRAGIČEVIĆ *et al.*,

2015). Em (AL-SHETWI; SUJOD; RAMLI, 2015), é feita uma breve comparação dos então novos requisitos implementados pela Alemanha, Estados Unidos, Itália e Austrália, para regular o comportamento de tensão e frequência durante a presença de distúrbios na rede. Em 2009, uma revisão abrangente foi publicada em (TSILI; PAPATHANASSIOU, 2009), a qual é focada nos operadores de sistemas de transmissão europeus, nas normas da comissão federal de regulamentação de energia nos Estados Unidos e nos operadores do Canadá e da Nova Zelândia. Da mesma forma, os pesquisadores em (SHAH *et al.*, 2015) revisaram e estudaram os códigos de rede alemão e espanhol e o código publicado pelos operadores do sistema de transmissão europeu com relação à penetração da energia eólica na rede elétrica, enquanto que, em (LOUDIYI *et al.*, 2018), foram comparados os códigos de rede do norte da África e da Espanha. Em (CABRERA-TOBAR *et al.*, 2016), os autores realizaram uma descrição geral mais atual da regulação de tensão, frequência, potência ativa e reativa dos códigos de rede da Alemanha, Romênia, Estados Unidos, China, África do Sul e Porto Rico.

Durante a revisão bibliográfica apresentada nesta tese, observou-se a existência de alguns estudos relevantes publicados nos últimos 5 anos sobre a integração de fontes de energia renováveis à rede elétrica. Em (FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN *et al.*, 2019), é realizada uma revisão das estratégias de inércia e controle de frequência em sistemas com alta penetração de fontes de energia renováveis, especialmente eólica e fotovoltaica. No entanto, os requisitos de integração recentes impostos por diferentes códigos de rede não são abordados nas análises mencionadas acima. Além disso, outros pesquisadores examinaram como a conformidade e a verificação dos regulamentos técnicos existentes podem ser testadas. Por exemplo, em (AL-SHETWI *et al.*, 2019), é realizado um estudo comparativo das regulamentações de VRT em termos de conformidade com vários códigos de rede, enquanto, em (MERAL; ÇELİK, 2019), realiza-se uma revisão das estratégias de controle para geração distribuída, incluindo geração eólica e fotovoltaica, em condições operacionais normais e durante distúrbios na rede.

Como discutido acima, existem alguns estudos de revisão de diferentes códigos de rede. No entanto, à medida que a presença de fontes de energia renováveis integradas ao sistema elétrico aumenta, bem como sua capacidade de geração, várias nações começaram a aplicar requisitos adicionais e mais avançados enquanto outras começaram a definir seus próprios requisitos.

A seguir, é apresentada uma comparação atualizada (com dados disponíveis até 2022) dos principais códigos de rede que são implementados pelos operadores de sistema em diferentes países com respeito à integração de fontes renováveis de energia.

2.2 REQUISITOS DE INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

Esta seção se concentra em fazer uma comparação entre as versões mais recentes dos códigos de rede para a integração de fontes de energia renováveis no sistema elétrico.

2.2.1 *Voltage Ride Through* - VRT

Um dos requisitos mais importantes estabelecidos devido à alta penetração de usinas de energia renovável, como energia eólica e fotovoltaica, no sistema elétrico é o VRT (HAGH; KHALILI, 2019; DÖŞOĞLU, 2016; RUHANG *et al.*, 2018). No passado, devido à baixa integração de fontes renováveis de energia, os regulamentos permitiam que essas fontes de energia fossem desconectadas diretamente da rede em caso de faltas próximas. No entanto, como as usinas de energia renovável se tornaram uma das principais fontes de geração de energia, desativá-las durante falhas pode piorar o problema e levar o sistema à instabilidade. Nesse cenário, a maioria das normas atuais impõe o VRT como um requisito obrigatório para qualquer usina de geração de energia renovável conectada à rede (AYODELE *et al.*, 2020). O VRT exige que as usinas baseadas em fontes renováveis atuem como usinas convencionais, permanecendo conectadas ao sistema de energia durante falhas e realizando serviços auxiliares (por exemplo, injeção/absorção de corrente reativa) para garantir a estabilidade e ajudar na recuperação das condições normais de operação após o cessar do distúrbio.

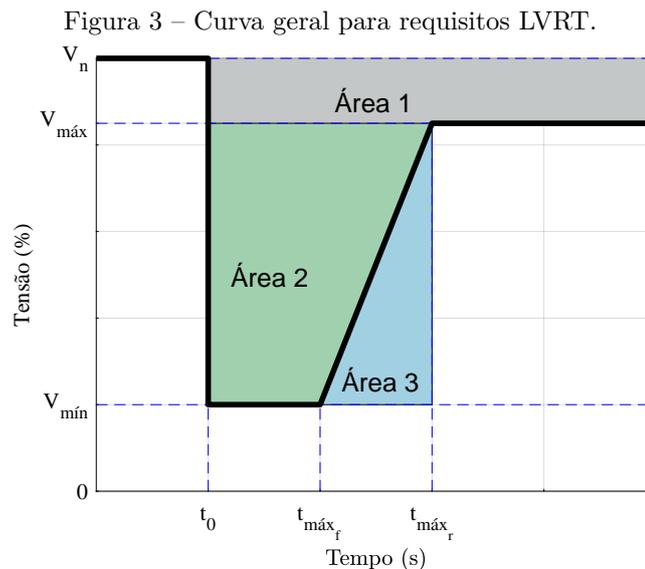
Conforme mencionado na introdução deste trabalho, existem diferentes tipos de VRT, os quais são abordados nas subseções seguintes.

2.2.1.1 *Low Voltage Ride Through* - LVRT

A rápida desconexão de uma usina de geração baseada em fontes de energia renováveis pode afetar seriamente a estabilidade do sistema elétrico. Portanto, os códigos

de rede de diversos países exigem que as usinas de geração renovável permaneçam conectadas quando ocorrem distúrbios que causem uma queda de tensão para valor abaixo de uma determinada porcentagem da tensão nominal (normalmente 15 %) e, em alguns casos, até zero por um período especificado. Após o cessar do distúrbio, a usina de geração renovável deve recuperar rapidamente sua produção de energia ativa e reativa para o nível pré-falha (MEEGAHAPOLA *et al.*, 2018). Alguns códigos de rede estipulam ainda que, durante a falta, a usina de geração renovável deve fornecer à rede corrente reativa para dar suporte à tensão do sistema como é feito com os geradores síncronos tradicionais. Essa habilidade é chamada de LVRT (CRĂCIUN *et al.*, 2012; TROESTER, 2009; IEEE, 2009; YANG *et al.*, 2013).

Normalmente, os requisitos de LVRT são caracterizados com um gráfico de tensão Vs tempo, conforme mostrado na Figura 3, que ilustra os requisitos gerais de LVRT para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.



As usinas fotovoltaicas são obrigadas a trabalhar continuamente na Área 1, que representa a tensão nominal no PAC. Quando ocorre queda de tensão causada por uma falha no instante t_0 , o sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, caso opere na Área 2, para evitar perda de potência e diminuição da frequência da rede. A usina fotovoltaica não deve ser desconectada da rede por $t_{máx_f} - t_0$ (ou $t_{máx_f}$ se $t_0 = 0$ s) quando a tensão de sequência positiva cair para $V_{mín}\%$ da tensão nominal (V_n). Além disso, a tensão deve se recuperar até $V_{máx}\%$ de seu valor pré-falta em $t_{máx_r} - t_0$ (ou $t_{máx_r}$ se $t_0 = 0$ s) a partir da ocorrência de queda de tensão. Caso a tensão do PAC esteja na Área 3, não

é necessário que o sistema fotovoltaico permaneça conectado. Os valores de V_{min} , V_{max} , t_{max_f} e t_{max_r} (para $t_0 = 0$ s) diferem os códigos de rede entre si, e são definidos com base nos padrões e características da rede de cada país.

Os requisitos LVRT dos códigos de rede dos demais países são semelhantes aos requisitos dinamarqueses, com pequenas diferenças nos período de tempo e nos níveis de tensão. De acordo com os regulamentos da Dinamarca, China e Japão, se a tensão cair em até 80 % abaixo de seu valor nominal, a geração renovável deverá suportar a falha e permanecer conectada à rede por um certo tempo; caso contrário, deve ser desconectado rapidamente. Requisitos similares foram impostos no Reino Unido, Romênia, Estados Unidos e Porto Rico, onde a usina de geração renovável deve permanecer conectada mesmo que a tensão do PAC caia para 15 % do valor nominal. O código de rede brasileiro também possui requisitos de LVRT para suas unidades geradoras, indicando que a tensão no ponto de conexão pode cair até 20 % do seu valor nominal por 0,5 segundo seguido pela recuperação da tensão para 85 % da tensão nominal no PAC em 1 segundo (ONS, 2021).

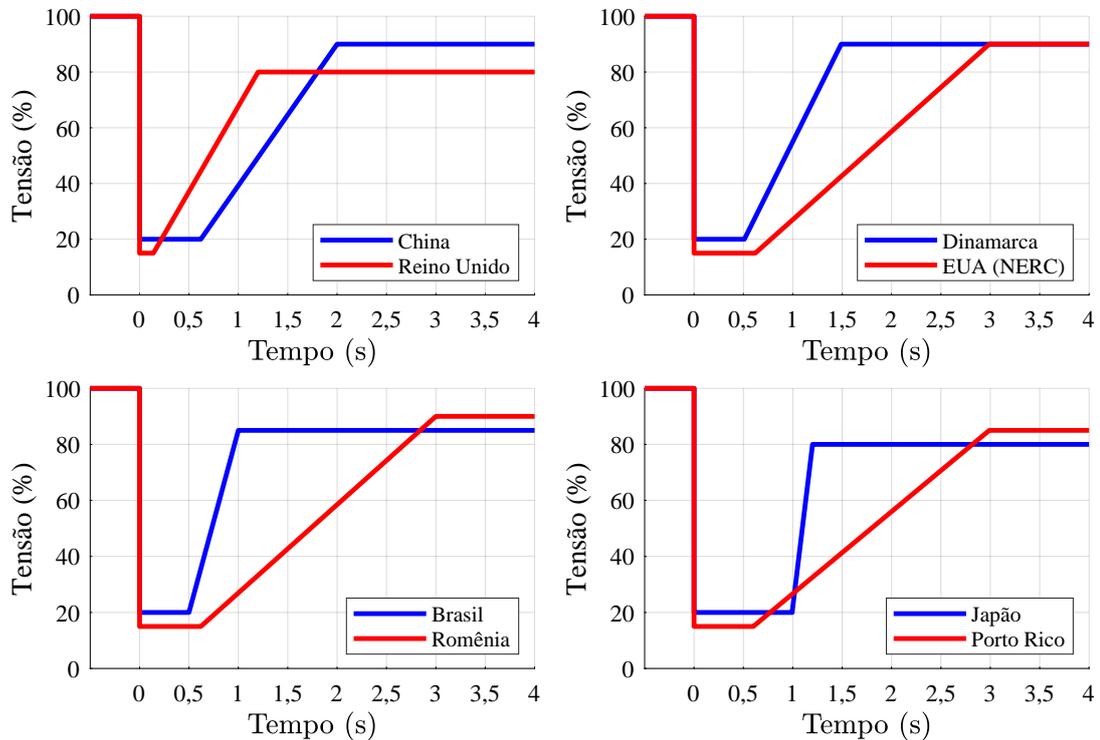
Os requisitos LVRT dos códigos de rede desses países estão resumidos na Tabela 2 e na Figura 4.

Tabela 2 – Parâmetros de LVRT em vários países.

País	Durante falha		Após falha	
	V_{min} (%)	t_{max_f} (s)	V_{max} (%)	t_{max_r} (s)
Dinamarca	20	0,5	90	1,5
China	20	0,625	90	2
Reino Unido	15	0,14	80	1,2
Japão	20	1	80	1,2
Romênia	15	0,625	90	3
EUA (NERC)	15	0,625	90	3
Porto Rico (PREPA)	15	0,6	85	3
Brasil	20	0,5	85	1

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4 – Requisitos de LVRT em vários países.



Fonte: Elaborada pelo autor

2.2.1.2 Zero Voltage Ride Through - ZVRT

O ZVRT pode ser considerado um caso especial de LVRT porque o ZVRT representa um caso extremo no qual a tensão é reduzida até se tornar zero. Para esse cenário, a geração renovável deve permanecer no modo de conexão e dar suporte a rede por um período específico de tempo (ZHANG *et al.*, 2017). Assim como no LVRT, as usinas de geração renovável devem ajudar na recuperação de tensão e na estabilidade do sistema através da injeção de corrente reativa durante situações de tensão nula (SUTHERLAND, 2015).

Entre os muitos exemplos de países com padrões que permitem a redução da tensão do PAC para zero, destaca-se:

- O padrão italiano, por exigir que as usinas de geração renovável resistam a falhas e ainda estejam conectadas ao sistema por 200 ms quando a tensão no ponto de conexão do sistema cai para zero. Se a tensão no ponto de conexão se recuperar

- para 85 % da tensão nominal dentro de 1,5 s após a falha, as unidades de geração fotovoltaica permanecerão em operação contínua sem desconectar (CEI, 2016);
- O código de rede alemão, que estipula a ZVRT quando a tensão cai para zero por um tempo máximo de 150 ms, seguido pela recuperação de tensão para 90 % da tensão nominal no PAC em 1,5 segundos (CRĂCIUN *et al.*, 2012; NEUMANN; ERLICH, 2012);
 - Os requisitos de ZVRT no código de rede espanhol (REE, 2008), que, em sua versão mais atualizada, impõem à geração renovável que resista, sem desconexão, qualquer perturbação de tensão (em magnitude e/ou fase) no ponto de conexão da rede, provocada por curto-circuitos trifásicos, bifásicos à terra e monofásicos ou qualquer outra causa com o perfil de magnitude e duração mostrado na Figura 5.
 - O código de rede australiano, que é mais restrito entre os avaliados, porque a geração renovável precisa se manter conectada mesmo que a tensão, após cair para zero, mantenha-se abaixo de 80 % da nominal por até 450 ms. (AL-SHETWI; SUJOD; RAMLI, 2015).

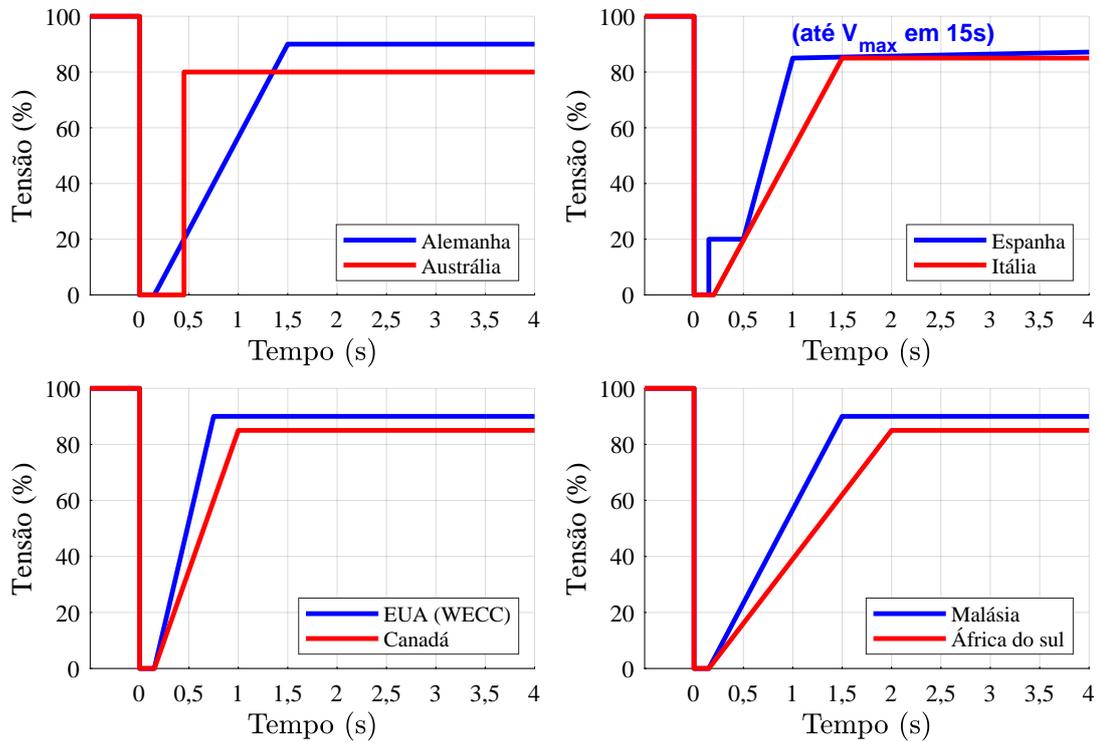
Os requisitos ZVRT dos códigos de rede desses e de outros países estão resumidos na Tabela 3 e na Figura 5.

Tabela 3 – Parâmetros de ZVRT em vários países.

País	Durante falha		Após falha	
	V_{min} %	t_{max_f} (s)	V_{max} %	t_{max_r} (s)
Alemanha	0	0,15	90	1,5
Canadá	0	0,15	85	1
Austrália	0	0,45	80	0,45
Espanha	0	0,15	85	1
Itália	0	0,2	85	1,5
África do Sul	0	0,15	85	2
EUA (WECC)	0	0,15	90	1,75
Malásia	0	0,15	90	1,5

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5 – Requisitos de ZVRT em vários países.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Vários regulamentos examinados proíbem a desconexão da rede durante a queda de tensão, mesmo quando a tensão no PAC cai para zero. No entanto, os valores da tensão de recuperação (V_{max}) na porcentagem indicada e os tempos para alcançá-la (t_{max_f}) e (t_{max_r}) são em sua maioria diferentes. (AL-SHETWI; SUJOD, 2018a).

2.2.1.3 High Voltage Ride Through - HVRT

O desligamento das fontes renováveis durante uma sobretensão impossibilita a sua contribuição, através da regulação da potência reativa, para a estabilidade do sistema. Sendo assim, os códigos de rede só permitem a desconexão quando a sobretensão excede um certo limiar V_{max} e duração de tempo especificados t_{max_f} (LIU *et al.*, 2019). Esses requisitos, conhecidos como requisitos de HVRT, são resumidos e comparados por país na Tabela 4 e na Figura 6.

Tabela 4 – Parâmetros de HVRT em vários países.

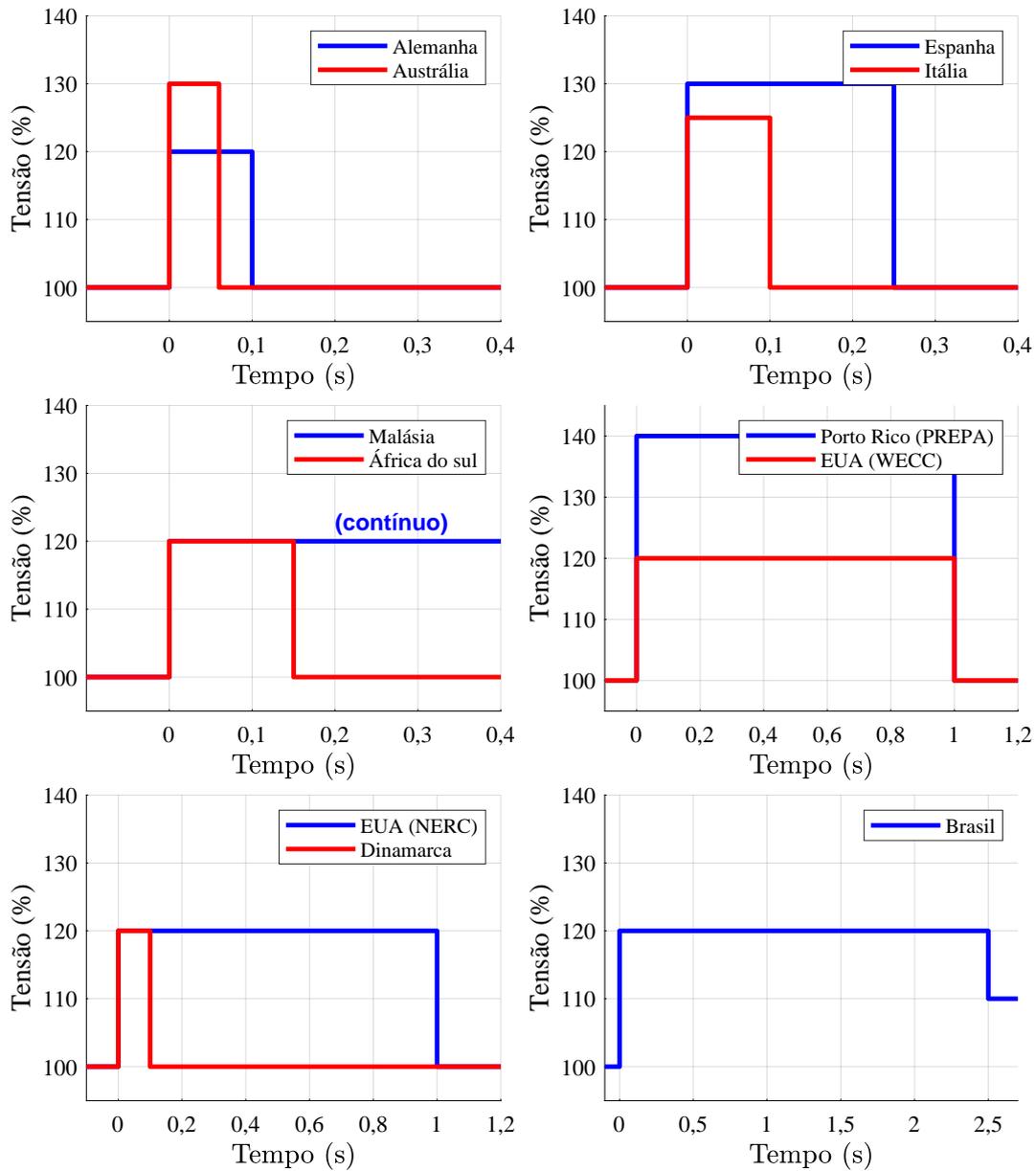
País	Durante falha	
	V_{max} %	t_{max_f} (s)
Alemanha	120	0,1
Austrália	130	0,6
Itália	125	0,1
Espanha	130	0,25
Malásia	120	contínuo
África do Sul	120	0,15
Porto Rico (PREPA)	140	1
EUA (WECC)	120	1
EUA (NERC)	120	1
Dinamarca	120	0,1
Brasil	120	2,5
China	ND	ND
Japão	ND	ND
Romênia	ND	ND
Canadá	ND	ND
Reino Unido	ND	ND

*ND → Os requisitos HVRT não estão definidos nos códigos de rede

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 4 apresenta e compara os regulamentos HVRT aplicados por diferentes países em seus códigos de rede. Embora os distúrbios de aumento de tensão (ou seja, sobretensão) ocorram com menos frequência, eles foram regulados de maneira semelhante aos distúrbios de queda de tensão (ou seja, subtensão) (HAIDAR; JULAI, 2019). No entanto, alguns países (como China, Japão, Canadá e Romênia) que aplicam LVRT a qualquer gerador renovável não impuseram requisitos semelhantes de HVRT.

Figura 6 – Requisitos de HVRT em vários países.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 6 mostra graficamente e compara os atuais requisitos de HVRT impostos pela Alemanha, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Itália, Austrália, África do Sul e Malásia. As regulamentações impostas pelo PREPA são as mais rigorosas entre as avaliadas, pois exigem que os geradores renováveis permaneçam conectados e suportem um aumento de até 140 % do seu valor nominal durante 1 s (GEVORGIAN; BOOTH, 2013). Eles são seguidos pela Espanha (GARCÍA-SÁNCHEZ; GÓMEZ-LÁZARO; MOLINA-GARCÍA, 2014) e Austrália (MOKUI; MASOUM; MOHSENI, 2014), que permitem uma sobretensão de até 130 % do valor nominal antes da desconexão da rede.

O Brasil, em seu código de rede, estabelece que as usinas de energia renovável devem suportar uma sobretensão de até 120 % por um período máximo de 2,5 s, seguida de uma redução na tensão para um valor máximo de 110 % (ONS, 2021). Com base nas comparações apresentadas, observa-se que é difícil encontrar requisitos uniformes de VRT em nível global, devido aos diferentes níveis de penetração de energia renovável na rede principal e às diferentes metodologias operacionais das redes nacionais.

É interessante destacar que estes códigos de rede estão em constante modificação, pois podem ser tornar mais restritivos a medida que a parcela de fontes renováveis no sistema elétrico aumenta.

2.3 INJEÇÃO/ABSORÇÃO DE CORRENTE REATIVA

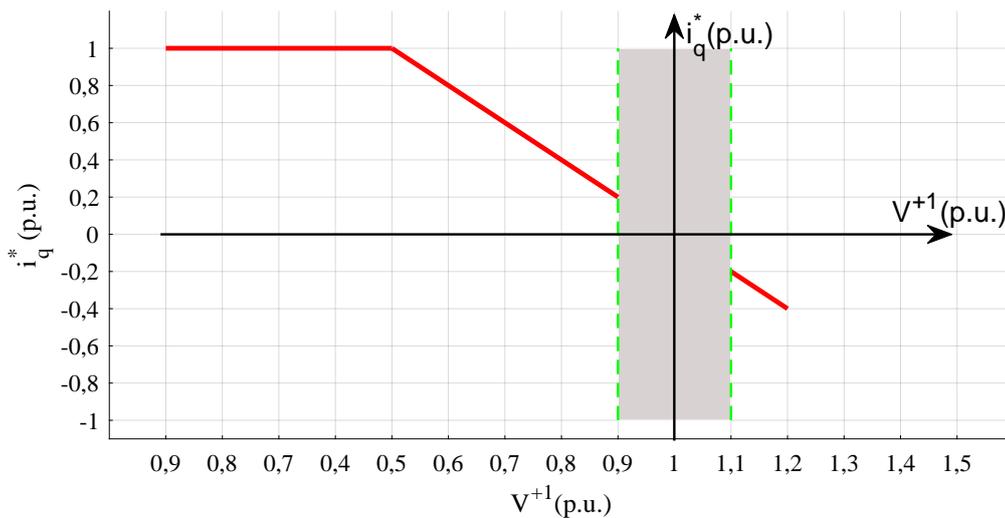
A maioria dos códigos de rede discutidos aqui exige que a geração renovável possa suportar falhas e permanecer conectada, além de poder operar de maneira semelhante aos geradores síncronos tradicionais. Portanto, eles também devem ser capazes de injetar energia reativa no sistema para ajudar na recuperação de tensão e manter a estabilidade do sistema elétrico (OON *et al.*, 2018). Esse suporte através de energia reativa deve ser realizado simultaneamente com o LVRT / ZVRT durante o período em que a tensão estiver abaixo do valor nominal, ajudando a elevar a tensão e acelerando a recuperação do sistema elétrico durante e após uma falha, preservando a estabilidade de tensão. Similarmente, os geradores renováveis devem absorver a energia reativa durante o HVRT para provocar redução da tensão (ETXEGARAI *et al.*, 2015).

A quantidade de energia reativa injetada ou absorvida deve ser avaliada de acordo com a queda ou aumento de tensão, respectivamente. Nesse contexto, de acordo com o código de rede alemão (NETZBETREIBER, 2008; ON-NETZ; CODE, 2008; BARTELS *et al.*, 2008), a potência reativa, que é função de i_q (parcela de corrente responsável pela potência reativa no sistema de coordenadas adotado), deve ser injetada/absorvida durante distúrbios no sistema de acordo com a curva mostrada na Figura 7.

Se a tensão de sequência positiva (v^{+1}) diminuir ou aumentar dentro da banda morta (± 10 %) em torno de seu valor nominal, as usinas de geração renovável devem manter a operação normal e nenhuma ação de injeção ou absorção corrente reativa necessita ser realizada. Uma vez que o aumento ou diminuição da tensão exceda a banda morta, a geração renovável deve, através dos métodos de controle implementados em seus inversores,

injetar ou absorver energia reativa no sistema elétrico ao qual estão conectados. O código de rede alemão exige que para cada 0,1 p.u. de queda/aumento de tensão, o inversor deve injetar/absorver 0,2 p.u. de corrente reativa i_q^* , tomando como base a sua corrente nominal. Se a tensão se tornar menor que 50 % do valor nominal, a corrente reativa que deve ser injetada na rede é 100 % do seu valor nominal.

Figura 7 – Princípio do suporte dinâmico à rede através do fornecimento/absorção de energia reativa para usinas de geração renovável de acordo com o código de rede alemão.



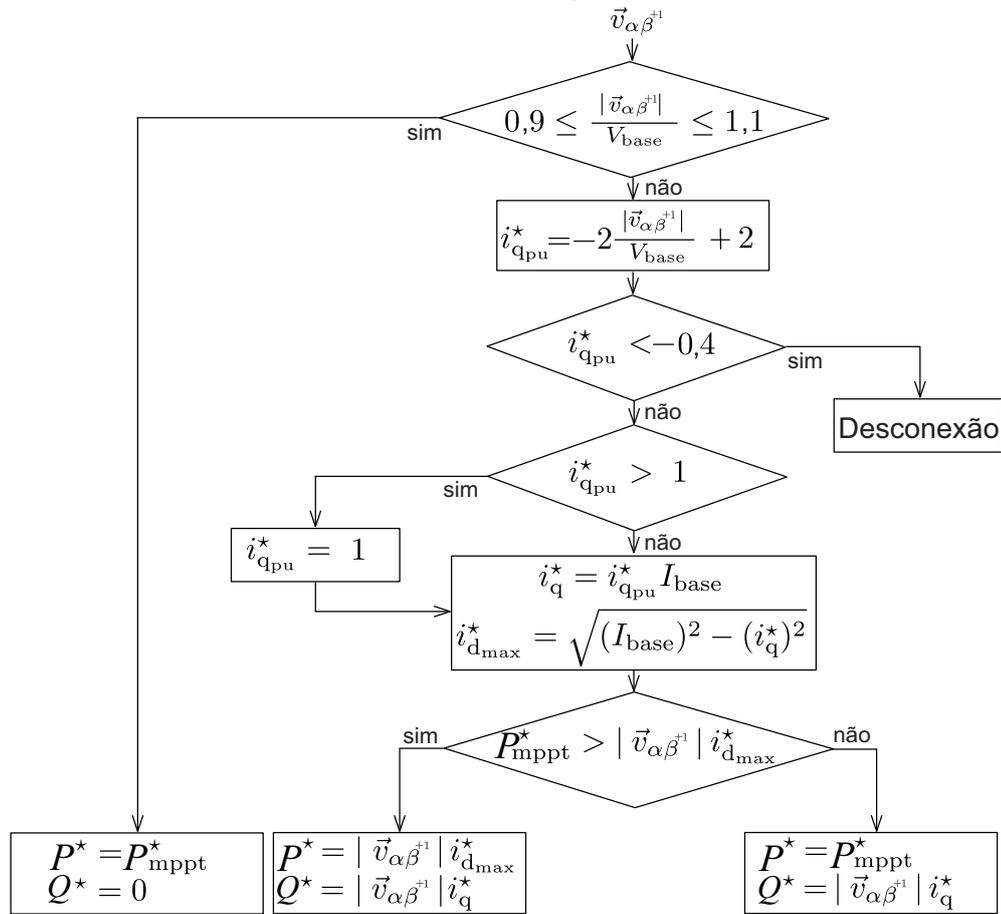
Fonte: Adotado de (NETZBETREIBER, 2008)

O fluxograma, representado na Figura 8, descreve a implementação da estratégia mostrada na Figura 7, onde, $\vec{v}_{\alpha\beta}^{+1}$ é o vetor tensão de sequência positiva em referencial estacionário $\alpha\beta$. O fornecimento de energia reativa passa a ter prioridade sobre a injeção de energia ativa e, portanto, o painel fotovoltaico funcionará no MPPT somente se o VSI tiver capacidade disponível suficiente (NEVES *et al.*, 2015).

Por outro lado, o código espanhol exige que os sistemas baseados em energia renovável sejam capazes de injetar/absorver energia reativa de acordo com a curva mostrada na Figura 9.

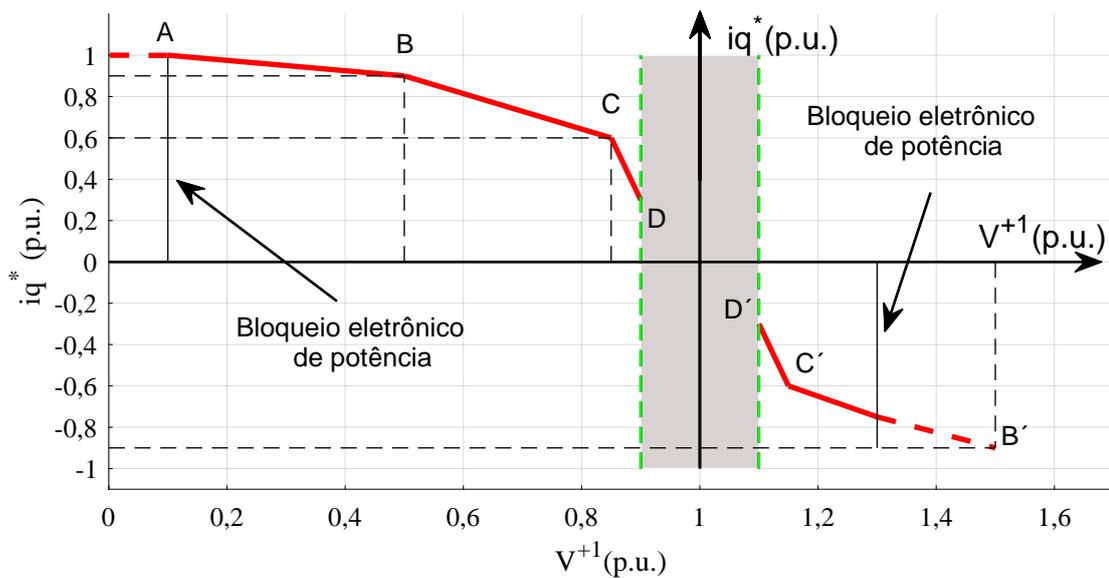
Em caso de sobretensão, o comportamento deve ser refletido, mas, como explicado acima, quando a tensão atingir mais de 130 %, os relés de proteção requerem desconexão. Além disso, assim que a falha for eliminada, o controlador de tensão permanecerá ativado por pelo menos 30 s depois que o nível de tensão voltar à faixa operacional normal (REE, 2008).

Figura 8 – Cálculo das referências de potência no caso de uma falha na rede com base nas características da Figura 7.



Fonte: (NEVES *et al.*, 2015)

Figura 9 – Princípio do suporte dinâmico à rede através do fornecimento/absoção de energia reativa para uma usinas de geração renovável de acordo com o código de rede espanhol.

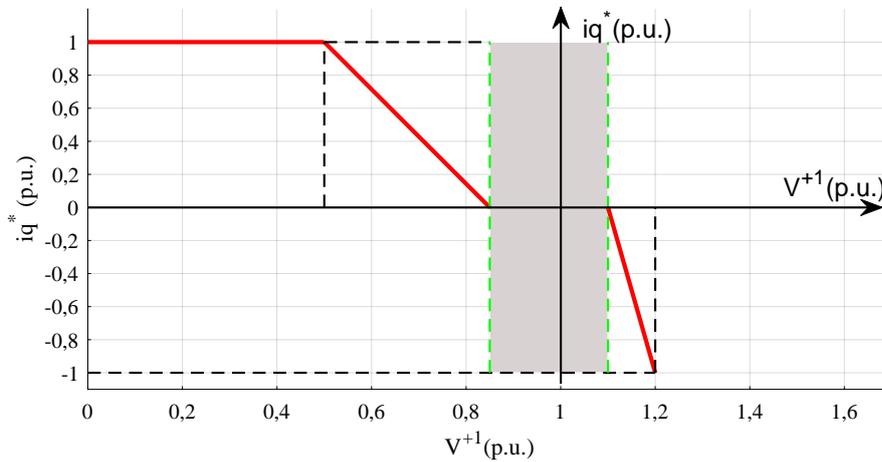


Fonte: Adotado de (REE, 2008)

O código de rede da PREPA, de Porto Rico, estipulou que, durante uma falha na rede, as fontes de energia renovável devem injetar/absorver 5 % de corrente reativa por cada 1 % de variação de tensão se a tensão exceder a banda morta de ± 15 % (GEVORGIAN; BOOTH, 2013). Por outro lado, o código de rede australiano exige que cada 1 % de redução de tensão, sejam fornecidos 4 % de corrente reativa no PAC (A.E.M, 2014).

No caso do código de rede brasileiro, exige que as usinas de geração renovável devem ser capazes de ajudar na tensão através da injeção de energia reativa para tensões de sequência positivas abaixo de 85 % e a absorção de energia reativa para tensões acima de 110 %, conforme exibido na Figura 10 (ONS, 2021).

Figura 10 – Princípio do suporte dinâmico à rede através do fornecimento/absorção de energia reativa para usinas de geração renovável de acordo com o código de rede brasileiro.



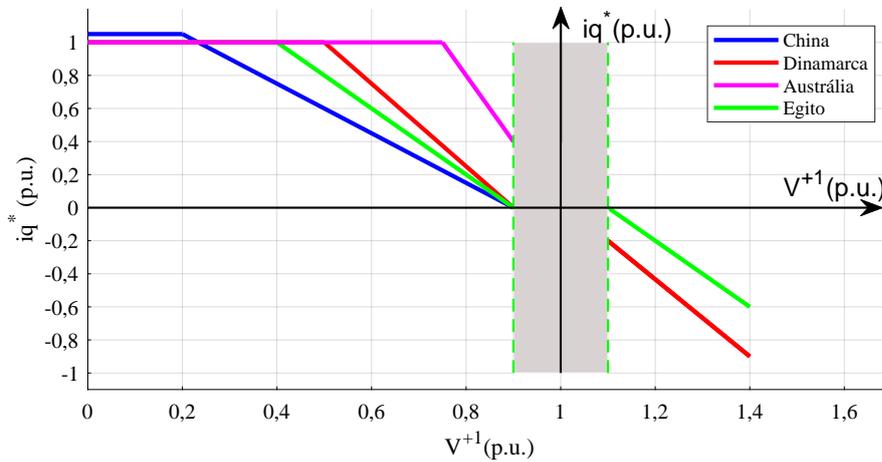
Fonte: (ONS, 2021)

Outros requisitos para o comportamento da energia reativa em países como China, Dinamarca, Austrália e Egito são apresentados na Figura 11. Nestes códigos de rede, a zona morta é definida quando a tensão no PAC está na faixa de entre 0,9 e 1,1 p.u. Quando a tensão cai abaixo de 0,9 p.u., a estação de energia fotovoltaica deve injetar corrente reativa à rede proporcional à queda de tensão. Por exemplo, o código de rede chinês estipula que a corrente reativa injetada i_q^* deve seguir as seguintes fórmulas:

$$\left\{ \begin{array}{ll} i_q^* = 1,5(0,9 - v_{\alpha\beta}^{+1})I_{base} & (0,2 \leq v_{\alpha\beta}^{+1} \leq 0,9) \\ i_q^* = 1,05I_{base} & (v_{\alpha\beta}^{+1} \leq 0,2) \\ i_q^* = 0 & (v_{\alpha\beta}^{+1} \geq 0,9) \end{array} \right. ; \quad (1)$$

onde $v_{\alpha\beta}^{+1}$ é a tensão de sequência positiva no PAC em por unidade, I_{base} é a corrente de saída nominal da usina de energia fotovoltaica (ZHENG *et al.*, 2017).

Figura 11 – Princípio do suporte dinâmico à rede através do fornecimento/absorção de energia reativa para usinas de geração renovável de acordo com o código de rede de China, Dinamarca brasileiro, Austrália e Egito.



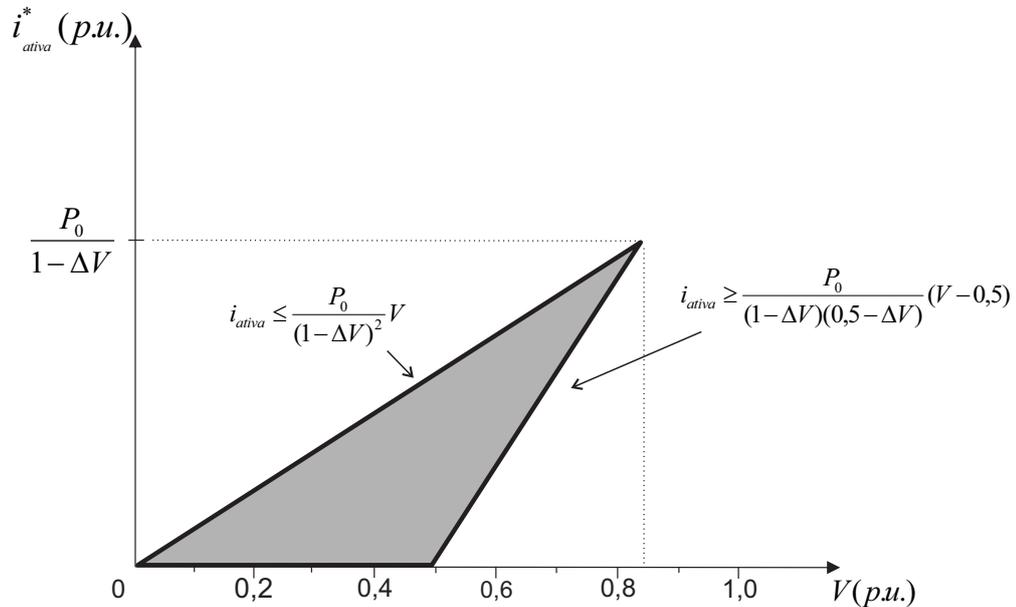
Fonte: (ZHENG *et al.*, 2017; HASSAN *et al.*, 2017)

2.4 RESTAURAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA

O fluxo de potência ativa é um dos objetivos mais importantes do sistema elétrico. Portanto, após a remoção da falha, é essencial restaurar a geração de energia ativa. De acordo com o código de rede alemão (NETZBETREIBER, 2008), depois que a falha é eliminada, a energia ativa deve ser fornecida imediatamente e aumentada em rampa até o valor original (valor pré-falha) com uma taxa de variação limitada a 20% de sua capacidade nominal por segundo para as usinas geradoras que permaneceram conectadas. Para geradores que se tornarem instáveis durante uma falha; é permitida uma desconexão de curto prazo de acordo com o operador de rede em questão e, em seguida, deve ser feita a resincronização da instalação em no máximo de 2s a partir do início da desconexão. Neste último caso, a potência ativa deve ser fornecida imediatamente e aumentada em rampa como uma taxa de variação limitada a 10 % de sua capacidade nominal por segundo.

Por outro lado o código de rede espanhol (REE, 2008) exige que, durante as falhas, as usinas geradoras limitem a corrente ativa dentro da área cinza da Figura 12 (excluindo os incrementos/reduções da corrente ativa devido ao controle de frequência). Como pode ser visto, a limitação de corrente ativa é uma função de P_o , que é a potência ativa que a instalação estava gerando pré-falha.

Figura 12 – Limitação de potência ativa na Espanha durante o FRT.



Fonte: (REE, 2008)

O controle de corrente ativa, dependente da tensão conforme mencionado anteriormente, garante que, após a eliminação da falha sem desconexão, o nível de potência ativa antes da perturbação seja restaurado suavemente em 250 ms.

O código de rede dinamarquês estipulou que, depois da eliminação da falha, é necessário que a tensão das usinas que permaneceram conectadas atinja 90% do seu valor nominal no PAC para voltar a fornecer energia ativa, recuperando-se a 90% da potência ativa pré-falha em 0,5 s (PREDA; UHLEN; NORDGÅRD, 2012).

Segundo os requisitos da PREPA, depois da eliminação da falha, é requerido um aumento imediato na potência ativa das usinas que permaneceram conectadas de pelo menos 10%/s de sua capacidade nominal (GEVORGIAN; BOOTH, 2013).

No caso do Brasil, o código de rede afirma que a potência ativa da usina geradora deve recuperar-se a 85% do valor pré-falha em até 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal. Cabe ao TSO a responsabilidade de definir a rampa de recuperação da potência em função das características do sistema onde as centrais serão inseridas (ONS, 2021).

A Tabela 5 apresenta e compara as taxas de variação da potência ativa após a eliminação da falha adotadas por diferentes países em seus códigos de rede em usinas geradoras que permaneceram conectadas durante uma perturbação.

Tabela 5 – Limiares de recuperação da potência ativa após eliminação da falha.

País	Tempo máximo de recuperação	P (% de P_o)
Alemanha	5 s (após a eliminação da falha)	100
Austrália	0,1 s (após a eliminação da falha)	95
Espanha	250 ms (após a eliminação da falha)	100
Dinamarca	0,5 s (após a recuperação de tensão aos 90 %)	90
PREPA	10 s (após a eliminação da falha)	100
Brasil	4 s (após a recuperação de tensão aos 85 %)	85
China	10 min (após a eliminação da falha)	100
Egito	10 s (após a eliminação da falha)	100
França	10 s (após a eliminação da falha)	95
Irlanda	1 s (após a recuperação de tensão aos 85 %)	ND
Reino Unido	0,5 s (após a eliminação da falha)	90

Fonte: Elaborada pelo autor.

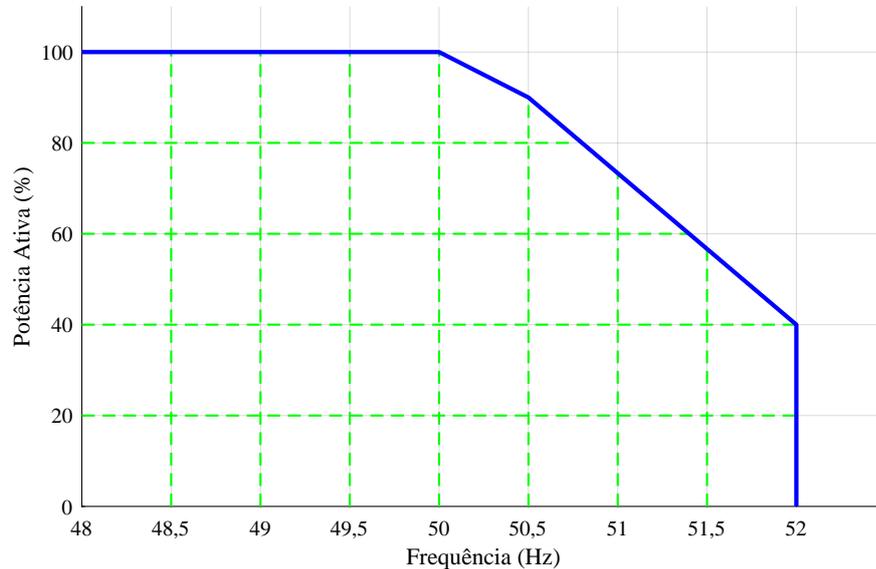
2.5 REGULAMENTOS DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA E CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA

Para manter uma frequência estável na rede elétrica (normalmente 50 ou 60 Hz), a potência ativa deve ser igual à demanda de carga a qualquer momento, uma vez que qualquer desequilíbrio entre a geração e a demanda por eletricidade causa uma variação de frequência. Portanto, os geradores convencionais (usinas hidrelétricas ou termelétricas a combustível fóssil) geralmente são equipados com controle de velocidade, que é ativado durante um desequilíbrio. O regulador de velocidade serve como controle primário de carga e evita grandes desvios de frequência (DREIDY; MOKHLIS; MEKHILEF, 2017; SEDIGHIZADEH; ESMAILI; MOUSAVI-TAGHIABADI, 2019). Entretanto, as unidades de geração baseadas em fontes renováveis de energia não têm controle direto para lidar com a variação de frequência.

Como, hoje em dia, a geração baseada em fontes renováveis está sendo instalada em larga escala, métodos alternativos de estabilidade de frequência começaram a ser estudados (STRAM, 2016). Os códigos de rede internacionais exigem que as usinas de geração renovável tenham métodos para gerenciar o fornecimento de energia ativa em relação às variações de frequência. Com base em uma curva típica de variação de frequência e potência ativa,

mostrada na Figura 13 (AL-SHETWI; SUJOD, 2018a), a medida que a frequência aumenta, a potência ativa deve diminuir.

Figura 13 – Resposta típica do limite de potência ativa em função das variações de frequência.



Fonte: (AL-SHETWI; SUJOD; RAMLI, 2015)

Por exemplo, o código de rede alemão exige que a potência ativa seja reduzida 40%/Hz quando a frequência varia entre 50,2 Hz e 51,5 Hz, ou seja:

$$\Delta P = 20p \frac{50,2 - f_{rede}}{50}, \quad \text{para } 50,2\text{Hz} < f_{rede} < 51,5\text{Hz} \quad (2)$$

f_{rede} indica a frequência da rede, ΔP representa a variação de potência e p indica a potência instantânea disponível.

No entanto, se a frequência fica entre 47,5 Hz e 50,2 Hz, as unidades geradoras devem retornar a potência ativa ao seu valor nominal. Se a frequência se tornar maior que 51,5 Hz ou menor que 47,5 Hz, é necessária uma desconexão rápida das unidades de geração renovável (NETZBETREIBER, 2008; ON-NETZ; CODE, 2008; BARTELS *et al.*, 2008).

O código de rede irlandês exige que a fonte renovável de energia aumente/diminua a energia ativa gerada quando a frequência atinge valor abaixo de 49,8 Hz e acima de 50,2 Hz respectivamente, caso contrário, a operação normal continuará (EIRGRID, 2015).

O código de rede da Malásia exige que as usinas fotovoltaicas reduzam a potência de saída em uma proporção de 40%/Hz se a frequência se tornar superior a 50,5 Hz (ECM, 2017).

Alguns países não possuem uma regulamentação de suporte de frequência definida, enquanto outros, como a África do Sul, transferiram esse requisito para os operadores de

sistemas de transmissão e/ou distribuição (SEWCHURRAN; DAVIDSON, 2016). O código de rede da China não exige uma redução de potência ativa quando a frequência aumenta; no entanto, as usinas de energia renovável devem suportar uma variação de frequência entre 50,2 Hz e 50,5 Hz ou se-desconectar da rede (GB/T, 2012).

O código de rede brasileiro permite operação contínua em uma faixa entre 58,5 e 62,5 Hz, uma operação abaixo de 58,5 Hz por um tempo de até 20 s e acima de 62,5 Hz por um tempo máximo de 10 s, ordenando a desconexão instantânea para valores abaixo de 56 Hz e acima de 63 Hz (ONS, 2021).

A Tabela 6 apresenta a faixa de variação de frequência permitida sobre a qual as usinas de energia renovável devem permanecer em operação normal, sem nenhuma redução na potência ativa, em diferentes países.

Tabela 6 – Limites de frequência de operação em vários países.

Países	Frequência nominal (Hz)	Limites de frequência (Hz)
Alemanha	50	$47,5 < f_{rede} < 51,5$
Dinamarca	50	$48,5 < f_{rede} < 51$
Espanha	50	$47,5 < f_{rede} < 51,5$
Canadá	60	$59,4 < f_{rede} < 60,6$
China	50	$49,5 < f_{rede} < 50,2$
Porto Rico (PREPA)	60	$57,5 < f_{rede} < 61,5$
EUA (NERC)	60	$58,5 < f_{rede} < 61$
Japão (leste)	50	$47,5 < f_{rede} < 51,5$
Japão (oeste)	60	$58 < f_{rede} < 61,8$
Austrália	50	$47,5 < f_{rede} < 52$
África do Sul	50	$49 < f_{rede} < 51$
Malásia	50	$47 < f_{rede} < 52$
Irlanda	50	$49,5 < f_{rede} < 50,5$
Romênia	50	$47,5 < f_{rede} < 52$
Reino Unido	50	$47,5 < f_{rede} < 52$
Brasil	60	$56 < f_{rede} < 63$

Fonte: Elaborada pelo autor.

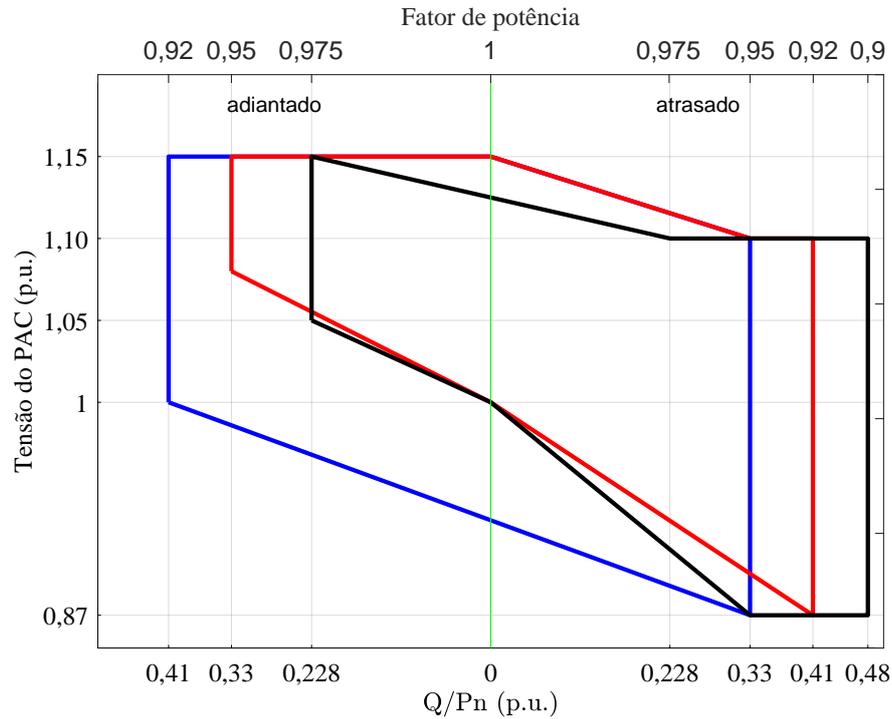
2.6 REGULAÇÃO DE TENSÃO E CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA

Como já mencionado, a alta penetração da geração de energia renovável pode afetar consideravelmente a estabilidade de tensão (HOSSAIN; POTA, 2014). Portanto, os operadores de diferentes sistemas elétricos, com o objetivo de manter tensões estáveis dentro de limites seguros em diferentes situações operacionais, incluíram requisitos que dependem das características de suporte de potência reativa do inversor fotovoltaico e de dispositivos auxiliares como STATCOMs ou bancos de capacitores. Como os inversores fotovoltaicos foram inicialmente projetados para serem instalados no nível de distribuição, eles geralmente não consideram essas novas características. Algumas empresas como Danfoss, SMA e ABB já aprimoraram seus inversores para permitir o controle das flutuações de tensão e o suporte de potência reativa. Para conectar os sistemas fotovoltaicos em larga escala à rede, o controle de tensão tem dois desafios principais: (i) a tensão deve ser mantida dentro de uma faixa definida pelo TSO; e (ii) os sistemas fotovoltaicos em larga escala devem cumprir a curva de capacidade dada pelo TSO para a relação entre potência reativa e ativa. De acordo com (MORJARIA *et al.*, 2014) existem vários métodos para controle de tensão em sistemas fotovoltaicos em larga escala: regulação de tensão, regulação do fator de potência e controle de potência reativa.

Em muitos códigos de rede, exige-se que o conversor seja capaz de operar dentro de uma faixa de fator de potência que vai de 0,95 atrasado até 0,95 adiantado, que é equivalente a aproximadamente $\pm 0,33$ p.u. de potência reativa, se a potência ativa for igual a 1 p.u.; desde que a tensão tenha um desvio máximo de $\pm 0,05$ p.u. em relação ao valor nominal (ESPINOZA; BONGIORNO; CARLSON, 2013).

Porém, na Alemanha, são definidas três regiões de operação, como mostrado na Figura 14. Toda unidade geradora conectada à rede deve ser capaz de operar em qualquer ponto de uma dessas regiões. A escolha de qual das regiões deve ser atendida é feita pelo TSO, a depender da localização do PAC, podendo, inclusive ser exigida uma região diferente, definida especificamente para aquele acessante. O operador pode especificar, a qualquer momento, o valor da potência reativa a ser entregue ou absorvido, dentro da faixa de operação.

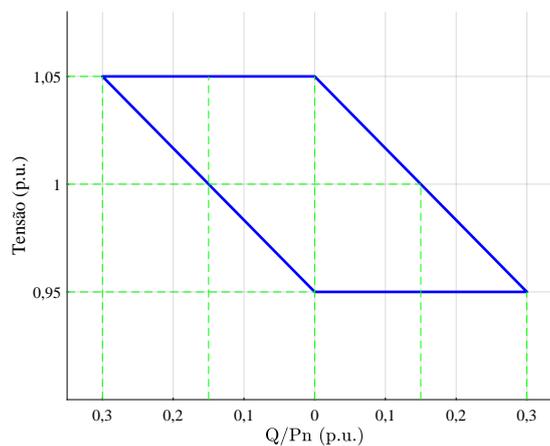
Figura 14 – Requisitos básicos sobre o fornecimento de energia reativa das usinas renováveis na Alemanha. A escolha de qual das 3 regiões deve ser atendida é feita pelo TSO



Fonte:(NETZBETREIBER, 2008)

As características para a regulação do fator de potência do código de rede espanhol são especificadas na Figura 15, que estabelece os limites mínimos dentro dos quais os sistemas de energia renovável devem ser capazes de fornecer energia reativa. Conforme mostrado na Figura 15, dentro da faixa de tensão $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu, os sistemas renováveis devem ter a capacidade técnica para gerar e absorver energia reativa em uma faixa obrigatória dentro dos referidos limites, de modo que colaborem na manutenção da tensão no ponto de conexão dentro da faixa de tensão admissível.

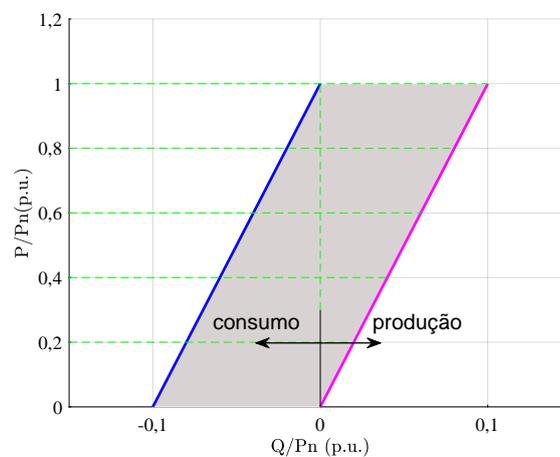
Figura 15 – Requisitos básicos sobre o fornecimento de energia reativa das usinas renováveis de acordo com o código de rede espanhol.



Fonte:(ALTIN *et al.*, 2010)

A norma da Dinamarca permite que a usina renovável opere continuamente, desde que a tensão no ponto de conexão esteja entre 90% e 105% da tensão nominal. O tempo de operação é limitado a pelo menos uma hora com redução de 10% na potência para tensão na faixa de 105% a 110% e 80% a 90%. De acordo com (ENERGINET, 2004), a usina renovável deve ser equipada com compensação de potência reativa garantindo que a potência reativa seja mantida dentro da faixa de controle no ponto de conexão. A banda de controle para potência reativa é mostrada na Figura 16.

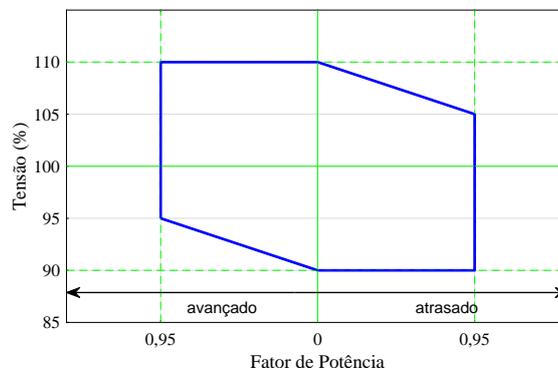
Figura 16 – Requisitos básicos sobre o fornecimento de energia reativa das usinas renováveis de acordo com os padrões da Dinamarca.



Fonte:(BASIT *et al.*, 2012; ENERGINET, 2004)

No caso do código de rede brasileiro (ONS, 2021), é estabelecido que a possibilidade de injeção de potência reativa, em regime permanente, no PAC deve ser garantida numa dada faixa operativa de tensões de acordo com as características definidas na Figura 17.

Figura 17 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão. Curva válida para usinas com tensão no PAC de 230kV ou 500 kV

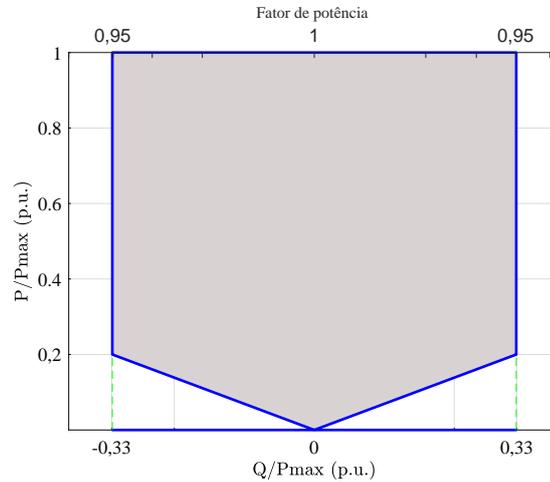


Fonte:(ONS, 2021)

Na conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade da transmissora, a central geradora deve propiciar os recursos necessários para, em regime permanente,

operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Figura 18 (ONS, 2021).

Figura 18 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora.



Fonte:(ONS, 2021)

Nas condições em que os geradores não estejam produzindo potência ativa, a central de geração eólica ou fotovoltaica deverá ter recursos de controle para disponibilizar à rede sua capacidade de geração/absorção de potência reativa (ONS, 2021).

Conforme explicado anteriormente, a injeção de potência reativa pode ser controlada usando um controle de tensão ou um controle de fator de potência. Uma opção extra para definir um ponto de ajuste de produção de potência reativa é controlar manualmente o ponto de operação. O controle remoto permite que os operadores do sistema controlem a tensão em uma barra à distância e, em geral, controlem a produção total de potência reativa de uma rede inteira.

2.7 REQUISITOS DE QUALIDADE DE ENERGIA

A integração em grande escala de energia renovável no sistema elétrico pode levar a problemas na qualidade da energia fornecida (LIANG, 2016). Portanto, normas foram desenvolvidas em vários países no que se refere à qualidade de energia produzida por usinas de energia renovável. As principais preocupações de qualidade de energia associadas à integração de geração renovável são harmônicos, flutuações de tensão e desequilíbrios de tensão (ANEES, 2012). Portanto, esta seção concentra-se nesses requisitos.

2.7.1 Harmônicos

A distorção harmônica é um sério problema de qualidade de energia, caracterizada pelas ondas de tensão e corrente não serem puramente senoidais. Uma das principais fontes dessa distorção no nível de geração é o uso de dispositivos eletrônicos de energia. Os sistemas de geração renovável utilizam conversores de frequência como interface para conexão com a rede elétrica e esses dispositivos podem produzir essa distorção (JAALAM *et al.*, 2016). Portanto, normas rígidas foram emitidas para garantir um baixo nível de distorção harmônica causada pela penetração de energia renovável no PAC. A qualidade da energia é geralmente medida usando distorção harmônica total (DHT) de tensão e de corrente, a qual pode ser definida da seguinte forma (MEMON *et al.*, 2018; JANNESAR *et al.*, 2019):

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} (V^{(h)})^2}}{V^{(1)}}, \quad (3)$$

onde $V^{(1)}$ é a amplitude da componente fundamental, $V^{(2)} \dots V^{(h_{max})}$ são as amplitudes das componentes harmônicas de ordem 2 à h_{max} , as variáveis h_{max} e h representam a última série de harmônicos e a ordem dos harmônicos, respectivamente (MEMON *et al.*, 2018). Baseando-se nessa métrica, as normas IEEE 519-2014, IEEE 1547-2014 e IEC 61850-7-420 (IEEESTD, ; IEEE, 2014; CLEVELAND, 2008; CHO *et al.*, 2019) exigem que o DHT de tensão e de corrente seja inferior a 5% no PAC. As normas de alguns países, incluindo a brasileira ABNT 16149 (FIGUEIRA *et al.*, 2015) e os regulamentos técnicos da Malásia (ECM, 2017), também exigem que o DHT não exceda 5% no PAC.

As normas romenas exigem um DHT de máximo 3% para usinas fotovoltaicas e eólicas integradas ao sistema de transmissão (RAE, 2014). Em geral, a maioria dos países segue os padrões IEEE ou IEC (GAO *et al.*, 2016). O Reino Unido adota o EREC G83, que é notavelmente rigoroso. Os limites atuais de distorção harmônica de acordo com os diferentes padrões estão listados na Tabela 7.

Tabela 7 – Limites atuais de distorção de harmônicos em diferentes padrões.

Código de rede	Tipo	Ordem harmônica	Limite de distorção	DHT (%)
IEEE 929, IEEE 1547 AS 4777.2 (Austrália), GB/T (China) e ECM (Malásia)	Ímpar	$h > 33$	ND	<5%
		$23 \leq h \leq 33$	<0,6%	
		$17 \leq h \leq 21$	<1,5%	
	Par	$11 \leq h \leq 15$	<2%	
		$10 \leq h \leq 32$	<0,5%	
		$2 \leq h \leq 8$	<1%	
Reino Unido (EREC G83.)	Ímpar	$h = 3, 5 \text{ e } 7$	<(2,3, 1,14 e 0,77)%	<3%
		$h = 9, 11 \text{ e } 13$	< (0,4, 0,33 e 0,21)%	
	Par	$h = 2, 4 \text{ e } 6$	<(1,08, 0,43 e 0,3)%	
		$8 \leq h \leq 40$	<0,23%	
Canadá (CAN/CSA C22.3.)	Ímpar	$h > 33$	<0,33%	<5%
		$23 \leq h \leq 33$	<0,6%	
		$17 \leq h \leq 21$	<1,5%	
		$11 \leq h \leq 15$	<2%	
		$3 \leq h \leq 9$	<4%	
	Par	$h > 34$	<1,0%	
		$22 \leq h \leq 32$	<0,5%	
		$16 \leq h \leq 20$	<0,4%	
		$10 \leq h \leq 14$	<0,2%	
		$8 \leq h \leq 40$	<0,1%	
IEC 61000-3-2	Ímpar	$h = 3, 5 \text{ e } 7$	<(3,45, 1,71 e 1,15)%	<5%
		$h = 9, 11 \text{ e } 13$	<(0,6, 0,5 e 0,3)%	
		$15 \leq h \leq 39$	<0,225%	
	Par	$h = 2, 4 \text{ e } 6$	<(1,6, 0,65 e 0,45)%	
		$8 \leq h \leq 40$	<0,345%	

Fonte: Elaborada pelo autor.

No caso da norma brasileira, no Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) (ONS, 2021), o indicador usado para avaliar o desempenho global quanto a harmônicos em regime permanente é a distorção harmônica de tensão. Esse indicador não é aplicado a fenômenos transitórios ou de curta duração que resultem em injeção de correntes harmônicas, como ocorre, por exemplo, na energização

de transformadores ou em partida de unidades geradoras que utilizem equipamentos conversores de frequência. Assim, os intervalos em que haja a ocorrência de tais distúrbios transitórios deverão ser descartados das medições. O indicador DTHT (Distorção de Tensão Harmônica Total), que quantifica o conteúdo harmônico total existente em um determinado barramento, corresponde ao valor obtido da raiz quadrada do somatório quadrático de ordens 2 a 50 da relação percentual entre a tensão harmônica de ordem h , $V^{(h)}$, e a tensão à frequência fundamental, $V^{(1)}$, ambas medidas em Volts, sendo expressa por:

$$DTHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \left(100 \frac{V^{(h)}}{V^{(1)}}\right)^2}. \quad (4)$$

2.7.2 Desequilíbrio de tensão

Um desequilíbrio de tensão ocorre quando as tensões das fases diferem em magnitude ou em relação ao deslocamento de fase nominal (120°) e pode ser calculada como a razão entre as componentes de tensão de sequência positiva e a negativa (SHANG *et al.*, 2019). Em geral, os padrões mundiais identificaram que o limite de desequilíbrio de tensão apropriado está entre 1% e 2% (GHASSEMI; PERRY, 2014). A qualidade da energia, no que se refere a desequilíbrio de tensão, é monitorada em várias normas usando o fator de desequilíbrio de tensão (VUF), que é dado como (KIM, 2018; NEUKIRCHNER; GÖRBE; MAGYAR, 2017; ONS, 2021):

$$VUF = \frac{V^{-1}}{V^{+1}} 100\%, \quad (5)$$

onde V^{+1} e V^{-1} são as tensões de sequências positiva e negativa, respectivamente. Como o desequilíbrio de tensão é um bom indicador da qualidade da energia fornecida ao sistema elétrico, alguns padrões e códigos de rede limitam o VUF no PAC e garantem que uma tensão trifásica equilibrada seja injetada na rede. Por exemplo, a norma IEEE 1547-2014 (IEEE, 2014) exige que o desequilíbrio de tensão não exceda 3%, enquanto os padrões IEC 61850-7-420 exigem que todos os geradores de distribuição mantenham um VUF menor que 2% (CLEVELAND, 2008). As normas romenas impuseram um desequilíbrio máximo de tensão de 1% no ponto de interconexão de usinas fotovoltaicas e eólicas (RAE, 2014). A recomendação do Reino Unido (ENA, 1990), também seguida pela Malásia, afirma que o

desequilíbrio da tensão da rede não deve exceder 2% no PAC ou 1,3% na carga (ECM, 2017). No Canadá, o padrão *CAN/CSA – C61000 – 2 – 2* estabeleceu um desequilíbrio máximo de tensão de 2% (PAPACHRISTOU *et al.*, 2018). Por fim, no caso do Brasil, o desempenho da Rede Básica quanto ao desequilíbrio de tensão é caracterizado a partir da comparação do indicador *KS95%*, que exprime a relação entre as componentes da tensão de sequência negativa (V^{-1}) e positiva (V^{+1}) estabelecendo um desequilíbrio máximo de tensão de 2%.

2.7.3 Flutuações

Flutuação de tensão é o termo utilizado para representar a variação aleatória, repetitiva ou esporádica, do valor eficaz da tensão. De um modo geral, podem-se relacionar as flutuações aleatórias e repetitivas com a operação de cargas não lineares que apresentem consumo de potência variável no tempo, enquanto as flutuações esporádicas relacionam-se com manobras de rede ou de carga. As flutuações de tensão podem provocar uma série de distúrbios ao se propagarem através da rede, sendo chamadas de cintilação ou *flicker* (de seu nome em inglês) e causam alterações na intensidade da iluminação por lâmpadas incandescentes (IEC61000, 1997; O'DRISCOLL; O'DONNELL, 2013).

Os níveis da severidade de cintilação, causados pela flutuação de tensão, são quantificados pelo Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração (P_{st}) e pelo Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração (P_{lt}), conforme descrição e recomendação da Comissão Internacional de Eletrotécnica na IEC 61000-4-15 (*Flickermeter – Functional and design specifications*).

O indicador P_{lt} representa a severidade dos níveis da cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos e é calculado a partir dos níveis instantâneos de sensação de cintilação, conforme a seguinte expressão:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}}, \quad (6)$$

onde P_x corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante $x\%$ do tempo, resultante do histograma de classificação por níveis, calculado conforme estabelecido na IEC-61000-4-15.

O indicador P_{lt} representa a severidade dos níveis de cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas e é calculado a partir dos valores de P_{st} conforme a seguinte expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{x=1}^{12} (P_{st_x})^3}. \quad (7)$$

Segundo os indicadores de severidade de cintilação, aqui adotados como representativos da flutuação de tensão, $P_{lt} = 0$ indica que não há oscilação de tensão e $P_{lt} = 1$ indica contaminação por *flicker* (SİLSÜPÜR; TÜRKAY, 2015). O nível aceitável de *flicker* para geradores renováveis de média tensão ou de pequena e média escala geralmente é considerado como 1,0 e 0,25 para P_{st} e P_{lt} , respetivamente (MACII; PETRI, 2019). Um resumo dos limites de *flicker* é apresentado na Tabela 8 (ECM, 2017).

Tabela 8 – Limites de *flicker* em diferentes níveis de tensão com base em diferentes normas.

Norma	Nível de tensão	P_{lt}	P_{st}
IEEE 519	MT	0,7	0,9
	AT-EAT	0,6	0,8
China	MT-AT	0,7	ND
IEC61000	MT	0,8	1
Malásia	BT (Menos de 11 kV)	0,8	1
	MT (11-33) kV	0,7	0,9
	AT (Por cima de 33 kV)	0,6	0,8
EUA	BT	0,7	0,9
	MT-AT	0,6	0,8
Brasil	BT-MT	0,8	1

AT: Alta Tensão, BT: Baixa Tensão, ND: Não Definidos, EAT: Extra Alta Tensão.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.8 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A comparação apresentada dos requisitos de integração de fontes renováveis de energia destaca a diferença entre as normas estabelecidas pelos diversos países e operadores de sistemas elétricos. Nesse contexto, é difícil estabelecer uma explicação técnica ou

financeira precisa dos requisitos atuais de conexão devido aos vários métodos operacionais das redes nacionais e aos vários níveis de penetração de usinas de energia renovável em todo o mundo. Por exemplo, os códigos de rede em alguns países impõem o controle da capacidade de VRT para cada fonte de energia renovável vinculada à rede, independentemente do nível de potência, enquanto alguns países, como a Alemanha, impõem apenas requisitos de VRT para geração de energia renovável em larga escala. Essa distinção pode resultar em menor qualidade de energia nas redes elétricas de alguns países e custos adicionais para desenvolvedores e fabricantes de usinas de energia renovável. O Conselho Europeu de Energia Renovável (EREC) e a Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA) exigem que os operadores de sistemas de energia melhorem seus requisitos de interconexão de forma coerente e harmonizada (CONNOLLY; LUND; MATHIESEN, 2016; ASSOCIATION, 2018).

Apesar de ter apresentado um extenso estudo sobre os requisitos para a integração de fontes renováveis de energia no sistema elétrico, nem todos serão explorados neste trabalho. Apenas serão estudados os principais pontos relacionados a LVRT.

Normas de integração harmonizadas poderiam garantir operação confiável e atendimento aos requisitos de qualidade de energia para a grande maioria das redes elétricas, embora esta seja uma tarefa difícil, devido às especificidades de cada sistema. Os fabricantes de sistemas de energia renovável têm o desafio constante de modificar o desenho de *hardware* e/ou *software* para garantir que os requisitos de cada entidade sejam atendidos. Portanto, o desenvolvimento de um conjunto de requisitos comum poderia reduzir os custos e uniformizar os requisitos exigidos aos fabricantes, auxiliando também aos operadores. Os principais objetivos da harmonização global podem ser resumidos da seguinte forma:

- Facilitar procedimentos de fabricação e melhoria de sistemas de energia renovável em todo o mundo, reduzindo o custo total;
- Estabelecer normas comuns e adequadas para a incorporação de usinas de energia renovável de grande ou pequena escala na rede;
- Desenvolver requisitos técnicos eficientes que dependam das experiências e antecedentes de vários operadores de sistemas de energia.

Os requisitos desenvolvidos devem garantir eficiência econômica. Portanto, os regulamentos técnicos caros são requeridos somente quando são necessários para garantir uma operação estável, segura e confiável do sistema de energia. Além disso, é possível ignorar algumas regulamentações custosas quando a penetração da energia renovável é

baixa. Além do nível de penetração, os requisitos para integração de energia renovável devem considerar a robustez do sistema de potência e/ou a tecnologia de geração renovável. Além disso, os requisitos de integração de várias áreas, países e organizações podem variar no futuro.

Esta claro que uma padronização realmente reduziria custos de fabricação dos equipamentos e simplificaria análise pelos operadores nacionais dos sistemas. Porém, cada sistema elétrico de potência possui sua particularidade (sistema Radial ou não Radial, com baixa ou alta penetração de renováveis, com interconexão com outros países ou não, etc.), de forma que uma padronização se torna praticamente impossível devido ao tamanho e à complexidade de se realizar uma análise global.

Este capítulo deixa claras as diferentes exigências dos códigos de rede de diversos países quanto à capacidade de FRT. Pode-se observar que em nenhum deles exige-se o consumo de potência ativa durante a falta, com o objetivo de que o sistema renovável contribua para a melhoria da estabilidade transitória. No próximo capítulo, o efeito de absorver potência reativa durante faltas na rede é abordado e, a partir dos benefícios para a estabilidade, apresenta-se a proposta da tese.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

Os sistemas de potência estão enfrentando enormes desafios ao lidar com uma infraestrutura envelhecida e uma demanda cada vez maior de energia elétrica. O aumento projetado da geração de eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia, apesar dos diversos benefícios como os relacionados ao aumento da oferta de energia e ao fato de ser distribuída, evitando a necessidade de transporte por longas distâncias, traz desafios para a operação estável dos sistemas de energia já altamente carregados.

Do ponto de vista do sistema, a geração de eletricidade renovável se comporta de maneira bem diferente das instalações de geração tradicionais e centralizadas, equipadas com geradores síncronos. Ao contrário desses geradores, a maioria das unidades de energia renovável não contribui para a inércia total percebida pelo sistema. Uma rede convencional, baseada em geradores síncronos, os quais possuem elevada inércia, não sofre variações de frequência rápidas. Por outro lado, os conversores de interface de sistemas de energia renovável permitem elevadas taxas de variação de frequência dos sinais de saída, além do controle praticamente instantâneo das potências ativa e reativa injetadas na rede.

Tendo em vista que as potências ativa e reativa injetadas pelos sistemas de energia renovável influenciam as taxas de variação das velocidades dos geradores síncronos, o controle dos sistemas renováveis pode contribuir para a estabilidade dinâmica do sistema de potência. Como há uma tendência de que cada vez mais usinas convencionais sejam substituídas por geração de energia renovável, como instalações fotovoltaicas e parques eólicos, o sistema de energia precisa evoluir para um sistema que terá que ser menos dependente dessa inércia física. Novas abordagens para controlar a rede e seus componentes são, portanto, necessárias.

3.1 FUNDAMENTAÇÃO MATEMÁTICA DA METODOLOGIA PREVIAMENTE PROPOSTA POR (SILVA, 2018) E (ZEVALLOS *et al.*, 2021)

Considere um sistema em que, conectados a uma mesma barra, estão uma usina de geração solar fotovoltaica e uma máquina síncrona operando como gerador. Nesse cenário, a abordagem da investigação publicada por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021) se baseia em determinar as correntes a serem injetadas por um inversor no sistema elétrico,

de tal forma a reduzir a amplitude das oscilações do ângulo δ e/ou minimizar os distúrbios no torque elétrico da máquina durante uma falta.

A Equação (8) é conhecida como equação de *swing* da máquina. Ela é utilizada para representar a dinâmica rotacional da máquina síncrona em estudos de estabilidade.

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{m(p.u.)}(t) - P_{e(p.u.)}(t). \quad (8)$$

Na Equação (8), $\delta(t)$ é o ângulo, em radianos elétricos, entre a posição angular do rotor do gerador síncrono e um eixo girante à velocidade síncrona nominal ω_s ; $P_{m(p.u.)}(t)$ é a potência mecânica fornecida ao eixo do gerador pela máquina primária, em por unidade da potência aparente nominal do gerador; $P_{e(p.u.)}(t)$ é a potência eletromagnética do gerador síncrono, também em por unidade de sua potência aparente nominal; e H é a constante de inércia do gerador síncrono, a qual pode ser determinada em função do momento de inércia (J), da velocidade mecânica síncrona do rotor (ω_{ms}) e da potência nominal do gerador ($S_{n_{gen}}$) como:

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{ms}^2}{S_{n_{gen}}}; \quad (9)$$

e

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_s. \quad (10)$$

Em regime permanente, a potência mecânica (P_m) de entrada e a potência eletromagnética (P_e) de saída do gerador síncrono encontram-se equilibradas e, portanto, a velocidade (ω) do gerador permanece constante no valor da velocidade síncrona (ω_s).

Durante o transitório, tem-se uma variação na potência eletromagnética que o gerador transfere para a rede (P_e) e, conseqüentemente, variações na velocidade angular ω e no ângulo δ . Se essas variações forem excessivas, o gerador pode perder o sincronismo e, portanto, a estabilidade. Sendo assim, é desejável que, durante a perturbação no sistema, o ângulo δ permaneça próximo, tanto quanto possível, de seu valor inicial δ_0 , ou seja, $\delta - \delta_0 \cong 0$.

Da Equação (10),

$$\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = \frac{d}{dt}(\omega(t) - \omega_s) = \frac{d\omega(t)}{dt}, \quad (11)$$

e substituindo na Equação (8), mantendo as considerações citadas acima, obtém-se

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{m(p.u.)} - P_{e(p.u.)}(t). \quad (12)$$

Integrando ambos os lados em dt no intervalo de tempo t_0 a t_f , e assumindo que a potência mecânica da máquina primária permanece aproximadamente constante durante a falta na rede, tem-se

$$\frac{2H}{\omega_s} [\omega]_{\omega_0}^{\omega_f} = P_{m(p.u.)}[t]_{t_0}^{t_f} - \int_{t_0}^{t_f} P_{e(p.u.)}(t) dt \quad (13)$$

ou

$$\frac{2H}{\omega_s} (\omega_f - \omega_0) = P_{m(p.u.)}(t_f - t_0) - \bar{P}_{e(p.u.)}(t_f - t_0), \quad (14)$$

onde $\bar{P}_{e(p.u.)}$ é a potência eletromagnética média em por unidade no intervalo de integração.

Se em um pequeno intervalo de tempo $\Delta t = (t_f - t_0) \rightarrow 0$, onde a atuação do controle ocorre rapidamente, a relação de $\bar{P}_e = P_m$ é mantida, então $\omega_f - \omega_0 = 0$, isso equivale a dizer que, se a potência ativa de saída do gerador possuir valor médio próximo à potência ativa de pré-falta (considerando potência mecânica constante durante a falta, pois o controle de potência mecânica é muito lento se comparado aos tempos típicos de duração de uma falta), a velocidade do rotor do gerador pouco irá variar, tendo como consequência uma menor variação angular do ângulo de carga do gerador, ou seja:

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_s \cong 0. \quad (15)$$

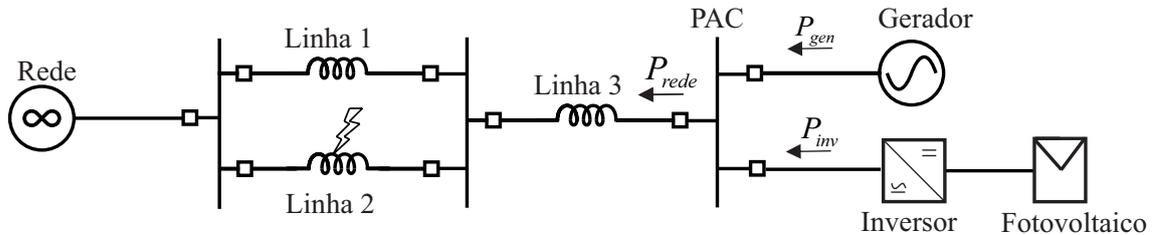
Pode se então concluir que a aplicação de uma estratégia de gerenciamento de potência que possibilite a manutenção da potência eletromagnética de saída em qualquer distúrbio, incluindo faltas, permite manter a velocidade do rotor próxima à velocidade de pré-falta e também mantém o ângulo δ próximo do valor de equilíbrio nas condições normais de operação.

3.2 *ESTRATÉGIA DE SUPORTABILIDADE LVRT PREVIAMENTE PROPOSTA POR (SILVA, 2018) E (ZEVALLOS et al., 2021)*

Para uma melhor compreensão da metodologia proposta previamente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS et al., 2021), observe a Figura 19. O sistema mostrado apresenta um

inversor de uma geração fotovoltaica operando em paralelo a uma máquina síncrona ligados a um barramento infinito através de três linhas de transmissão. Considere que, em uma das linhas de transmissão, ocorra uma falta localizada a uma distância ($X\%$) a partir do barramento infinito.

Figura 19 – Diagrama simplificado do sistema em análise.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Durante a operação estável do sistema elétrico, há um equilíbrio entre a potência mecânica fornecida ao eixo do gerador pela fonte primária e a potência eletromagnética fornecida pelo gerador síncrono, portanto, o ângulo δ mantém-se estável. O inversor representa uma interface entre uma fonte de energia fotovoltaica e a rede, sendo responsável por, em condições normais de operação, transferir para o sistema a potência ativa correspondente ao ponto de máxima potência (*Maximum Power Point - MPP*) da sua fonte primária de energia, de acordo com as condições de irradiação e temperatura. Sob essas condições,

$$P_{rede}^{(pré-falta)} = P_{inv}^{(pré-falta)} + P_{gen}^{(pré-falta)}, \quad (16)$$

onde: P_{rede} é a potência consumida pela rede, P_{inv} é a potência fornecida pelo inversor e P_{gen} é a potência fornecida pela máquina síncrona.

No passado, quando ocorria uma falta no sistema elétrico, era necessário desconectar as unidades de geração fotovoltaica. Com o uso cada vez maior de unidades de geração fotovoltaica ligadas ao sistema através de inversores, a desconexão das mesmas pode piorar ainda mais o equilíbrio dinâmico do sistema durante um distúrbio severo, além de não aproveitar a capacidade de resposta rápida dos inversores que podem atuar dentro da faixa de duração de uma falta. Esta é a razão pela qual os códigos de rede foram modificados para aproveitar essa potencialidade dos inversores a favor do sistema elétrico de potência.

A proposta de controle de potência apresentada por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021) aproveita as vantagens que os inversores oferecem em termos de tempo de ação para absorver ou fornecer energia em comparação com os reguladores de velocidade tradicionais de máquinas síncronas. A estratégia de suportabilidade LVRT, proposta previamente

por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), visa manter a potência média de saída do gerador síncrono igual ao valor da potência elétrica pré-falta e, como foi demonstrado na seção anterior, evitar grandes oscilações do ângulo δ da máquina. Portanto, se, com a estratégia de suportabilidade LVRT proposta previamente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), a potência eletromagnética da máquina durante a perturbação ($P_{gen}^{(falta)}$) deve permanecer igual ao valor de pré-falta ($P_{gen}^{(pré-falta)}$), e a potência transferida para a rede durante a falta ($P_{rede}^{(falta)}$) é naturalmente limitada (não controlável), a Equação (16) pode ser utilizada da seguinte forma para calcular a referência de potência ativa a ser injetada pelo inversor durante o intervalo de tempo em que ocorre a atuação do controle. Para as expressões matemáticas seguintes os valores de referência de cada uma das variáveis serão representados pelo sobrescrito (*).

$$P_{inv}^{*(falta)} = P_{rede}^{(falta)} - P_{gen}^{(pré-falta)}, \quad (17)$$

onde $P_{inv}^{*(falta)}$ é a potência ativa de referência que o inversor deverá fornecer ou absorver do sistema elétrico, sendo armazenada no capacitor do barramento CC, durante a perturbação para manter a potência ativa de saída da máquina síncrona em um valor próximo ao de pré-falta ($P_{gen}^{(pré-falta)}$) e $P_{rede}^{(falta)}$ é o valor medido de potência instantânea transferida para a rede elétrica durante o distúrbio, a qual é naturalmente limitada.

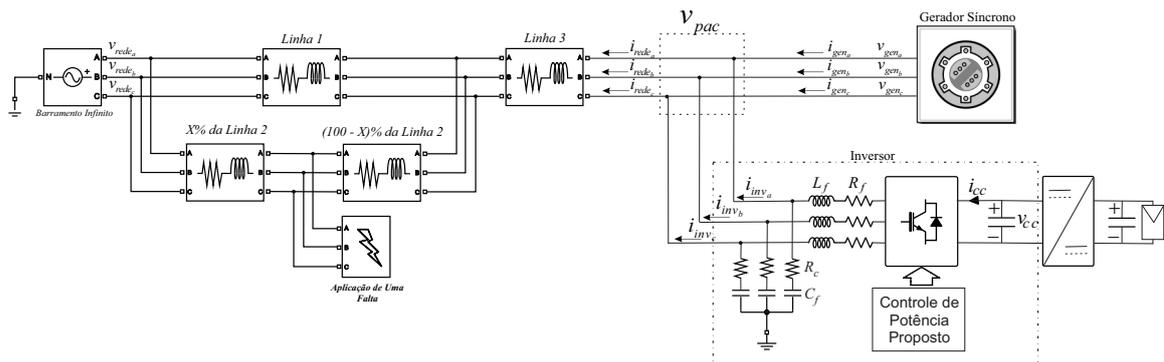
De acordo com a Equação (17), para calcular $P_{inv}^{*(falta)}$, é necessário conhecer o valor de $P_{gen}^{(pré-falta)}$, ou seja, a potência ativa entregue pelo gerador imediatamente antes da ocorrência da falta. Os trabalhos de (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021) consideram que P_{gen} é obtida através das medições de corrente e tensão, com alta taxa de amostragem e sem atraso de propagação. Limitações práticas decorrentes da necessidade de transmissão desse sinais serão abordadas adiante nesta investigação. A obtenção de $P_{gen}^{(pré-falta)}$ pode ser feita com a aplicação, ao sinal de P_{gen} , de um filtro passa-baixas (*LPF*) com tempo de acomodação muito superior à duração da falta, possibilitando manter a potência praticamente constante durante o distúrbio. Após a eliminação do distúrbio, o sinal filtrado irá convergir para o valor da potência entregue pelo gerador síncrono, dado que tipicamente esta varia lentamente, em comparação com a duração de uma falta na rede.

A estratégia de suportabilidade LVRT, proposta previamente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), faz-se efetivo através da injeção de correntes no sistema elétrico

para dar o suporte necessário à máquina síncrona durante a falta. Portanto, para as expressões matemáticas seguintes, os sobrescritos (*falta*) e (*pre - falta*) são eliminadas.

A Figura 20, mostra um esquema mais detalhado do sistema em estudo, o conversor CC/CC é responsável por garantir que o arranjo fotovoltaico opere em seu MPP, enquanto o inversor, é o encarregado de sintetizar a corrente de saída e regular a tensão v_{cc} no valor de referência.

Figura 20 – Diagrama do sistema em análise.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando a expressão de S , válida em qualquer referencial, e aplicando uma transformação invariante em potência, tem-se que:

$$S_{inv}^* = P_{inv}^* + jQ_{inv}^* = \vec{v}_{pac_{\alpha\beta}} \cdot \vec{i}_{inv_{\alpha\beta}}^{*\dagger}, \quad (18)$$

no qual (\dagger) representa o complexo conjugado, onde a tensão do PAC $\vec{v}_{pac_{\alpha\beta}}$ e a corrente do inversor $\vec{i}_{inv_{\alpha\beta}}$ em vetores espaciais na referência estacionária podem ser representados por:

$$\vec{v}_{pac_{\alpha\beta}} = v_{pac_{\alpha}} + jv_{pac_{\beta}} \quad (19)$$

e

$$\vec{i}_{inv_{\alpha\beta}} = i_{inv_{\alpha}} + ji_{inv_{\beta}} \quad (20)$$

Substituindo (19) e (20) em (18), a Equação (18) pode ser representada em notação complexa na referência estacionária da seguinte forma:

$$S_{inv}^* = (v_{pac_{\alpha}} + jv_{pac_{\beta}}) \cdot (i_{inv_{\alpha}}^* - ji_{inv_{\beta}}^*). \quad (21)$$

Separando parte real e parte imaginária de (21), tem-se

$$S_{inv}^* = [(v_{pac_\alpha} \cdot i_{inv_\alpha}^* + v_{pac_\beta} \cdot i_{inv_\beta}^*) + j(v_{pac_\beta} \cdot i_{inv_\alpha}^* - v_{pac_\alpha} \cdot i_{inv_\beta}^*)], \quad (22)$$

podendo-se concluir que

$$P_{inv}^* = v_{pac_\alpha} \cdot i_{inv_\alpha}^* + v_{pac_\beta} \cdot i_{inv_\beta}^* \quad (23)$$

e

$$Q_{inv}^* = v_{pac_\beta} \cdot i_{inv_\alpha}^* - v_{pac_\alpha} \cdot i_{inv_\beta}^*. \quad (24)$$

Colocando (22) em forma matricial, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} P_{inv}^* \\ Q_{inv}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{pac_\alpha} & v_{pac_\beta} \\ v_{pac_\beta} & -v_{pac_\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{inv_\alpha}^* \\ i_{inv_\beta}^* \end{bmatrix}. \quad (25)$$

Assim, a corrente de referência a ser fornecida pelo inversor para manter a potência de saída da máquina em um valor próximo do valor pré-falta é definida como:

$$\begin{bmatrix} i_{inv_\alpha}^* \\ i_{inv_\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{pac_\alpha}^2 + v_{pac_\beta}^2} \begin{bmatrix} v_{pac_\alpha} & v_{pac_\beta} \\ v_{pac_\beta} & -v_{pac_\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{inv}^* \\ Q_{inv}^* \end{bmatrix} \quad (26)$$

O ajuste da potência reativa de referência do inversor Q_{inv}^* em (26), inicialmente tem um valor de zero porque o parque fotovoltaico fornecerá a potência ativa máxima de acordo com as condições de irradiância e temperatura. No entanto, de acordo com os códigos de rede, durante uma falta na rede, recomenda-se a provisão de suporte de potência reativa para reduzir a queda de tensão do PAC.

Como pode ser visto na Equação (26), a corrente de referência do inversor é determinada em função da potência ativa de referência do inversor P_{inv}^* (diferença entre o valor da potência entregue à rede elétrica e o valor pré-falta da potência de saída da máquina síncrona, Equação (17)).

A tensão v_{pac} tem que ser filtrada para determinar sua componente de sequência positiva na frequência fundamental. Para isso, é usada uma ferramenta matemática proposta por (NEVES *et al.*, 2010) denominada *GDSC – PLL*. O funcionamento do *GDSC – PLL* é detalhadamente descrito em (SOUZA, 2012).

3.2.1 Implementação da estratégia de suportabilidade LVRT previamente proposta por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021)

Objetivando apresentar a metodologia proposta utilizada para geração das referências de corrente, deve-se primeiro descrever o processo da geração de referência de corrente durante o distúrbio.

No cálculo das correntes de referência do inversor, considera-se que, na conexão do inversor com o barramento CA, é obtida a medição de tensão naquele ponto, no qual desprezam-se os efeitos da queda de tensão na linha, e considera que seu valor seja igual à tensão no *PAC* ($v_{pac_{abc}}$), como ilustrado na Figura 20. Considera-se também ao menos duas medições de corrente: uma medição para as correntes do próprio inversor ($i_{inv_{abc}}$) e a outra proveniente do grupo gerador ($i_{gen_{abc}}$). A corrente de rede ($i_{rede_{abc}}$) pode ser obtida pela soma das correntes de inversor e do grupo gerador ($i_{rede_{abc}} = i_{inv_{abc}} + i_{gen_{abc}}$). A sinal de tensão v_{pac} é filtrada por meio do *GDSC – PLL*, onde obtêm-se a componente de sequência positiva na frequência fundamental.

Uma vez obtidos esses valores, podem-se calcular as potências instantâneas ativa e reativa de saída da máquina síncrona e de injeção na rede através da teoria $p - q$ (WATANABE; AKAGI; AREDES, 2008). Segundo essa teoria, em um sistema a três fios, as potências ativa e reativa são calculadas em função dos vetores $v_{\alpha\beta}$ e corrente $i_{\alpha\beta}$ utilizando a seguinte Equação (27):

$$\begin{bmatrix} P_{3\phi} \\ Q_{3\phi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ v_{\beta} & -v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} \quad (27)$$

A teoria $p - q$ respeita o princípio da conservação de potência em situações de desequilíbrio, ou seja,

$$S_{3\phi}^2 = P_{3\phi}^2 + Q_{3\phi}^2. \quad (28)$$

As potências ativa e reativa do gerador passam por filtros passa baixas IIR (*Infinite Impulse Response*) de 1ª ordem com tempo de acomodação muito superior à duração da falta (frequência de corte $\omega_c = 0,1 \text{ rad/s}$), com o intuito de guardar a informação da potência de pré-falta durante a ação de controle. Por outro lado, os valores de potência ativa e reativa injetados na rede, passam por filtros de média móvel (FMM) de dez amostras

para obter os valores $(\bar{P}_{rede}, \bar{Q}_{rede})$ menos ruidosos dessas potências durante a ação de controle.

O cálculo da potência ativa e reativa de referência de saída do inversor, baseado no sentido das correntes ilustradas na Figura 20, é dado por:

$$P_{inv}^{*ns} = \frac{\bar{P}_{rede} - P_{gen}^*}{n_{inv}} \quad (29)$$

e

$$Q_{inv}^{*ns} = \frac{\bar{Q}_{rede} - Q_{gen}^*}{n_{inv}}, \quad (30)$$

onde: n_{inv} é o número de inversores em paralelo do sistema fotovoltaico; P_{gen}^* e Q_{gen}^* se referem a potência ativa e reativa de pré-falta do gerador, respectivamente; \bar{P}_{rede} e \bar{Q}_{rede} são as potências ativas e reativas média da rede medida durante a falta, respectivamente.

No entanto, a potência ativa não saturada do inversor deve passar por um saturador $[-S_{n_{inv}}; +S_{n_{inv}}]$ para limitar seu valor ao valor nominal de potência aparente do inversor. Na saída do saturador, obtém-se a potência ativa de referência de saída do inversor (P_{inv}^*), que pode estar saturada.

Considerando que a prioridade da estratégia de suportabilidade LVRT, proposta previamente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), é de absorver a diferença de potência ativa, entregue pela máquina antes da falta e absorvida pela rede após a falta, e que os códigos de rede modernos estipulam que os inversores de geração renovável devem dar suporte de potência reativa para melhorar a tensão no PAC durante um LVRT, é permitido ao inversor fornecer potência reativa durante a atuação do controle proposto. No entanto, o valor da potência reativa que pode ser fornecida pelo inversor depende da potência ativa que está sendo absorvida e da potência aparente nominal. Durante a falta o sistema fotovoltaico deve sair do modo de operação de MPPT e interromper a injeção de potência ativa no barramento CC, fazendo com que o sistema fotovoltaico opere com tensão de circuito aberto. Para evitar violar o limite de potência aparente do inversor, é necessário impor uma saturação dinâmica na potência reativa, com limites em:

$$Q_{lim} = \sqrt{S_{n_{inv}} - P_{inv}^*}. \quad (31)$$

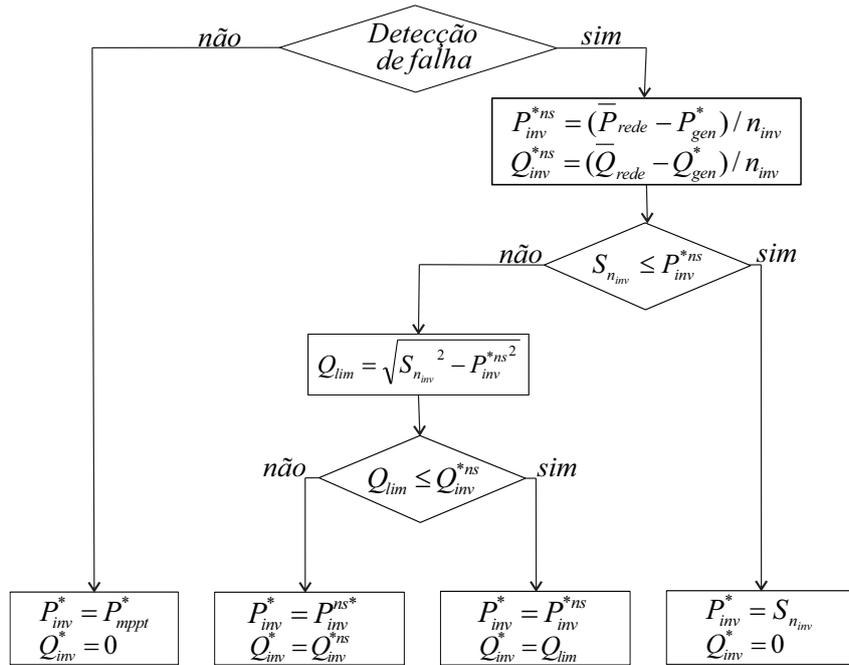
Utilizando o valor calculado em (31) como limites do saturador dinâmico, é garantido que Q_{inv}^* estará sempre limitado a

$$-Q_{lim} \leq Q_{inv}^* \leq +Q_{lim} \quad (32)$$

e, desta maneira, a potência aparente máxima do inversor não será violada, evitando causar danos ao mesmo.

O fluxograma, representado na Figura 21, descreve a implementação da estratégia de suportabilidade LVRT proposta por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021). Observa-se como neste fluxograma o fornecimento/consumo de potência ativa passa a ter prioridade sobre a injeção de potência reativa.

Figura 21 – Cálculo das potências de referências com base na metodologia proposta por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021).



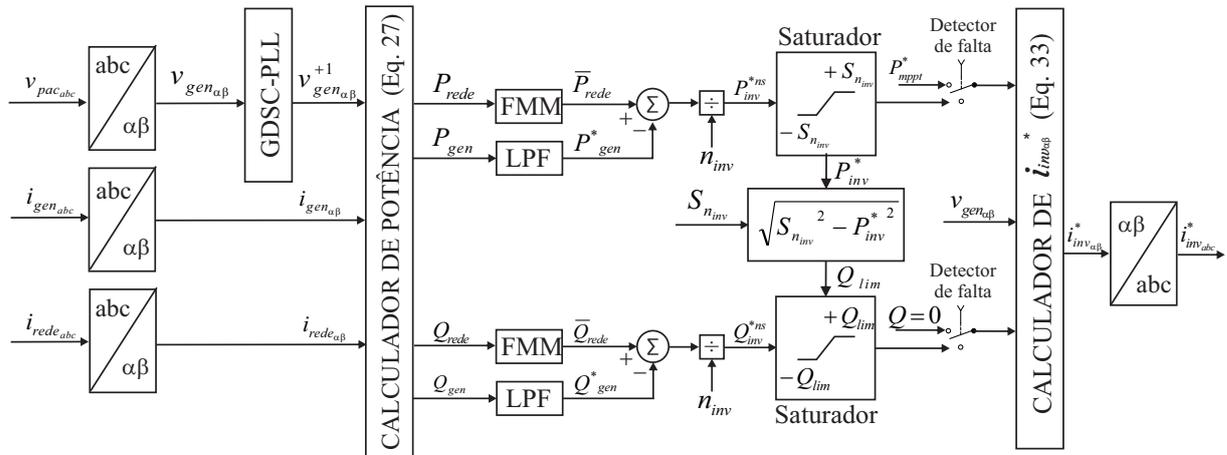
Fonte: Adotado de (SILVA, 2018).

Logo, o cálculo das correntes de referência do inversor no referencial $\alpha\beta$ é dado pela seguinte equação:

$$i_{inv\alpha\beta}^* = \begin{bmatrix} i_{inv\alpha}^* \\ i_{inv\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{pac\alpha}^2 + v_{pac\beta}^2} \begin{bmatrix} v_{pac\alpha} & v_{pac\beta} \\ v_{pac\beta} & -v_{pac\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{inv}^* \\ Q_{inv}^* \end{bmatrix}. \quad (33)$$

O diagrama de blocos que representa a obtenção de i_{invabc}^* está ilustrado na Figura 22.

Figura 22 – Obtenção da corrente de referência do inversor para a metodologia proposta por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021).



Fonte: Adotado de (SILVA, 2018).

3.3 PROPOSTA DE ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO DURANTE AFUNDAMENTO DE TENSÃO

Esta seção tem como objetivo propor uma estratégia de operação durante afundamentos de tensão aplicável a um sistema de potência com configuração mais realista, com diversos geradores síncronos convencionais conectados em barras distintas e uma rede em anel, sendo o sistema de geração renovável conectado em qualquer barra.

O esquema proposto é uma estratégia de operação durante afundamentos de tensão que agora compensa os fluxos de energia em todas as linhas de transmissão que entram no PAC do sistema fotovoltaico. O único fluxo de energia que não é compensado é o fluxo através da linha de transmissão em que há uma falha. A linha em falta é identificada por um relé de distância instalado em cada linha de transmissão. A estratégia de operação proposta assim como a proposta de (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021) é baseada na absorção de potencia ativa nos capacitores do barramento CC no sistema fotovoltaico.

3.3.1 Generalização de estratégia de operação durante afundamentos de tensão

O principal objetivo da estratégia de operação proposta é manter o fluxo de potência nas linhas de transmissão que entram ao PAC no valor pré-falta durante uma perturbação no sistema de transmissão. Para que isso seja alcançado, o barramento CC do sistema fotovoltaico deve armazenar energia em condições anormais de operação (faltas), pois a

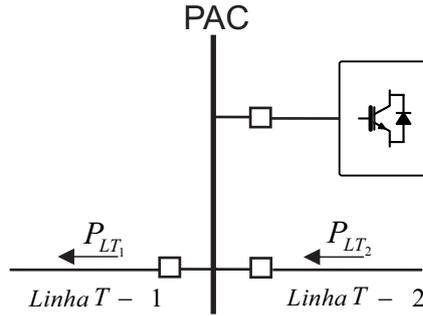
potência de transferência pela linha de transmissão diminui e o inversor deve compensar essa diminuição, absorvendo a diferença de potência ativa, transferida pela linha de transmissão antes da falta e durante a falta ($\bar{P}_{LT}^{falta} - P_{LT}^{pre-falta}$). Como consequência da absorção de potência ativa da rede, durante uma falta, a tensão do barramento CC se eleva e, caso não seja controlada, pode levar à queima do inversor devido a uma sobre-tensão acima do permitido.

De forma geral a potência ativa que deve ser compensada pelo inversor determina-se mediante a seguinte expressão.

$$P_{inv}^* = \sum_{k=1}^{k=LT} (\bar{P}_{LT}^{falta} - P_{LT}^{pre-falta}) \quad k \neq LT_{falta}. \quad (34)$$

Considere-se inicialmente que ao PAC estejam conectadas duas linhas de transmissão como mostrado na Figura 23.

Figura 23 – PAC do inversor fotovoltaico com duas linhas de transmissão.



Fonte: Elaborada pelo autor

A Expressão (34), pode ser reescrita como na Equação (35).

$$P_{inv}^* = \bar{P}_{LT1}^{falta} - P_{LT1}^{pre-falta} + \bar{P}_{LT2}^{falta} - P_{LT2}^{pre-falta}. \quad (35)$$

Se consideramos que ocorre uma falta na linha de transmissão 1, e sabendo que a estratégia de operação durante afundamentos de tensão proposta não compensa o fluxo de potência da linha em falta, a expressão de P_{inv}^* , pode ser escrita da seguinte forma:

$$P_{inv}^* = \bar{P}_{LT2}^{falta} - P_{LT2}^{pre-falta}. \quad (36)$$

Se como na estratégia de suportabilidade LVRT para a melhoria da estabilidade transitória, apresentada previamente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), existe

um gerador síncrono conectado ao extremo da linha de transmissão 2, então a Equação (36) é equivalente a:

$$P_{inv}^* = \overline{P}_{gen}^{falta} - P_{gen}^{pre-falta}, \quad (37)$$

demonstrando que a estratégia de suportabilidade LVRT, publicada previamente por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), é um caso particular da proposta de estratégia de operação durante afundamentos de tensão apresentada nesta seção.

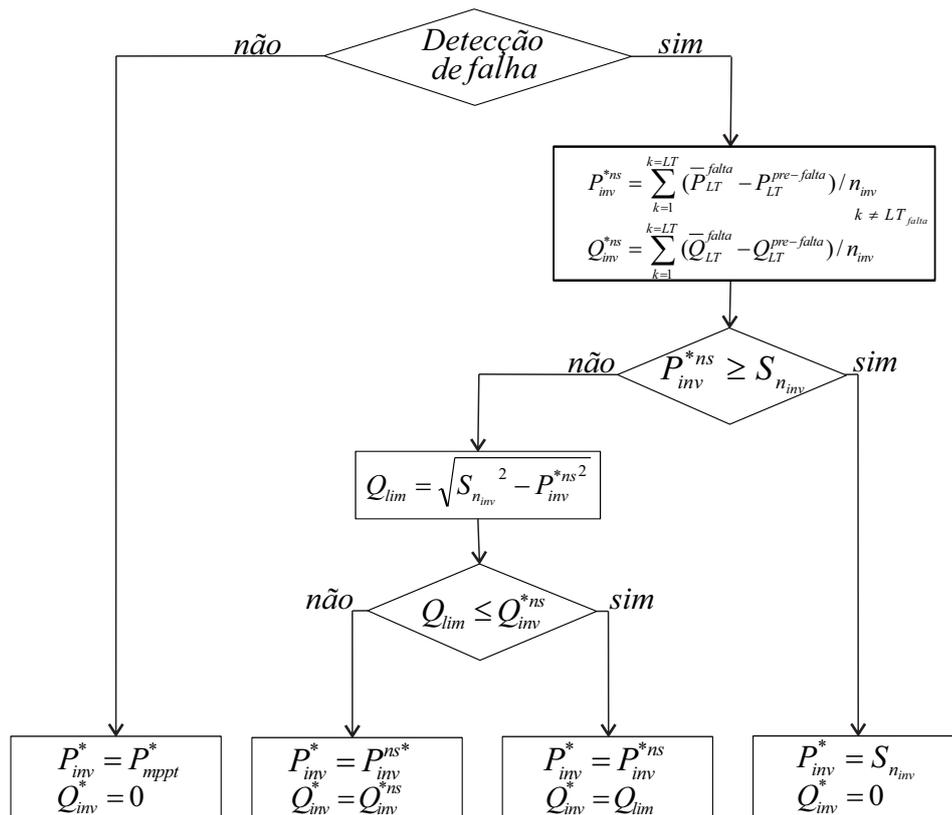
3.3.2 Esquema de controle proposto em sistemas de energia multimáquinas

A estratégia de operação durante afundamentos de tensão proposta permite que o esquema de controle funcione em um sistema elétrico em malha operando com várias máquinas, cargas e linhas de transmissão. O fluxograma na Figura 24, mostra a estratégia de geração das potências de referência para operar em uma configuração de sistema com múltiplas linhas de transmissão conectadas no PAC do sistema fotovoltaico. O esquema de operação durante afundamentos de tensão proposto compensa os fluxos de energia em todas as linhas de transmissão que entram no PAC do sistema fotovoltaico. O único fluxo de energia que não é compensado é o fluxo através da linha de transmissão em que há uma falha ($k \neq LT_{falta}$). A linha em falta é identificada por um relé de distância instalado em cada linha de transmissão. O bloco de cálculo de corrente de referência, para o esquema de controle proposto em sistemas de energia multimáquinas é mostrado na Figura 25. O esquema descreve como o fluxo de potência de cada linha de transmissão que entra no PAC é compensado, pelo cálculo da referência de potência do inversor necessária para manter o fluxo de potência em cada linha de transmissão em seu valor de pré-falta, mediante a absorção de potência ativa nos capacitores do barramento CC no sistema fotovoltaico. A capacidade de absorção é, também, limitada pela tensão máxima do barramento CC do inversor.

Uma grande vantagem para uso da estratégia em um sistema de energia em malha, é que todas as informações necessárias para o cálculo da corrente de referência do inversor podem ser coletadas no PAC, usando as medições da unidade de *Phasor Measurement Unit* (PMU) de cada linha de transmissão instalada no barramento do PAC, que também é onde está localizada a subestação do sistema fotovoltaico, resultando em nenhum

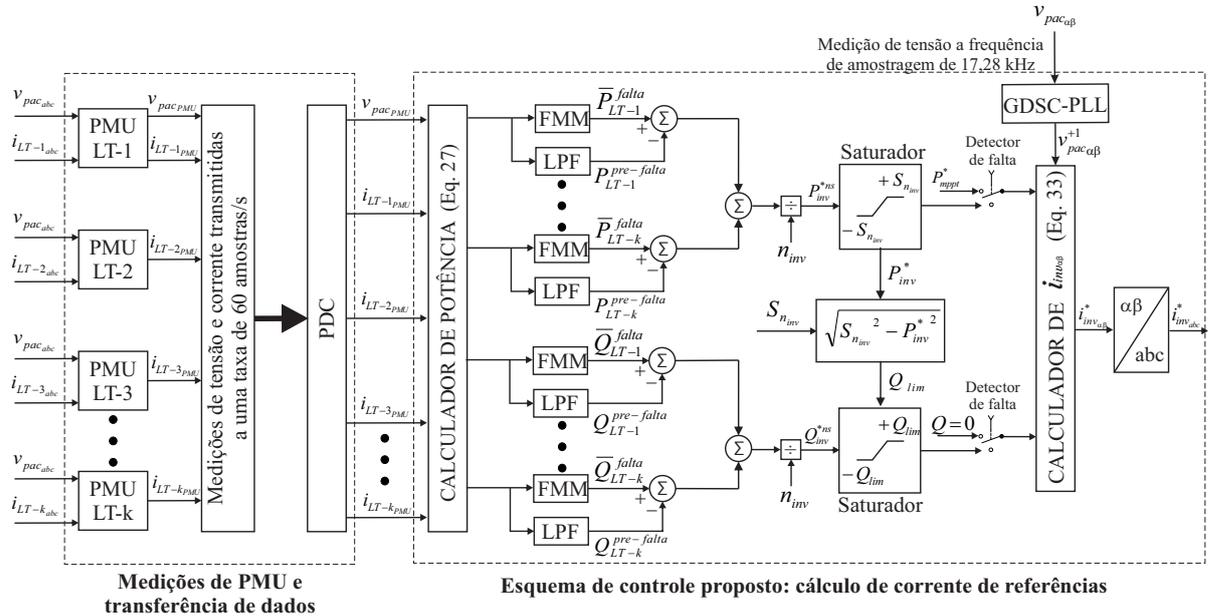
atraso na transmissão de informações para o Concentrador de Dados Fasoriais (PDC - *Phasor Data Concentrators*) do sistema fotovoltaico. Nesta investigação, as informações do estado operacional de cada linha de transmissão são coletadas pelas unidades da PMU e transmitidas para um PDC local a uma taxa de 60 amostras/s (DILEEP, 2020), conforme mostrado na Figura 25.

Figura 24 – fluxograma para o cálculo de correntes de referências do inversor, para uso em um sistema de potência multimáquina.



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 25 – Esquema da estratégia de operação durante afundamentos de tensão, proposta para sistemas de potências multimáquinas.



Fonte: Elaborada pelo autor

Uma vez calculadas as potências ativa e reativa de cada linha de transmissão, usando as medições de corrente e tensão do PMU, o valor médio dessas potências é obtido através de um filtro média móvel (FMM), onde calcula-se a média de um conjunto de valores diferentes de dez amostras, sempre adicionando um novo valor e descartando o mais velho.

As potências ativa e reativa de cada linha de transmissão passam por filtros passa baixas (LPF) IIR de 1ª ordem, com tempo de acomodação muito superior à duração da falta (frequência de corte $\omega_c = 0,1 \text{ rad/s}$), com o objetivo de guardar a informação da potência de pré-falta por um determinado período de tempo (durante a falta e alguns segundos após a falta).

A sinal de tensão v_{pac} é filtrada por meio do *GDSC – PLL*, onde obtêm-se a componente de sequência positiva na frequência fundamental.

3.3.3 Modos de operação do inversor fotovoltaico para a estratégia de operação proposta durante afundamentos de tensão

Na topologia de inversor adotada, em situação normal, a energia do capacitor deve ser tal que mantenha a tensão do mesmo no valor de referência, ou seja, o controle do

inversor deve atuar para controlar a tensão do barramento CC, isso faz com que a potência gerada pela fonte primária do inversor seja injetada na rede.

Durante a perturbação, as potências de transferências entre os geradores e a rede diminuem e o inversor deve compensar essa diminuição absorvendo potência do PAC para tentar manter as potências ativas dos geradores síncronos em seus valores pré-falha (através da manutenção dos fluxos de potências das linhas de transmissão nos valores de pré-falha). Para isso, é necessário que durante a falha o controle do barramento CC seja desativado, permitindo ao capacitor absorver a energia armazenada na massa rotativa das máquinas e aumentando, assim, a tensão do barramento CC. Durante este curto período de tempo, a potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos ao barramento CC é zero. Vale salientar que a absorção de potência ativa e seu armazenamento nos capacitores do barramento CC do inversor é limitada, devido ao aumento na tensão CC. Mesmo assumindo que uma falta na rede é tipicamente eliminada em um curto intervalo de tempo, se a tensão CC máxima suportável pelo inversor for atingida, a absorção de potência ativa deve cessar. Uma avaliação da máxima duração da falta pode ser realizada, como mostrado adiante.

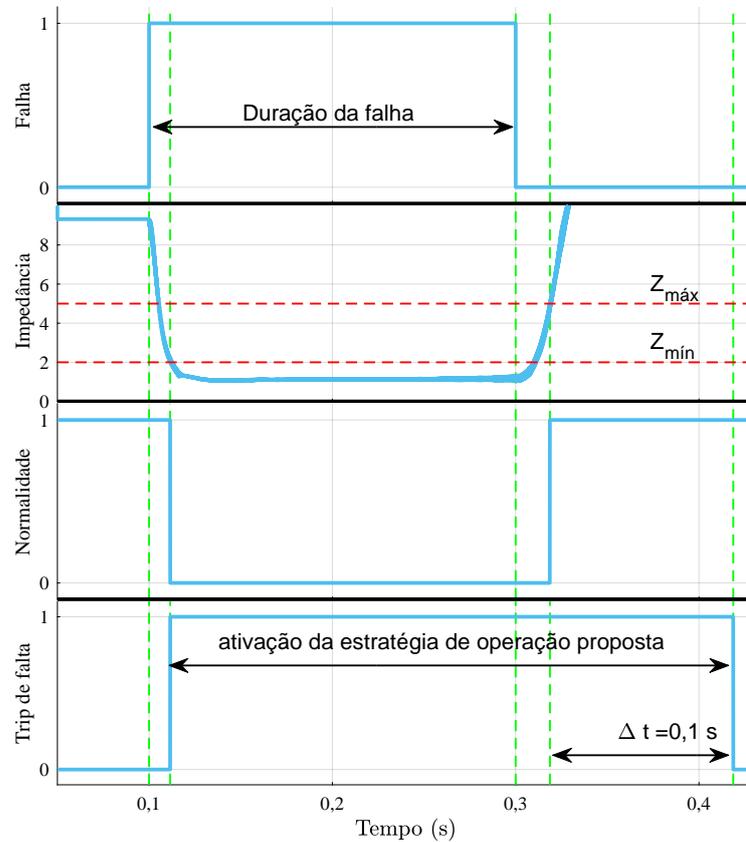
Uma vez isolada a falha pelas proteções do sistema, o controle da tensão do barramento CC é retomado, mas com uma tensão entre os terminais do capacitor muito maior que a tensão nominal. Assim, se a energia armazenada no inversor durante a falta for injetada na rede de forma rápida, o que ocorreria naturalmente durante o restabelecimento da tensão no barramento CC, caso a rede não seja capaz de absorver imediatamente essa potência, ela será transferida para os geradores, podendo provocar novas oscilações nos ângulos δ dos geradores. Por esse motivo, neste trabalho, é implementada uma estratégia de geração de referência para o controle de tensão do barramento CC do inversor que visa restaurar suavemente a tensão do barramento CC.

A estratégia de controle para despacho amortecido de potência é baseado nas informações obtidas através dos PMUs, que fornecem os valores de tensão, corrente e estado de operação de cada linha de transmissão (normal ou sob falta), enviando, assim, um sinal de *trip* ao sistema de controle (*trip* de falta = 0 para sistema sem falta e *trip* de falta = 1 para sistema sob falta). Esse sinal de *trip* é utilizado para comutar o bloco de geração de referências de corrente, deixando a potência do barramento CC variar livremente, respeitando os limites de tensão do capacitor.

Assim que a perturbação da rede for isolada pelas proteções elétricas e o sistema voltar ao normal, o *trip* de falta permanecerá ativado por mais 0,1 s antes de dar o sinal

de eliminação da falha e retornar o sistema de controle ao normal. A Figura 26 mostra o funcionamento do sinal de *trip* explicado anteriormente.

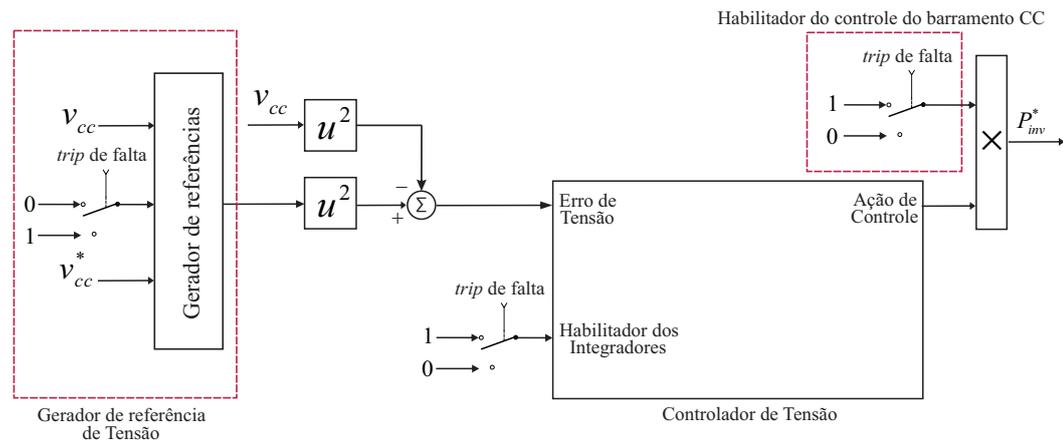
Figura 26 – Funcionamento da sinal de *trip* de falha.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 27, observa-se um bloco chamado gerador de referência de tensão, este bloco é responsável por passar o valor de referência de tensão do barramento CC para o sistema de controle. Em condições normais de operação, o bloco fornece o valor de referência de tensão.

Figura 27 – Esquema do gerador de referência de tensão.

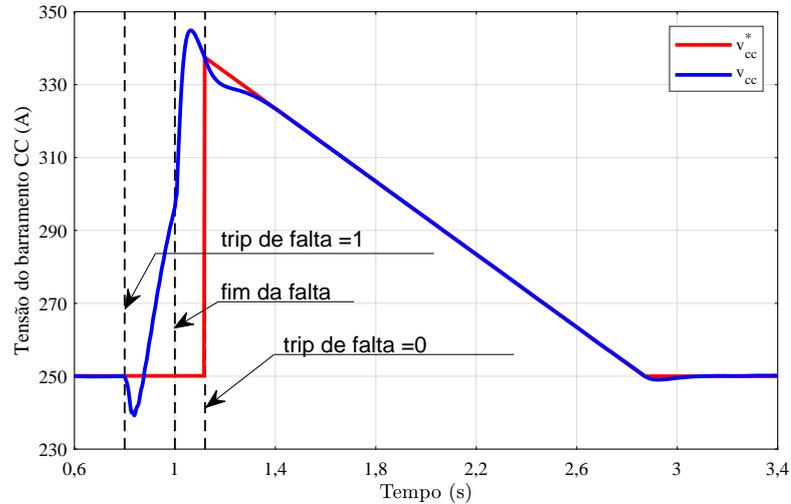


Fonte: Elaborada pelo autor.

No instante em que ocorre o curto-circuito, os PMUs detectam a falta e o sinal do *trip de falta* é acionado (*trip de falta* = 1) fazendo a metodologia proposta ser empregada. Como consequência, o controle do barramento CC é suspenso, permitindo que a potência no capacitor varie livremente, respeitando os limites de tensão do capacitor, o que é feito através de uma saturação dinâmica das correntes de referência do inversor. Durante esse modo de operação, integradores do sistema de controle têm suas entradas multiplicadas por zero para evitar acúmulo de erros. A suspensão do controle do barramento CC é feito ao multiplicar por zero a potência de saída do sistema de controle, fazendo com que o sistema fotovoltaico não forneça potência ativa ao sistema durante o tempo em que o sistema está sob falta.

No instante em que o sistema volta ao normal (*trip de falta* = 0), 0,1 s após as proteções do sistema isolarem a falta, como a tensão do capacitor está em um valor acima da referência, devido à absorção de potência ativa, é definida uma rampa que servirá como valor de referência para controle de tensão. O objetivo desta rampa é que a tensão do barramento CC retorne ao seu valor de referência de forma suave, e assim, evite possíveis variações nos ângulos δ das máquinas. O valor de tensão inicial da rampa é exatamente o valor de v_{cc} no momento em que o sistema de controle desativa a metodologia proposta, a inclinação da rampa é ajustável e seu valor final é o valor de referência original da tensão antes da falta acontecer. A definição da inclinação da rampa é feita no bloco de geração de referência de tensão da Figura 27. A Figura 28, mostra de forma geral o comportamento do bloco gerador de referência de tensão.

Figura 28 – Rampa do gerador de referência de tensão.



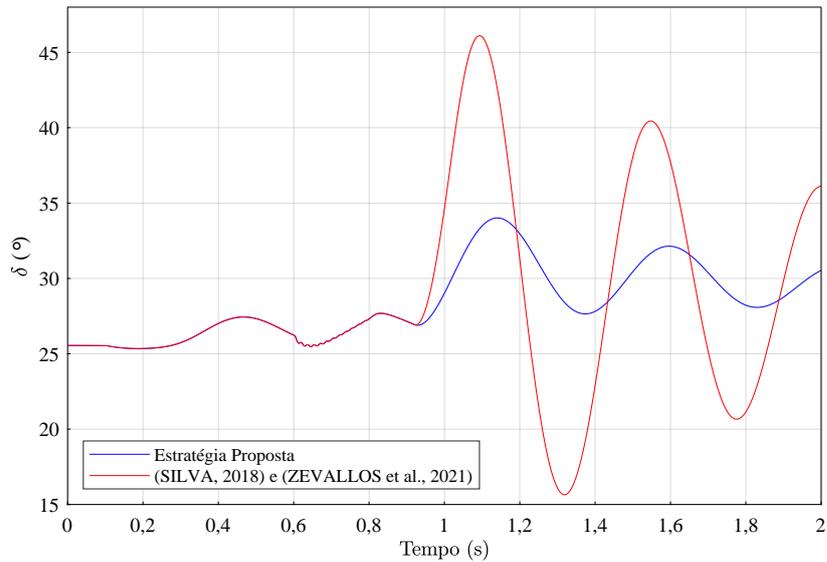
Fonte: Elaborada pelo autor.

Em resumo, a geração de referência de tensão e o controle de tensão possuem 3 possíveis estados:

1. **Normal** - geração de referência com tensão fixa nominal no barramento CC e o controle de tensão habilitado, ou seja, nas condições normais de operação da rede. A tensão do capacitor deve ser mantida em valor pré-determinado;
2. **Durante a falta** - geração de referência e controle de tensão do barramento CC desabilitados, o controle deve atuar estritamente visando manter as potências de transferências das linhas de transmissão, que entram no PAC, nos valores de pré-falta, e assim, diminuir as oscilações de potência de saída dos geradores. Para isso, o inversor deverá absorver e/ou fornecer energia ao sistema. Absorver potência ativa da rede, durante uma falta, eleva a tensão do barramento CC, mas o limite de tensão do capacitor deve ser respeitado.
3. **Pós-falta** - geração de referência indo da tensão do barramento CC pós-falta para a tensão nominal, em rampa, e controle do barramento CC habilitado.

A Figura 29, mostra a comparação das oscilações do ângulo δ com e sem a implementação da rampa de referência de tensão do barramento CC. Observe-se como com a implementação de uma rampa, em que a tensão do barramento CC atinge o valor de referência 120 ciclos após a eliminação da falta, as oscilações do ângulo δ do gerador síncrono pós-falta são reduzidas significativamente.

Figura 29 – Comparação das oscilações do ângulo δ com e sem a implementação da rampa de referência de tensão do barramento CC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.4 CAPACIDADE DE ABSORÇÃO DE ENERGIA DO BARRAMENTO CC

A proposta de controle apresentada neste trabalho visa melhorar a estabilidade transitória das máquinas síncronas ligadas ao sistema elétrico mantendo a potência média de saída do gerador síncrono igual ao valor da potência elétrica de pré-falta, isso é feito, através da manutenção dos fluxos de potências das linhas de transmissão, conectadas ao PAC, nos valores de pré-falta. Quando ocorre uma falha no sistema elétrico, as potências eletromagnéticas de saída dos geradores síncronos são alteradas, tornando-se menores que as potências fornecidas pelas máquinas primárias. Como consequência, ocorre a aceleração dos rotores dos geradores e a variações angulares entre as tensões induzidas e da rede.

O objetivo de metodologia proposta é possibilitar que o inversor, por meio de um sistema de controle adequado, absorva a energia que seria armazenada na massa rotativa de cada máquina síncrona, permitindo, assim, que as potências de saída do geradores permaneçam constantes nos valores de pré-falta. Para isto, é necessário que durante o distúrbio o controle de tensão do barramento CC seja desativado possibilitando, assim, a absorção de energia pelo capacitor. É claro que a capacidade de absorção do inversor tem que ser limitada pela tensão máxima admissível do barramento CC já que à medida que o capacitor absorve energia, a tensão entre seus terminais aumenta. Dito isto, é muito importante obter o tempo crítico t_{crit} , no qual o capacitor pode armazenar energia a uma determinada potência sem exceder o limite de tensão máxima.

Para isso, tem-se como base a seguinte equação para determinar a energia armazenada em um capacitor:

$$E_{cap} = \frac{C \cdot v_{cc}^2}{2}. \quad (38)$$

À medida que o capacitor é carregado, a diferença de tensão entre seus terminais aumenta e a variação da energia (ΔE) pode ser obtida conhecendo-se os valores de tensão inicial (V_{cc0}) e final (V_{ccf}) no capacitor, pela seguinte equação:

$$\Delta E_{cap} = \frac{C \cdot (v_{ccf}^2 - v_{cc0}^2)}{2}. \quad (39)$$

Para um determinado consumo de potência ativa média (\bar{P}) em um determinado intervalo de tempo Δt , ΔE_{cap} pode ser definida como:

$$\Delta E_{cap} = \bar{P} \cdot \Delta t. \quad (40)$$

Conhecendo o valor de \bar{P} , e substituindo a Equação (39) em (40), obtém-se

$$\frac{C \cdot (v_{ccf}^2 - v_{cc0}^2)}{2} = \bar{P} \cdot \Delta t. \quad (41)$$

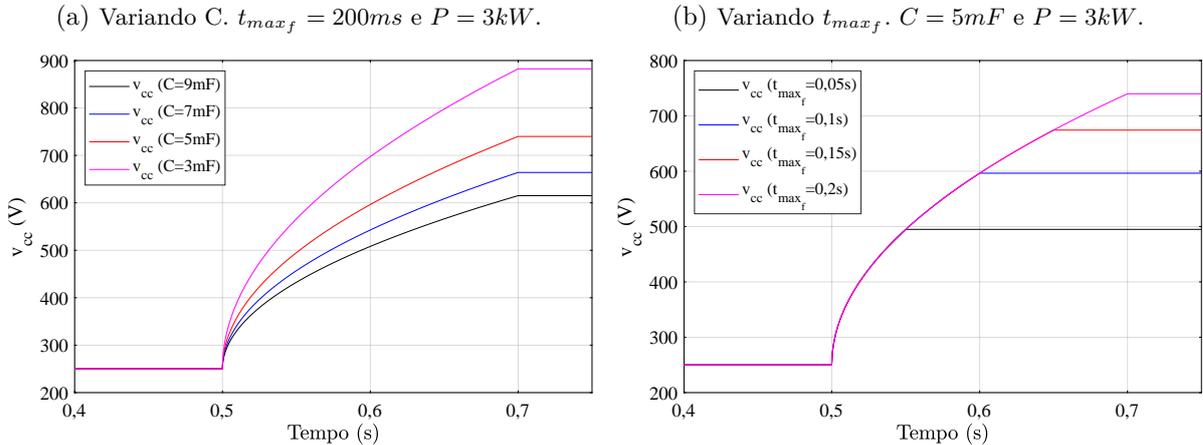
Por fim, isolando Δt pode-se obter o tempo necessário para que a tensão no capacitor varie de um valor inicial V_{cc0} a um valor final V_{ccf} pré-determinados:

$$\Delta t = \frac{C \cdot (v_{ccf}^2 - v_{cc0}^2)}{2 \cdot \bar{P}}. \quad (42)$$

A Figura 30 mostra como a tensão no capacitor do barramento CC varia para diferentes valores de C e diferentes valores de duração da falta (t_{maxf}). A Figura 30a mostra o comportamento da tensão no barramento CC para diferentes valores de C (3mF, 5mF, 7mF e 9mF), considerando que o capacitor absorve uma potência de 3kW durante um tempo de falta de 0,2s (entre os tempos 0,5 e 0,7s). Nessa figura, observa-se que a medida que o valor do capacitor aumenta, o valor de tensão entre seus terminais, durante a falta na rede, é incrementado a uma taxa menor. A Figura 30b mostra o comportamento da tensão no barramento CC para diferentes tempos de duração da falta ($t_{maxf} = 0,05s$, $t_{maxf} = 0,1s$, $t_{maxf} = 0,15s$, $t_{maxf} = 0,2s$) considerando que o capacitor absorve uma potência de 3kW e sua capacitância e de 5 mF. Nesse contexto, observa-se que para tempos menores de duração falta a tensão do capacitor é menor, conforme esperado. A seleção dos

valores de capacitância e de tempo de duração da falta foi feita de modo a obter valores de mesma ordem de grandeza dos parâmetros utilizados na simulação neste trabalho ($C = 4,7mF$ e $t_{maxf} = 200ms$).

Figura 30 – Variação da tensão no capacitor do barramento CC em função de C e t_{maxf} .



Fonte: Elaborado pelo autor

3.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, é apresentada a metodologia proposta para utilização de um inversor conectado à rede elétrica que, em condições normais de operação, fornece potência de uma usina fotovoltaica ao sistema elétrico e, no caso da ocorrência de uma falta na rede, o modo de operação normal é interrompido e o inversor atua de modo a melhorar a estabilidade transitória das máquinas síncronas ligadas ao sistema elétrico mantendo as potências de saída dos geradores síncronos próximas aos valores de pré-falta. Isso é feito através da manutenção dos fluxos de potências das linhas de transmissão conectadas ao PAC nos valores de pré-falta, evitando assim, que os geradores síncronos aumentem sua velocidade.

Inicialmente foi apresentada e explicada a metodologia proposta por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), onde o inversor fotovoltaico deve estar entre uma unidade geradora síncrona e um ponto de conexão com a rede elétrica radial. Posteriormente, foi proposta uma estratégia de operação durante afundamentos de tensão que permite que o esquema de controle, ao contrário da estratégia proposta por (SILVA, 2018) e (ZEVALLOS *et al.*, 2021), funcione em um sistema elétrico em malha operando com várias máquinas, cargas e linhas de transmissão, com possível reversão no sentido do fluxo de potência e considerando a localização do sistema de geração renovável em qualquer barra.

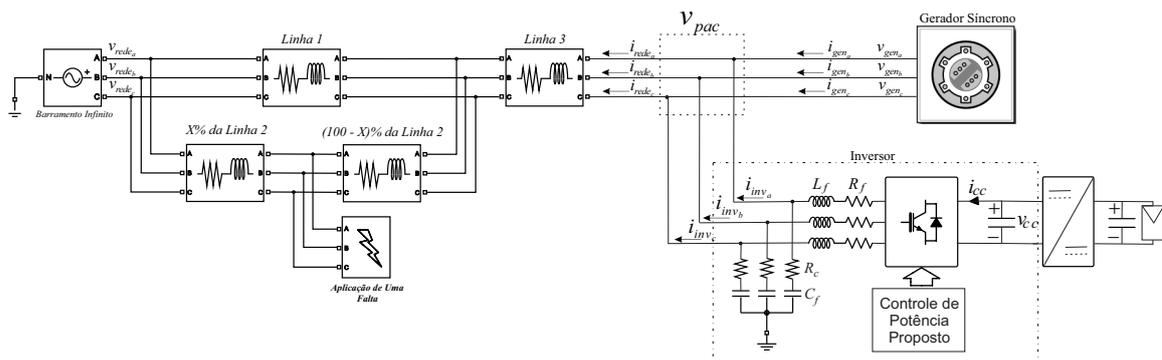
A metodologia se limita a falhas transitórias onde as proteções atuam rapidamente, pois, com esta metodologia, o inversor, durante a falta, consome energia ativa, armazenando-a no capacitor e provocando um aumento de tensão que pode ser excessivo. Para falhas de longa duração, a tensão máxima do barramento CC pode ser atingida, o que fará com que o inversor não consiga consumir mais potência ativa, tendo que liberar a energia para o sistema e, assim, diminuir a tensão nos terminais do capacitor. Como consequência, em faltas de longa duração existe a possibilidade ainda da máquina primária acelerar devido à interrupção da absorção de potência ativa pelo inversor durante a falta.

4 MODELAGEM E SISTEMA DE CONTROLE

No capítulo anterior, foi proposta uma metodologia que visa melhorar a estabilidade transitória das máquinas síncronas ligadas ao sistema elétrico mantendo as potências médias de saída dos geradores síncronos igual aos valores das potências elétricas de pré-falta. Este objetivo se atende mantendo os fluxos de potências das linhas de transmissão, conectadas ao PAC, nos valores de pré-falta durante o distúrbio. Determinou-se também a corrente de referência a ser fornecida pelo inversor durante a atuação de controle, as quais devem ser sintetizadas a partir do chaveamento adequado do inversor trifásico. Este chaveamento é realizado através de sinais modulados por largura de pulso (*Pulse Width Modulation – PWM*), em que as razões cíclicas são as variáveis de controle.

Para a modelagem, é considerado um sistema simplificado, como apresentado na Figura 31. Como a modelagem apenas leva em consideração os filtros de saída do inversor e as tensões no PAC, esse modelo pode ser aplicado mesmo em configurações de sistemas em malha. O diagrama da Figura 31 apresenta um inversor de uma geração fotovoltaica operando em paralelo a uma máquina síncrona, conectados a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão. Em uma das linhas de transmissão, ocorre uma falta.

Figura 31 – Diagrama do sistema em análise.



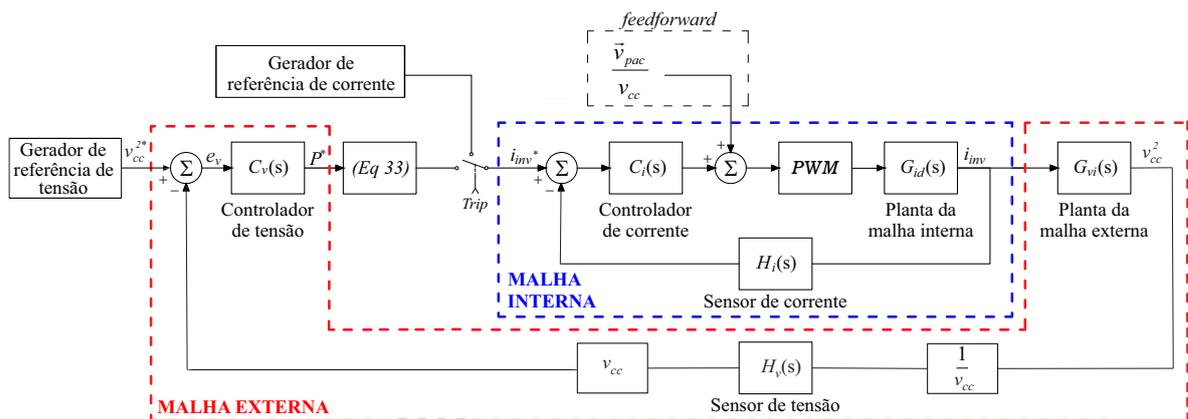
Fonte: Elaborado pelo autor.

Em condições normais de operação do sistema, o conversor é controlado de modo que a potência ativa entregue é determinada pelo controlador de tensão visando manter a tensão do barramento CC em um valor de tensão de referência (injetando a potência total disponibilizada pela fonte primária fotovoltaica). Quando ocorre uma falta no sistema como um curto circuito, este é detectado pelos relés de distância, cujo sinal de *trip* altera o modo de controle do conversor (de condição normal de operação para condição de falta). A

partir de então, as correntes de referência de entrada para a malha de controle de corrente são determinadas pelo bloco de gerador de referência como será mostrado a seguir. Assim, o controle de tensão do barramento CC não atua mais, deixando o capacitor absorver a saída potência necessária para mitigar a variação de velocidade do gerador síncrono. Dessa forma, a máquina entrega em seus terminais uma potência, durante o curto circuito, praticamente igual à que tinha antes da perturbação.

Sendo assim, utiliza-se uma estrutura de controle implementada em duas malhas: uma interna para o controle de corrente, sendo esta malha de ação rápida para acompanhar as variações do torque elétrico da máquina síncrona durante a ação de controle sob falta na rede; e uma externa, mais lenta, de tensão que deve atuar apenas sob condições de operação normal, para regular a tensão no barramento CC. A estrutura de controle utilizada para esta aplicação é apresentada na Figura 32.

Figura 32 – Diagrama de blocos da estrutura de controle proposta, sendo apresentadas a malha interna de corrente (em linhas azuis) e a malha externa (em linhas vermelhas).



Fonte: Elaborada pelo autor.

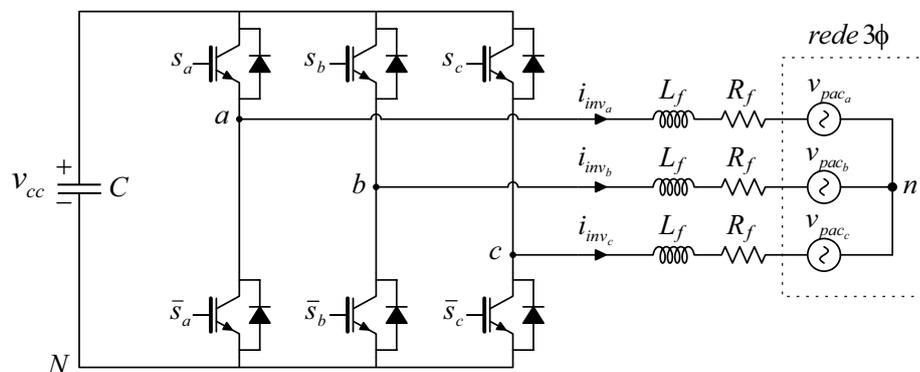
Os modos de operação do inversor foram abordados no capítulo de propostas desta tese. Como a seleção do modo de operação é feita pelo gerador de referência de tensão e gerador de referência de corrente, esses blocos já foram brevemente discutidos no capítulo anterior. Portanto, este capítulo é focado em apresentar: modelagem e controle da malha interna; e modelagem e controle da malha externa. Contudo, ainda assim, são feitos breves comentários sobre a geração de referências de tensão e de corrente.

4.1 MALHA INTERNA DE CORRENTE

A malha interna é implementada com objetivo de controlar a corrente que passa nos indutores do filtro de saída do inversor. Sob condições normais de operação ($Trip$ de falta = 0 na Figura 32), deve-se garantir que a corrente medida esteja em fase com a referência senoidal de tensão, injetando potência ativa na rede, de acordo com a estratégia de MPPT. Por outro lado, quando da ocorrência de uma falta na rede ($Trip$ de falta = 1 na Figura 32), as referências de corrente são determinadas de acordo com a Seção 3.2.1.

Na aplicação considerada, o estágio de inversão é conectado à rede de distribuição trifásica através de filtros indutivos. Conforme exibido na Figura 33, no lado CC do inversor encontra-se um capacitor, responsável por realizar o balanço de energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico e a energia injetada na rede. Um estágio de conversão CC/CC é normalmente utilizado entre o arranjo fotovoltaico e o estágio de inversão. Esse estágio CC/CC é responsável por garantir que o arranjo fotovoltaico opere em seu MPP. Porém, como ele não é o foco do estudo, sua modelagem e controle não são abordados.

Figura 33 – Inversor PWM trifásico conectado à rede.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

Como no capítulo de resultados é apresentada uma análise de um sistema em escala reduzida que foi implementado no laboratório do GEPAE, toda parte de modelagem e controle está sendo feita com dados experimentais baseado na montagem. Na Tabela 9, são exibidos os parâmetros para o projeto dos controladores da malha de corrente.

Tabela 9 – Parâmetros para o projeto dos controladores da malha de corrente.

Parâmetro	Valor
Tensão da rede (v_{rede})	133 V (rms_{ff})
Tensão do barramento CC (v_{cc})	250 V
Indutância do filtro de saída (L_f)	2,5635 mH*
Resistência do filtro de saída (R_f)	307,5 m Ω *
Frequência de amostragem/chaveamento (f_s)	17,28 kHz
Tempo de amostragem ($T_s = 1/f_s$)	57,87 μs

* Valores obtidos através de ensaio dos componentes

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.1.1 Modelagem da Planta $G_{id}(s)$

Para modelagem adequada da planta da malha interna, segue-se a mesma abordagem utilizada por (NETO, 2018). O capacitor C pode ser substituído por uma fonte de tensão contínua v_{cc} , já que a dinâmica da corrente de saída do inversor é mais rápida que a dinâmica da malha de tensão, sendo conveniente desprezar a dinâmica de carga e descarga do capacitor do barramento CC para o projeto da malha interna de corrente.

Definido o inversor PWM trifásico como o circuito apresentado na Figura 33 e aplicando a Lei das Tensões de Kirchhoff (LTK) para cada uma das fases, é possível obter as expressões mostradas a seguir:

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{aN} = R_f \cdot i_{inv_a} + L_f \frac{d}{dt} i_{inv_a} + v_{pac_a} + V_{nN} \\ v_{bN} = R_f \cdot i_{inv_b} + L_f \frac{d}{dt} i_{inv_b} + v_{pac_b} + V_{nN} \\ v_{cN} = R_f \cdot i_{inv_c} + L_f \frac{d}{dt} i_{inv_c} + v_{pac_c} + V_{nN} \end{array} \right. \quad (43)$$

Considerando inicialmente o sistema balanceado e equilibrado a três fios, é possível afirmar que $\sum_{k=a}^c v_{pac_k} = 0$ e $\sum_{k=a}^c i_{inv_k} = 0$. Então a soma das três equações de (43) resulta em:

$$v_{nN} = \frac{1}{3} \sum_{k=a}^c v_{pac_k}. \quad (44)$$

Substituindo (44) em (43) e isolando $\frac{d}{dt}i_{inv_k}$ (para $k = a, b, c$) obtêm-se as seguintes equações diferenciais:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{inv_a} \\ i_{inv_b} \\ i_{inv_c} \end{bmatrix} = -\frac{R_f}{L_f} \begin{bmatrix} i_{inv_a} \\ i_{inv_b} \\ i_{inv_c} \end{bmatrix} + \frac{1}{3L_f} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} v_{pac_a} \\ v_{pac_b} \\ v_{pac_c} \end{bmatrix}. \quad (45)$$

A tensão de saída de cada braço do inversor em relação ao ponto N é função do estado das chaves, sendo obtida por:

$$v_{kN} = c_k \cdot v_{cc} \quad (46)$$

em que c_k representa o estado das chaves de cada braço e é definido da seguinte forma:

$$c_k = \begin{cases} 1, & \text{chave superior ligada} \\ 0, & \text{chave inferior ligada.} \end{cases} \quad (47)$$

A função de estado de chaveamento d_{kn} (do inglês "*switching state function*") pode ser utilizada para simplificar o modelo representado pela Equação (45). Assim, essa função é definida em sua forma matricial por:

$$\begin{bmatrix} d_{an} \\ d_{bn} \\ d_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_a \\ c_b \\ c_c \end{bmatrix}. \quad (48)$$

Substituindo as equações (46) e (48) em (45), tem-se a seguinte equação matricial:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{inv_a} \\ i_{inv_b} \\ i_{inv_c} \end{bmatrix} = -\frac{R_f}{L_f} \begin{bmatrix} i_{inv_a} \\ i_{inv_b} \\ i_{inv_c} \end{bmatrix} + \frac{v_{cc}}{L_f} \begin{bmatrix} d_{an} \\ d_{bn} \\ d_{cn} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} v_{pac_a} \\ v_{pac_b} \\ v_{pac_c} \end{bmatrix}. \quad (49)$$

O sistema a três fios do inversor não apresenta componentes homopolares e, portanto, permite o uso da abordagem do modelo $\alpha\beta$, o que possibilita o projeto de controladores no domínio vetorial. Assim, aplicando a transformada de Clarke (DUESTERHOEFT; SCHULZ; CLARKE, 1951) no modelo em abc dado em (49), obtêm-se:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{inv_\alpha} \\ i_{inv_\beta} \end{bmatrix} = -\frac{R_f}{L_f} \begin{bmatrix} i_{inv_\alpha} \\ i_{inv_\beta} \end{bmatrix} + \frac{v_{cc}}{L_f} \begin{bmatrix} d_\alpha \\ d_\beta \end{bmatrix} - \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} v_{pac_\alpha} \\ v_{pac_\beta} \end{bmatrix}, \quad (50)$$

possibilitando uma análise no domínio vetorial através da seguinte equação:

$$\frac{d}{dt} \vec{i}_{inv\alpha\beta} = -\frac{R_f}{L_f} \vec{i}_{inv\alpha\beta} + \frac{v_{cc}}{L_f} \vec{d}_{\alpha\beta} - \frac{1}{L_f} \vec{v}_{pac\alpha\beta}. \quad (51)$$

Aplicando a transformada de Laplace na Equação (51) e isolando $\vec{I}_{inv}(s)$, obtêm-se

$$\begin{aligned} \left(\frac{R_f}{L_f} + s\right) \vec{I}_{inv}(s) &= \frac{v_{cc}}{L_f} \vec{D}_{\alpha\beta}(s) - \frac{1}{L_f} \vec{V}_{pac}(s), \\ \vec{I}_{inv}(s) &= \frac{\frac{v_{cc}}{L_f}}{\left(\frac{R_f}{L_f} + s\right)} \vec{D}_{\alpha\beta}(s) - \frac{\frac{1}{L_f}}{\left(\frac{R_f}{L_f} + s\right)} \vec{V}_{pac}(s). \end{aligned} \quad (52)$$

Escrevendo a Equação (52) de forma simplificada, obtêm-se:

$$\vec{I}_{inv}(s) = G_{id}(s) \cdot \vec{D}_{\alpha\beta}(s) + G_d(s) \cdot \vec{V}_{pac}(s), \quad (53)$$

onde: $G_{id}(s)$ é a função de transferência da planta da malha interna de corrente; e $G_d(s)$ é a função de transferência que relaciona a saída do sistema (i_{inv}) com o distúrbio de saída (v_{pac}).

Como observado na Equação (53), a dinâmica da corrente de saída do inversor não só depende das razões cíclicas, mas também da tensão do PAC. Como as variáveis de controle são razões cíclicas $\vec{D}_{\alpha\beta}$, pode-se observar que a tensão \vec{v}_{pac} se comporta como uma perturbação externa da planta $G_{id}(s)$ do modelo.

Finalmente, sabendo que uma função de transferência é a relação entre entrada e saída e considerando que o chaveamento do inversor é realizado através de sinais modulados por largura de pulso, em que as razões cíclicas são as variáveis de controle, a função de transferência que representa o impacto das razões cíclicas (entrada) na corrente de saída do inversor (saída) é expressa por:

$$G_{id}(s) = \frac{\vec{I}_{inv}(s)}{\vec{D}_{\alpha\beta}(s)} = \frac{\frac{v_{cc}}{R_f}}{1 + \frac{L_f}{R_f} s}. \quad (54)$$

4.1.2 PWM Regular Trifásico Simétrico

Pode ser demonstrado que os valores médios, em cada período de chaveamento, das tensões de saída do inversor (v_{an}^* , v_{bn}^* e v_{cn}^*) são relacionados com as razões cíclicas das chaves dos respectivos braços (d_a , d_b e d_c) por

$$\begin{bmatrix} v_{an}^* \\ v_{bn}^* \\ v_{cn}^* \end{bmatrix} = \frac{v_{cc}}{3} \underbrace{\begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}}_P \begin{bmatrix} d_a \\ d_b \\ d_c \end{bmatrix}. \quad (55)$$

A fim de determinar as razões de trabalho necessárias para produzir tensões médias de saída que coincidam com os valores de referência, deve-se, então, resolver a Equação (55). No entanto, a matriz P é singular, assim, esse sistema possui infinitas soluções. Uma dessas soluções é obtida a partir de $d_k = \frac{v_{kn}^*}{v_{cc}} + \frac{1}{2}$.

É sabido que, ao aumentar (ou diminuir) igualmente as razões de trabalho das três fases, os valores das tensões médias (\bar{v}) não se alteram. Sendo assim, foi demonstrado em (SEIXAS, 1988) que uma solução de interesse consiste em calcular as razões cíclicas a partir de $d_k = \frac{v_{kn}^*}{v_{cc}} + \frac{\bar{v}^*}{2v_{cc}} + \frac{1}{2}$. Esta solução resulta na distribuição igualitária dos intervalos de aplicação dos vetores nulos. Sua aplicação empregando pulsos de chaveamentos simétricos foi denominada de PWM regular trifásico simétrico e garante uma redução nas ondulações de corrente, sendo equivalente ao PWM vetorial simétrico (BROECK; SKUDELNY; STANKE, 1988).

Vale salientar que o uso do PWM regular trifásico simétrico, assim como o PWM vetorial, proporciona um ganho no aproveitamento da tensão do barramento CC de aproximadamente 15%, em comparação com o uso do PWM senoidal (BROECK; SKUDELNY; STANKE, 1988).

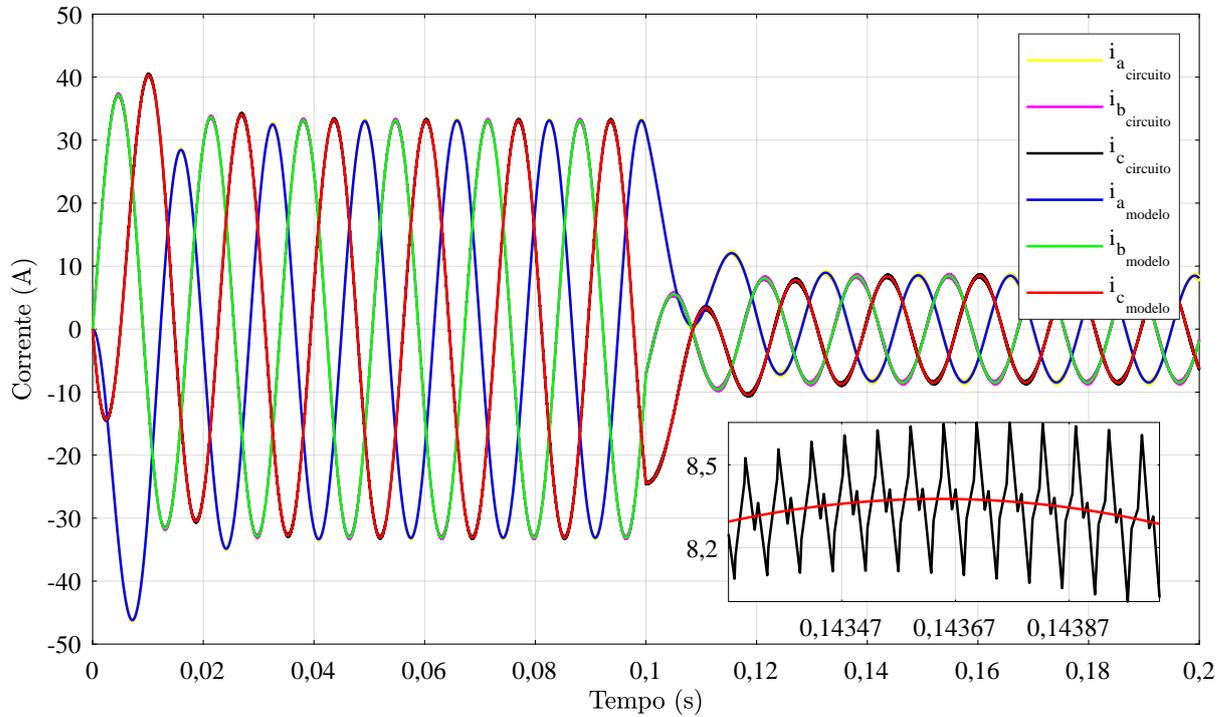
4.1.3 Validação do Modelo da Planta de Corrente

Conforme exibido na Figura 34, o modelo da planta de corrente foi validado em *Simulink* utilizando a Equação (46). Foram considerados os dados da Tabela 9.

A simulação para a validação do modelo é iniciada com o ciclo de trabalho $D = 0,3$. Ao atingir o regime permanente é aplicada uma perturbação aumentando D para 0,4 no

instante $t = 0,1s$. A Figura 34 também exibe um *zoom*, no qual observa-se a ondulação da corrente de saída do conversor medida em simulação. A amplitude da corrente de regime é proporcional a $\left|v_{cc} \cdot \vec{D}_{\alpha\beta}(s) - \vec{V}_{pac}(s)\right|$ (Equação 52).

Figura 34 – Validação do modelo da planta $G_{id}(s)$. Corrente i_{inv} medida em simulação e corrente i_{inv} obtida através do modelo em *abc*.

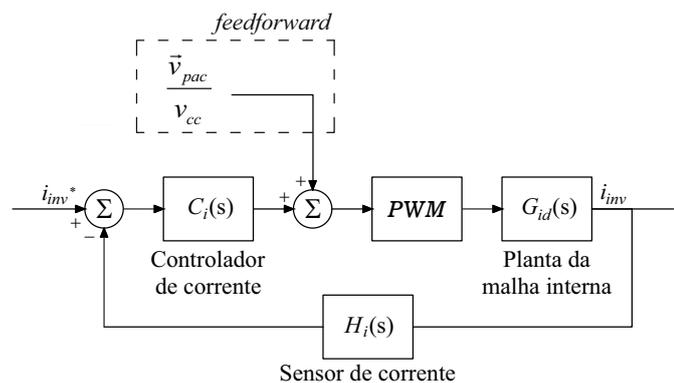


Fonte:Elaborada pelo autor.

4.1.4 Projeto dos Controladores da Malha de Corrente

O diagrama da blocos detalhado para o controle da malha interna de corrente do inversor é apresentado na Figura 35.

Figura 35 – Diagrama de blocos da malha interna de corrente.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Apesar desta figura estar representada no domínio contínuo, o sistema de controle será implementado no domínio discreto. O controlador da malha de corrente do inversor deve ter alta banda de passagem e ganhos elevados, não só na frequência fundamental, bem como em algumas frequências harmônicas. Estas especificações podem ser atendidas mediante utilização de integradores generalizados de segunda ordem, ou *SOGIS* (*second-order generalized integrators*), os quais são implementadas com baixo esforço computacional junto a um ganho proporcional. A escolha do ganho proporcional adequado possibilita a imposição da resposta dinâmica desejada ao sistema, enquanto os termos ressonantes, implementados em paralelo, garantem o baixo erro de regime permanente e a rejeição às perturbações.

Todos os controladores são projetados considerando a planta $G_{id}(s)$ (modelada na Seção 4.1.1), cujos parâmetros são exibidos na Tabela 9. Essa planta é discretizada utilizando o método *ZOH*, uma vez que a dinâmica do *PWM* pode ser aproximada pela dinâmica do *ZOH*, e é acrescida do atraso de processamento, modelado como z^{-1} (NETO, 2018).

A função de transferência do *SOGI* no domínio de Laplace é definida por

$$C_{SOGI}^{(\pm h\omega_1)} = \frac{2K_i s}{s^2 + (h\omega_1)^2}; \quad (56)$$

em que ω_1 é a frequência fundamental em rad/s e h representa a harmônica em que se deseja sintonizar o integrador.

Por ser um controlador linear, é possível projetar múltiplos *SOGIS* separadamente e utilizar superposição para gerar um controlador com múltiplos picos de ressonância, desde que os *SOGIS* atuem em faixas de frequência distintas. Através dessa premissa, (YEPES *et al.*, 2010) e (YEPES *et al.*, 2011) apresentaram uma metodologia de projeto que consiste em:

- Modelar e discretizar a planta que se deseja controlar;
- Sintonizar um ganho proporcional (K_p), responsável por definir comportamento geral da resposta em frequência do sistema;
- Adicionar *SOGIS* discretizados em paralelo à ação proporcional;
- Sintonizar os ganhos integrais (K_i) dos *SOGIS*;
- Compensar eventuais atrasos decorrentes da planta, processo de amostragem e tempo de computação.

As premissas para a seleção dos ganhos (K_p) e (K_i) serão discutidas mais adiante neste trabalho.

Buscando compensar atrasos de fase do sistema, sem a alteração de ganho que um avanço de fase convencional causa, (BOJOI *et al.*, 2005) propuseram uma implementação para o controlador ressonante utilizando a seguinte função de transferência:

$$C_{SOGI}^{\pm h\omega_1}(s) = 2K_i \frac{s \cdot \cos(\phi_h) - h\omega_1 \cdot \text{sen}(\phi_h)}{s^2 + h^2\omega_1^2}; \quad (57)$$

em que o grau de liberdade ϕ_h representa avanço de fase imposto ao termo na frequência $h\omega_1$, h é ordem da harmônica desejada para a frequência de ressonância, K_i é o ganho ressonante e ω_1 é a frequência fundamental do sistema. A Equação (57) pode ser reescrita de modo a representar o avanço de fase aplicado em cada *SOGI* em termos de N_{comp} amostras:

$$C_{SOGI}^{\pm h\omega_1}(s) = 2K_i \frac{s \cdot \cos(h\omega_1 N_{comp} T_s) - h\omega_1 \cdot \text{sen}(h\omega_1 N_{comp} T_s)}{s^2 + h^2\omega_1^2}. \quad (58)$$

Considerando a implementação discreta, os termos ressonantes, dados por $C_{SOGI}^{\pm h\omega_1}(s)$, devem ser discretizados para o domínio z . A escolha do método de discretização deve ser feita com cuidado, uma vez que, a depender do método escolhido, os pólos complexos conjugados dos termos são levemente deslocados no domínio discreto, de forma que o pico de ressonância do controlador discretizado esteja em uma frequência ligeiramente diferente da desejada. Isto faz com que não seja aplicado o ganho elevado à harmônica especificada ocasionando a não-compensação da mesma. Para evitar este problema, utilizou-se a discretização de *Tustin com prewarping*, tendo em vista que esta técnica fornece um termo ressonante discretizado $C_{SOGI}^{\pm h\omega_1}(z)$ cujos pólos, no domínio discreto, correspondem aos pólos de $C_{SOGI}^{\pm h\omega_1}(s)$, no domínio contínuo (YEPES *et al.*, 2010). A função de transferência do SOGI no domínio z , com compensação de atraso, é definida por

$$C_{SOGI}^{(\pm h\omega_1)}(z) = 2K_i \left\{ \frac{\frac{1}{2}(1 - z^{-2}\cos(h\omega_1 N_{comp} T_s)\text{sen}(h\omega_1 T_s)}{h\omega_1[1 - 2z^{-1}\cos(h\omega_1 T_s) + z^{-2}]} - \frac{(1 + 2z^{-1} + z^{-2})\text{sen}(h\omega_1 N_{comp} T_s)\text{sen}^2(\frac{h\omega_1 T_s}{2})}{h\omega_1[1 - 2z^{-1}\cos(h\omega_1 T_s) + z^{-2}]} \right\}. \quad (59)$$

Como critério de projeto, optou-se por projetar um termo ressonante implementado na frequência fundamental visando garantir baixo erro de regime no seguimento da referência da componente fundamental de sequência positiva (*FFPS*) de corrente. São

implementados também termos ressonantes nas frequências harmônicas de baixa ordem (3^a , 5^a , 7^a , e 9^a), tendo em vista que estas surgem em maior proporção como perturbação na tensão v_{pac} . Vale salientar que os termos ressonantes de ordem 3 e 9 são necessários apenas quando da implementação de sistemas a 4 fios. Porém, seu uso não tem impacto negativo no esquema de controle implementado. Nesse contexto, ao selecionar a máxima componente harmônica $h = 9$, tem-se que a menor frequência de cruzamento por 0 dB (f_{MF}) necessária é:

$$f_{MF} > 9 \cdot 60H_z = 540H_z \quad (60)$$

Como critérios de projeto, optou-se por uma frequência de cruzamento por 0 dB maior que 1200 Hz, margem de ganho $MG \geq 3dB$ e margem de fase $MF \geq 30^\circ$. Vale salientar que para aumentar a frequência de cruzamento por 0 dB tem-se que aumentar o ganho K_p , mas, isso causa redução na margem de fase e na margem de ganho.

De acordo com a Figura 32, a função de transferência em malha aberta ($FTMA$) da corrente i_{inv} no domínio z ($FTMAi_{inv}(z)$) pode ser obtida por

$$FTMAi_{inv}(z) = C(z) \cdot z^{-1} \cdot G_{id}(z) \cdot H_i(z), \quad (61)$$

a frequência de corte do filtro *anti-aliasing* (H_i) é escolhida de acordo com o critério de Nyquist (frequência de corte igual a $f_s/2$), onde, f_s é a frequência de chaveamento do inversor.

A frequência de cruzamento por 0 dB escolhida para a malha de corrente é $f_{MF} = 1,5$ kHz. Assim, as frequências dos termos ressonantes são inferiores à f_{MF} , o que faz o diagrama de bode da $FTMA$ do sistema apresentar um único cruzamento por 0 dB, simplificando o projeto do controle. Desta forma, pode-se sintonizar o ganho proporcional do controlador sem considerar os termos ressonantes e, em seguida, introduzi-los para verificar a sintonia dos seus ganhos.

A $FTMAi_{inv}(z)$ numérica é dada por:

$$FTMAi_{inv}(z) = \frac{3,914z + 1,467}{z^3 - 1,036z^2 + 0,04291z}. \quad (62)$$

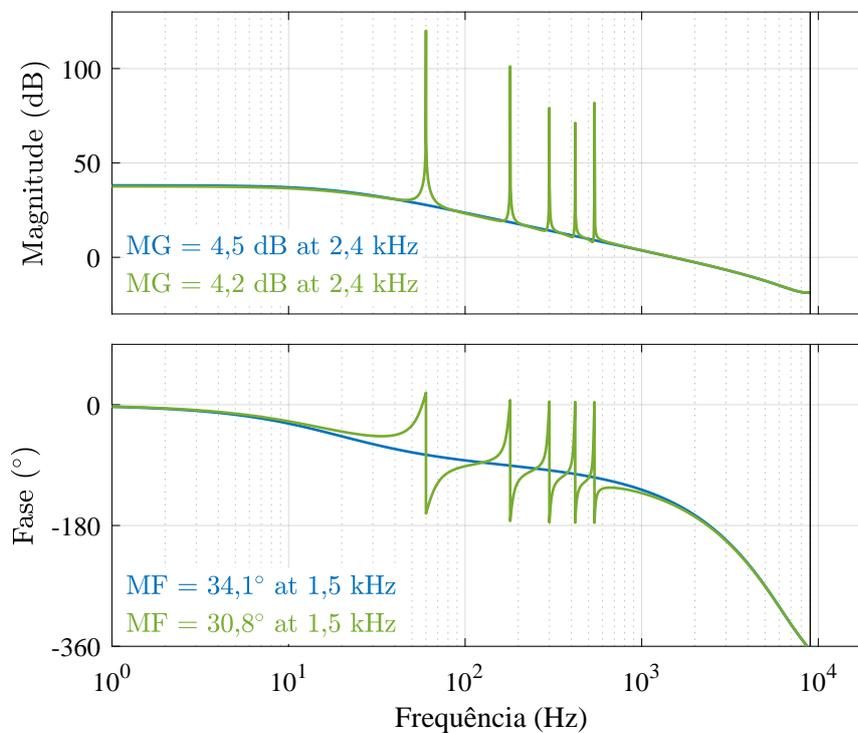
O ganho proporcional do controlador necessário para impor a frequência de cruzamento desejada ($f_{MF} = 1,5$ kHz) à $FTMA$ descrita em (62) é $k_p = 0,09899$.

Em seguida, os controladores SOGIs são adicionados em paralelo, com mesmo ganho K_i , sendo sintonizados nas componentes harmônicas 3^a, 5^a, 7^a e 9^a. Para a implementação foi considerado $N_{comp} = 2$, já que, segundo (LIMONGI *et al.*, 2009), a partir da necessidade de compensar o atraso computacional correspondente a uma amostra pela implementação digital mais o atraso do PWM, correspondente a aproximadamente meia amostra, o valor apresentou melhores resultados nas comparações experimentais realizadas foi $N_{comp} = 2$.

Além disso, o ganho K_i é sintonizado manualmente, observando o compromisso existente entre tempo de resposta e seletividade, de modo possibilitar que o sistema atinja a margem de fase desejada.

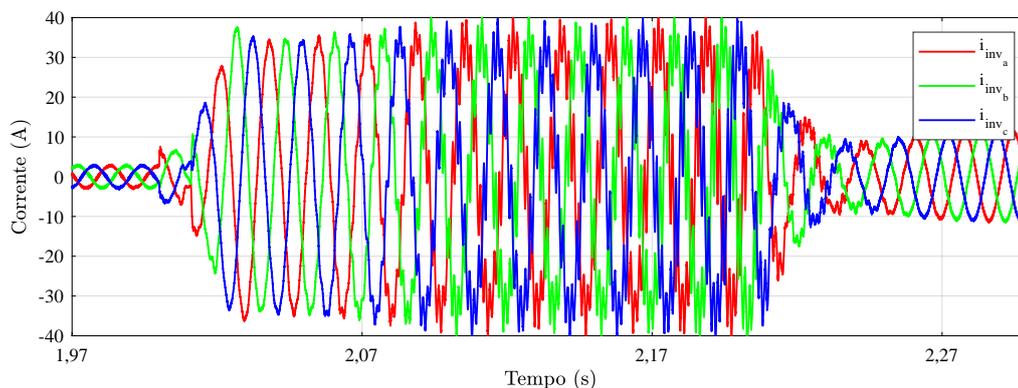
Para a seleção do ganho K_i inicialmente foi considerado o valor de $K_i = 10$. Apesar deste ganho atender os critérios do projeto (frequência de cruzamento por 0 dB maior que 1,2 kHz, margem de ganho $MG \geq 3$ dB e margem de fase $MF \geq 30^\circ$), como observa-se no diagrama de Bode da Figura 36, em simulação realizada verificou-se que a resposta transitória ficou muito oscilatória (Figura 37).

Figura 36 – Diagrama de Bode do sistema de controle em malha aberta com compensação do atraso de tempo computacional. Resultados obtidos para controladores proporcional (azul) e P-SOGIs em paralelo (verde). Resultado obtido para $K_i = 10$.



Fonte: Elaborada pelo autor.

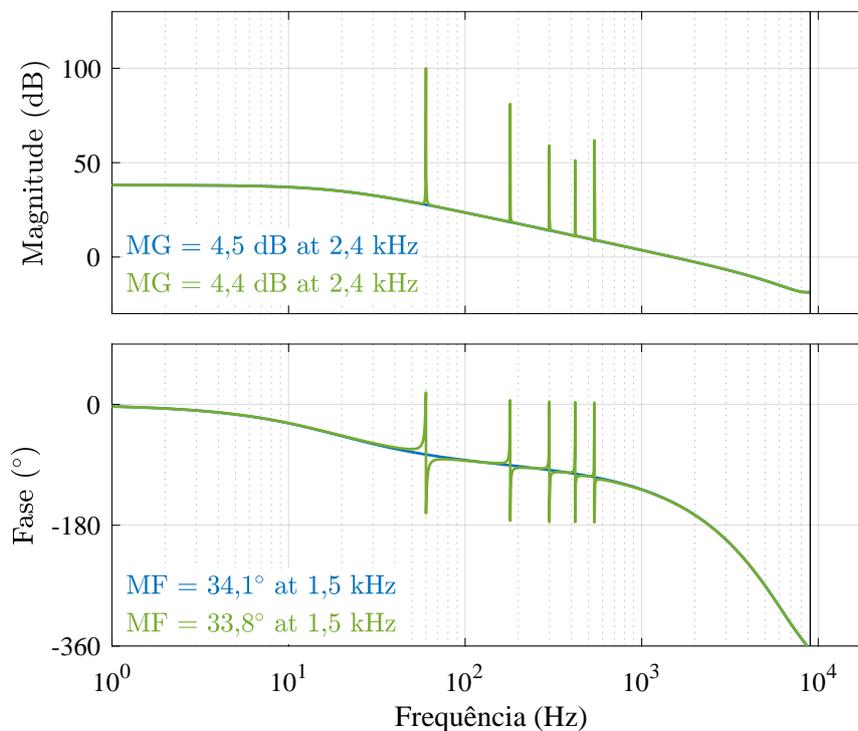
Figura 37 – Corrente transitória do inversor com ganho $K_i = 10$ no controlador de corrente.



Fonte: Elaborada pelo autor.

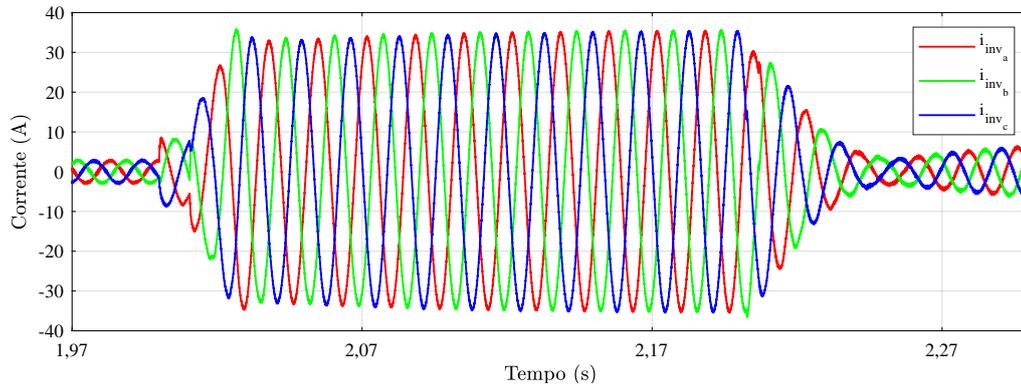
Tendo em vista que foi obtida uma resposta transitória muito oscilatória optou-se por reduzir o ganho K_i , o ganho selecionado foi de $K_i = 1$. O diagrama de Bode da FTMA controlada para malha de corrente, assim como, a resposta transitória da corrente são apresentados nas Figuras 38 e 39, respectivamente.

Figura 38 – Diagrama de Bode do sistema de controle em malha aberta com compensação do atraso de tempo computacional. Resultados obtidos para controladores proporcional (azul) e P-SOGIs em paralelo (verde). Resultados obtidos para $K_i = 1$.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 39 – Corrente transitória do inversor com ganho $K_i = 1$ no controlador de corrente.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Pode-se observar na Figura 38 que as margens de ganho e de fase foram ligeiramente diferentes ao se inserir os termos ressonantes. Contudo, não há influência significativa na resposta dinâmica do sistema, uma vez que as frequências de cruzamento por 0 dB são as mesmas. Assim, é possível verificar que os índices MG, MF e frequência de cruzamento por 0 dB, para o sistema controlado, estão dentro das faixas estabelecidas nos critérios de projeto, validando, portanto, o controlador projetado.

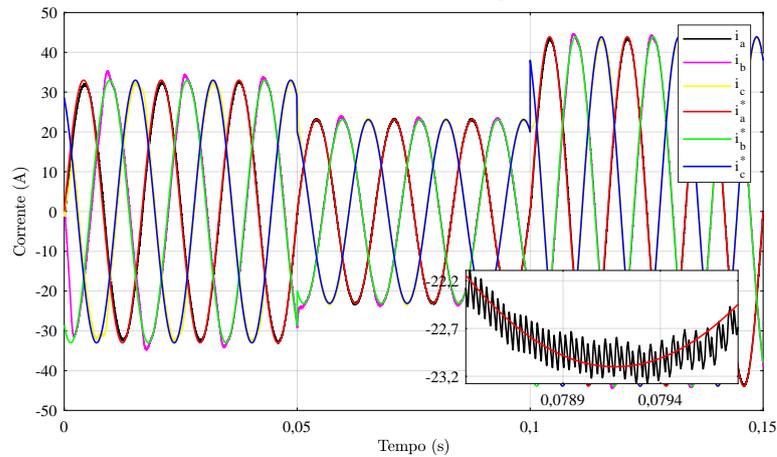
4.1.5 Validação do Controlador de Corrente

Para validar o controlador de corrente, são apresentados dois cenários:

- Aplicação de um *degrau* na corrente de referência;
- Aplicação de uma perturbação na tensão da rede;

Considerados os dados da Tabela 9 a simulação para validação do controlador de corrente através da resposta a *degrau* começa com uma corrente de referência constante de 33 A, no instante $t = 0,05$ s ela é reduzida para 23 A ($0,7 \cdot i^*$) e mais tarde, em $t = 0,1$ s, é aumentada para 44 A ($1,9 \cdot i^*$). A Figura 40 mostra a corrente de referência e a corrente de saída do conversor medida na simulação.

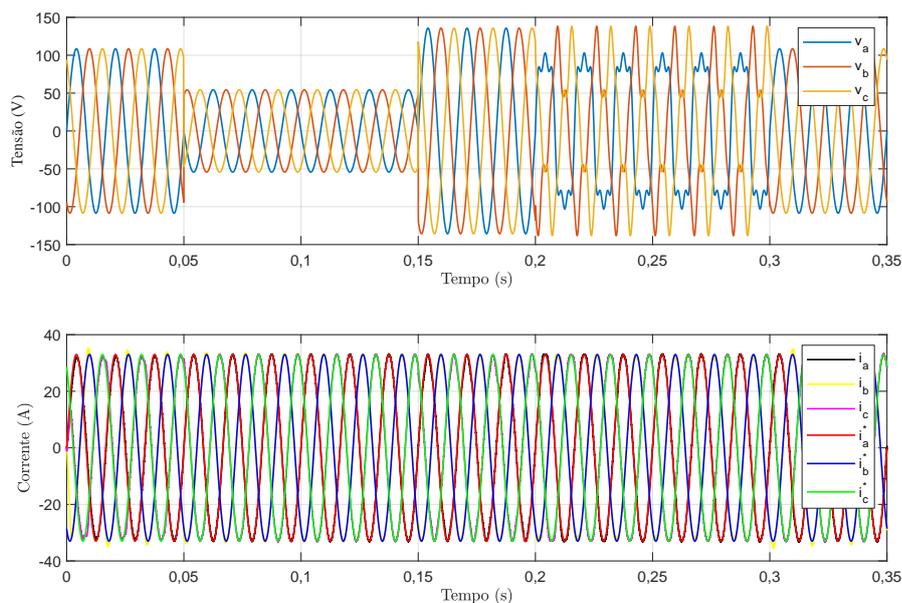
Figura 40 – Validação do controlador de corrente. Resposta a *degrau* na corrente de referência. Corrente i_{inv} medida em simulação e corrente i^* .



Fonte:Elaborada pelo autor.

Para analisar o funcionamento do controlador de corrente para a rejeição a distúrbios, a tensão nominal (V_n) da rede à qual o inversor está conectado é reduzida em 50% no instante $t = 0,05s$, posteriormente a tensão aumenta em $t = 0,15 s$ em 25% de V_n acima da tensão nominal V_n . Em $t = 0,2s$, harmônicos de 3ª ordem de sequência positiva e 5ª ordem de sequência negativa começam a aparecer na tensão da rede, finalmente a tensão é restaurada ao seu valor nominal em $t = 0,3 s$. A Figura 41 mostra as variações de tensão, bem como a corrente de referência e a saída do conversor medida na simulação.

Figura 41 – Validação do controlador de corrente para rejeição a distúrbios. Variações na tensão, corrente i_{inv} medida em simulação e corrente i^* .



Fonte:Elaborada pelo autor.

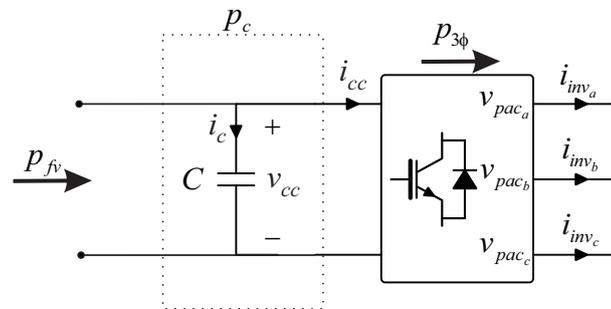
Como pode ser visto, a corrente de saída do inversor segue a referência imposta em todos os momentos.

4.2 MALHA EXTERNA DE TENSÃO

Para desacoplar as ações de controle, a malha externa deve apresentar um comportamento dinâmico lento em comparação com a malha interna, ou seja, o controlador da malha externa deve ser sintonizado pelo menos uma década de frequência abaixo do controlador da malha interna. Essa malha é projetada para regular a tensão do barramento CC, gerando a referência de corrente para a malha interna.

A dinâmica da tensão do barramento CC (v_{cc}) pode ser modelada através do balanço de potência entre o lado CC e o lado CA. Quando a energia é fornecida ao capacitor, seja por uma fonte de geração alternativa ou absorvida do sistema pelo inversor, a tensão tende a se elevar, caso contrário, a energia retirada (fornecida pelo inversor ao sistema) fará com que a tensão v_{cc} diminua. O diagrama considerado na modelagem é apresentado na Figura 42

Figura 42 – Representação usada na modelagem da malha de tensão.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.1 Modelo da Planta de Tensão $G_{vi}(s)$ do Barramento CC

Para modelagem adequada da planta $G_{vi}(s)$ da malha externa é considerado o circuito da Figura 42. A potência de entrada e saída do conversor (e, conseqüentemente, as correntes médias de entrada e saída) devem manter o equilíbrio para que a tensão média no capacitor seja constante. Analisando o balanço de potência no circuito da Figura 42, obtém-se:

$$p_{fv} - p_c = p_{3\phi} = v_{pac_a} \cdot i_{inv_a} + v_{pac_b} \cdot i_{inv_b} + v_{pac_c} \cdot i_{inv_c} \quad (63)$$

A grandeza p_c representa a potência absorvida pelo capacitor do barramento CC para efetuar o carregamento do capacitor. Essa parcela de potência é usualmente baixa quando o sistema alcança a condição de regime permanente, sendo necessária somente para suprir as perdas no inversor. O valor de p_c pode ser calculado por

$$p_c = v_{cc} \cdot i_c; \quad (64)$$

Sendo a corrente do capacitor i_c dada por:

$$i_c = C \frac{dv_{cc}}{dt}. \quad (65)$$

Assim, substituindo (63) e (65) em (64), obtém-se

$$v_{cc} \cdot C \frac{dv_{cc}}{dt} = p_{fv} - p_{3\phi}. \quad (66)$$

Uma vez que

$$v_{cc} \cdot \frac{dv_{cc}}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dv_{cc}^2}{dt}; \quad (67)$$

é conveniente representar a dinâmica do quadrado da tensão no capacitor v_{cc}^2 e utilizá-la para modelagem da planta da malha externa. Ao fazer isso, a equação dinâmica da planta torna-se linear, sendo representada pela seguinte equação:

$$\frac{C}{2} \frac{dv_{cc}^2}{dt} = p_{fv} - p_{3\phi} \quad (68)$$

É possível observar que a tensão apresenta uma relação quadrática com a potência líquida do sistema, $p_{fv} - p_{3\phi}$. Então, ao utilizar a dinâmica de v_{cc}^2 para desenvolver o modelo, obtém-se uma equação dinâmica linear para a planta, dada por:

$$\frac{dv_{cc}^2}{dt} = \frac{2}{C} (p_{fv} - p_{3\phi}). \quad (69)$$

Aplicando a transformada de Laplace, obtém-se:

$$V_{cc}^2(s) = G_{vi}(s)P_{fv}(s) - G_{vi}(s)P_{3\phi}(s), \quad (70)$$

e, isolando $\frac{V_{cc}^2(s)}{P_{3\phi}(s)}$, obtém-se:

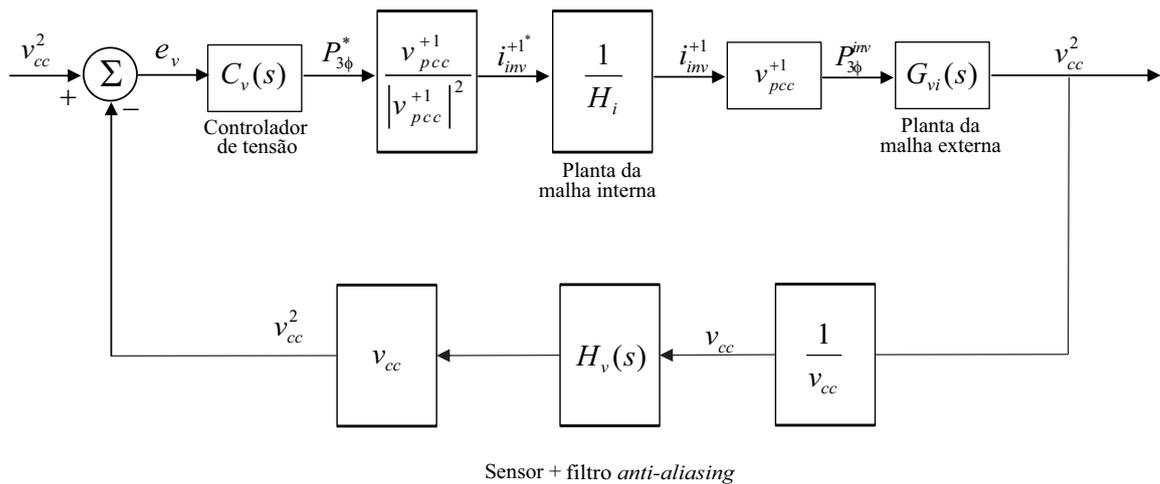
$$G_{vi}(s) = \frac{V_{cc}^2(s)}{P_{3\phi}(s)} = -\frac{2}{Cs}. \quad (71)$$

A expressão em (71) é a função de transferência da planta de tensão do barramento CC a ser utilizada para o projeto do controlador e $P_{fv}(s)$ representa uma perturbação do sistema..

4.2.2 Projeto dos Controladores da Malha de Tensão

Como foi dito anteriormente, a regulação da tensão do capacitor do barramento CC é realizada de forma lenta em comparação com a malha de controle de corrente. Considerando isto, a malha interna pode ser representada por $1/H_i$, em que H_i é o ganho do bloco $H_i(s)$ (função de transferência do sensor com filtro *anti-aliasing*). O diagrama de blocos da malha externa é apresentado na Figura 43.

Figura 43 – Diagrama de blocos da malha externa de tensão.

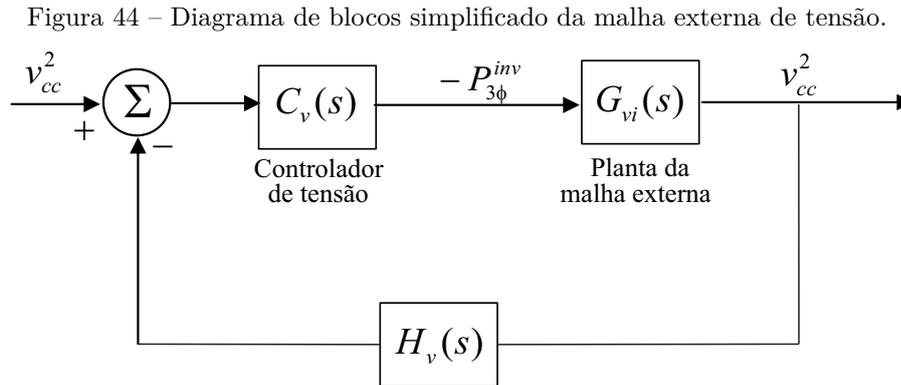


Fonte: Elaborada pelo autor.

Os sensores instalados no inversor fornecem as medições das correntes de saída e da tensão do barramento CC. Portanto, ainda que o sistema tenha sido modelado como $V_{cc}^2(s)$ em função $P_{3\phi}^{inv}(s)$, o sensor e o filtro *anti-aliasing* ($H_v(s)$) são aplicados ao sinal medido $V_{cc}(s)$. Para adaptar essa condição ao diagrama de blocos do sistema, foi adicionado o bloco $1/v_{cc}$ na realimentação do sistema.

Com o objetivo de reduzir o erro e_v da tensão do barramento CC, o controlador de tensão deve calcular a potência ativa $p_{3\phi}^*$, necessária para manter a tensão do barramento CC. A partir do valor de $p_{3\phi}^*$ obtém-se a corrente i_{inv}^* necessária para manter a tensão no barramento CC constante e suprir perdas internas no inversor.

Mais uma vez, a malha interna é muito mais rápida do que a externa, logo, a dinâmica inteira da malha interna é desconsiderada para fazer o projeto da malha externa. Inclusive, por isso, a malha interna é representada como um ganho estático ($1/H_i$). Assim, a sintonia dos ganhos de $C_v(s)$ pode ser realizada com base no diagrama simplificado, apresentado na Figura 44.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A função de transferência do sensor de tensão com filtro *anti-aliasing* é dada por

$$H_v(s) = H_i(s) = K_H \frac{\omega_H}{s + \omega_H}. \quad (72)$$

Os parâmetros considerados para projeto do controlador incluindo o valor de f_s são exibidos na Tabela 10.

Tabela 10 – Parâmetros para o projeto dos controladores da malha de tensão.

Parâmetro	Valor
Capacitância do barramento CC (C)	4,7 mF
Frequência de amostragem/chaveamento (f_s)	17,28 kHz
Ganhos dos sensores tensão (K_{H_v})	1 V/V
Frequência de corte dos filtros <i>anti-aliasing</i> (f_{aa})	8,64 kHz *
Frequência de corte do filtro ($\omega_{H_v} = 2 \cdot \pi \cdot f_{aa}$)	$54,287 \cdot 10^3 \text{ rad/s}$
Tempo de amostragem ($T_s = 1/f_s$)	57,87 μs

* Escolhida de acordo com o critério de Nyquist ($f_{aa} = f_s/2$)

Fonte: Elaborada pelo autor.

O projeto deste controlador é feito pela aproximação da resposta em frequência no plano ω (OGATA *et al.*, 1995; NETO, 2018). Este plano representa um domínio auxiliar ao domínio s no qual os efeitos da implementação digital (discretização e atraso computacional)

são introduzidos e pode-se utilizar a mesma metodologia de resposta em frequência do domínio s para o projetar os controladores. A Figura 45 apresenta de forma gráfica as conversões utilizadas nessa estratégia de projeto que podem ser implementadas através dos seguintes passos:

- Inicialmente, a função de transferência formada pela planta e o filtro *anti-aliasing*

$$G_p(s) = G_{vi}(s)H_v(s) = \frac{1,086 \cdot 10^5}{0,0047s^2 + 255,1s}, \quad (73)$$

é discretizada utilizando a discretização por o método *ZOH* (*zero-order hold*), o que resulta em

$$G_p(z) = G_{vi}(z)H_v(z) = \frac{0,01713z + 0,006436}{z^2 - 1,043z + 0,04321}. \quad (74)$$

Neste caso, o efeito do atraso computacional não é considerado, haja vista que ele já foi considerado na malha interna;

- Em seguida, a planta $G_p(z)$ é convertida para o domínio ω (contínuo) auxiliar através da transformação bilinear (*Transformação de Tustin*) dada por:

$$z = \frac{1 + (T_s/2)\omega}{1 - (T_s/2)\omega} \rightarrow T_s = \frac{1}{f_s}, \quad (75)$$

obtendo-se

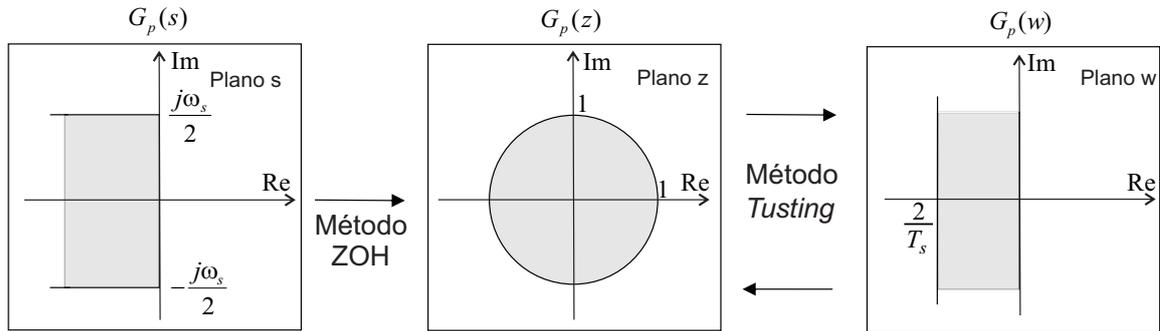
$$G_p(\omega) = \frac{-0,005124s^2 - 213,2s + 1,349 \cdot 10^7}{s^2 + 3,17 \cdot 10^4s}; \quad (76)$$

- De posse da planta no domínio ω , projeta-se o controlador $C_v(\omega)$ empregando as estratégias de projeto utilizando resposta em frequência;
- Por fim, o controlador projetado é convertido para o domínio z através da transformada inversa de ω para z , definida por:

$$\omega = \frac{2}{T_s} \frac{z - 1}{z + 1} \quad (77)$$

O resultado é a função de transferência do controlador da malha externa no domínio z ($C_v(z)$), que deve ser implementado na malha de controle.

Figura 45 – Conversões utilizadas para projeto de controlador digital utilizando a estratégia de aproximação de resposta em frequência.



Fonte: Adotado de (NETO, 2018) .

Apesar da planta ser tipo 1, o que indica que apenas um ganho proporcional já resultaria em erro nulo para referências em degrau, o processo de modelagem utilizado desconsiderou as perdas do conversor. Ao considerar essas perdas, ainda que pequenas, o sistema deixaria de ser tipo 1 para ser tipo 0. Com isso, o uso de controlador integral é essencial para obtenção de erro nulo em regime permanente.

Nesse contexto, para o controle da malha de tensão foi selecionado um controlador do tipo proporcional-integral (PI) já que este é suficiente para garantir erro nulo em regime permanente para referências constantes. Deve-se destacar que, uma vez que a rampa de referência da metodologia proposta é um efeito transitório pós-falta, não se tomou como preocupação obter erro nulo para essa situação. Contudo, caso deseje-se obter erro nulo para a mudança de referência em rampa, torna-se necessário utilizar três integradores, tornando o controlador tipo 3, já que a rampa em v_{cc} gerará uma parábola em v_{cc}^2 , que é a variável efetivamente medida.

O controlador da malha externa deve ser sintonizado de modo que sua frequência de cruzamento por 0 dB (f_{cv}) satisfaça a seguinte inequação:

$$f_{cv} < \frac{f_{ci}}{10} \quad (78)$$

em que f_{ci} representa a frequência de cruzamento por 0 dB da malha interna de corrente.

Esse critério de projeto é selecionado para que a dinâmica do controle das correntes não seja comprometida pela regulação do barramento CC. Assim, para $f_{ci} = 1,5$ kHz, tem-se que $f_{cv} < 150$ Hz. Além disso, os índices $MG \geq 3$ dB e $MF \geq 60^\circ$ são adotados como requisitos de projeto. É importante observar que existe um compromisso entre desempenho e estabilidade, portanto, para atender os requisitos de MG e MF, será necessário deixar o

sistema significativamente mais lento, fazendo f_{cv} muito menor que 150 Hz. Neste trabalho, é utilizado $f_{cv} = 6$ Hz.

Para atender aos requisitos do projeto, é introduzida, na FTMA, a função de transferência de um controlador PI sem o ganho proporcional, dada por:

$$C_{v_{cc}}^{(sem\ k_p)}(\omega) = \frac{\omega + z_{v_{cc}}}{\omega} \quad (79)$$

O zero real do controlador PI $z_{v_{cc}}$ é alocado na frequência $2\pi f_z$ rad/s.

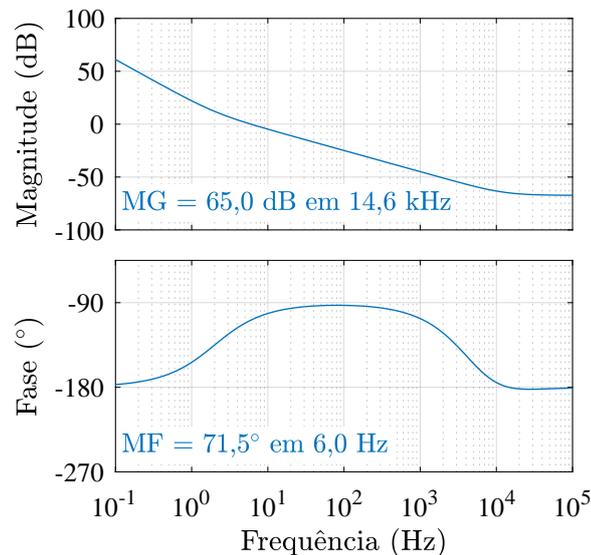
O termo f_z representa a frequência, em Hz, na qual o zero é posicionado. Esse parâmetro é selecionado de modo a aumentar a margem de fase do sistema.

Em seguida, o ganho proporcional do controlador (k_{pv}) é sintonizado para obter-se a frequência de cruzamento f_{cv} desejada ($f_{cv} = 6$ Hz). Assim, o controlador projetado possui a seguinte função de transferência:

$$C_v(\omega) = 0,0840 \cdot \frac{\omega + 12,56}{\omega} \quad (80)$$

A resposta em frequência da FTMA com ganho $K_{iv} = 1,0562$ e $K_{pv} = 0,0840$ é apresentada na Figura 46.

Figura 46 – Diagrama de bode da FTMA considerando o controlador projetado.

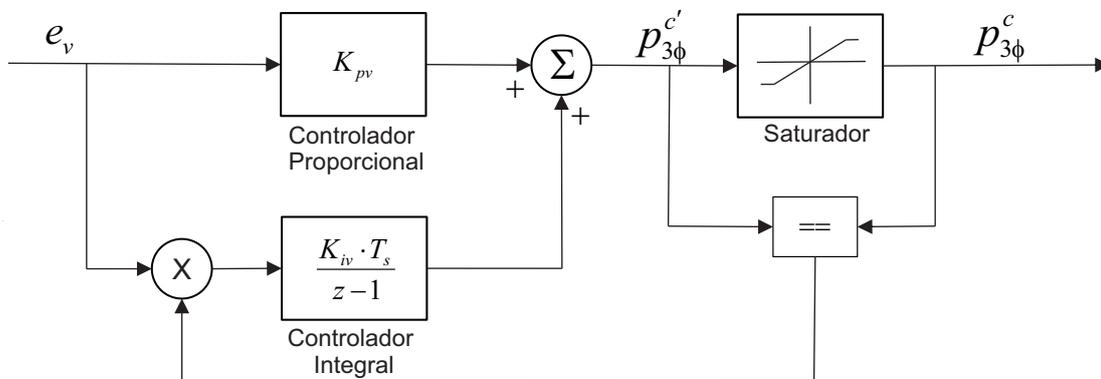


Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme exibido na Figura 46 o sistema compensado apresenta margem de ganho $MG = 65$ dB, margem de fase $MF = 71,5^\circ$ e $f_{cv} = 6$ Hz, sendo, portanto, adequada às especificações de projeto.

O controlador discreto (obtido através do método de Tustin) é implementado como apresentado na Figura 47. Como se observa, é implementado com uma ação *anti-windup* (este método de ação *anti-windup* é conhecido como *clamping*) para limitar a ação integral. Os limites inferior e superior do saturador da ação *anti-windup* são selecionados de modo a escolher a máxima variação de potência que o sistema de controle é capaz de compensar. O bloco comparador possibilita a atuação da ação integral se os sinais $p_{3\phi}^c$ e $p_{3\phi}^{c'}$ forem iguais. Caso contrário, esta ação é retirada de operação até que a ação de controle não esteja mais saturada.

Figura 47 – Estrutura do controlador PI com ação *anti-windup* usado na malha externa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado o projeto dos controladores do sistema de controle. O mesmo é composto por uma malha interna de corrente, responsável por sintetizar as correntes geradas pelo inversor, e uma malha externa de tensão, que tem como objetivo a regulação da tensão do barramento *CC*. Além disso, foi necessário implementar um bloco gerador de referências que fornecerá as variáveis de corrente da malha interna durante uma falta do sistema.

Foram modeladas adequadamente as plantas desse sistema, tendo a planta da malha de corrente sido validada utilizando *Simulink* e projetada com controladores $P + SOGIs$ compensando as harmônicas ímpares até a 9ª harmônica. Quanto à malha de controle de tensão, um controlador *PI* foi projetado pelo autor deste trabalho, cumprindo em ambos casos os requisitos necessários de projeto.

5 RESULTADOS

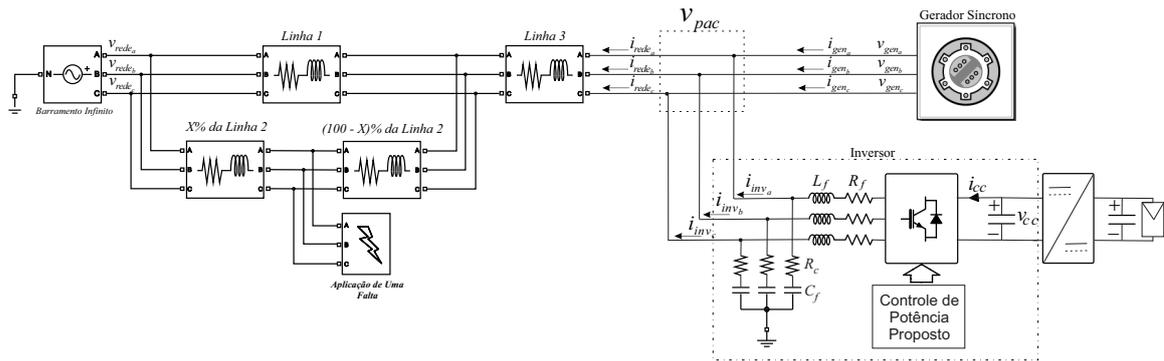
A estratégia proposta no Capítulo 3 e o controle projetado no Capítulo 4 foram validados utilizando tanto simulações computacionais, quanto em uma montagem disponível no laboratório experimental do Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos (GEPAE) da UFPE. Neste capítulo, são apresentados os resultados computacionais e experimentais obtidos para a validação da teoria e da estratégia de controle desenvolvida.

5.1 AVALIAÇÃO DA PROPOSTA CONSIDERANDO SISTEMA FOTOVOLTAICO EM PARALELO COM UM GERADOR SÍNCRONO

Inicialmente, será avaliado o efeito do sistema fotovoltaico, controlado segundo a estratégia proposta, operando em paralelo com gerador síncrono conectado a uma rede elétrica quando da ocorrência de um curto-circuito na rede entre o PAC e o barramento infinito. A avaliação do desempenho na manutenção da estabilidade do gerador síncrono é uma etapa muito importante para a validação da metodologia proposta e do sistema de controle projetado. Essa verificação é inicialmente feita através de simulações computacionais, com intuito de observar não só a atuação eficaz do controle na imposição das referências, como também a sua capacidade para manter mínimas as variações do ângulo δ do gerador. Para isso, foi implementada a simulação computacional da metodologia proposta no Capítulo 3 e o controle projetado no Capítulo 4 na ferramenta Simulink do Matlab.

Para a simulação no Simulink do Matlab, é usado o diagrama elétrico da Figura 48. O sistema apresenta um inversor de uma geração fotovoltaica operando em paralelo a uma máquina síncrona ligados a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão. Em uma dessas linhas de transmissão ocorre uma falta.

Figura 48 – Diagrama elétrico usado para simulação no MATLAB.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados da rede, do inversor e da máquina síncrona são apresentados nas Tabelas 11, 12 e 13 respectivamente. Foram usados os mesmos parâmetros do protótipo, dada a necessidade de garantir a operação segura quando da obtenção dos resultados experimentais.

Tabela 11 – Parâmetros da rede.

Parâmetros da rede trifásica			
V_{rms}	R_{linha}	L_{linha}	f
(V)	(m Ω)	(mH)	(Hz)
133	66,6	1,7	60

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 12 – Parâmetros do inversor.

Parâmetros do inversor								
C	v_{cc}^*	$V_{cc_{max}}$	L_f^\diamond	R_f^\diamond	C_f	R_c	f_s	S_n
(mF)	(V)	(V)	(mH)	(m Ω)	(μ F)	(Ω)	(kHz)	(kVA)
4,7	250	700	2,5635	307,5	2,2	0,5	17,28	3

\diamond Valores obtidos através de ensaio dos componentes

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 13 – Parâmetros do gerador síncrono trifásico.

Parâmetros do gerador Síncrono	
S_n (kVA)	2
V_{rms} (V)	133
I_n (A)	8,7
$\cos(\phi)$	0,8
f (Hz)	60
ω (rpm)	1800
I_{campo} (A)	0,6
X_d (p.u)	1,35
X'_d (p.u)	0,34
X''_d (p.u)	0,24
X_q (p.u)	0,88
X''_q (p.u)	0,284
X_l (p.u)	0,168
T'_{d0} (s)	5,81
T''_{d0} (s)	0,05
T''_{q0} (s)	0,04
R_s (p.u)	0,00394
H (s)	1.81
$polos$	4

Fonte: Elaborada pelo autor

5.1.1 Validação da rampa para o despacho amortecido de potência

Como foi dito na Seção 3.3.3, 0,1s após a eliminação da falta, o sistema de controle retorna ao seu estado inicial (a mesma configuração que tinha antes da falta). Nesse momento, é aplicada uma rampa que servirá como valor de referência para o controle da tensão do barramento CC, cujo valor inicial é exatamente o valor de v_{cc} no momento em que as configurações de controle são alteradas para o estado inicial. A ideia de não retomar de imediato o controle da tensão do barramento para o valor de pré-falta surgiu da observação de que a rede não é capaz de absorver de imediato toda a potência ativa

injetada pelo inversor, sendo parte dela transferida para o gerador, provocando oscilações mecânicas, este fato, é observado na linha tracejada em vermelho da Figura 49.

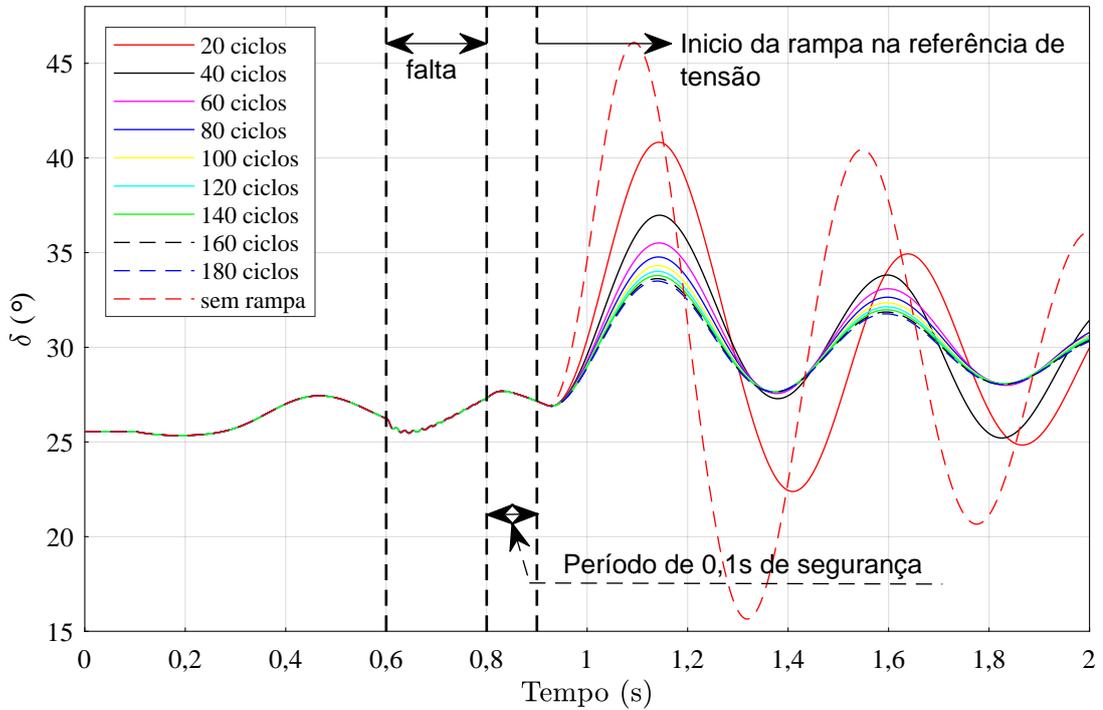
A fim de determinar quão rapidamente o controle da tensão do barramento CC deve ser retomado para o valor nominal pré-falta, a Figura 49, mostra a influência da inclinação desta rampa nas oscilações do ângulo δ enquanto v_{cc} converge para seu valor em regime permanente. Em $t = 0,6s$ é aplicada ao sistema uma falta trifásica com duração de $0,2s$. Neste momento, a metodologia proposta é ativada e o controle do barramento CC é desativado, permitindo que a potência do capacitor varie livremente, respeitando os limites de tensão. Em $t = 0,8s$ a falta é isolada pelas proteções do sistema, mas, a metodologia proposta continua sendo aplicada pelo período de $0,1s$. Esse retardo é necessário porque a rede só volta a aumentar a capacidade de absorção de potência ativa quando a tensão no PAC aumenta, o que não ocorre instantaneamente. Caso o inversor injetasse potência ativa logo após a falta, essa potência tenderia a ser absorvida pelo gerador, que tenderia a acelerar o rotor, tendo efeito negativo quanto à estabilidade transitória. Manter a metodologia proposta funcionando por um período longo pós falta causa um aumento desnecessário da tensão do barramento CC, o que limita a duração da aplicação pós falta da metodologia proposta. Assim, foi avaliado em simulação que uma duração de $0,1$ melhorava as oscilações de potência e não comprometia a tensão do barramento CC do inversor. No instante de tempo $t = 0,9s$, o controle do sistema do barramento CC é retornado e a rampa de referência de tensão começa a ser aplicada. O valor inicial da rampa é exatamente o valor de v_{cc} no instante em que a rampa começa ser aplicada e seu valor final é a tensão de referência do controle de tensão, permitindo que a tensão do barramento CC retorne ao seu valor de referência de uma forma suave, evitando assim novas oscilações no ângulo δ da máquina síncrona.

A inclinação da rampa que aparece na Figura 50 refere-se ao tempo em que a tensão atinge seu valor de referência novamente em $250 V$.

Os testes apresentam as oscilações no ângulo de carga para inclinações diversas, em comparação com o retorno imediato ao controle de v_{cc} ao valor ditado pela referência. Somente com a implementação destas rampas as oscilações do ângulo delta são reduzidas significativamente, fazendo com que possa convergir para seu valor final em muito menos tempo e, portanto, melhorando a estabilidade transitória da máquina. Tendo em vista que o uso de rampas com duração igual ou superior a 120 ciclos levou a reduções semelhantes nas oscilações angulares, a duração escolhida para ser aplicada neste trabalho foi de 120

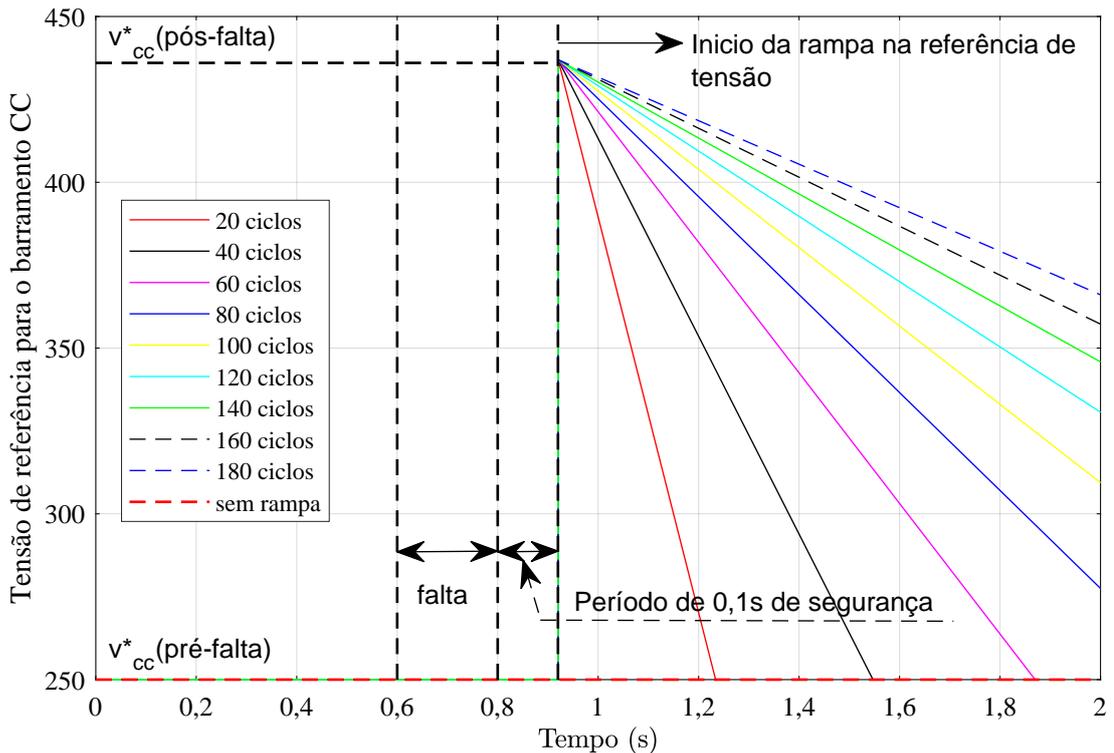
ciclos. Recomenda-se realizar simulações semelhantes para escolher a inclinação da rampa, em cada aplicação.

Figura 49 – Comportamento do ângulo δ do gerador para diferentes inclinações da rampa de referência do controle da tensão do barramento CC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 50 – Rampas de referência de tensão para o controle do barramento CC.



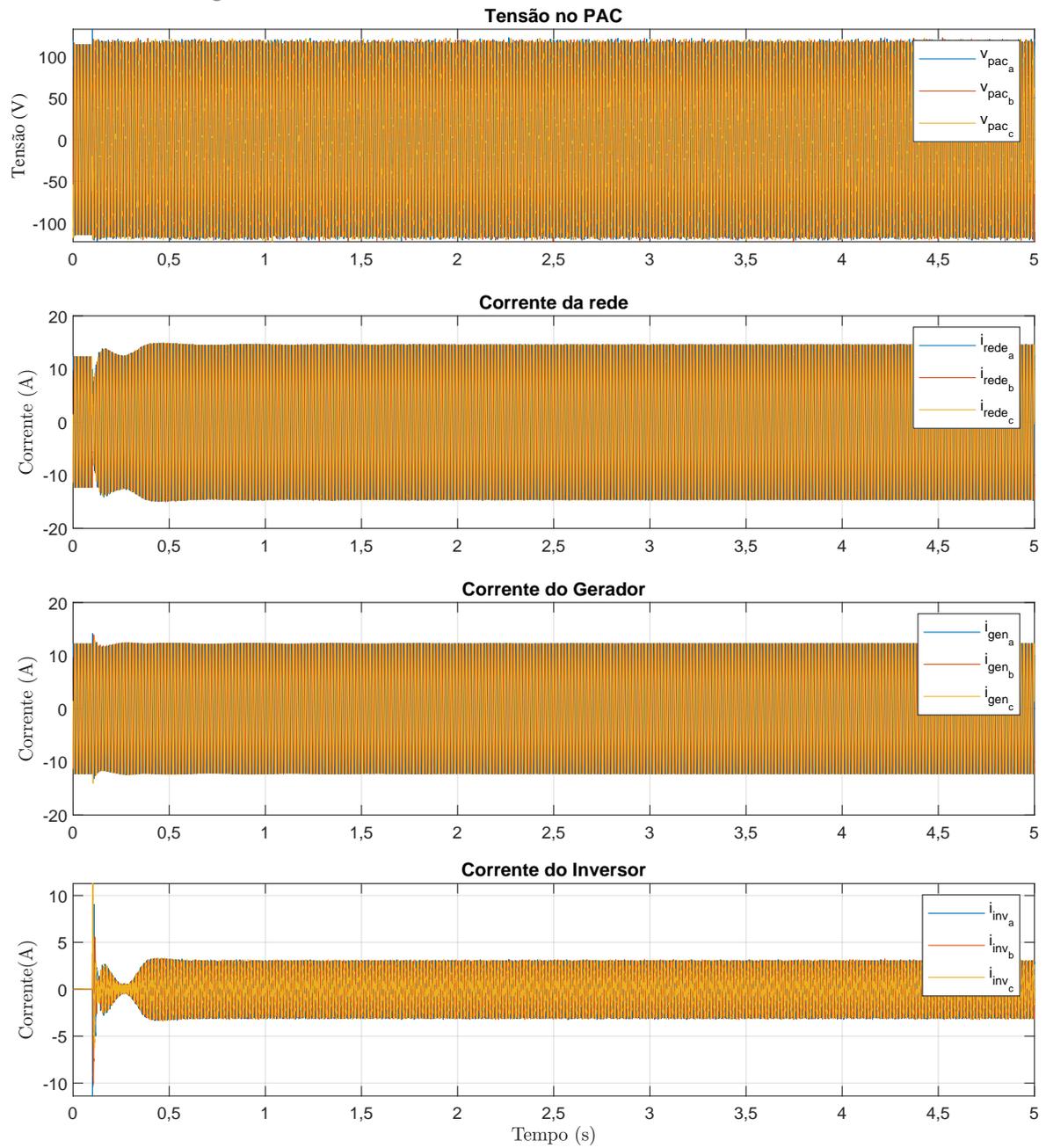
Fonte: Elaborada pelo autor.

5.1.2 Resultados de simulação sem a ocorrência de falta na rede

Para uma melhor compreensão dos resultados, inicialmente foi simulado o sistema mostrado na Figura 48 sem falta, onde, o inversor fotovoltaico é conectado à rede no instante $t = 0,1s$. Nessas análises, o inversor fotovoltaico fornece uma potência constante igual à potência do arranjo fotovoltaico (0,5 kWp), equivalente a entregar uma corrente de aproximadamente 2,2 A (aproximadamente 3,1 A de pico) e a tensão de referência do barramento CC é 250 V. Observa-se, na Figura 51, os gráficos de tensão no PAC e das correntes da rede, gerador e inversor.

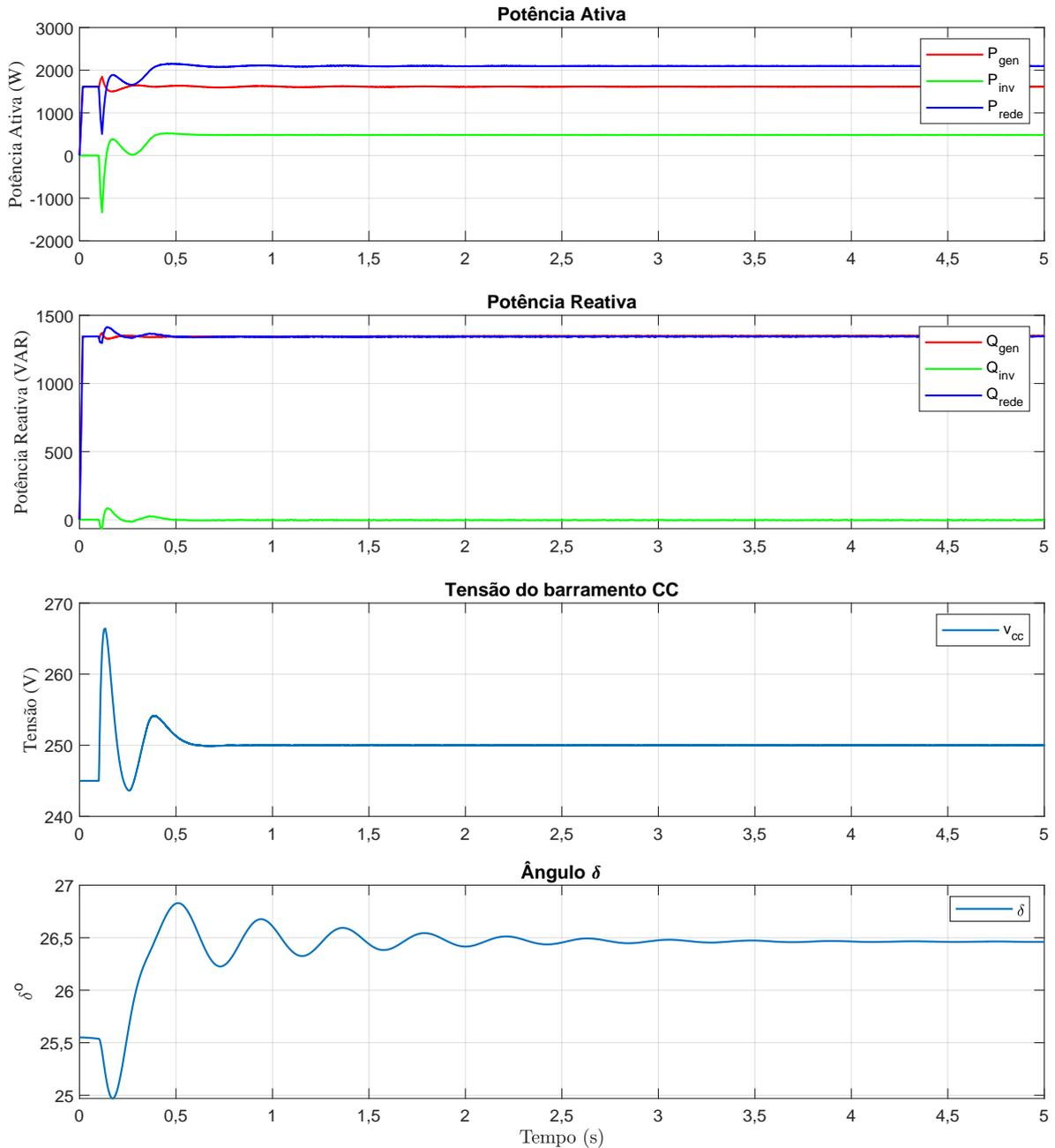
A Figura 52, mostra as potências ativa e reativa do gerador, inversor e rede, assim como, a tensão do barramento CC e o ângulo δ do gerador. Observe-se que a potência reativa do inversor é zero e que a tensão do barramento CC está controlada no valor de referência de 250 V.

Figura 51 – Resultados de tensão e corrente do sistema sem falta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 52 – Resultados de potência, tensão do barramento CC e ângulo δ do sistema sem falta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

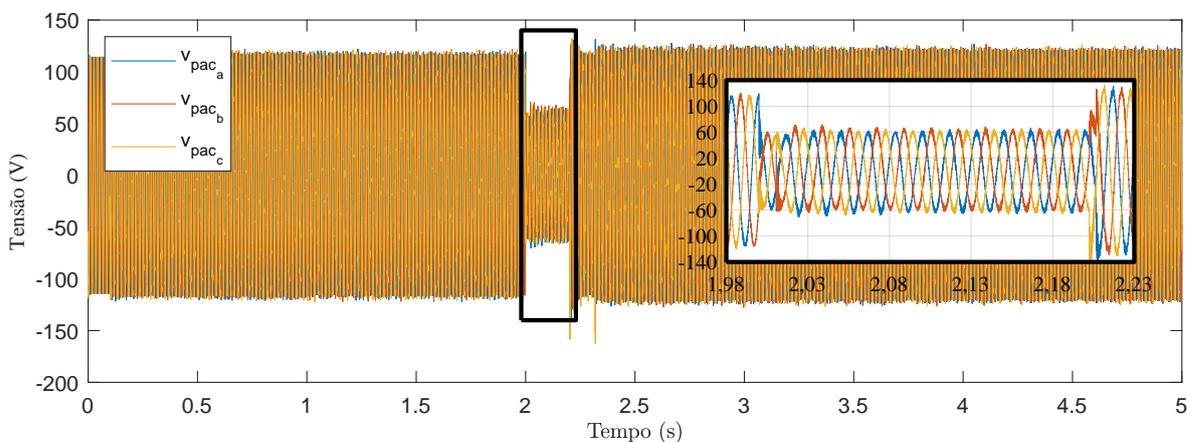
5.1.3 Resultados de simulação para uma falha trifásica

Para a simulação no Simulink do Matlab, é usado o diagrama elétrico da Figura 48 e são consideradas as mesmas condições da seção anterior: um sistema em regime permanente com o inversor de uma geração fotovoltaica fornecendo uma potência constante igual (500 Wp), a tensão do barramento CC controlada no valor de referência de 250 V. O inversor

esta operando em paralelo a uma máquina síncrona ligados a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão. Em uma das linhas de transmissão é aplicada, em $t = 2\text{s}$, uma falta trifásica, com uma duração de 200ms e localizada a uma distância do barramento infinito igual a 50 % do comprimento da linha.

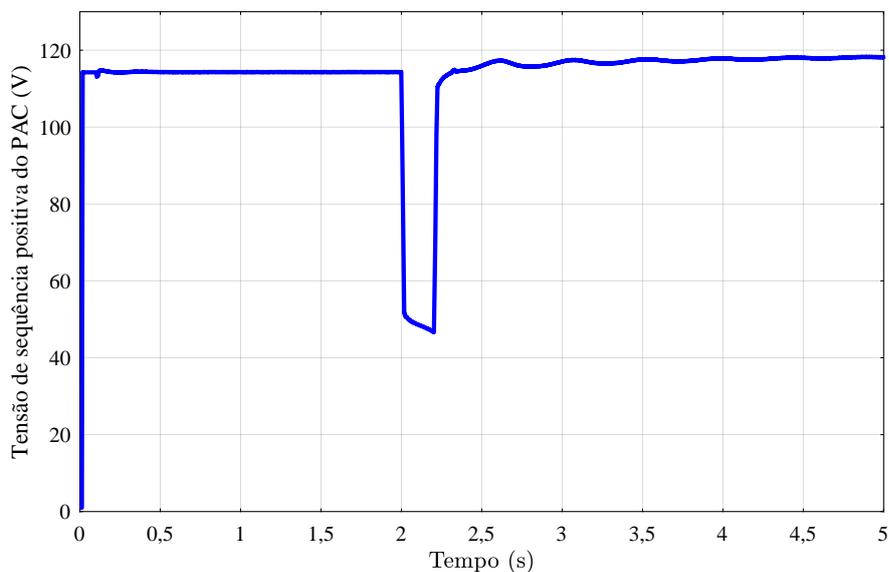
Os gráficos das Figuras 53 e 54 ilustram a tensão em referencial abc e a amplitude da tensão de sequência positiva do PAC no período de análise. Algumas oscilações nos valores das grandezas são observadas nos instantes iniciais dos gráficos porque não foi realizada uma inicialização precisa da simulação.

Figura 53 – Comportamento da tensão no PAC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 54 – Comportamento da tensão de sequência positiva do PAC.



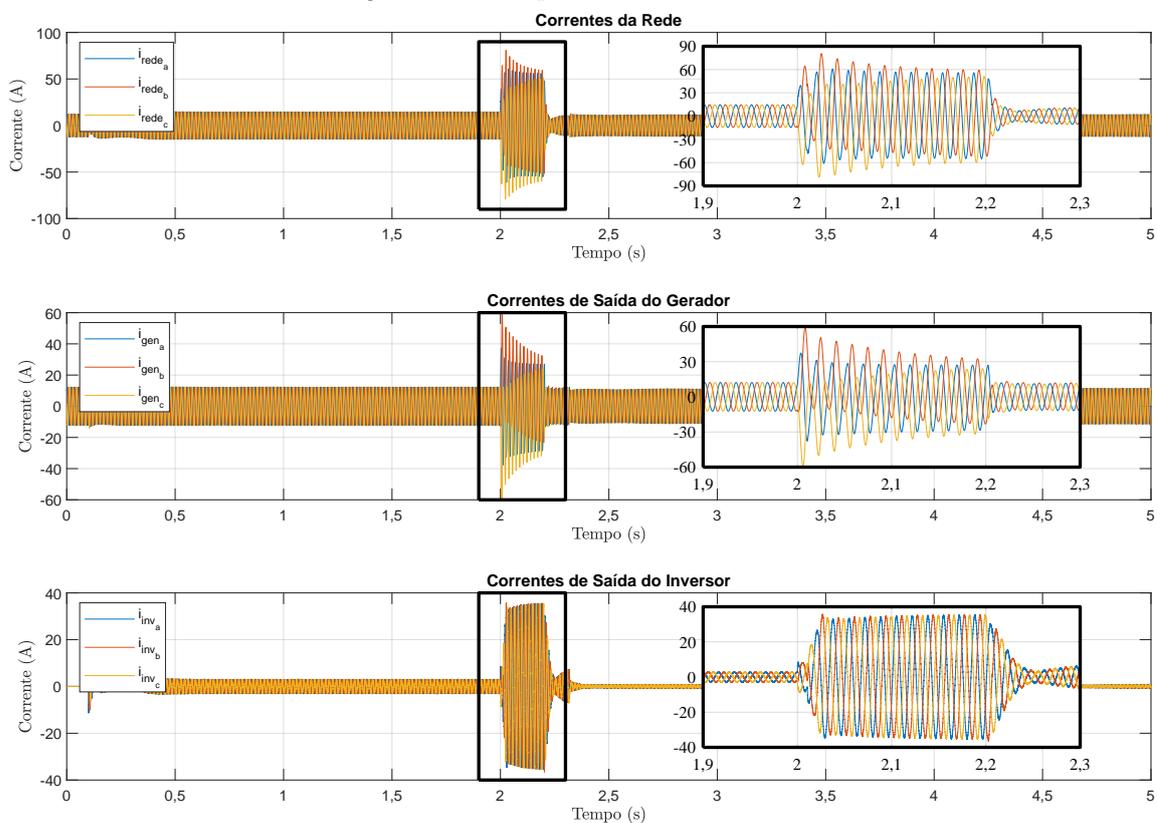
Fonte: Elaborada pelo autor.

Pode-se observar como o curto-circuito faz com que a tensão no PAC afunde até um valor perto de 50 V (afundamento de aproximadamente 44%).

As figuras a seguir apresentam os resultados obtidos por simulação com uso de esquema LVRT com base na metodologia proposta, isto é, durante o curto-circuito, o sistema fotovoltaico permanece ligado à rede sendo as potências ativa e reativa de referência calculadas com base no fluxograma apresentado na Figura 21.

As correntes da rede, do gerador e do inversor são mostradas na Figura 55. Durante o período transitório, observam-se correntes elevadas com componentes CC amortecidas, que são características de correntes de curto-circuito.

Figura 55 – Comportamento das correntes.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Inicialmente o valor de pico da corrente da rede (i_{rede}) era de aproximadamente 13 A. Durante o curto-circuito, as correntes de falta da rede atingem um valor máximo de 80 A, diminuindo até o final da falta.

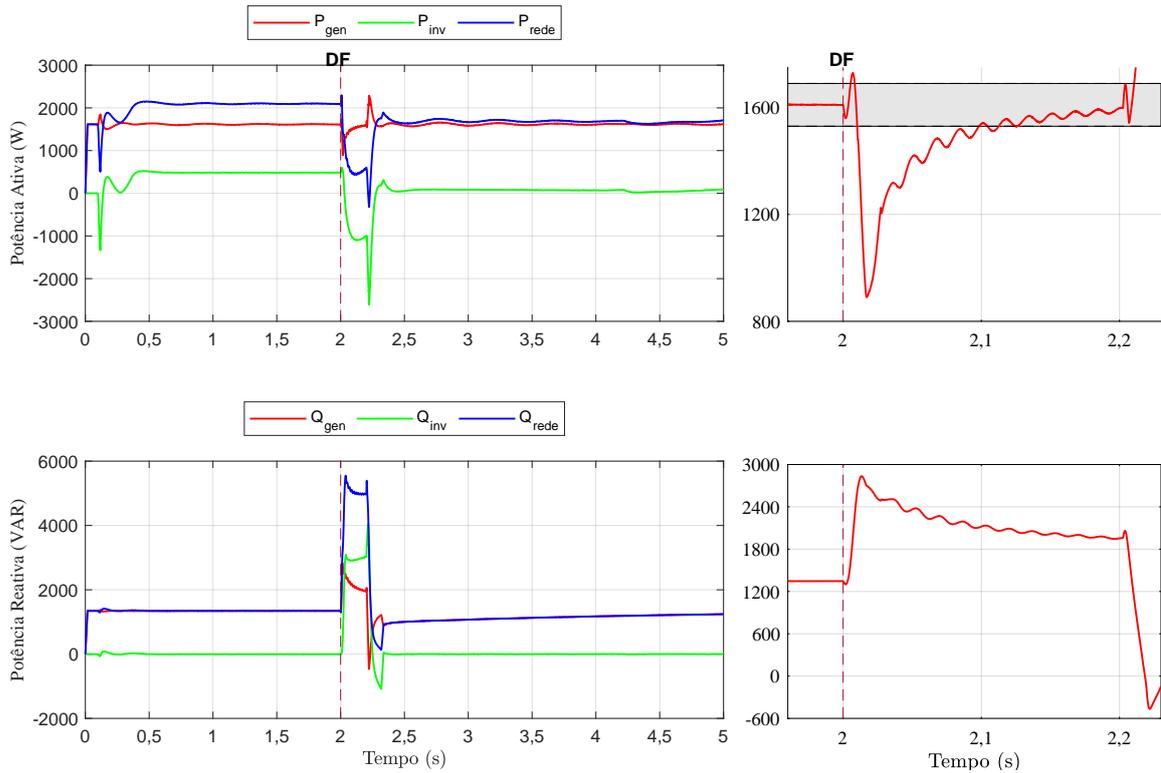
O valor de pico das correntes de saída do inversor fotovoltaico, em estado-estável, é de aproximadamente 3 A. Durante a falta, observa-se um incremento no módulo da corrente até um valor de aproximadamente 35 A. Uma vez que a tensão de referência nominal pré-falta do barramento CC é novamente atingida, o inversor começa a fornecer

potência ativa novamente com uma rampa de 20 %/s do valor nominal. Para retorno da tensão de referência ao valor nominal, empregou-se uma rampa de 50% do erro inicial de tensão por segundo. Observe-se também que ao finalizar o curto-circuito as correntes de estator não são elevadas. Isso se deve ao fato da máquina não ter acelerado tanto, mantendo sua potência média muito próxima da potência de pré-falta.

A Figura 56, mostra o comportamento das potências ativa e reativa. No momento da aplicação da falta, a potência ativa absorvida pela rede, devido à redução da tensão e à natureza indutiva do circuito, diminui e a potência reativa aumenta. Tal comportamento é típico, quando da ocorrência de um curto-circuito. O mesmo tenderia a ocorrer com a potência entregue pelo gerador síncrono, caso não houvesse a absorção de potência ativa pelo inversor. Observa-se que a potência ativa média entregue pelo gerador se recupera rapidamente ao seu valor de pré-falta, devido ao controle do inversor atuar rapidamente. Na Figura 56, na parte superior mostra-se um *zoom*, onde apresenta-se a potência ativa do gerador. Observa-se como a potência afunda chegando ao valor mínimo de 890 W e rapidamente começa a se recuperar, alcançando, em $t = 0,1s$, a área sombreada, a qual representa um erro de $\pm 5\%$ da potência de pré-falta. Tal ação minimiza a aceleração do rotor, melhorando a estabilidade do sistema e reduzindo significativamente as oscilações mecânicas do rotor da máquina síncrona após a falta. O máximo valor de potência ativa alcançado é de 2275 W, e acontece na transição quando se deixa de aplicar a metodologia proposta para voltar a controlar o barramento CC do inversor fotovoltaico. No *zoom* da parte inferior da Figura 56, mostra-se a potência reativa do gerador, a qual, aumenta durante o curto-circuito até 2790 VAR.

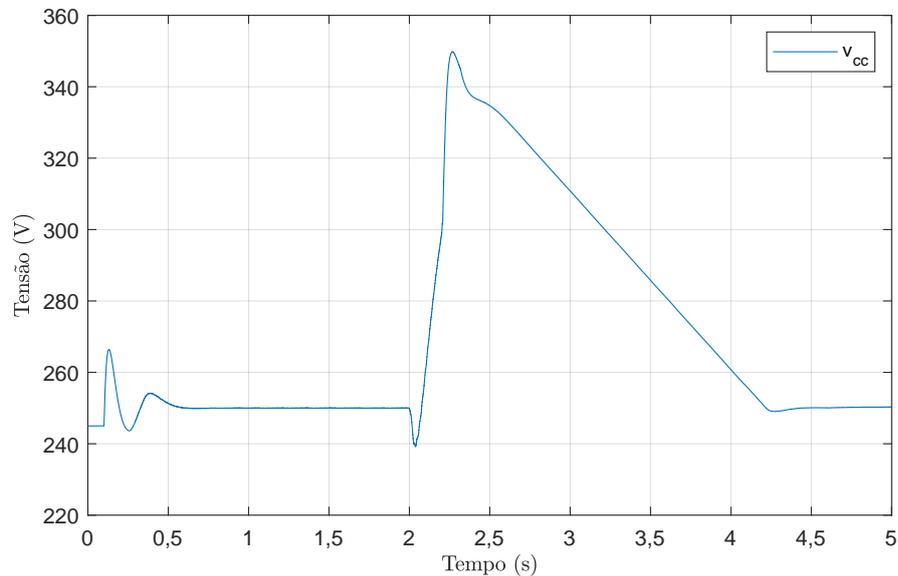
Conforme explicado acima, quando ocorre o curto-circuito, a ativação da estratégia de controle proposta faz com que o inversor absorva, durante a falta, aproximadamente 1040 W do excesso de potência ativa do gerador. Esta potência é armazenada no capacitor, o que aumenta a tensão do barramento CC. A Figura 57 mostra o comportamento desta tensão, que atinge valor máximo de aproximadamente 350 V, sem exceder o valor máximo de 700 V permitido para o capacitor. A rampa de diminuição do v_{cc} para amortecer as oscilações do ângulo δ usada na simulação foi de 50% do erro inicial de tensão por segundo, que, no caso em questão, equivale a 50V/s. A potência reativa do inversor injetada durante a falta à rede é de aproximadamente 2820 VAR. As potências ativa e reativa do sistema fotovoltaico totalizam 3 kVA de potência aparente, não ultrapassando o valor nominal de potência aparente do sistema fotovoltaico.

Figura 56 – Comportamento das potências ativas e reativas médias com a metodologia proposta.



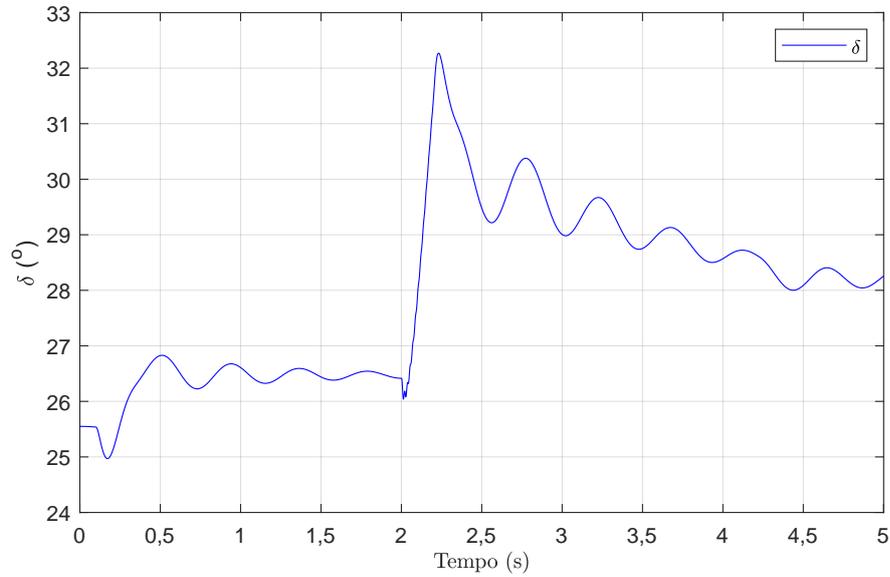
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 57 – Comportamento da tensão do barramento CC.



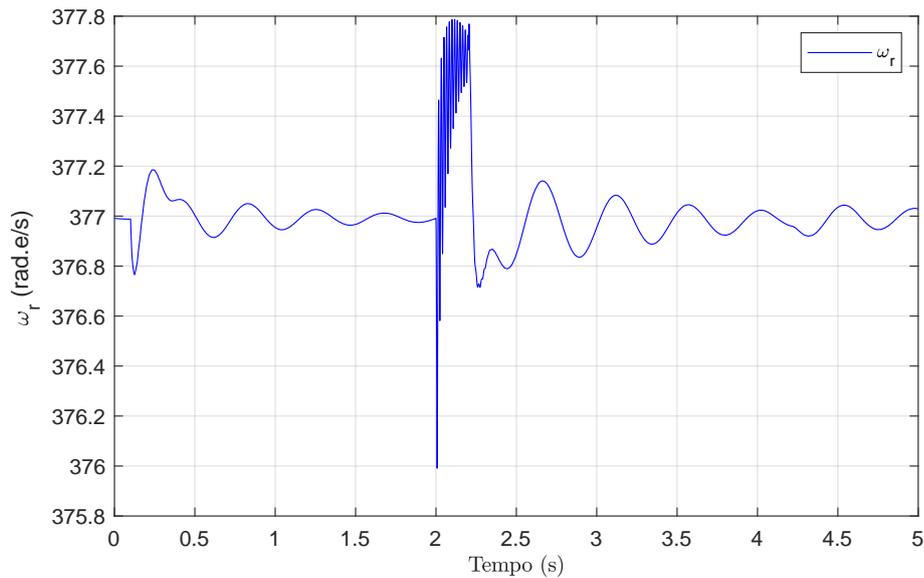
Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma vez que o controle do barramento CC é reativado, a tensão diminui para seu valor de referência seguindo a inclinação da rampa. Esta ação evita novas oscilações do ângulo do rotor da máquina após a falta, conforme mostrado nas Figuras 58 e 59.

Figura 58 – Comportamento do ângulo δ .

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 59 – Comportamento da velocidade do gerador.



Fonte: Elaborada pelo autor.

5.1.4 Comparação com outros códigos de rede

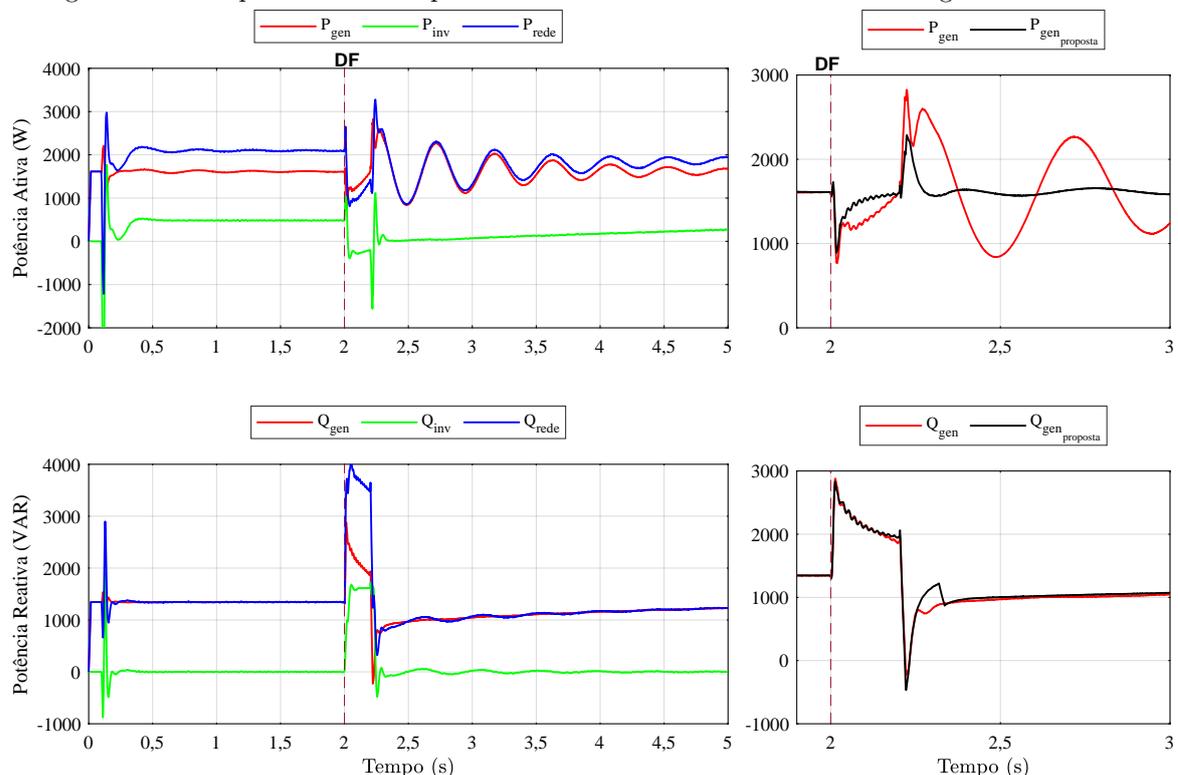
Para fins de comparação, foram simuladas as mesmas condições que foram utilizadas na simulação da metodologia proposta e descritas na subseção 5.1.3, mas desta vez, simulando os requisitos LVRT de diversos códigos de rede de países como Alemanha, Austrália, Brasil, China, Dinamarca, Egito e Espanha, cujos requisitos foram explicados anteriormente neste trabalho.

Vale salientar que a proposta desta tese é baseada na absorção de potência ativa para manter as potências de transferências das linhas de transmissão, que entram no PAC, nos valores de pré-falta, e assim, diminuir as oscilações de potência de saída dos geradores, sendo a injeção de potência reativa um objetivo secundário (diferentemente dos códigos de rede convencionais). Assim, apesar da proposta desta tese ser uma alternativa aos códigos de rede convencionais, não é esperado que os critérios de injeção de potência reativa sejam atendidos pela metodologia proposta. Ainda assim, resultados comparativos são mostrados adiante para avaliação da oscilação de potência pós-falta.

As figuras a seguir apresentam os resultados obtidos por simulação, considerando as exigências referentes a LVRT apresentadas nos códigos de rede desses países, isto é, durante o curto-circuito, o sistema fotovoltaico permanece ligado à rede sem fornecer potência ativa e injetando potência reativa para dar suporte à tensão da rede, observando os valores especificados na norma de cada país.

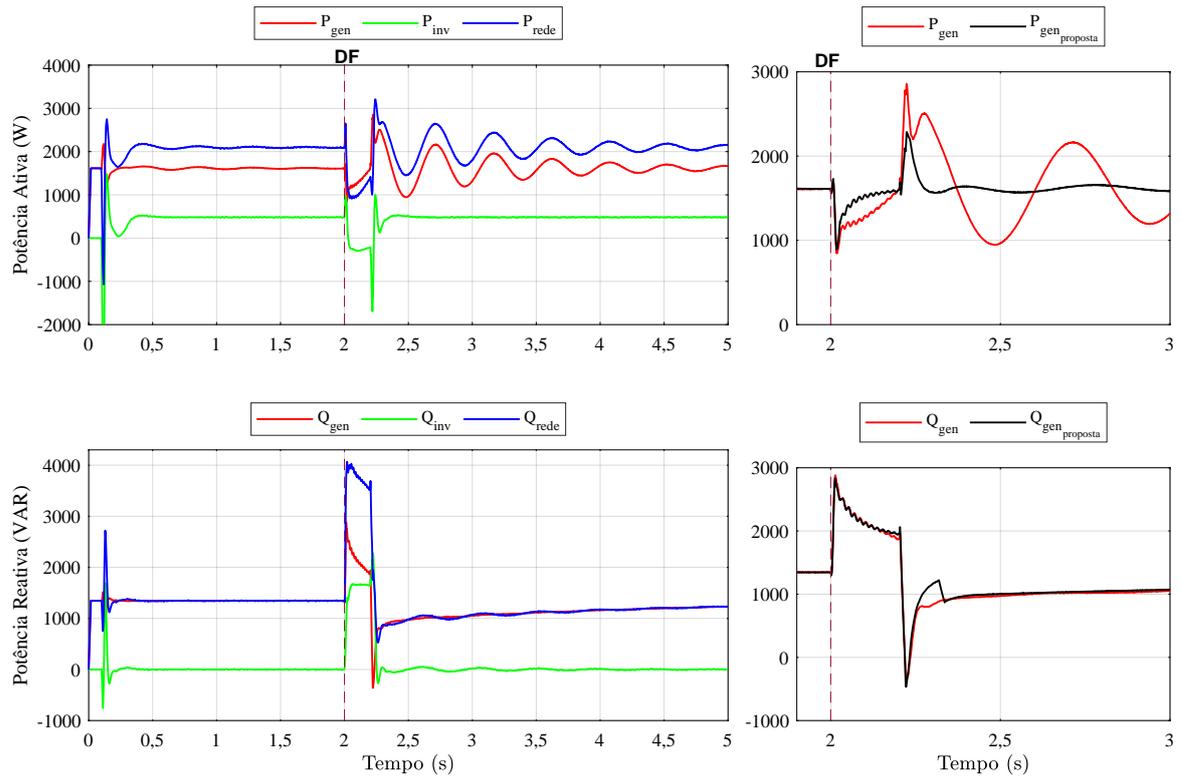
As Figuras 60 a 66 mostram o comportamento das potências ativa e reativa na rede, conversor e gerador síncrono. As figuras mostram um *zoom*, onde pode observar-se, o comportamento da potência ativa e reativa do gerador síncrono, obtida na simulação com os diferentes códigos de rede, em comparação com a metodologia proposta neste trabalho.

Figura 60 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede alemão.



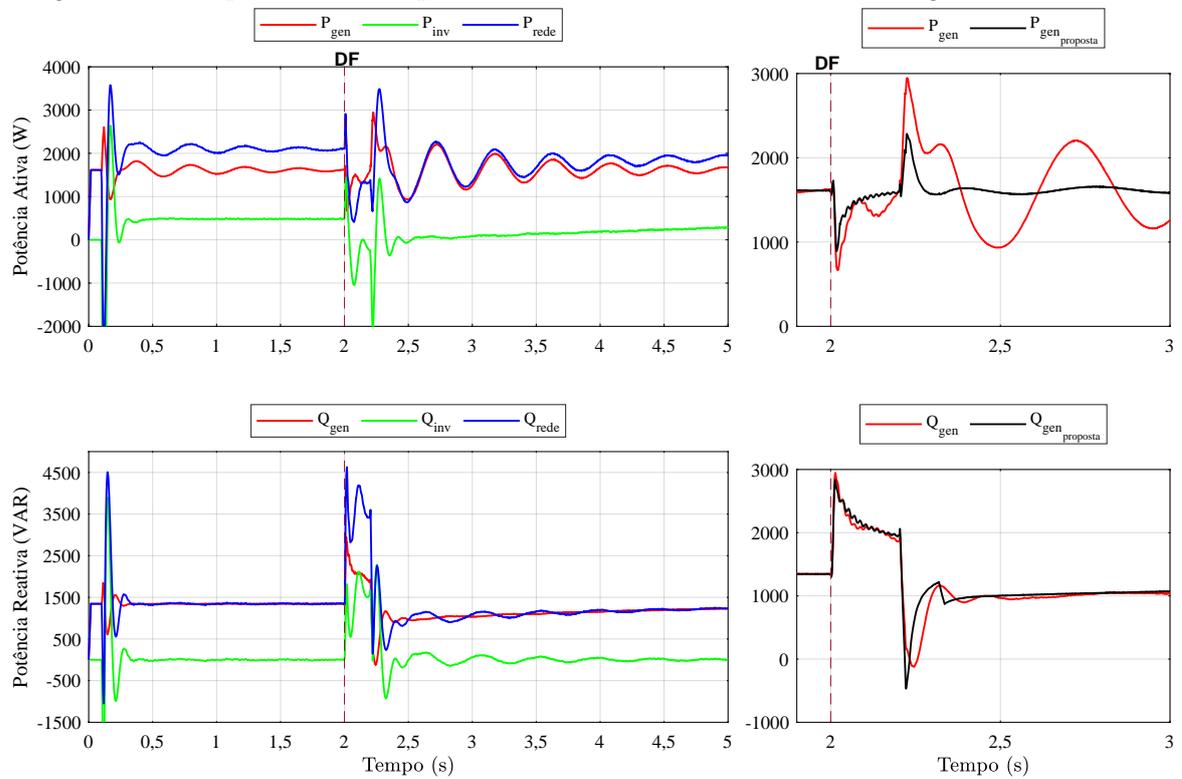
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 61 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede australiano.



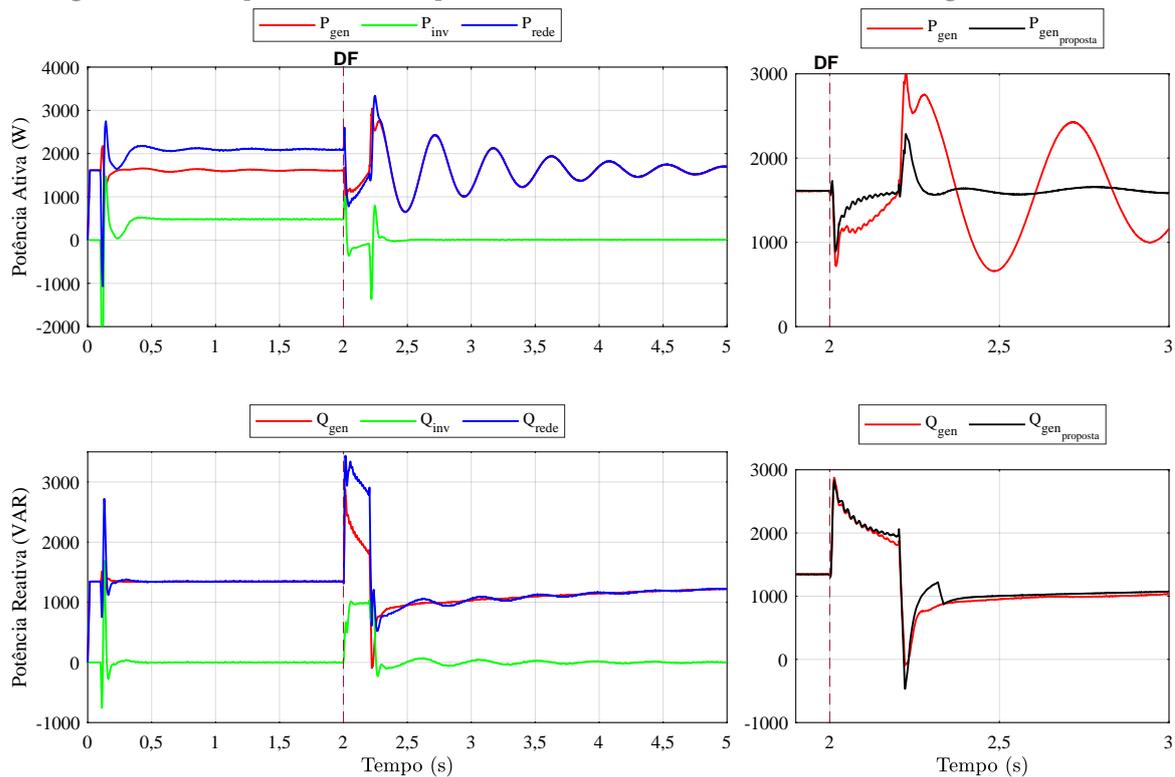
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 62 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede brasileiro.



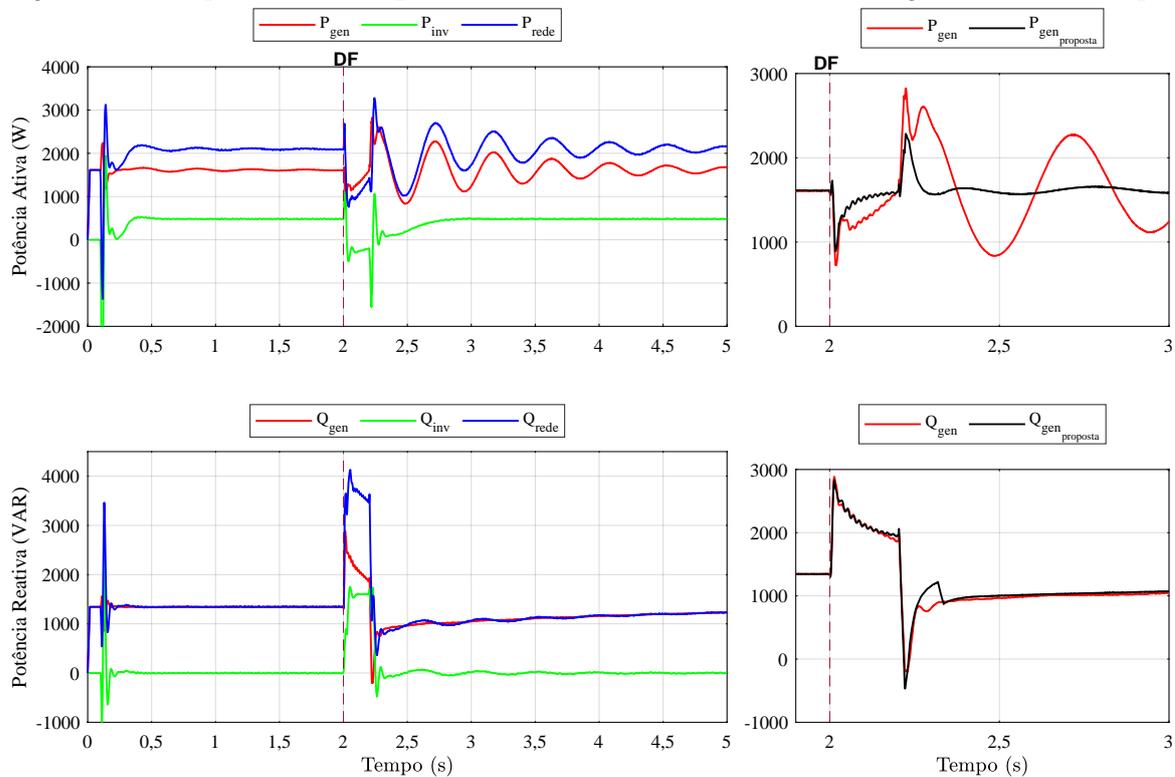
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 63 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede chinês.



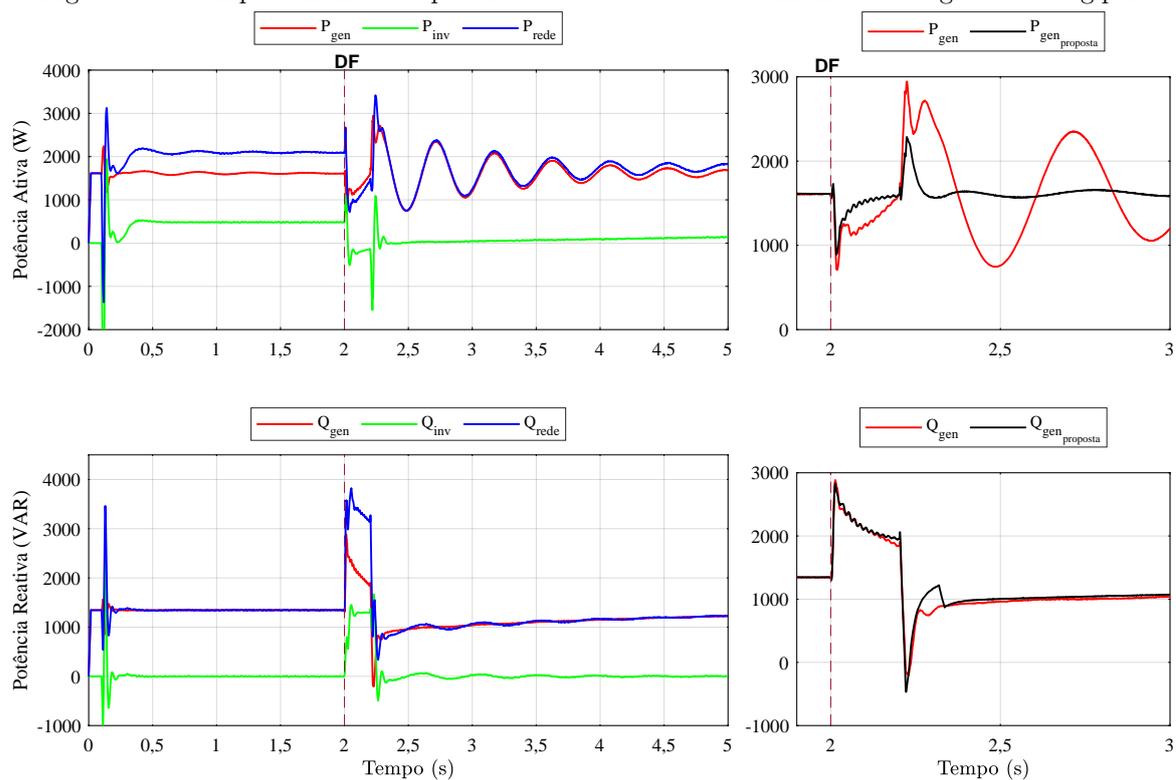
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 64 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede dinamarquês.



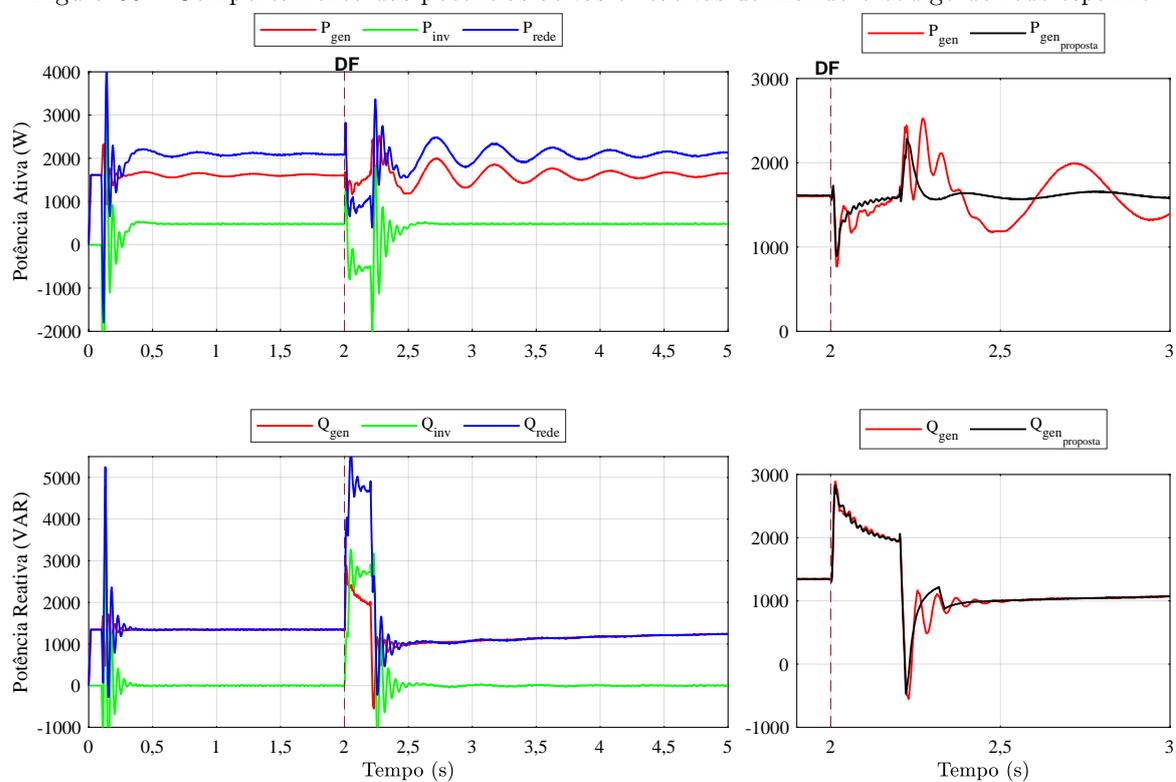
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 65 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede egípcio.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 66 – Comportamento das potências ativas e reativas utilizando o código de rede espanhol.

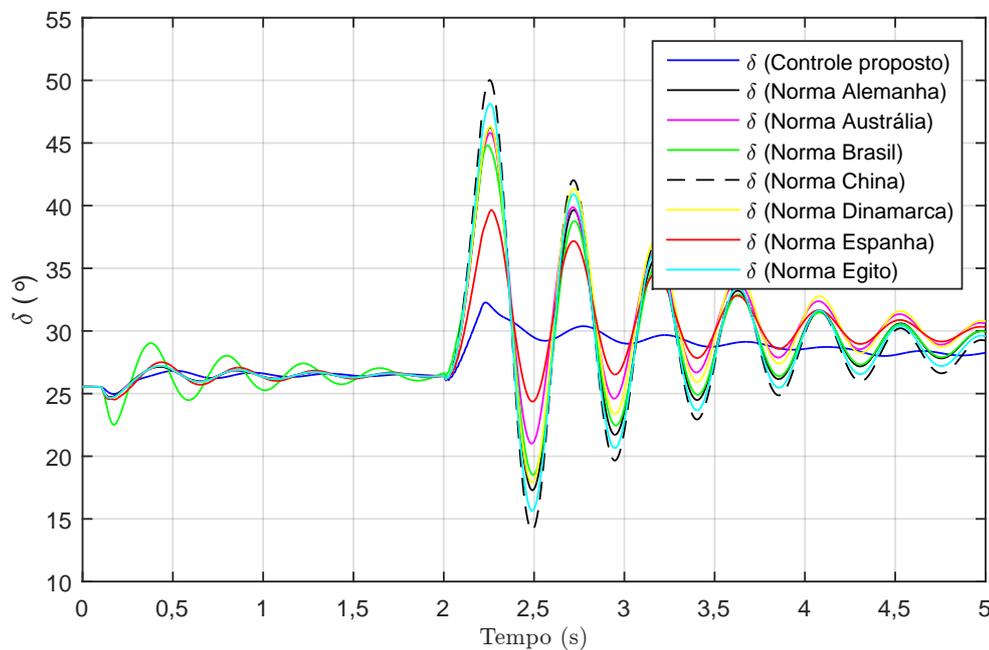


Fonte: Elaborada pelo autor.

Como pode ser visto nas figuras correspondentes às simulações realizadas com os diferentes códigos de rede, a potência ativa da máquina no momento da perturbação afasta-se do valor pré-falta, o que causa oscilações após a eliminação da mesma. Este comportamento é bastante semelhante quando do uso de todos os códigos de rede, sendo bastante atenuado com o uso da metodologia proposta.

As oscilações de potência ativa experimentadas pelas máquinas se refletem no comportamento do ângulo de carga. A Figura 67 mostra que as oscilações são reduzidas consideravelmente para a estratégia de controle proposta.

Figura 67 – Comportamento dos ângulos δ de acordo com os diferentes códigos de rede.



Fonte: Elaborada pelo autor.

É importante destacar que em nenhum dos casos a aplicação dos códigos de rede levou à instabilidade do sistema, mas o uso da metodologia proposta melhorou a estabilidade transitória do sistema.

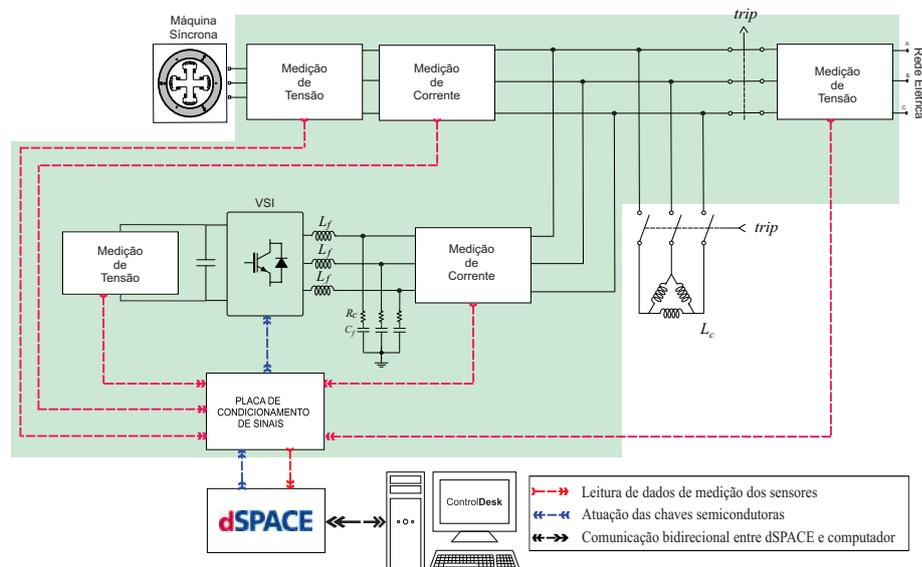
5.2 PROTÓTIPO E RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Além das simulações realizadas, a metodologia proposta também foi validada utilizando uma montagem disponível no laboratório experimental do Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos (GEPAE) da UFPE. Nesta seção, são apresentados os resultados experimentais obtidos na validação da metodologia proposta e da estratégia de controle desenvolvida.

5.2.1 Apresentação e descrição do protótipo

O diagrama trifilar do circuito de potência que foi implementado na bancada experimental é apresentado no Anexo A. Do ponto de vista de sensoriamento, são utilizadas duas placas de medição de corrente (MC1 e MC3), cada uma com três sensores, onde uma delas é responsável por medir as correntes de saída do inversor (MC1), e a outra (MC3) efetua a medição da corrente do gerador síncrono. Além disso, existem duas placas de medição de tensão (MT1 e MT2), cada uma com três sensores com o objetivo de medir as tensões de fase da rede (MT2) e do gerador síncrono (MT1). Um sensor adicional de tensão é utilizado para medir a tensão do barramento CC. A montagem experimental é comandada de maneira digital através do dSPACE, conforme o esquematizado na Figura 68. As variáveis medidas pelos sensores são enviadas a uma placa de condicionamento de sinais que pré-processa as informações analógicas e as envia para o dSPACE. O algoritmo de controle implementado no software de desenvolvimento Matlab/Simulink é gravado no dSPACE, o qual processa as variáveis medidas, realiza os cálculos do algoritmo de controle, e retorna à bancada os pulsos das chaves semicondutoras do inversor.

Figura 68 – Representação simplificada da bancada experimental utilizada. O inversor VSI é utilizado para representar o inversor fotovoltaico.

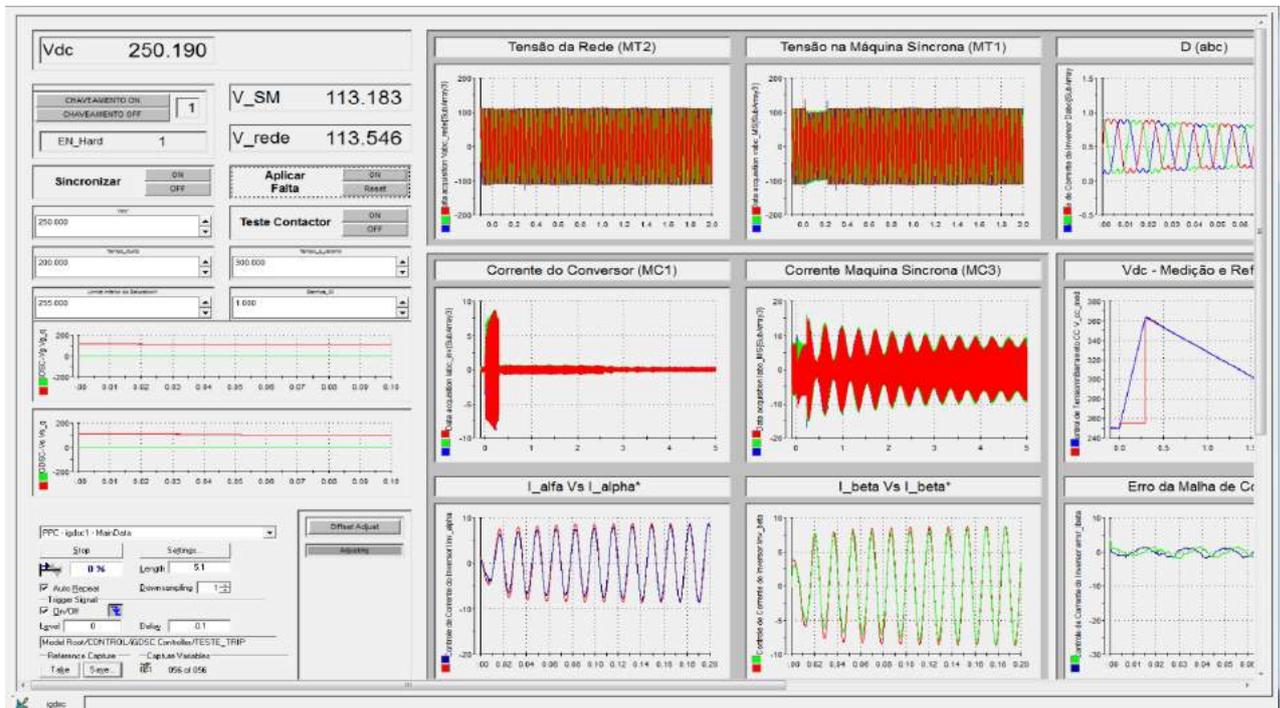


Fonte: Elaborada pelo autor.

Associado a isto, tem-se o *software* ControlDesk como ambiente de supervisão, por meio do qual é estabelecida a interface entre o microcomputador, a plataforma dSPACE e o protótipo. A título de exemplo, a Figura 69 ilustra a interface gráfica desenvolvida

no *software* ControlDesk para o acionamento, controle e monitoramento do protótipo. Por meio dos componentes contidos no modelo estruturado no Simulink, o ControlDesk é capaz de modificar parâmetros do sistema de controle e monitorar todas as variáveis mapeadas em tempo real. Pode-se citar, como exemplo, a possibilidade de modificar ganhos de controladores, referência de potência, monitorar as ações de controle de controladores ou dos sinais adquiridos pelos conversores A/D, efetivar o disparo de comandos para acionamento de atuadores, além de salvar os dados em formato *.csv* (do inglês, *comma-separated values*) ou *(.mat)* (formato próprio do MATLAB). Assim, alguns resultados experimentais são obtidos a partir do processamento desses dados obtidos no ControlDesk e trabalhados no MATLAB.

Figura 69 – Captura da tela do computador executando o *software* ControlDesk.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Porém, diferentemente das simulações no Simulink do MATLAB, no protótipo do laboratório não é possível aplicar um curto-circuito, devido à alta potência de curto-circuito presente na rede elétrica, que causaria a circulação de altas correntes, podendo provocar danos consideráveis às instalações e equipamentos elétricos utilizados. Sendo assim, para a implementação dos resultados no protótipo do laboratório, foi necessário buscar alternativas para as limitações existentes, impondo no gerador os mesmos efeitos que teriam lhe acometido caso estivesse submetido a um curto-circuito.

Os principais efeitos que uma falta na rede elétrica pode provocar no gerador a ela conectado são:

(i) Durante a falha, a potência ativa fornecida pelo gerador se reduz. Nesse momento o torque eletromagnético cai para um valor abaixo do torque mecânico primário e o rotor da máquina começa a acelerar com o subsequente incremento na velocidade angular do rotor e na posição angular do vetor de fluxo do rotor, aumentando o ângulo de carga δ .

(ii) Observa-se um aumento considerável da potência reativa entregue pelo gerador ao sistema elétrico, ocasionando o surgimento de altas correntes de curto-circuito devido à baixa impedância indutiva de falta.

Diante do exposto, buscou-se uma solução que causasse no inversor e no gerador síncrono efeitos semelhantes aos de uma falha na rede, sem causar a circulação de altas correntes de curto-circuito. Para tanto, as ações adotadas foram:

(i) Abertura de uma chave contatora entre o gerador e a rede elétrica.

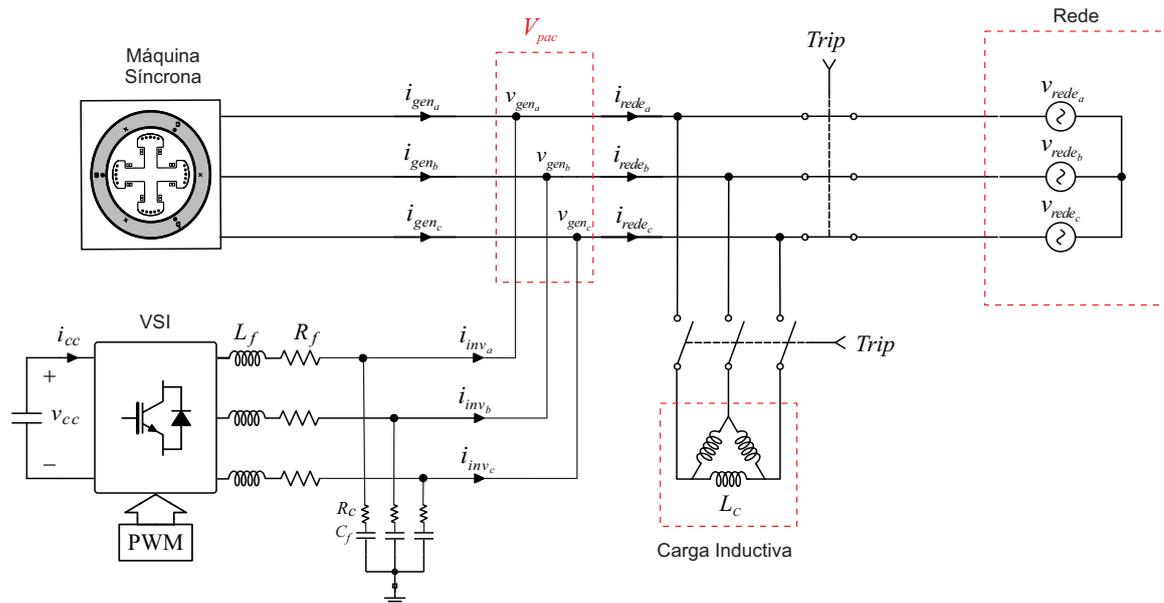
(ii) Conexão de uma carga indutiva (128 mH) em delta aos terminais do gerador. Neste caso, a potência ativa que estava sendo transferida para a rede se anula, e o gerador passa a fornecer potência reativa, não para alimentar o curto-circuito, mas para a carga indutiva.

A Figura 70 mostra, em um diagrama trifilar, as soluções adotadas para realizar a montagem experimental. Um contator recebe um sinal de disparo e, ao ser ativado, atua em dois jogos de contatos, sendo um NF (normal fechado) e outro NA (normal aberto), desconectando a rede e conectando a carga indutiva simultaneamente.

O gerador síncrono tem como máquina primária um motor de indução, acionado através de um inversor trifásico Siemens, modelo *Micromaster 440* (SIEMENS, 2005).

Antes de conectar o gerador à rede, o inversor da Siemens é acionado para controlar a velocidade do conjunto motor-gerador no valor síncrono. Depois disso, o usuário deve comandar, através do ControlDesk, a verificação automática das condições de sincronismo e, quando estas forem simultaneamente obedecidas, o programa comanda o fechamento do contator de conexão entre a rede e o PAC.

Figura 70 – Diagrama elétrico da montagem experimental.



Fonte: Adotado de (SILVA, 2018).

Antes de conectar o gerador à rede, o inversor da *Siemens* é acionado para controlar a velocidade do conjunto motor-gerador no valor síncrono. Depois disso, o usuário deve comandar, através do ControlDesk, a verificação automática das condições de sincronismo e, quando estas forem simultaneamente obedecidas, o programa comanda o fechamento do contator de conexão entre a rede e o PAC. Depois da conexão com a rede, o limite mínimo da saturação do torque primário é ajustado nesse inversor. Devido à conexão com a rede, a velocidade se mantém no valor síncrono e, quanto maior o torque primário aplicado, maior a potência gerada. O processo de inicialização da bancada é detalhadamente descrito no Anexo B.

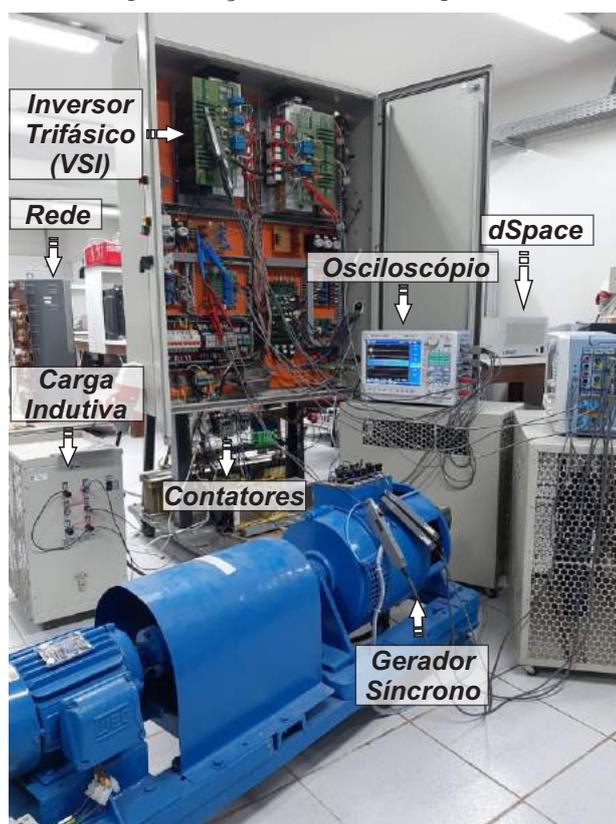
Nesta condição normal de operação, toda a potência mecânica primária é entregue ao PAC pelo gerador síncrono, sendo este o valor de $P_{gen}^{Pré-falta}$. Vale salientar que esses valores de potência independem da potência entregue por outra fonte qualquer conectada ao PAC. No entanto, quando da ocorrência da falta, o gerador não tem como entregar potência ativa (uma vez que a carga conectada é indutiva) e tende a acelerar, mas sem ser submetido às elevadas correntes que surgiriam em caso de curto-circuito.

Outra pequena diferença entre a simulação e o protótipo do laboratório reside nos filtros *anti-aliasing* utilizados, que, em simulação, possuem uma frequência de corte igual à metade da frequência de amostragem, ou seja, $f_{aa} = 8,64$ kHz. No protótipo do laboratório, os filtros *anti-aliasing* possuem uma frequência de corte igual 5,1 kHz.

Deve-se salientar também que a montagem experimental não considera o uso da fonte primária fotovoltaica (módulos fotovoltaicos). Todos os resultados apresentam a operação do sistema com potência ativa de saída do inversor igual a zero, o que não significa que os resultados obtidos deixem de representar a proposta apresentada neste trabalho, já que durante a falta na rede a potência de saída do inversor fotovoltaico é anulada tanto pela metodologia proposta quanto pelos códigos de rede dos diferentes países. Salienta-se ainda que os resultados foram obtidos sem a medição da posição angular do gerador síncrono, sendo a avaliação da estabilidade observada através das oscilações da potência ativa de saída do gerador e de seu amortecimento.

Na Figura 71, é apresentada a bancada experimental utilizada para obtenção dos resultados deste trabalho.

Figura 71 – Apresentação da bancada experimental utilizada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3 PROCEDIMENTO DE INICIALIZAÇÃO DO PROTÓTIPO

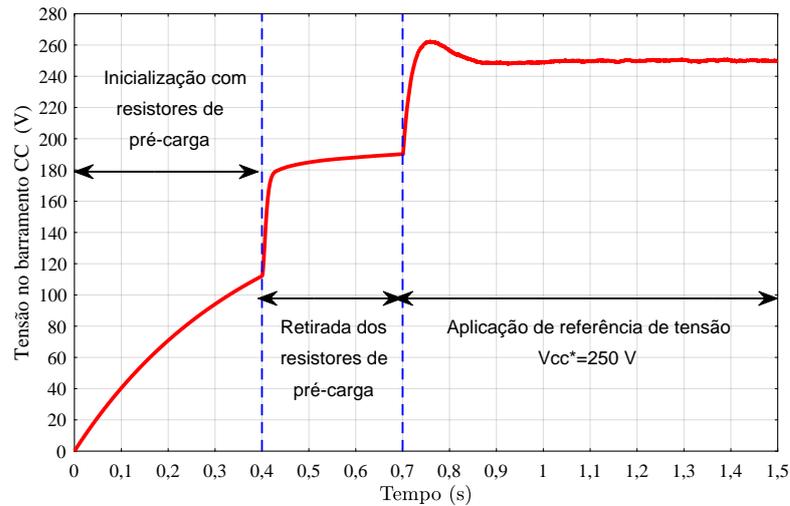
Para deixar a bancada pronta para a coleta dos resultados experimentais, é necessário realizar um processo de inicialização, que inclui o carregamento do barramento CC e a sincronização do gerador síncrono com o sistema elétrico.

5.3.1 Carregamento do barramento CC

Para que o controle de corrente atue com segurança e sem perda de estabilidade, é necessário que a tensão do barramento CC seja maior do que a tensão máxima entre fases de saída do inversor (POPA *et al.*, 2016). Desta forma, o processo de inicialização foi sequenciado e configurado como mostrado em (NETO, 2018):

- Em $t = 0s$, o inversor trifásico é conectado ao sistema com o controle desabilitado e com todos seus IGBTs programados para atuar como chaves abertas. Desta forma, o barramento CC começa a ser carregado pelo sistema, através dos diodos que ficam em anti-paralelo com as chaves do inversor trifásico, operando como um retificador a diodos. A resistência de pré-carga utilizada na simulação para limitar a derivada de corrente foi de $R_{pc} = 47\Omega$, tendo em vista que um valor maior ocasionaria uma demora bem mais acentuada na elevação da tensão CC;
- Quando a tensão do barramento se estabilizar, é aplicado um *by-pass* aos resistores de pré-carga o que permite um aumento da corrente de carga do capacitor provocando uma elevação da tensão do barramento CC. Na bancada experimental, esse processo é realizado pelo usuário, acionando uma chave. Na simulação, para não deixar o processo muito lento, realizou-se o *by-pass* em $t = 0,4s$, antes da tensão do barramento CC chegar ao valor de regime permanente;
- Uma vez que a tensão medida iguala-se à máxima tensão de linha da rede, o sistema de controle é acionado (em $t = 0,7s$, na simulação). Na montagem experimental, o controle é habilitado através de um botão, implementado no ControlDesk. Antes disso, no entanto, faz-se necessário acionar um botão físico, no *hardware*, que habilita o comando das chaves do inversor. Desse instante em diante os IGBTs passam a ser atuados pelo sistema de controle. A tensão do barramento CC é controlada até o seu valor atingir um valor de referência. Observa-se, na Figura 72, que mostra a tensão no capacitor do barramento CC durante uma simulação do procedimento de inicialização, em $t = 1,1s$, foi indicado o valor de referência de $v_{cc}^* = 250\text{ V}$, valor com o qual os resultados experimentais serão obtidos, observando-se um resposta rápida e com sobressinal reduzido.

Figura 72 – Carregamento do barramento CC durante a inicialização.

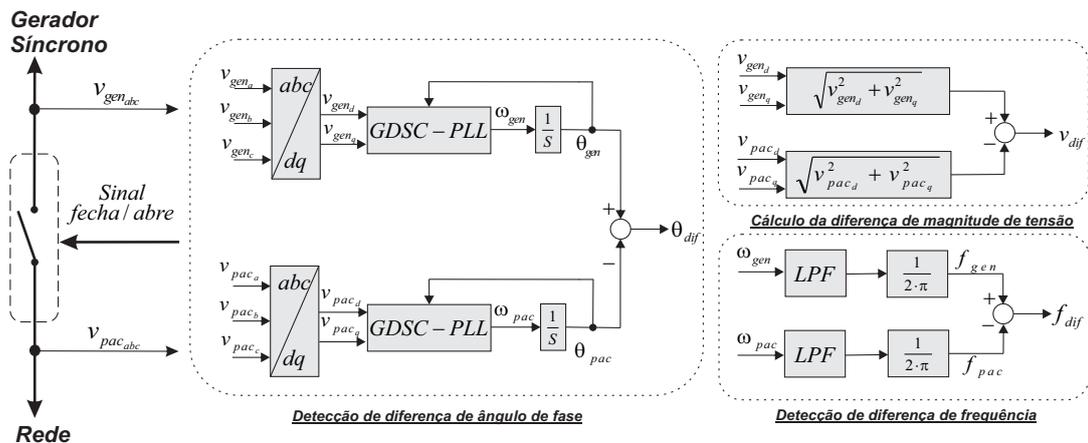


Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3.2 Conexão da máquina síncrona com a rede

No que concerne à sincronização da máquina síncrona com a rede elétrica, a Figura 73 mostra o diagrama de blocos do controle implementado. Para a sincronização, é usado um gerador cujos dados foram mostrados na Tabela 13 e são medidas as tensões da rede elétrica no PAC ($v_{pac_{abc}}$) e as tensões na saída do gerador síncrono ($v_{gen_{abc}}$). Em seguida, são calculadas a diferença de frequência (f_{dif}), a diferença do ângulo de fase (θ_{dif}) e a diferença de magnitude da tensão (v_{dif}) entre a rede elétrica e o gerador.

Figura 73 – Esquema de controle para sincronização.



Fonte: Elaborada pelo autor.

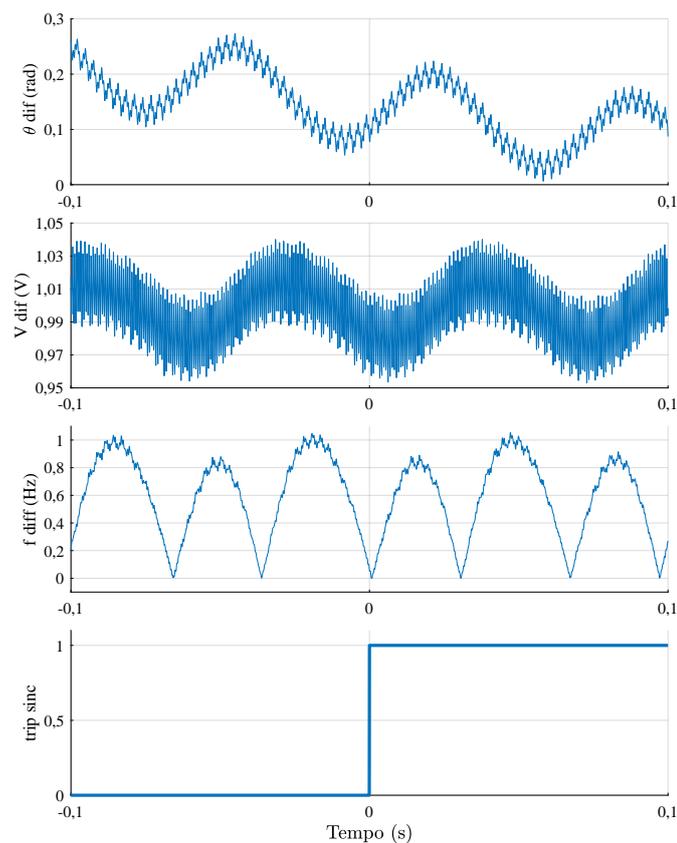
A fim de validar as condições mínimas de sincronização, sem a ocorrência de transitórios muito severos nas correntes, três requisitos foram estabelecidos em (IEEE, 2009) para habilitar o envio do comando de fechamento do contactor:

- A diferença entre o módulo da tensão da rede e a tensão da máquina síncrona deve estar em uma faixa de $\pm 10\%$ do valor nominal;
- A diferença entre a frequência da rede e a frequência da máquina síncrona deve estar abaixo de 0,3 Hz;
- A diferença entre os ângulos das tensões da rede e da máquina síncrona devem ser menores que 20° (0,35 rad).

Se as condições acima forem satisfeitas, habilita-se o comando de conexão do contator.

Na Figura 74 , são apresentadas as diferenças entre as variáveis medidas para a sincronização assim como o sinal de fechamento do contator. Note-se que a diferença entre elas no momento de fechamento do contator está abaixo dos requisitos exigidos garantindo assim uma diferença mínima entre elas ao realizar a sincronização.

Figura 74 – Condições para sincronização do gerador síncrono com a rede.



Fonte: Elaborada pelo autor.

5.4 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO CONTROLE EM MONTAGEM EXPERIMENTAL

Nesta Seção, são apresentados os resultados para um curto-circuito 3ϕ , emulado no experimento pela desconexão da rede e inclusão da carga indutiva, como descrito. Quando da aplicação da estratégia de controle proposta, o inversor absorverá potência ativa com o objetivo de manter o fluxo de potência ativa proveniente do gerador síncrono tão próximo quanto possível do valor de pré-falta. O inversor, além da absorção de potência ativa irá entregar potência reativa durante o período de falta. São apresentados também, para fins de comparação, resultados aplicando as exigências LVRT de códigos de rede de países como Alemanha, Austrália, Brasil, China, Dinamarca, Egito e Espanha, o que permite observar que com a solução proposta obtêm-se melhoras nas condições de estabilidade da máquina síncrona.

5.4.1 Determinação da duração da falha

Conforme explicado na Seção 3.4, a capacidade de absorção do inversor tem que ser limitada pela tensão máxima do barramento CC já que à medida que o capacitor absorve energia, a tensão em seus terminais aumenta, devendo ser determinado o tempo crítico t_{crit} , até o qual o inversor pode armazenar energia a uma determinada potência sem exceder o limite de tensão máxima.

Utilizando a Equação (42) e parâmetros do inversor da Tabela 12 e considerando que o inversor esteja submetido a um consumo nominal (considerado igual a 3 kVA) de potência ativa média $\bar{P} = S_{inv}$, é possível determinar o t_{crit} para armazenar energia no barramento CC a partir de 42, obtendo-se:

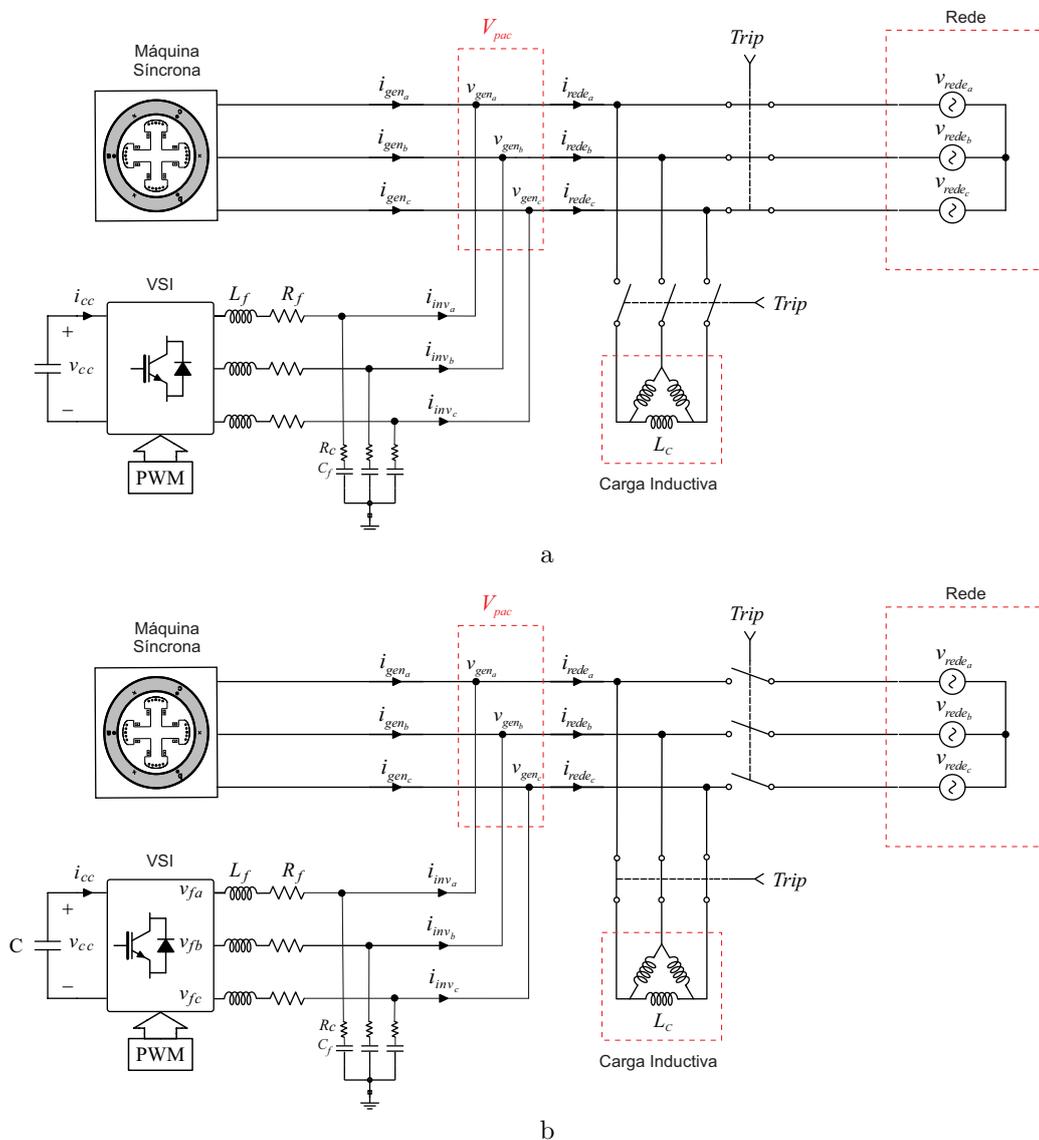
$$\Delta t = t_{crit} = \frac{4,7 \cdot 10^{-3} \cdot (700^2 - 250^2)}{2 \cdot 3 \cdot 10^3} = 335ms. \quad (81)$$

Tem-se então que, para um consumo de potência ativa média $\bar{P} = S_{inv}$ pelo inversor do sistema em análise, poder-se-ia manter a potência média nos terminais do gerador por um tempo máximo de 335 ms sem exceder a tensão máxima do barramento CC.

5.4.2 Resultados experimentais para uma falha trifásica

Para obter os resultados experimentais, partimos do esquema mostrado na Figura 75a. Com o objetivo de impor no gerador de forma menos agressiva os mesmos efeitos que teriam lhe acometido caso estivesse submetido a um curto-circuito, um sinal *trip* com uma duração de 200 ms é aplicado ao enrolamento do contator. O sinal do *trip* abre os contatos NF (normalmente fechados), entre a máquina síncrona e a rede elétrica, e fecha os contatos NA (normalmente abertos) inserindo a carga indutiva trifásica de 128 mH conectada em delta, ficando o sistema conforme mostrado na Figura 75b.

Figura 75 – Diagrama elétrico para a simulação do curto-circuito.

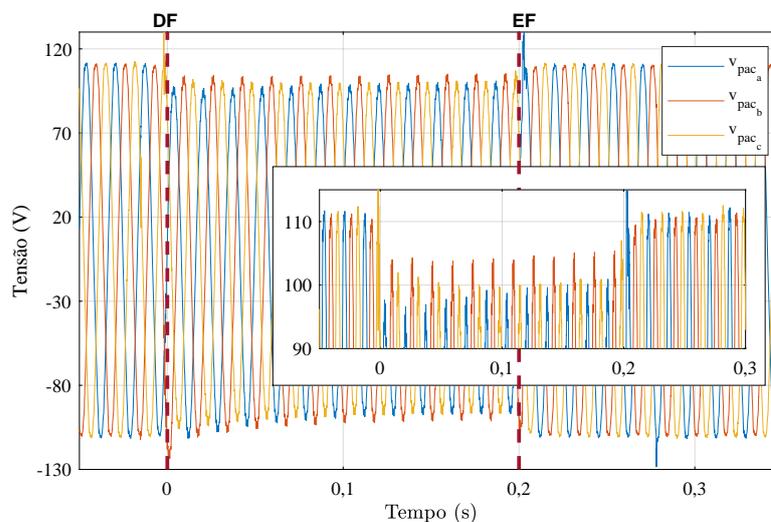


Fonte: Adotado de (SILVA, 2018).

Uma vez que o sinal do *trip* finalizou, o sistema volta a suas condições iniciais de operação (Figura 75a), isto é, fecham os contatos entre a máquina e a rede e abrem os contatos da carga indutiva.

A Figura 76, mostra a tensão no PAC durante o curto-circuito obtida pelo dSPACE. Os instantes em que é detetada a falta (DF) assim como quando a falta é eliminada (EF) são sinalizados com linhas tracejadas. Observa-se que a tensão afunda até aproximadamente 85% da tensão nominal do sistema.

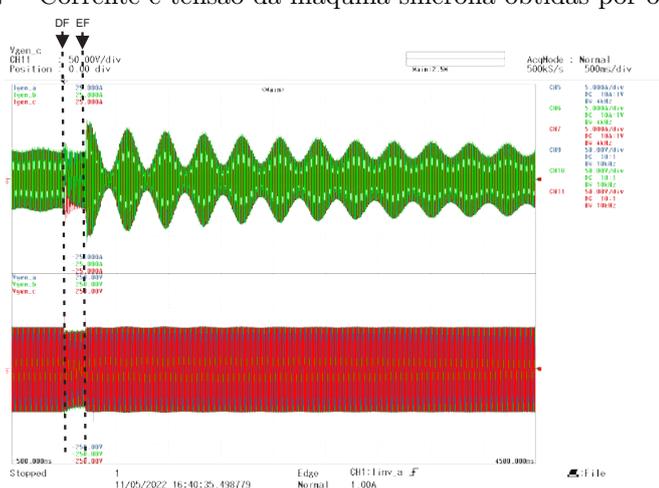
Figura 76 – Tensão no PAC obtida pelo dSPACE.



Fonte:Elaborada pelo autor.

A Figura 77 ilustra as grandezas $v_{gen_{abc}}$, $i_{gen_{abc}}$ medidas por osciloscópio durante e logo após a aplicação da falta. Como foi feito na figura anterior, para uma melhor compreensão das figuras, são colocadas linhas tracejadas com o objetivo de sinalizar a detecção (DF) e a eliminação (EF) da falha.

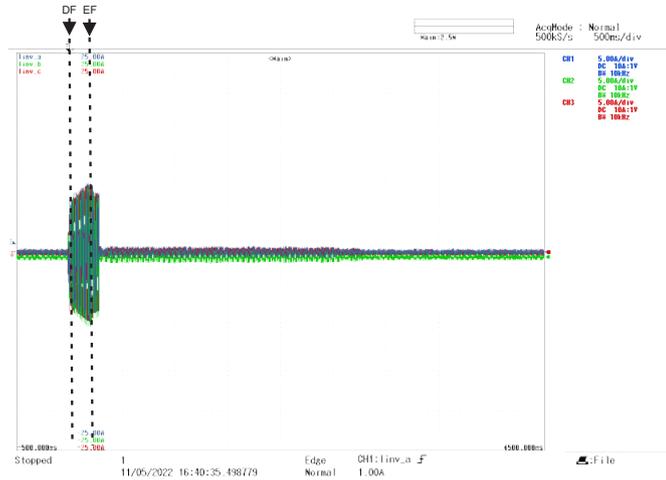
Figura 77 – Corrente e tensão da máquina síncrona obtidas por osciloscópio.



Fonte:Elaborada pelo autor.

Na Figura 78 observa-se a corrente do inversor no momento da perturbação. O aumento da corrente é devido ao consumo, durante a falta, aproximadamente 800 W de potência ativa, armazenando-a no capacitor, causando um aumento da tensão no barramento CC.

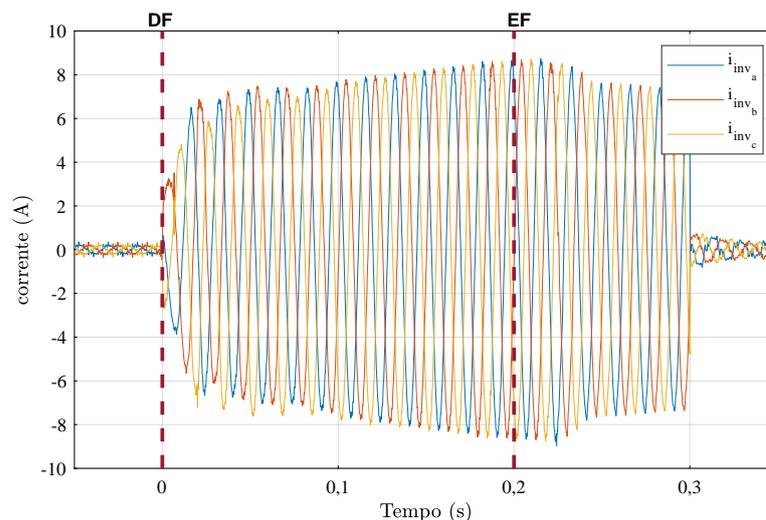
Figura 78 – Corrente do inversor obtida por osciloscópio.



Fonte:Elaborada pelo autor.

A Figura 79 mostra um *zoom* da corrente do inversor durante a falta na rede obtida pelo dSPACE. Observe-se como depois que a falta é eliminada o inversor continua absorvendo potência ativa por 0,1s.

Figura 79 – Corrente do inversor obtida obtida pelo dSPACE.

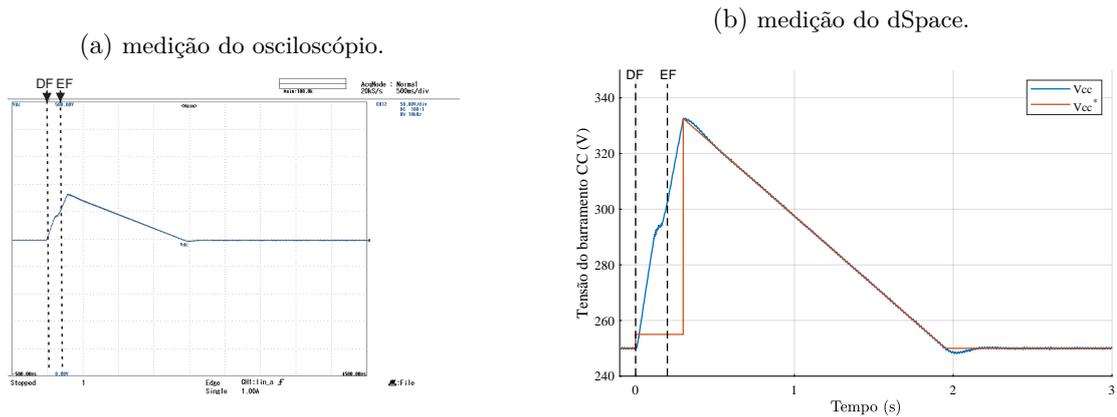


Fonte:Elaborada pelo autor.

A tensão do barramento CC atingiu, durante o distúrbio, um nível máximo de 330V. Uma vez que o distúrbio tenha sido eliminado, veja, na Figura 80b, como a tensão segue a referência em uma rampa de 50% do erro inicial de tensão por segundo, até atingir seu valor de referência novamente em 250 V. Como tipicamente a duração de

um defeito não é muito longa, o capacitor pode ser dimensionado para suportar, sem sofrer sobretensão inadmissível, a absorção da potência gerada. Deve-se salientar que, dependendo da capacitância do barramento CC, das características da rede e da severidade da falta, durante o tempo de duração da falta, alcance-se rapidamente a tensão máxima permissível pelo capacitor. Nessas condições, a eficácia da proposta será limitada.

Figura 80 – Tensão do barramento CC.



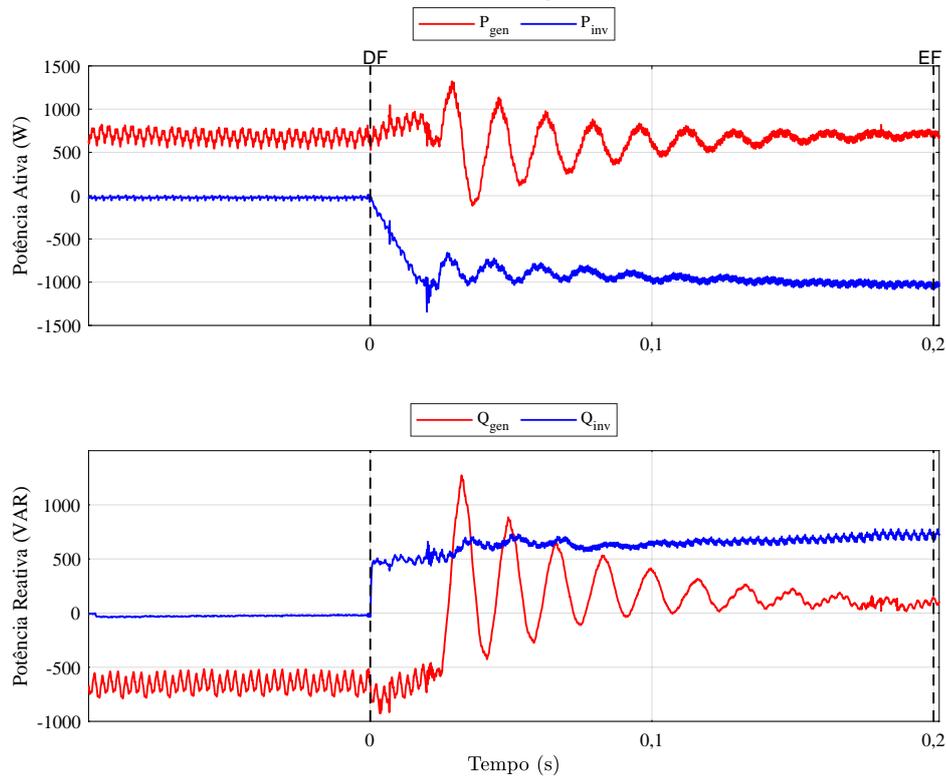
Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Equação (81) para o cálculo do tempo máximo de duração da falta, foi considerado, que inversor estava absorvendo potência nominal, mas, nas condições de laboratório, observe-se na Figura 81, o inversor absorve aproximadamente 1 kW, pelo que, considerando essas condições na Equação (82) determina-se que a falta poderia estender-se por até 1s e, portanto, a metodologia proposta poderia ser aplicada por esse tempo.

$$\Delta t = t_{crit} = \frac{4,7 \cdot 10^{-3} \cdot (700^2 - 250^2)}{2 \cdot 1 \cdot 10^3} = 1s. \quad (82)$$

Outros resultados relevantes são apresentados na Figura 81, que exhibe as potências ativa e reativa do gerador e do inversor antes da falta e durante a falta.

Figura 81 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando a metodologia proposta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

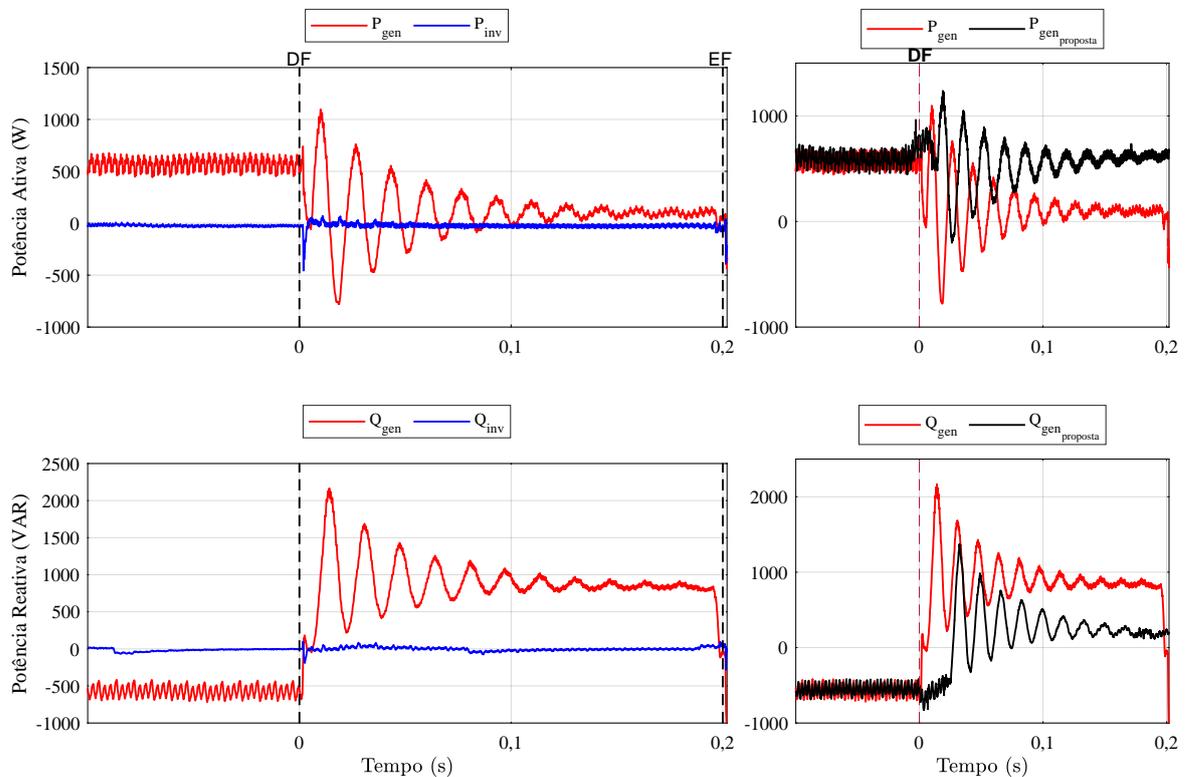
Pode-se observar o comportamento da potência ativa de saída da máquina síncrona durante o período da perturbação. Como se esperava, seu valor médio permanece muito próximo do valor pré-falta, o que acontece pela ação do controle proposto do inversor. O controle proposto faz com que o inversor absorva a energia cinética armazenada na massa rotativa da máquina síncrona permitindo, assim, que o gerador síncrono entregue potência ativa em um valor próximo do valor nas condições iniciais de operação. Como a potência ativa de saída da máquina é próxima do valor pré-falta, o desbalanço entre a potência mecânica fornecida pelo motor de indução e a potência elétrica da máquina síncrona é significativamente reduzida, o que se traduz em uma redução significativa das oscilações do ângulo do rotor.

Os resultados experimentais da potência reativa mostram que o inversor fornece potência reativa durante a perturbação. As consequências mais importantes do fornecimento de potência reativa é a melhora do perfil de tensão nos terminais da máquina síncrona durante a falha.

5.4.3 Comparação em resultados experimentais com outros códigos de rede

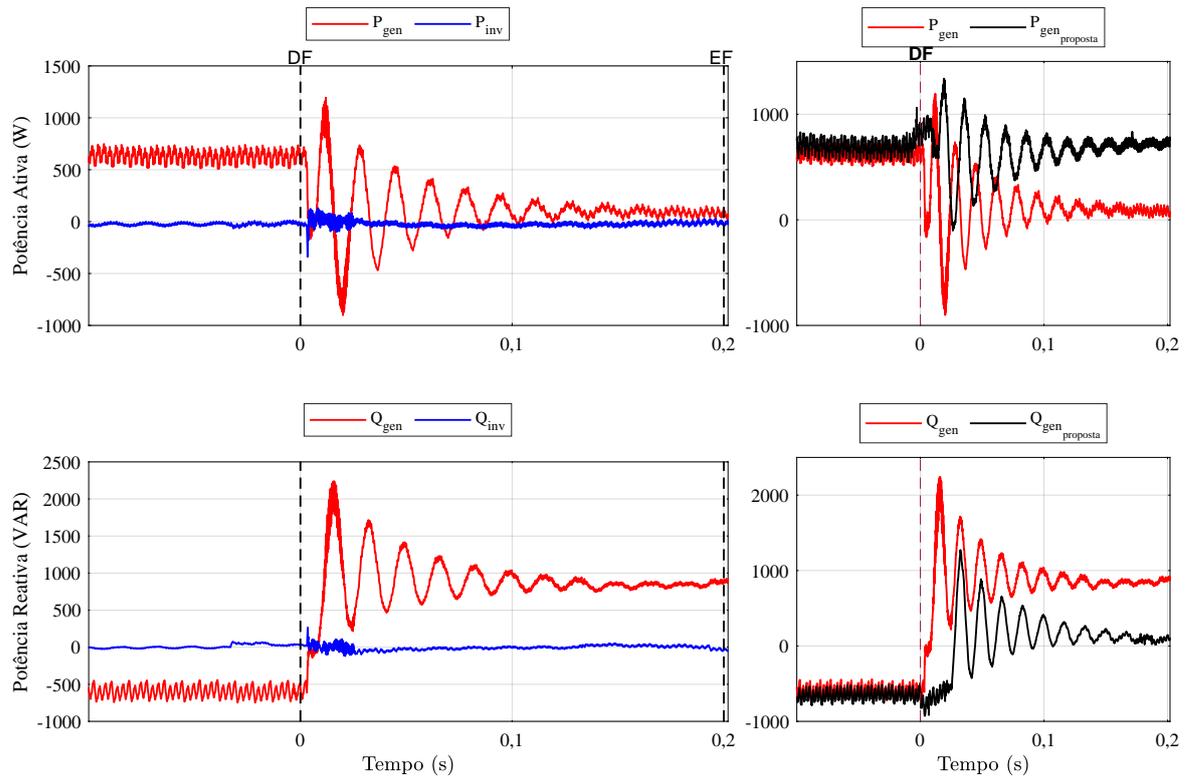
Como foi feito na simulação, os requisitos de LVRT impostos por países como Alemanha, Áustria, Brasil, China, Dinamarca, Egito e Espanha foram implementados no laboratório. Para comparar a metodologia proposta com esses requisitos, são apresentados, nas Figuras 82 a 88, os gráficos das potências ativa e reativa do gerador e do inversor obtidos no dSpace. Ao lado apresenta-se um *zoom* que mostra a potência ativa e reativa de cada código de rede em comparação com a potência ativa e reativa obtida pela metodologia proposta.

Figura 82 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede alemão.



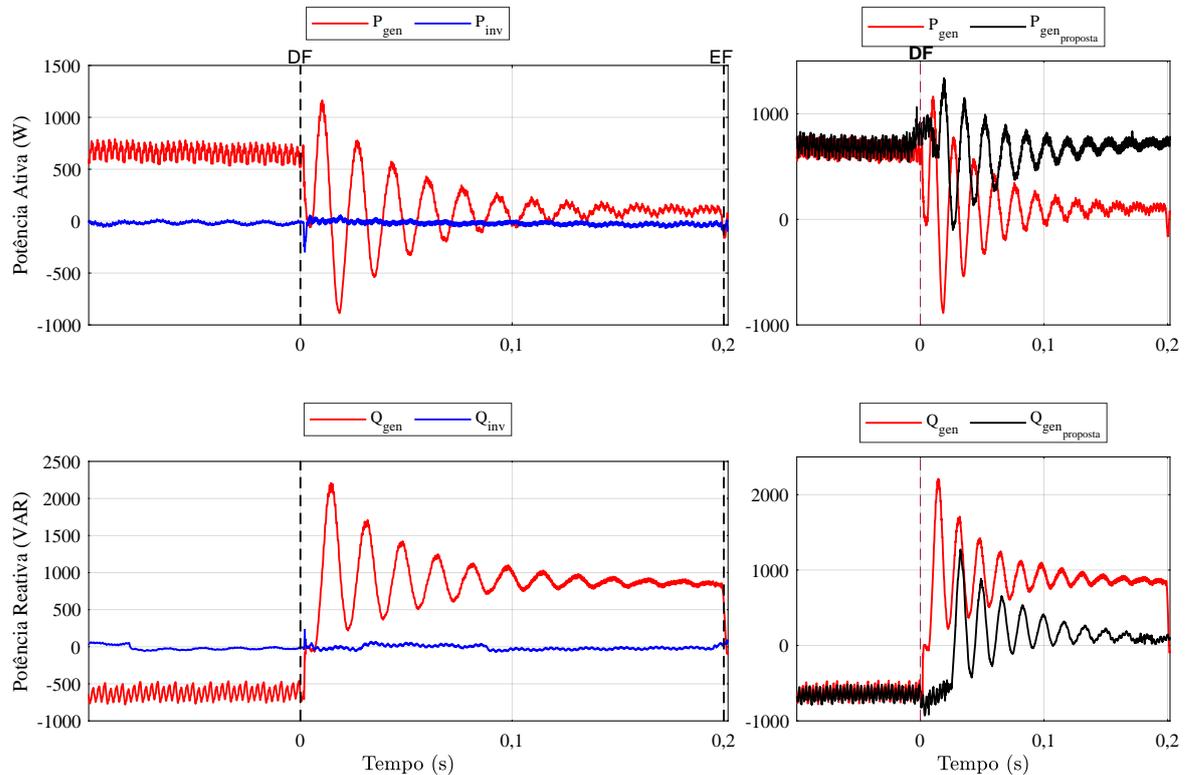
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 83 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede australiano.



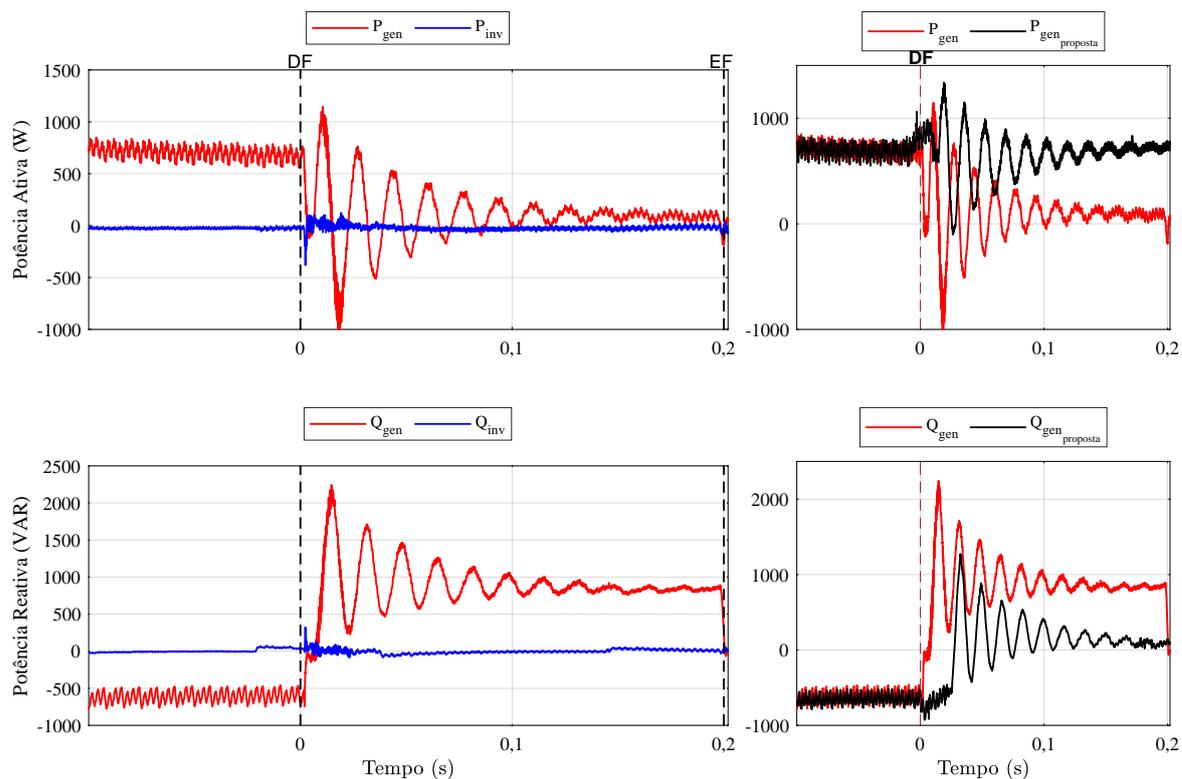
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 84 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede brasileiro.



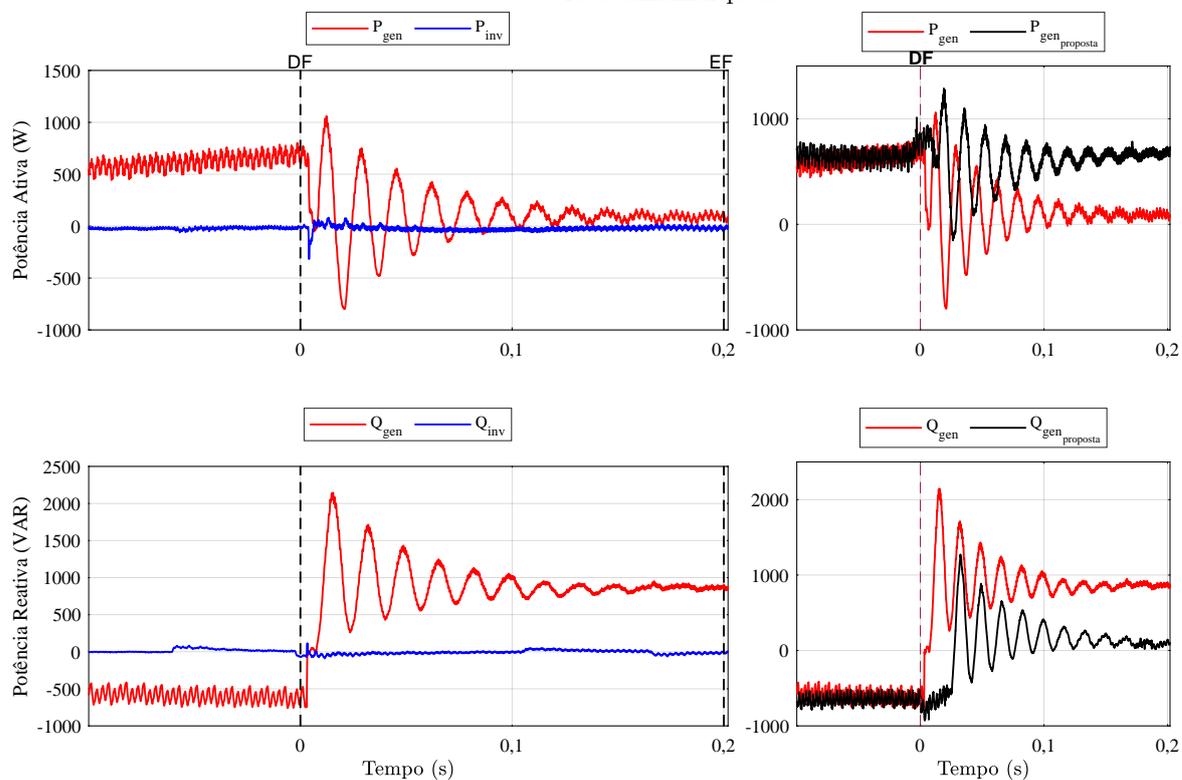
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 85 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede chinês.



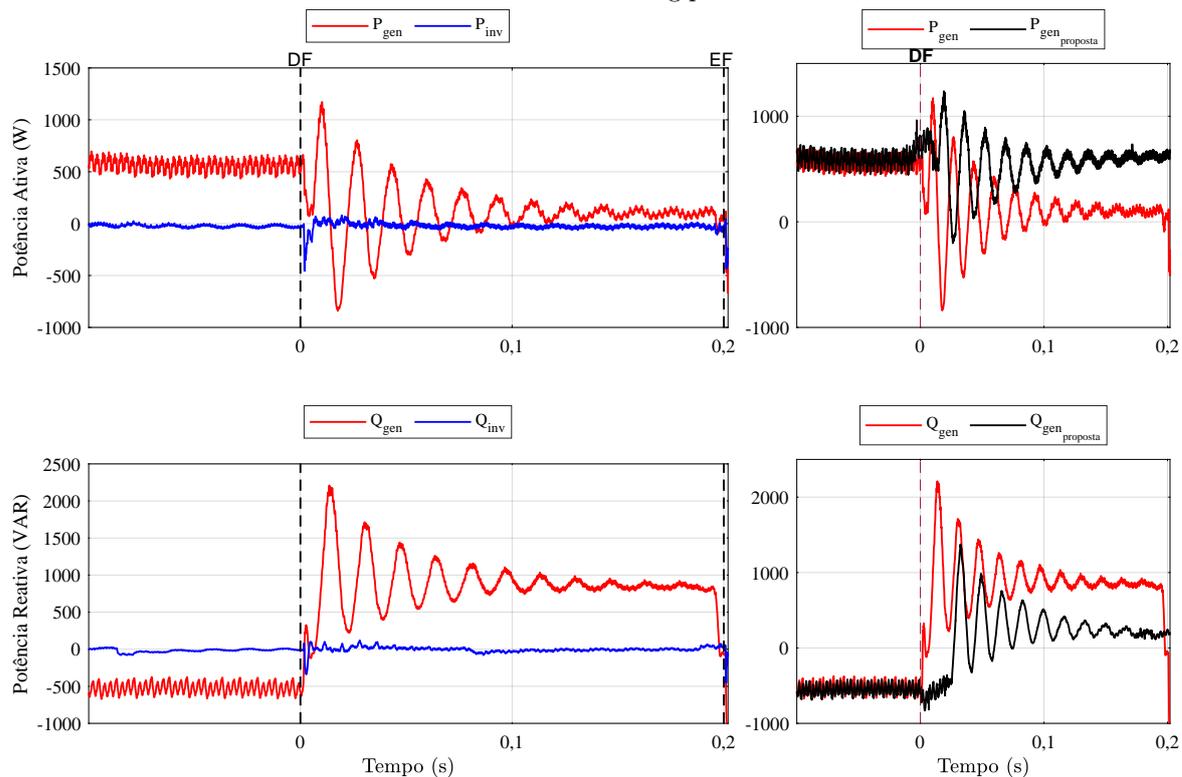
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 86 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede dinamarquês.



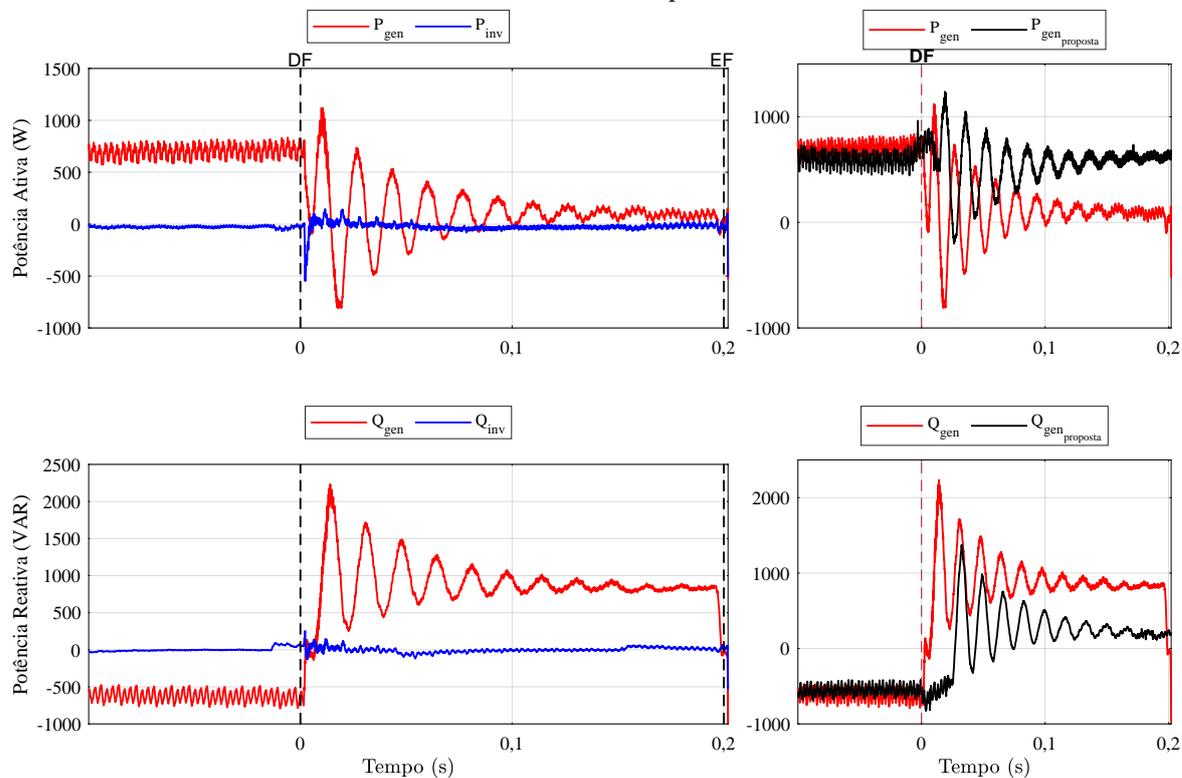
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 87 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede egípcio.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 88 – Comportamento das potências ativas e reativa obtidas no laboratório utilizando o código de rede espanhol.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme visto nos resultados obtidos em laboratório, no momento da perturbação, a potência ativa do gerador síncrono com qualquer um dos códigos de rede utilizados tem valor médio próximo de zero, significando que o gerador praticamente não entrega potência ativa durante a falha. Tendo em vista que a máquina primária tem conjugado aproximadamente constante, é de se esperar a aceleração do rotor e o aumento do ângulo de carga.

Observa-se ainda que, em todos os casos, a potência ativa do inversor permanece muito baixa, tendo em vista que esse é o valor necessário, nas condições do ensaio, para manter controlada a tensão do barramento CC. Outra observação é que a potência reativa do inversor também é praticamente nula. Isso se deve ao fato de que a maioria dos códigos de rede só ativam a entrega de reativo pelo inversor quando a tensão no PAC cai abaixo de 90% da tensão nominal da rede. Como não foi realizado um curto-circuito franco na rede, este efeito de queda de tensão não foi tão acentuado.

A Tabela 14, mostra uma comparação dos resultados obtidos no laboratório, assim como em simulações. A Tabela 14, mostra as variações da potência ativa média ($\Delta\bar{P} = \bar{P}_f - \bar{P}_0$), as variações da potência reativa média ($\Delta\bar{Q} = \bar{Q}_f - \bar{Q}_0$), as variações do ângulo δ ($\Delta\delta = \delta_{max} - \delta_{regime}$) e o tempo de assentamento (t_{assent}) do ângulo δ . É considerado o t_{assent} como sendo o tempo que o ângulo de carga demora até atingir uma faixa de $\pm 3^\circ$ em torno do valor de regime pós falta. Para as variações de potência ativa e potência reativa, os valores finais e iniciais são considerados no instante em que ocorre e termina a falta, enquanto, para as variações do ângulo δ são considerados o valor máximo do ângulo, alcançado durante a falta, e o valor final de regime pós falta, que para este caso é $28,26^\circ$.

Observa-se, que a estratégia de operação durante afundamentos de tensão proposta nesta tese gera uma menor variação de potência ativa conforme é esperado. Além disso, também se obtêm uma menor variação de potência reativa. Por fim, observa-se que a estratégia proposta gera uma menor variação do ângulo δ e o tempo de assentamento é quase 4 vezes mais rápido que o código de rede chinês, que é o primeiro dos códigos de rede em atingir a faixa de $\pm 3^\circ$ em torno do valor de regime do ângulo δ pós falta.

Tabela 14 – Tabela comparativa dos resultados obtidos.

<i>Estratégia</i>	$\Delta\bar{P}^\bullet$	$\Delta\bar{Q}^\bullet$	$\Delta\delta^\diamond$	t_{assent}^\diamond
	(W)	(kVAR)	(°)	(s)
Código de rede alemão	-382	1,47	18	2,38
Código de rede australiano	-569	1,49	17,6	> 2,8
Código de rede brasileiro	-505	1,58	16,6	2,38
Código de rede chinês	-616	1,51	21,8	2,14
Código de rede dinamarquês	-662	1,49	18	> 2,8
Código de rede egípcio	-444	1,51	19,9	2,37
Código de rede espanhol	-587	1,37	11,4	> 2,8
Metodologia Proposta	92	0,81	4	0,63

\diamond Determinado a partir dos resultados de simulação.

\bullet Determinado a partir dos resultados de experimentais.

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.5 RESULTADOS DO ESQUEMA DE CONTROLE PROPOSTO EM SISTEMAS DE ENERGIA MULTIMÁQUINAS

Para esta análise consideramos o *Western System Coordinating Council (WSCC)* com 9 barras e 3 máquinas da IEEE, que tem sido amplamente utilizado na literatura

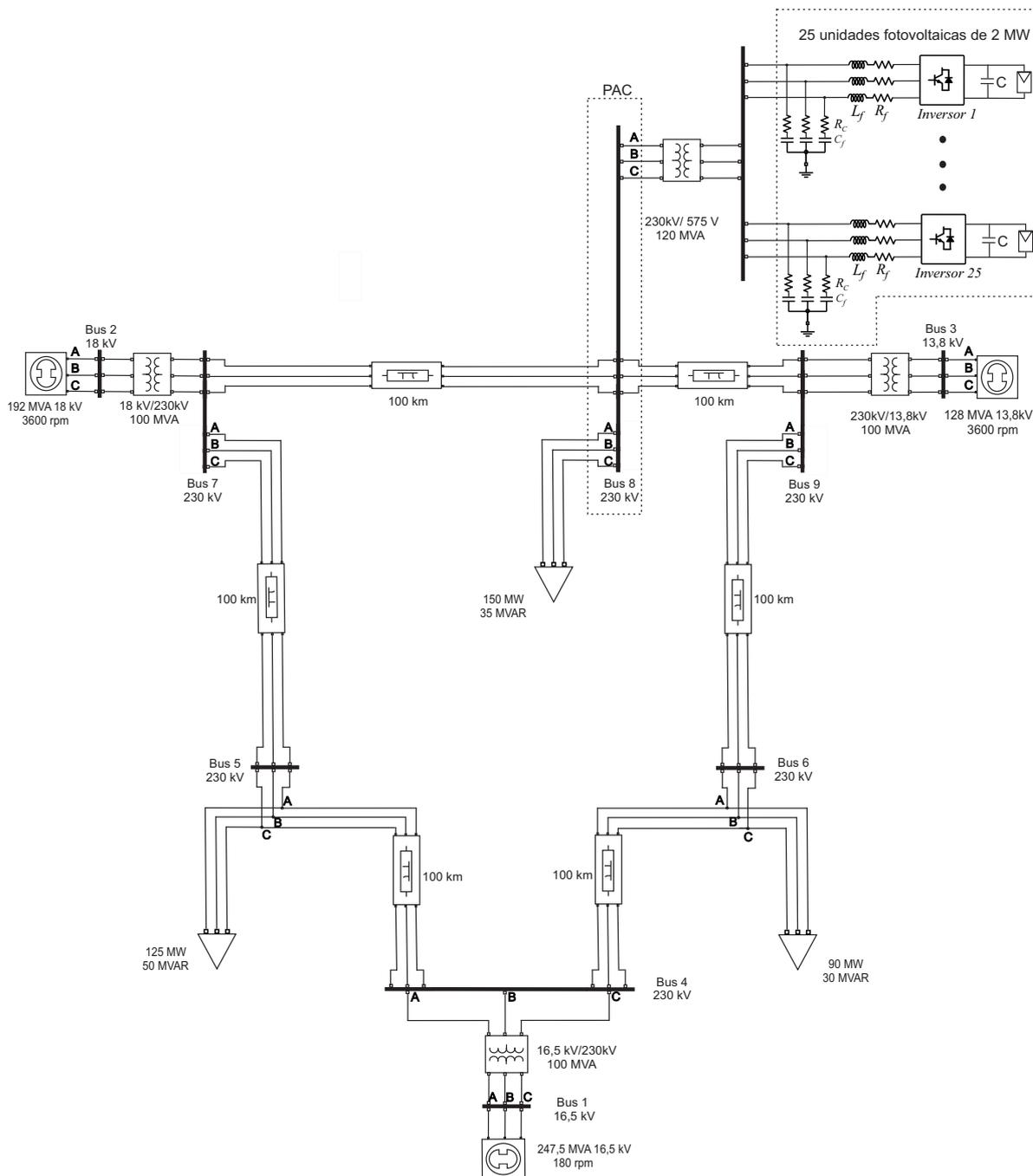
5.6 DESCRIÇÃO DO SISTEMA IEEE 9 BARRAS

O sistema multimáquinas considerado é uma simples aproximação do *Western System Coordinating Council (WSCC)* com três geradores conectados aos barramentos 1, 2 e 3 por meio de transformadores, seis linhas de transmissão de impedância constante com níveis de tensão de 13,8 kV, 16,5 kV, 18 kV e 230 kV. Também apresenta três cargas consideradas de potência constante conectadas aos barramentos 5, 6 e 8. O gerador conectado à barra 1 é considerado o gerador *swing*. O sistema foi modificado para conectar um parque fotovoltaico de 50 MW (25 unidades geradoras de 2 MW) na barra 8 através de um transformador de 0,575kV/230kV. A carga conectada na barra 8 foi aumentada

em 50 MW para manter o fluxo de potência constante pelas linhas. A Figura 89 mostra o esquema usado.

As Tabelas 15, 16, 17 e 18 apresentam os dados das linhas de transmissão, dos transformadores, das cargas e do inversor utilizados no sistema. Posteriormente, são apresentados os dados dos geradores síncronos, assim como dos reguladores de tensão. Deve-se notar que os reguladores de tensão são idênticos para todas as máquinas e é utilizado o Modelo Tipo 1.

Figura 89 – Sistema 9 bus IEEE.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 15 – Parâmetros das linhas do sistema 9 bus IEEE.

Linha	R_1	R_0	L_1	L_0	C_1	C_0
	($m\Omega/km$)	($m\Omega/km$)	(mH/km)	(mH/km)	(nF/km)	(nF/km)
<i>bus 4 - bus 5</i>	52,9	132,25	1,192	2,380	8,82	5,188
<i>bus 4 - bus 6</i>	89,93	224,82	1,29	3,22	7,92	4,74
<i>bus 5 - bus 7</i>	169,28	423,2	2,259	5,64	15,34	9,025
<i>bus 6 - bus 9</i>	206,31	5515,7	2,38	6,09	17,95	10,55
<i>bus 7 - bus 8</i>	44,965	112,41	1,01	2,02	7,471	4,394
<i>bus 8 - bus 9</i>	62,951	157,37	1,414	3,53	10,47	6,15

Fonte: Elaborada pelo autor com dados tomados de (DELAVARI, 2018)

Tabela 16 – Parâmetros dos transformadores do sistema 9 bus IEEE.

	S_n	V_{prim}	V_{sec}	R_{prim}	R_{sec}	L_{prim}	L_{sec}	Conexão
	(MVA)	(kV)	(kV)	(kV)	($p.u$)	($p.u$)	($p.u$)	
Transformador 1	100	16,5	230	0	0	0	0,057	D1-Yg
Transformador 2	100	18	230	0	0	0	0,0625	D1-Yg
Transformador 3	100	13,8	230	0	0	0	0,058	D1-Yg
Transformador 4*	120	0,575	230	0,0025	0,0025	0,0017	0,0017	D1-Yg

* Transformador equivalente

Fonte: Elaborada pelo autor com dados tomados de (DELAVARI, 2018)

Tabela 17 – Cargas do sistema 9 bus IEEE.

	P	Q
	(MW)	($MVAR$)
<i>bus 5</i>	125	50
<i>bus 6</i>	90	30
<i>bus 8</i>	150*	35

* Com acréscimo de 50 MW

Fonte: Elaborada pelo autor com dados tomados de (DELAVARI, 2018)

Tabela 18 – Parâmetros do inversor.

S_n	R_f	L_f	C_f	R_c	C	v_{cc}	V_{ccmax}
(MVA)	($\mu\Omega$)	(μH)	(mF)	(m Ω)	(mF)	(V)	(V)
2	89,27	11,84	6	8,8	90	1100	1500

Fonte: Elaborada pelo autor

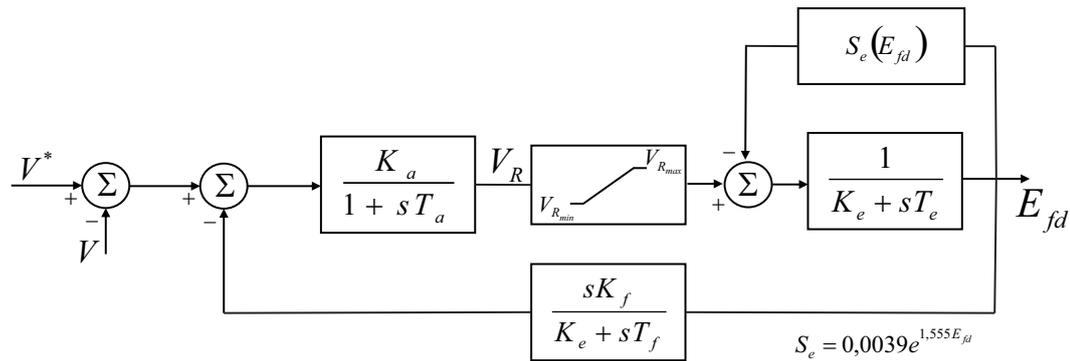
Os dados do gerador e do regulador de tensão são apresentados a seguir:

Tabela 19 – Parâmetros dos geradores do sistema 9 bus IEEE.

Parâmetros	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3
$S_n(MVA)$	247	192	128
$V_n(kV)$	16,5	18	13,8
$X_d(p.u)$	0,361	1,72	1,68
$X'_d(p.u)$	0,1504	0,23	0,232
$X''_d(p.u)$	0,099	0,1728	0,19
$X_q(p.u)$	0,2398	1,65	1,61
$X'_q(p.u)$	0,15	0,23	0,232
$X''_q(p.u)$	0,099	0,1728	0,19
$X_i(p.u)$	0,062	0,4224	0,314
$T'_{d0}(s)$	8,96	6	5,98
$T''_{d0}(s)$	0,001	0,001	0,001
$T'_{q0}(s)$	0,31	0,53	0,6
$T''_{q0}(s)$	0,001	0,001	0,001
$R_s(p.u)$	0	0	0
$H(s)$	9,55	3,33	2,35
<i>polos</i>	40	2	2

Fonte: Elaborada pelo autor com dados tomados de (DELAVARI, 2018)

Figura 90 – Regulador Automático de Tensão Modelo Tipo I.



Fonte: Adotado de (PAVELLA; ERNST; RUIZ-VEGA, 2000)

Tabela 20 – Parâmetros do Regulador Automático de Tensão.

Parâmetros	Todas as Máquinas
Ganho do regulador de tensão K_a	20
Constante de tempo T_a (s)	0,2
Ganho do excitador K_e	1
Constante de tempo T_e (s)	0,314
Ganho do filtro de amortecimento K_f	0,063
Constante de tempo T_f (s)	0,35

Fonte: Elaborada pelo autor com dados tomados de (PAVELLA; ERNST; RUIZ-VEGA, 2000)

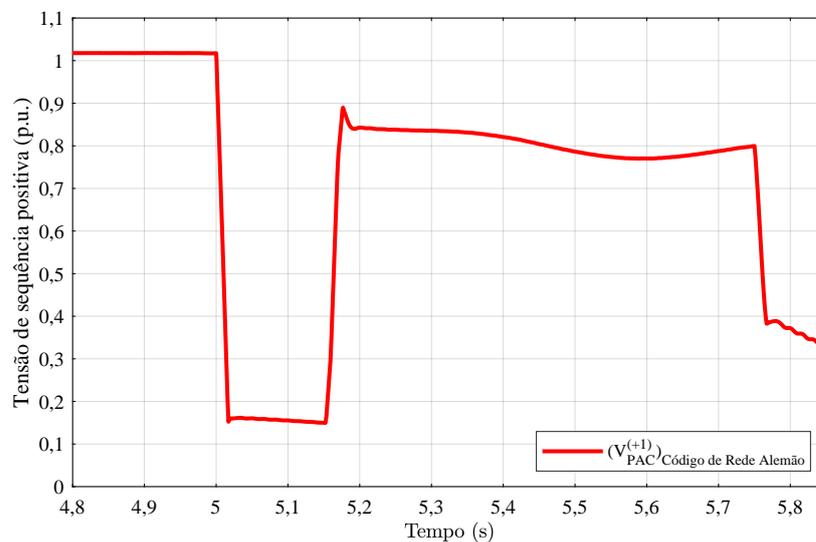
5.7 SISTEMA DE TESTE WSCC 9-BUS MODIFICADO

No sistema de teste WSCC-9 bus modificado mostrado da Figura 89, um sistema fotovoltaico é conectado ao bus 8, que é considerado o PAC. O sistema fotovoltaico composto por 25 unidades fotovoltaicas de 2 MW totaliza uma potência aparente nominal de 50 MVA (todos os dados técnicos para cada unidade fotovoltaica podem ser encontrados na seção 5.6). Essa quantidade de potência, de acordo com os requisitos da maioria dos códigos de rede, deve estar disponível para ser entregue como potência reativa durante uma falta no sistema de transmissão.

Para analisar o comportamento do sistema é aplicada inicialmente uma falta trifásica localizada a 30 km do bus 7 na linha de transmissão entre o bus 7 e o bus 8. A duração da falta é de 150 ms e a falta é eliminada abrindo os disjuntores na linha em falta e

fechando-os com um tempo de religamento de 600 ms. Sob essas circunstâncias, o sistema fotovoltaico que atua conforme exigido pelo código de rede alemão (NETZBETREIBER, 2008) normalmente forneceria energia reativa durante a falta, e isso deveria dar suporte à estabilidade da tensão do sistema. No entanto, como pode ser visto na Figura 91, quando ocorre a falta, a tensão cai para 0,16 p.u. mesmo com o suporte de potência reativa dos inversores durante e após a falta, levando ao colapso de tensão. Este cenário de falha mostra que quando o inversor atua de acordo com os requisitos estabelecidos pelo código de rede alemão, a estabilidade do sistema de energia não é melhorada.

Figura 91 – Tensão no *bus* 8 do sistema de teste de 9 *bus* WSCC durante e após a falha.



Fonte: Elaborada pelo autor

A seguir, o desempenho do esquema de controle proposto e adaptado conforme descrito na seção 3.3.2 será mostrado e comparado com os resultados obtidos pela ação de controle estipulada pelo código de rede alemão.

5.8 SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE TESTE DA IEEE WSCC 9 BUS

Os casos de simulação foram realizados usando MATLAB/Simulink no sistema de teste da IEEE de 9 *bus* modificado mostrado na Figura 89. Duas localizações de falha, conforme mostrado na Figura 92, falta 1 e falta 2, são usadas para demonstrar o desempenho do esquema de controle proposto:

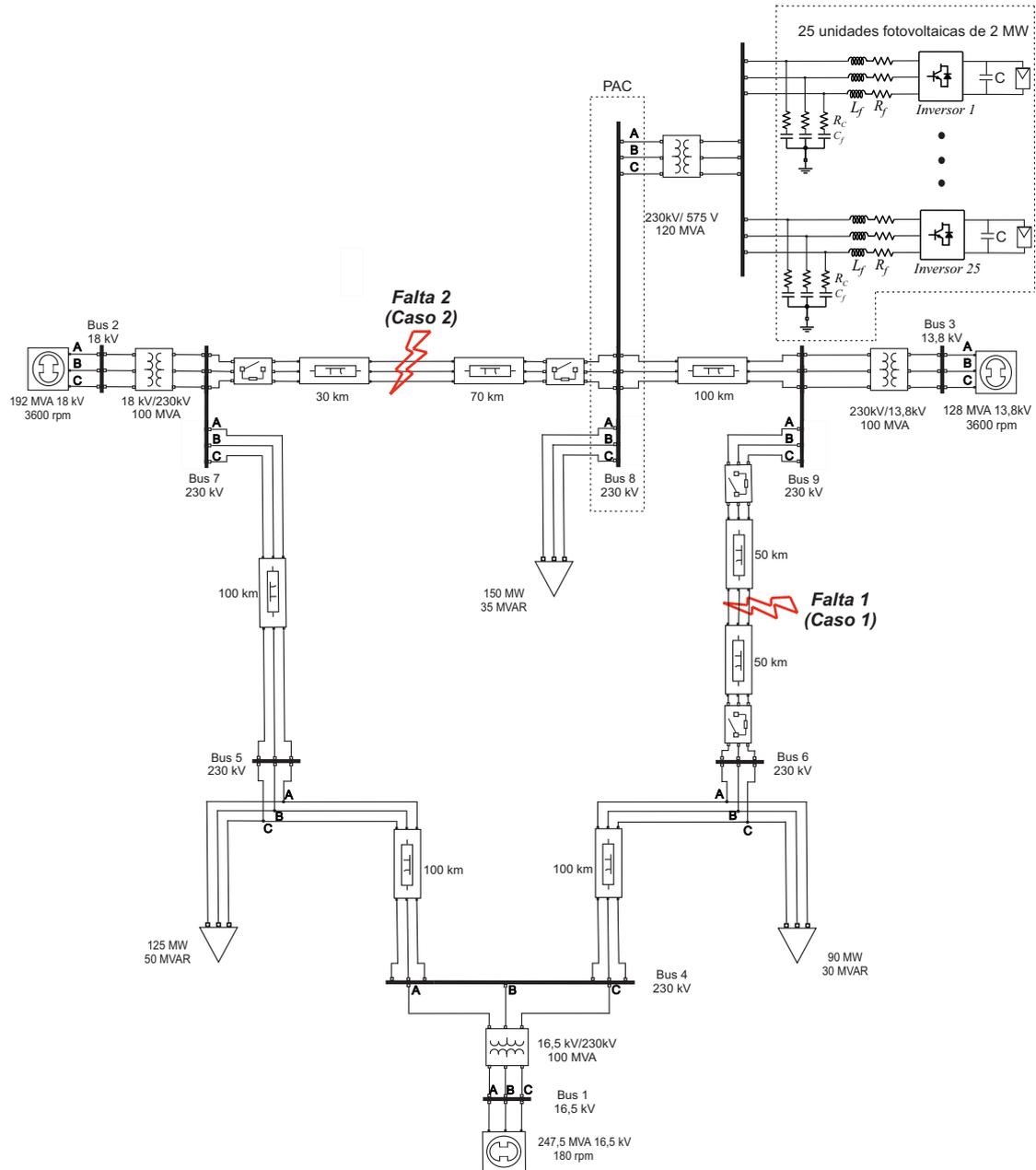
- O primeiro cenário (caso 1) é uma falta trifásica localizada na metade da linha de transmissão entre o *bus 6* e o *bus 9*;
- O segundo cenário (caso 2) também é uma falta trifásica, desta vez localizada a três décimos do caminho ao longo da linha de transmissão entre o *bus 7* e o *bus 8*.

Ambas as faltas têm duração de 150 ms e são eliminadas abrindo os disjuntores na linha em falta, os quais são novamente fechados com um tempo de religamento de 600 ms.

As próximas subseções mostram os resultados para ambos os cenários de falha com o esquema de controle proposto e também usando o controle exigido pelo código de rede alemão.

A seleção dos requisitos FRT estabelecidos pelo código de rede alemão para comparação com o esquema de controle proposto é baseado no fato de que ele possui as certificações mais rigorosas (BAE; VU; KIM, 2013), e muitos esquemas de controle FRT propostos na literatura são comparados com o GC alemão como em (BAE; VU; KIM, 2013; LAMMERT *et al.*, 2017; PIYA *et al.*, 2018). No entanto, ao final dos resultados para o caso 2, é adicionada uma comparação representando os desempenhos dos ângulos do rotor das máquinas síncronas entre o esquema de controle proposto e alguns dos códigos de rede mais atualizados em operação.

Figura 92 – Cenários de simulação no sistema de teste de 9 bus WSCC.



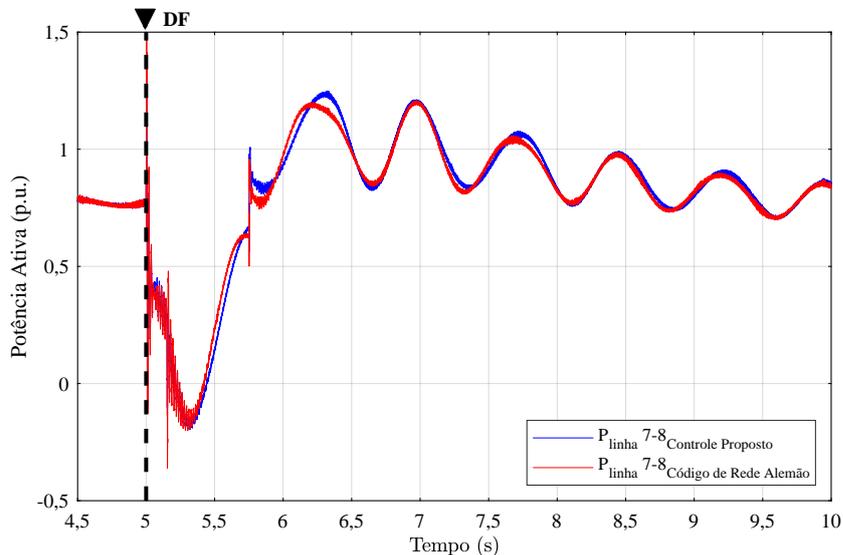
Fonte: Elaborada pelo autor

5.8.1 Resultados da simulação para o Caso 1

Os resultados da simulação na Figura 93 mostram uma comparação do fluxo de potência ativa na linha de transmissão entre as barras 7 e 8 quando os inversores fotovoltaicos atuam de acordo com o código de rede alemão e quando o esquema de controle proposto é utilizado. As respostas para ambas estratégias de controle são muito

semelhantes, atingindo um ponto de operação semelhante ao anterior à falta quase ao mesmo tempo.

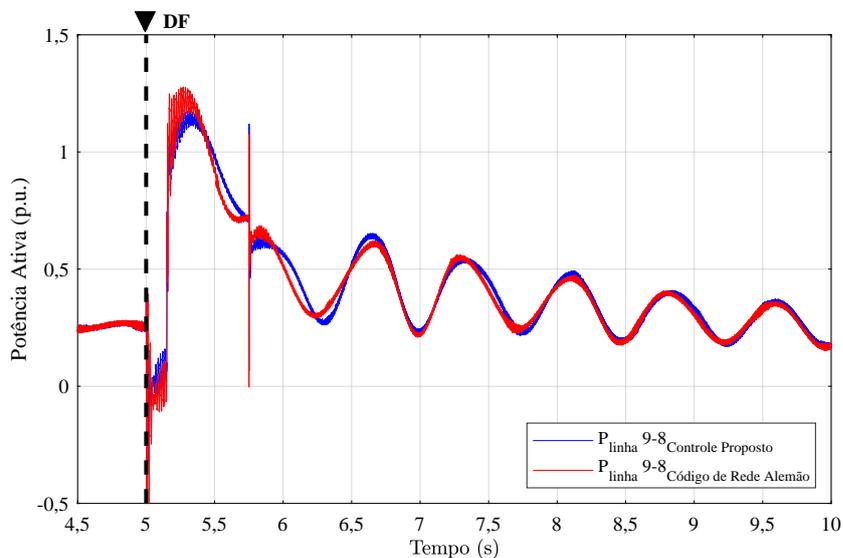
Figura 93 – Fluxo de potência ativa na linha de transmissão entre as barras 7 e 8 em p.u. - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo autor

A Figura 94 mostra o fluxo de potência ativa na linha de transmissão entre as barras 9 e 8. Embora os resultados para ambas as estratégias de controle sejam semelhantes, durante a falta a potência ativa é ligeiramente maior para o esquema de controle proposto, confirmando o efeito da absorção de potência ativa pelo inversor, armazenando-a nos capacitores do barramento CC.

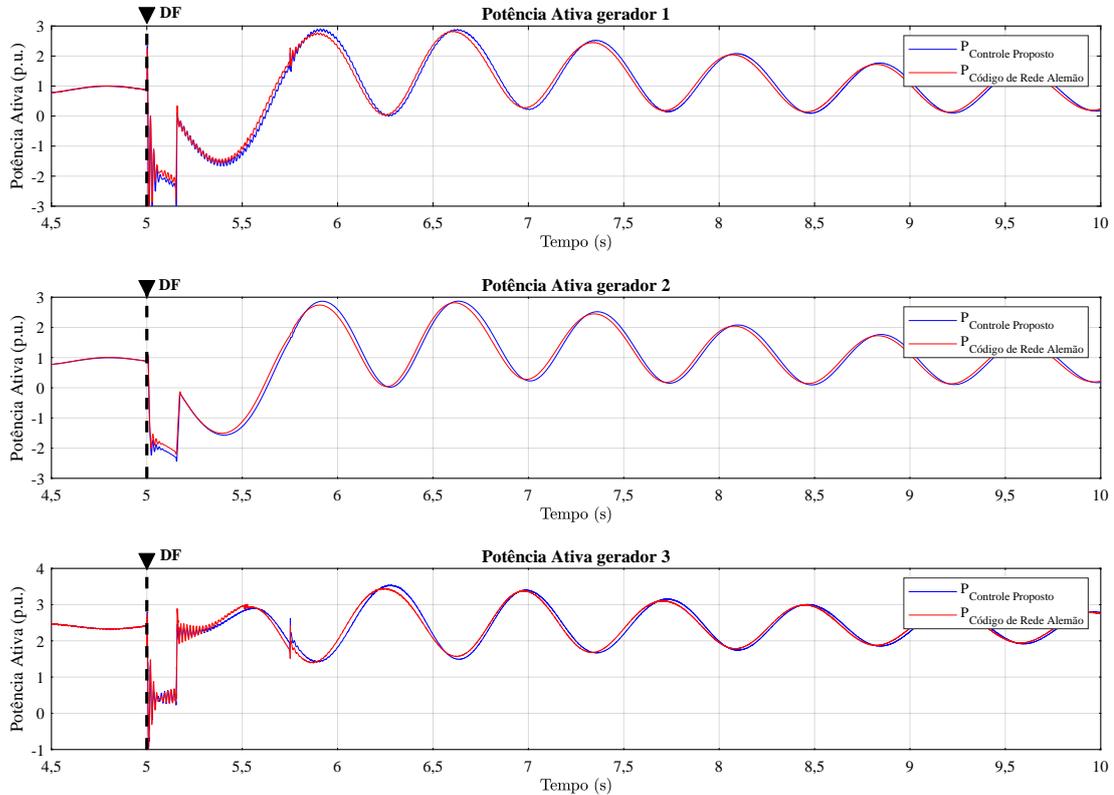
Figura 94 – Fluxo de potência ativa na linha de transmissão entre as barras 9 e 8 em p.u. - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo autor

A potência ativa de saída de cada um dos geradores é mostrada na Figura 95. Todas as curvas dos geradores têm comportamento semelhante durante e após a falta, como seria de esperar da análise anterior.

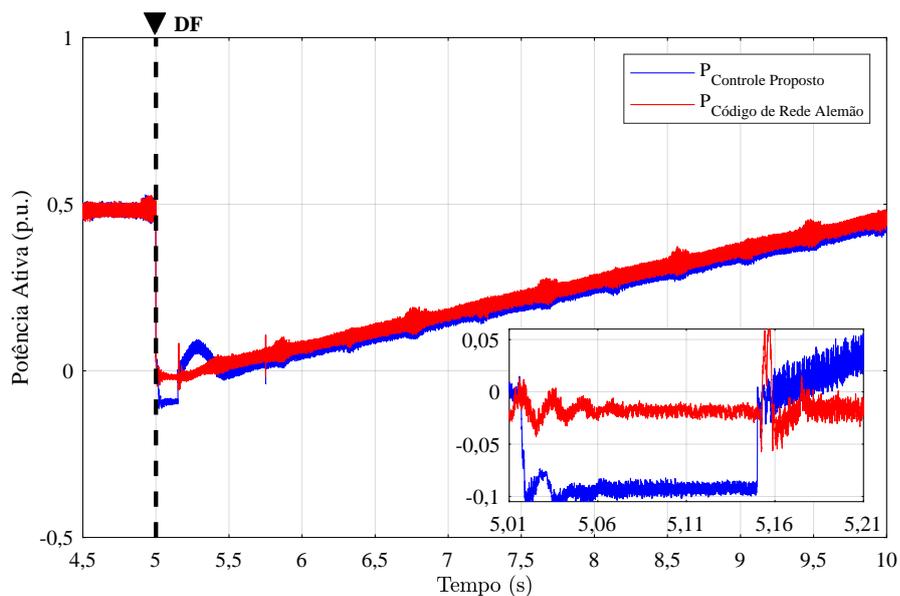
Figura 95 – Potência ativa de saída dos geradores do sistema em p.u. - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo autor

A Figura 96 mostra a saída de potência ativa do sistema fotovoltaico e a região de falha em *zoom*. A potência ativa nesta região é negativa com o esquema de controle proposto, indicando que a energia está sendo absorvida, possibilitando o pequeno aumento dos fluxos de potência nas linhas de transmissão que chegam ao PAC (Figuras 93 e 94). Após a falha, ambas as estratégias de controle começam a aumentar a saída de potência ativa na taxa de rampa de recuperação de potência ativa (20 %/s) estabelecida no código de rede alemão.

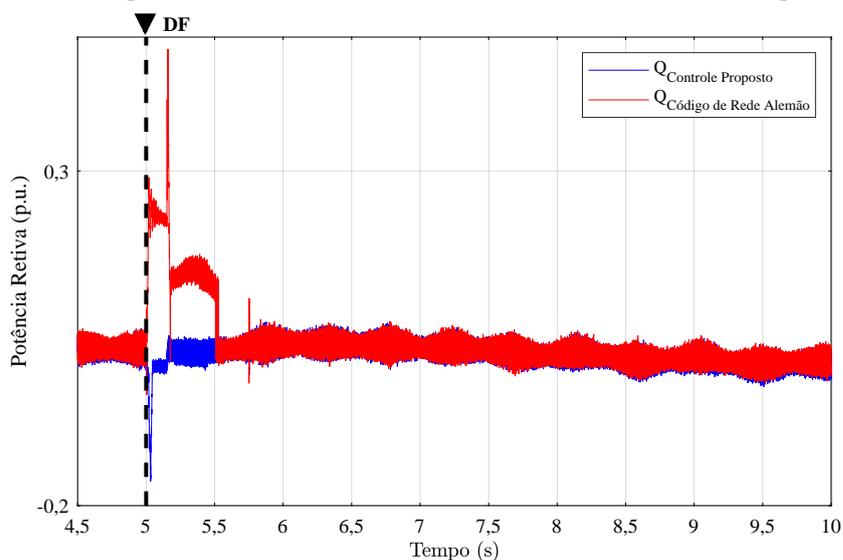
Figura 96 – Saída potência ativa do inversor fotovoltaico do sistema em p.u. - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo autor

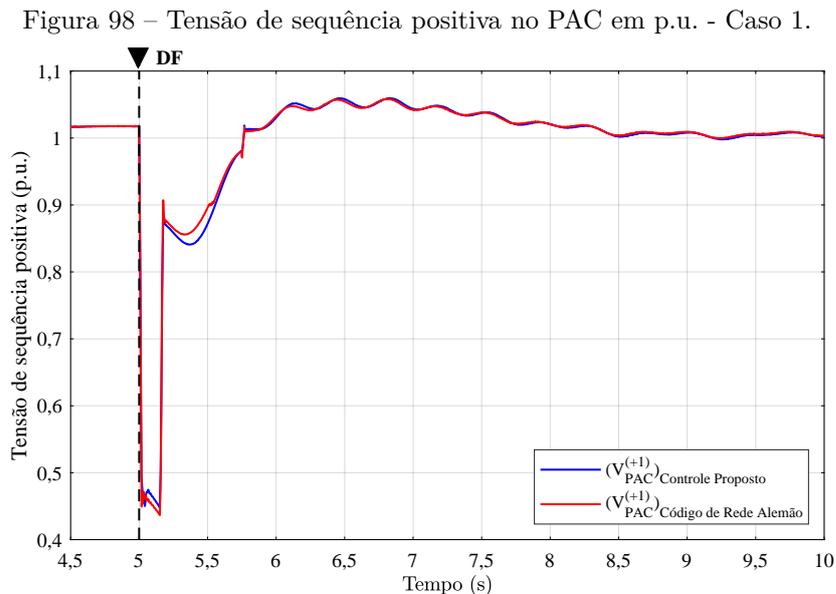
A saída de potência reativa mostrada na Figura 97 ilustra os resultados da ação de controle com base nos requisitos especificados no código de rede alemão. A potência reativa é fornecida ao sistema assim que o afundamento de tensão cai abaixo de 0,9 p.u. da tensão nominal do sistema, como mostrado na Figura 98. É por isso que o suporte de potência reativa ainda está sendo fornecido por um curto período após o término da falha. Os resultados para o esquema de controle proposto indicam que o esquema mostrado na Figura 25 calcula que nenhum suporte de potência reativa é necessário.

Figura 97 – Saída potência reativa do inversor fotovoltaico do sistema em p.u. - Caso 1.



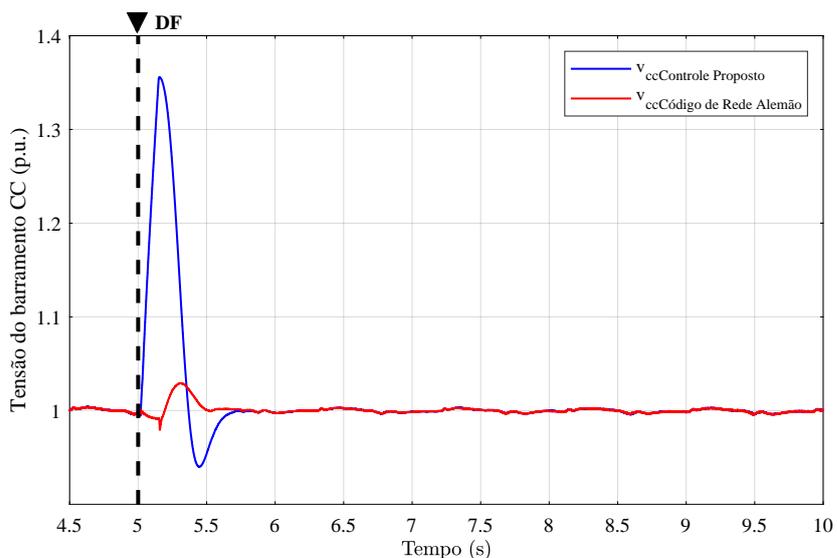
Fonte: Elaborada pelo autor

Na Figura 98 os resultados para a tensão de sequência positiva do PAC mostram que mesmo com o suporte de potência reativa fornecido pela estratégia de controle baseada no código de rede alemão, o perfil de tensão é muito semelhante ao obtido com o esquema de controle proposto. Neste caso, a estabilidade de tensão foi mantida com ambas as estratégias e há pouca diferença de desempenho entre elas.



A análise dos gráficos de tensão do barramento CC na Figura 99 mostra que durante a falta a tensão é mantida quase no mesmo valor, mas com pequenos transitórios quando a estratégia de controle baseada no código de rede alemão é usada. Em contraste, há um aumento na tensão do barramento CC durante a falta quando é utilizada a estratégia de controle proposta. Este aumento indica que a energia está sendo armazenada nos capacitores do barramento CC do inversor, no entanto, este aumento não chega a atingir o limite de tensão máxima do barramento CC do inversor de 1500 V (1,36 p.u.).

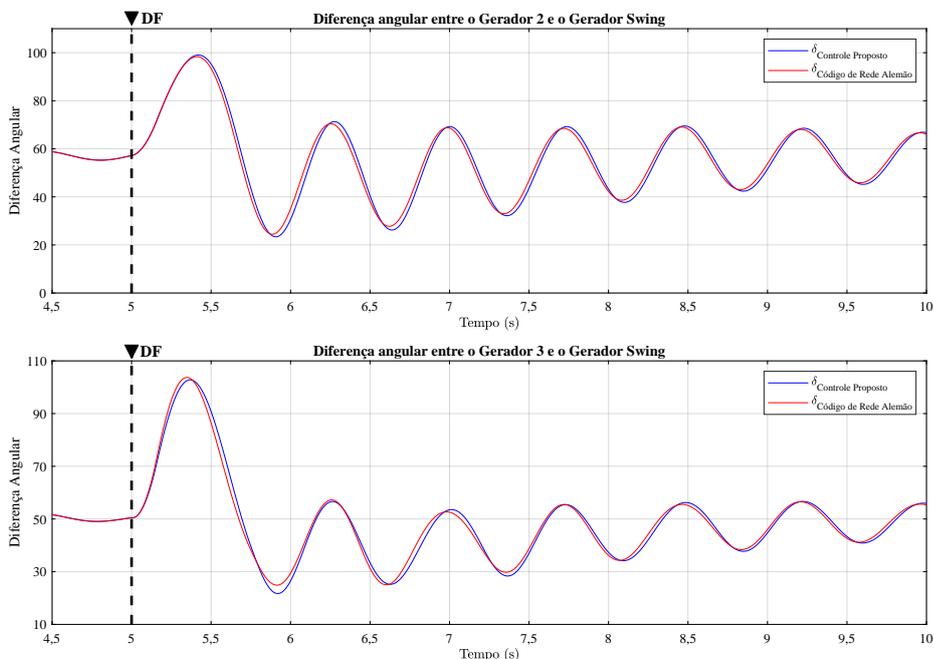
Figura 99 – Tensão do barramento CC em p.u. - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo autor

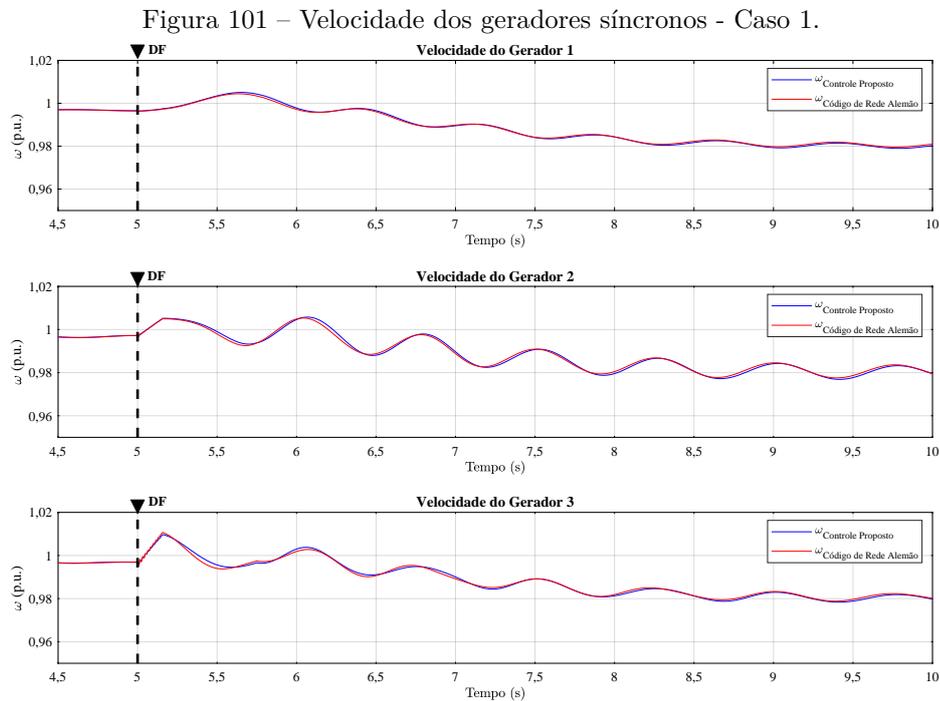
Como esperado dos gráficos anteriores, as diferenças angulares entre os ângulos do rotor dos geradores síncronos 2 e 3 em relação ao gerador *swing*, Figura 100, exibem comportamento semelhante para ambas as estratégias de controle.

Figura 100 – Diferenças angulares entre os ângulos do rotor dos geradores 2 e 3 em relação ao gerador *swing* - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo autor

A Figura 101 mostra o comportamento das velocidades dos geradores do sistema para o Caso 1



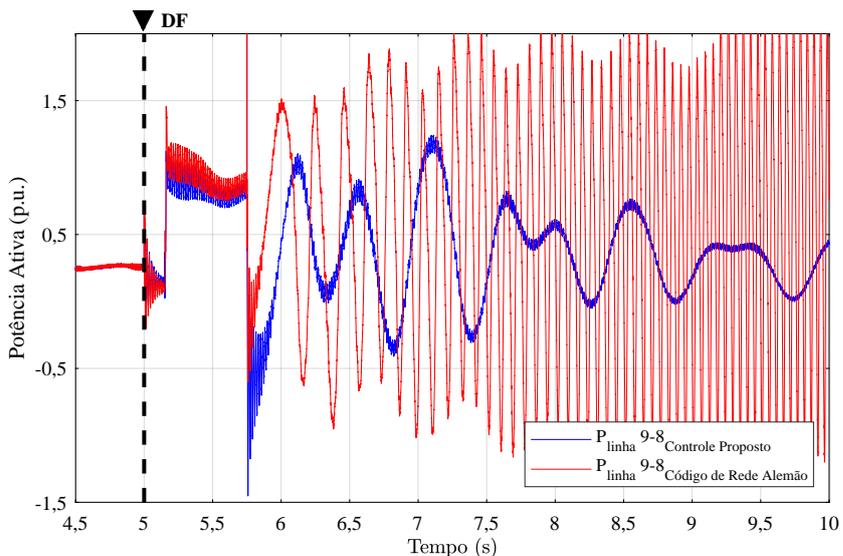
Fonte: Elaborada pelo autor

O análise do Caso 1 indica que as duas estratégias de controle têm quase o mesmo desempenho no suporte a transientes e estabilidade de tensão do sistema de potência. Parece que nenhuma grande melhoria foi observada com a estratégia de controle proposta. No entanto, este caso não envolve um cenário em que a localização da falta poderia potencialmente levar o sistema de energia ao colapso de tensão.

5.8.2 Resultados da simulação para o Caso 2

Os resultados da simulação na Figura 102 mostram uma comparação do fluxo de potência ativa na linha de transmissão entre as barras 9 e 8. Quando os inversores fotovoltaicos agem conforme exigido pelo código de rede alemão, ocorre perda de estabilidade após a reconexão da linha de transmissão. Uma avaliação analítica para justificar a perda de estabilidade não é trivial. Por esta razão, foi deixada como sugestão para trabalho futuro. Em contrapartida, quando o esquema de controle proposto é utilizado, o sistema de potência permanece estável, atingindo o ponto de operação pré-falta após aproximadamente 5s.

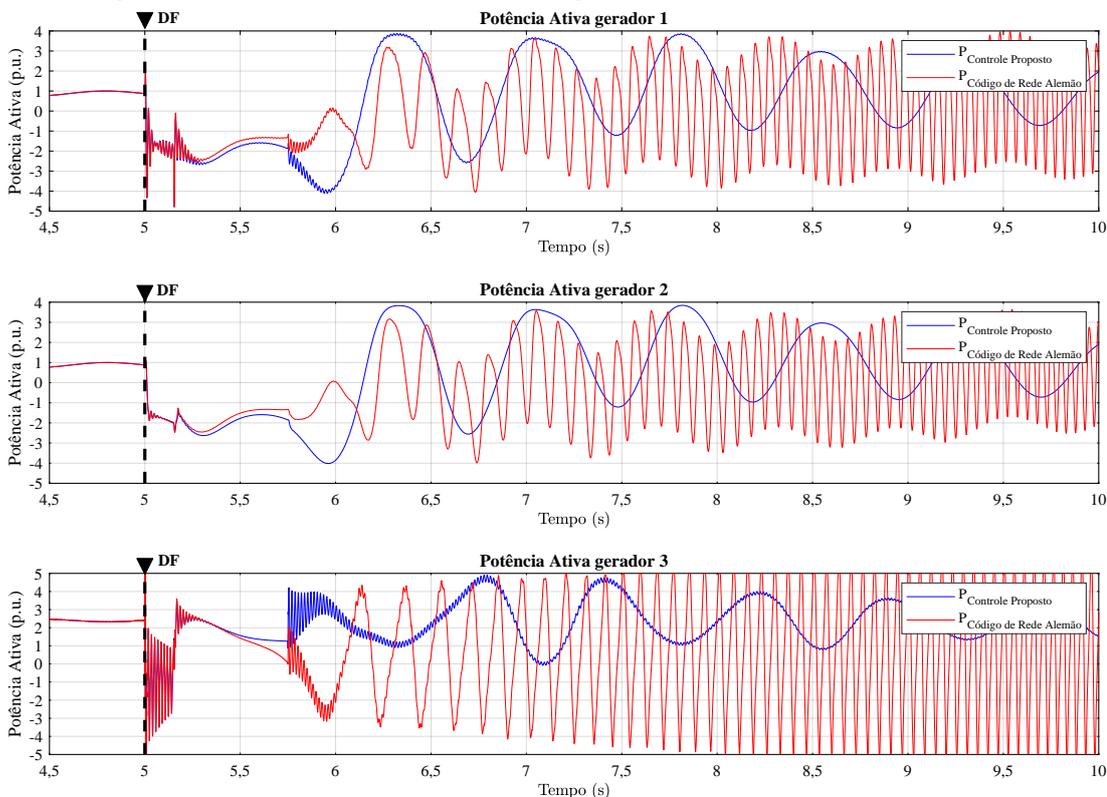
Figura 102 – Fluxo de potência ativa na linha de transmissão entre as barras 9 e 8 em p.u. - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor

A potência ativa de saída de cada um dos geradores é mostrada na Figura 103.

Figura 103 – Potência ativa de saída dos geradores do sistema em p.u. - Caso 2.



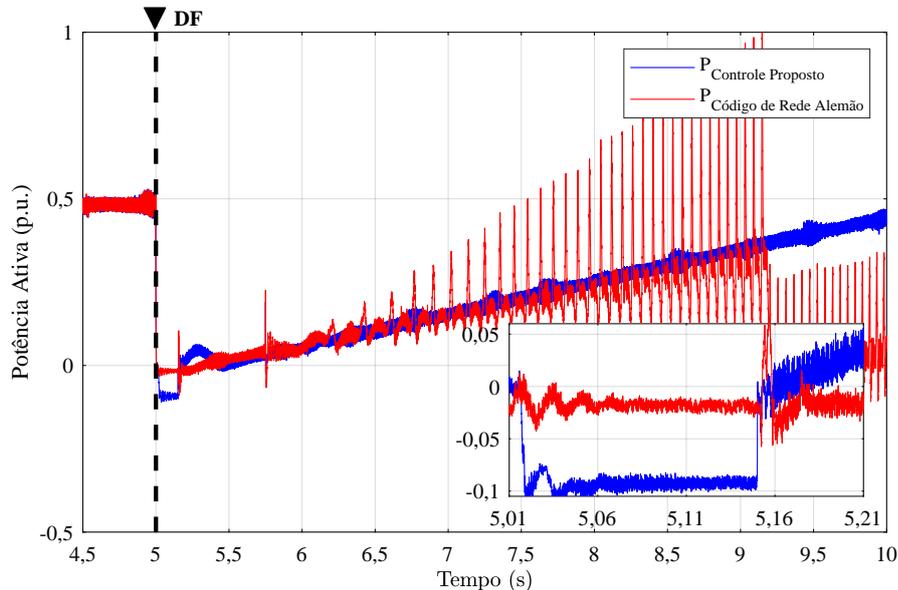
Fonte: Elaborada pelo autor

Como esperado da análise anterior, os inversores que utilizam o esquema de controle proposto mantêm os geradores em sincronismo com o sistema de potência, enquanto que

quando o sistema de controle baseado no código de rede alemão é usado, o sincronismo é perdido, indicando perda de estabilidade do sistema de potência.

A saída de potência ativa do sistema fotovoltaico é mostrada na Figura 104. Como no Caso 1, um *zoom* durante o período de falta mostra a potência ativa negativa com o esquema de controle proposto, indicando que a energia está sendo absorvida e aumentando o fluxo de potência na linha de transmissão que entra no PAC (Figura 102). Após a falha, ambas as estratégias de controle começam a aumentar a saída de potência ativa na taxa de rampa de recuperação estabelecido no código de rede alemão. No entanto, com o controle baseado no código de rede alemão, o sistema não consegue atingir a saída de potência de pré-falta porque a tensão no PAC já entrou em colapso.

Figura 104 – Saída potência ativa do inversor fotovoltaico do sistema em p.u. - Caso 2.

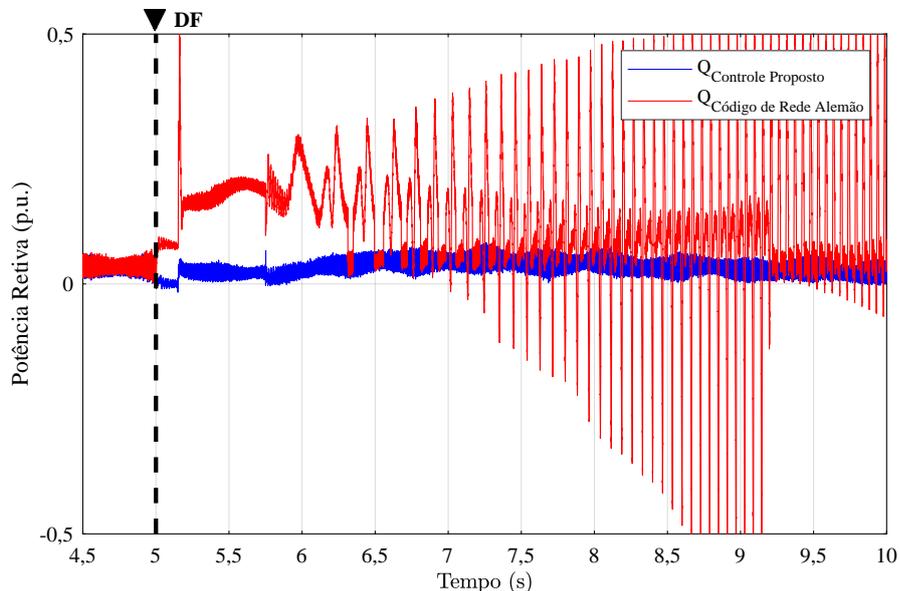


Fonte: Elaborada pelo autor

A ação de controle exigida pelo código de rede alemão faz com que os inversores forneçam potência reativa quando da ocorrência de um afundamento de tensão abaixo de 0,9 p.u. da tensão nominal, como mostrado na Figura 106. No entanto, como a tensão cai para um valor muito baixo durante a falha (0,16 p.u.), a saída de potência reativa mostrada na Figura 105 é muito baixa, mesmo que os inversores estejam injetando corrente reativa próxima ao seu valor nominal. Como a tensão ainda está abaixo de 0,9 p.u. após a falha, os inversores continuam injetando potência reativa, o que neste caso não é uma ação de controle eficiente para manter a estabilidade da tensão. A tensão no PAC finalmente cai

depois que a linha de transmissão é reconectada. Como no Caso 1, o esquema de controle proposto não fornece nenhum suporte de potência reativa.

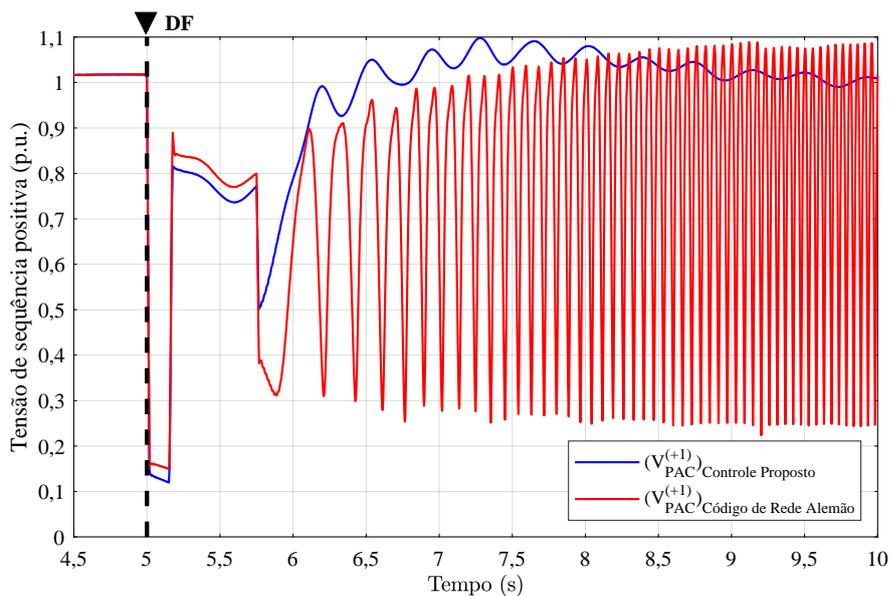
Figura 105 – Saída potência reativa do inversor fotovoltaico do sistema em p.u. - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor

Na Figura 106 os resultados para a tensão PAC mostram que somente o esquema de controle proposto é capaz de manter a estabilidade da tensão, garantindo que o sistema retorne a um ponto de operação próximo às condições pré-falta.

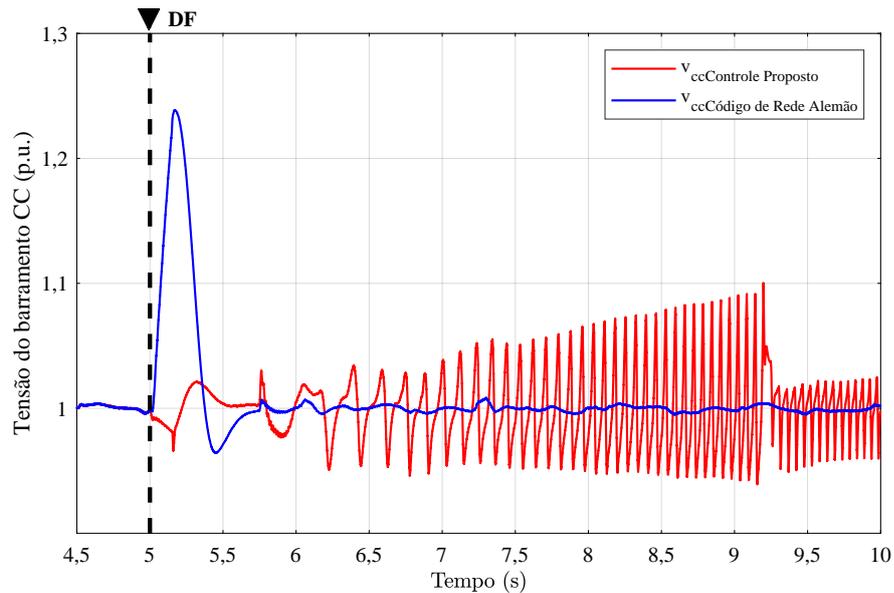
Figura 106 – Tensão de sequência positiva no PAC em p.u. - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor

Os resultados para a tensão do barramento CC na Figura 107 indicam que a estratégia de controle baseada no código de rede alemão mantém a tensão no valor nominal de 1100 V. Como no Caso 1, existe um aumento na tensão do barramento CC durante a falta com a estratégia de controle proposta. Isso é esperado, já que a energia está sendo armazenada nos capacitores dos barramentos CC dos inversores. No entanto, este aumento não excede a tensão máxima do barramento CC de 1500 V (1,36 p.u.).

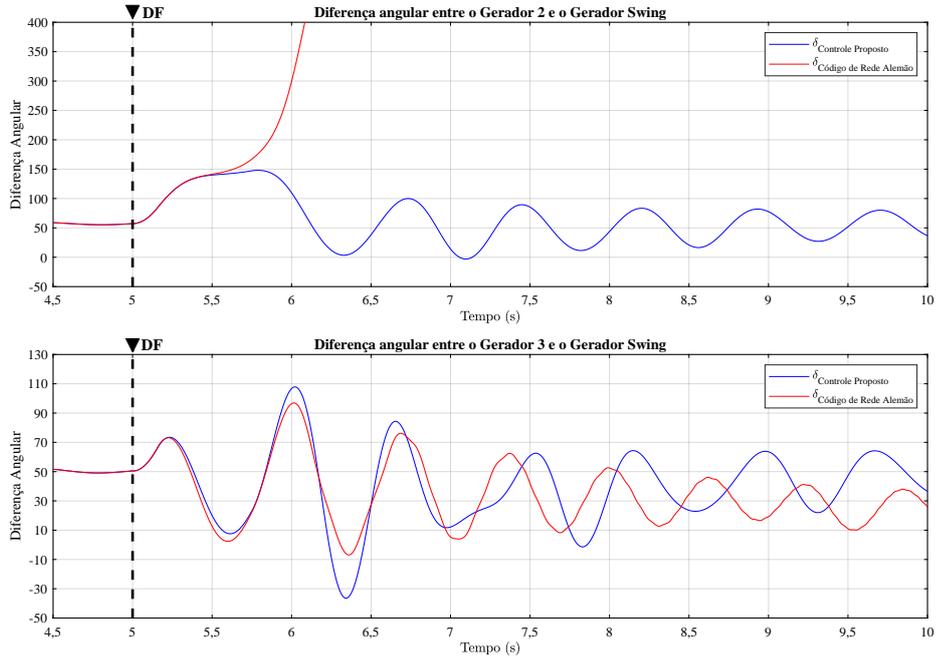
Figura 107 – Tensão do barramento CC em p.u. - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor

As diferenças angulares entre os ângulos do rotor dos geradores síncronos 2 e 3 em relação ao gerador *swing*, Figura 100, estão mostrados na Figura (108). Observa-se que, aplicando o código de rede alemão, o ângulo do gerador 2 é continuamente crescentes, devido à aceleração da máquina e perda de sincronismo. Por outro lado, a estratégia de controle proposta permite o retorno à operação das máquinas em sincronismo.

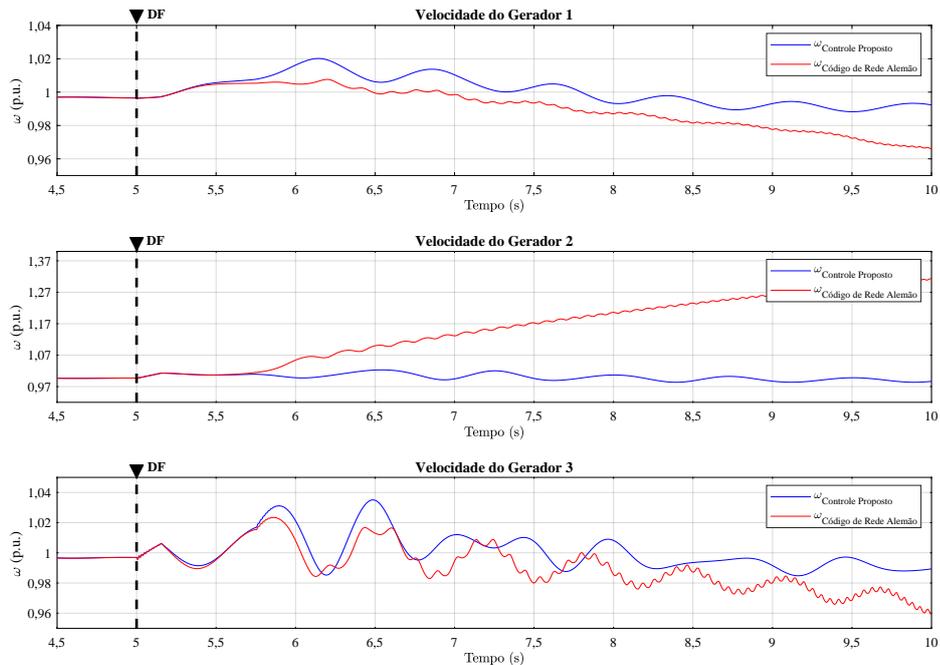
Figura 108 – Diferenças angulares entre os ângulos do rotor dos geradores 2 e 3 em relação ao gerador *swing* - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor

A Figura 109 mostra o comportamento das velocidades dos geradores do sistema para o Caso 2, Observa-se que o gerador 2 acelera até perder o sincronismo.

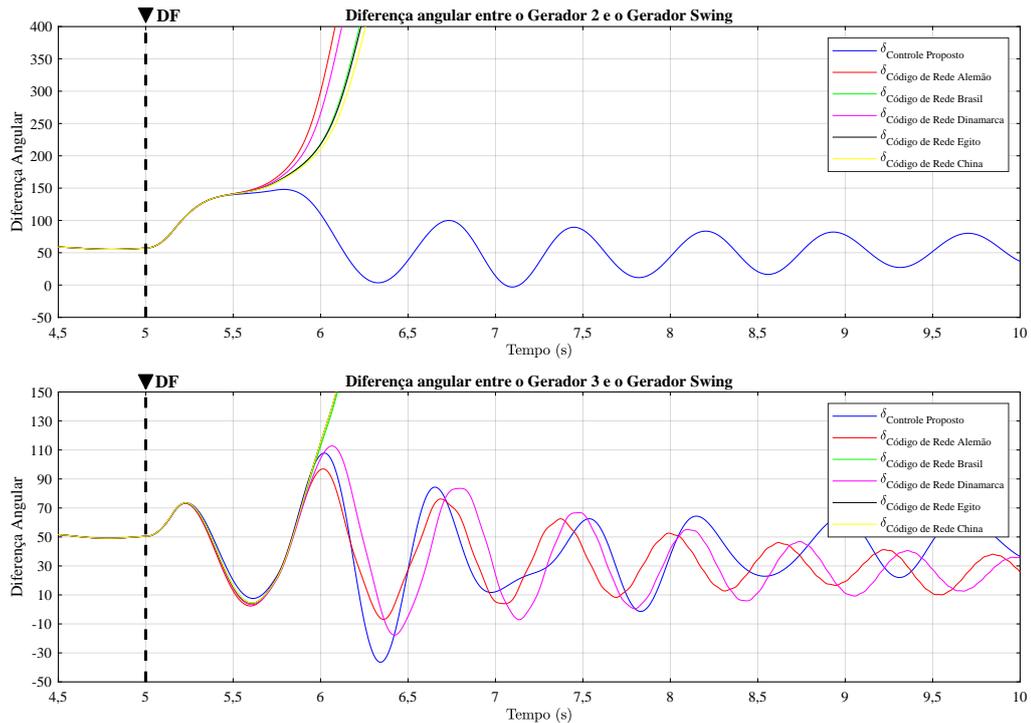
Figura 109 – Velocidade dos geradores síncronos - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor

As ações de controle exigidas por todos os outros códigos de rede ilustrados na Figura 110 também não são capazes de manter a estabilidade do gerador 2. No caso dos códigos de rede de Brasil, Egito e China o gerador 3 também não consegue manter o sincronismo.

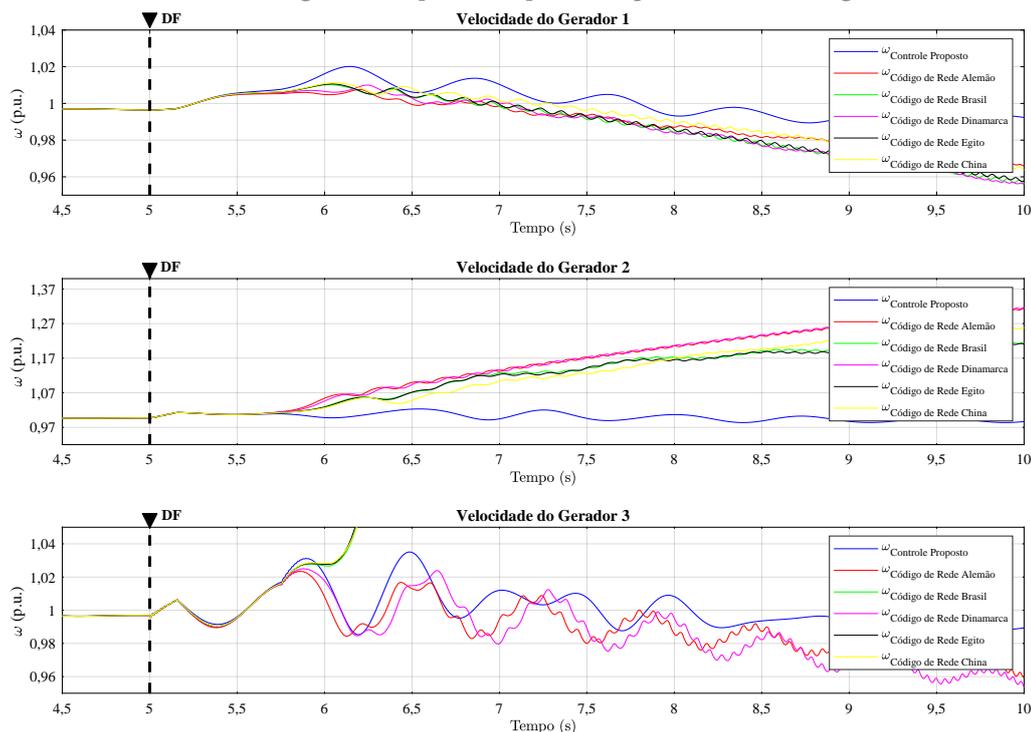
Figura 110 – Diferenças angulares entre os ângulos do rotor dos geradores 2 e 3 em relação ao gerador *swing* por la implementação de vários códigos de redes - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor

A Figura 111, mostra o comportamento das velocidades dos geradores do sistema com as ações de controle exigidas por todos os outros códigos de rede.

Figura 111 – Velocidade dos geradores por la implementação de vários códigos de redes - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor

5.9 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os resultados de simulações e os resultados experimentais realizados neste trabalho. São apresentados resultados de simulações em condições semelhantes às reproduzidas em laboratório.

Os resultados apresentados e as comparações com diferentes códigos de rede atestam a aplicabilidade do controlador proposto no controle do inversor de interface no modo de operação em falta. A implementação da rampa para reduzir a potência de saída do inversor enquanto retorna a tensão do barramento CC ao seu valor de referência reduz significativamente as oscilações do ângulo delta, uma vez que a falha é eliminada.

Os resultados para o esquema de controle proposto, quando aplicado a um sistema mais realista, com configuração em malha e diversos geradores síncronos convencionais, comprovam sua eficácia na manutenção da estabilidade do sistema de potência. Ao dar prioridade à absorção de potência ativa em vez do suporte de potência reativa como exigido pela maioria dos códigos de redes, o esquema de controle proposto mostrou ser capaz de resolver dois grandes problemas de estabilidade: estabilidade transitória e de tensão em

sistemas de energia com recursos fotovoltaicos conectados à rede através de inversores para qualquer cenário de contingência.

Destaca-se que a estratégia de operação durante afundamentos de tensão, proposta nesta tese, mostrou melhores resultados para as variações máxima do Ângulo δ e um menor tempo de assentamento.

Avaliação teórica de uma delimitação da técnica proposta com relação a que tipo, local e duração da falta, que garante que a técnica proposta funcione bem e mantenha a estabilidade transitória e em que situação essa condição não é atingida, serão tratados em trabalhos futuros.

6 CONCLUSÕES

As fontes renováveis de energia geram eletricidade com impactos ambientais mínimos. No entanto, devido ao aumento de sua participação na matriz de geração de energia elétrica, vários padrões, regras e requisitos foram emitidos para garantir a operação estável e segura do sistema de energia elétrica. Este trabalho investiga a tendência atual de fontes renováveis de energia em todo o mundo e compara os vários requisitos e padrões recentes com relação à integração de fontes renovável de energias na rede. Os requisitos discutidos neste estudo incluem VRT, injeção/absorção de corrente reativa, variação de tensão e frequência, qualidade de energia e regulação de potência ativa e reativa. O resultado da revisão indica que a alta integração das fontes renováveis de energia na rede precisa de mais atenção, regulamentação e padrões para que essas usinas atuem como usinas convencionais, ou seja, contribuam para a melhoria das condições de operação, durante e após faltas na rede. Os requisitos e padrões de integração atuais variam substancialmente de um operador de sistema para outro e não são suficientemente claros. Tal diversidade de padrões pode significar um custo adicional aos fabricantes e desenvolvedores de equipamentos, se eles quiserem atender a todos os diferentes requisitos simultaneamente, a fim de fornecer dispositivos em todos os países.

Neste trabalho, apresenta-se o estudo, projeto e implementação de uma estratégia de operação durante afundamentos de tensão para o inversor de interface entre uma fonte primária de energia e o ponto de conexão com a rede elétrica. A proposta de controle visa melhorar a estabilidade transitória das máquinas síncronas ligadas ao sistema elétrico mantendo a potência média de saída do gerador síncrono igual ao valor da potência elétrica de pré-falta, isso é feito, através da manutenção dos fluxos de potências das linhas de transmissão, conectadas ao PAC, nos valores de pré-falta.

Os resultados experimentais e de simulação de um sistema híbrido apresentados provam a efetividade da estratégia de controle proposta na redução significativa das oscilações da potência ativa de saída das máquinas síncronas. Com a estratégia de controle proposta, observa-se uma redução significativa das amplitudes das oscilações das frequências angulares dos rotores dos geradores síncronos.

A prioridade do esquema de controle de melhorar a estabilidade transitória em vez da estabilidade de tensão resultou em melhor desempenho do que a ação de controle

exigida pelo código de rede alemão e de outros códigos em sistemas de energia com uma condição de tensão que poderia levar ao colapso da estabilidade de tensão. Nesse caso, o suporte de energia reativa pode até acelerar o colapso da tensão.

Os resultados da simulação com o esquema de controle proposto mostram que os ângulos do rotor dos geradores síncronos retornam aos seus valores operacionais de pré-falta e, mesmo sem potência reativa, as tensões em todas as barras do sistema elétrico são restauradas aos seus valores pré-falta.

A análise apresentada aqui mostrou que o esquema de controle proposto pode ser implementado nos inversores de um sistema fotovoltaico para melhorar a estabilidade transitória e de tensão de um sistema de potência multimáquina, sendo vantajoso, em comparação com os requisitos dos códigos de rede de diversos países.

Com a implementação da estratégia de operação durante afundamentos de tensão, proposta neste trabalho, fontes de geração renovável estariam atuando para manter a estabilidade da rede, assumindo um papel ativo nesta situação, tornando-se uma opção mais interessante do que colocar um elemento externo para fazer essa função, como por exemplo, uma bateria, visto que ela, a princípio, não teria outra função quando a rede estivesse operando dentro de seus valores nominais.

6.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Com o objetivo de aperfeiçoar a investigação, são apresentados alguns tópicos que não foram considerados e constituem uma proposta de trabalhos futuros:

1. Analisar o sistema com múltiplos inversores de interface conectados à rede e implementar uma coordenação na operação dos inversores durante a falta.
2. Avaliação teórica mais aprofundada sobre os limites de aplicabilidade da proposta. Em quais casos a proposta é vantajosa (como ocorreu no Caso 2 apresentado) e em que casos a proposta leva a resultados semelhantes aos alcançados com a aplicação dos códigos de rede atuais.
3. Avaliar a influência da proporção da potência gerada pelo sistema renovável, em relação a potência gerada por sistemas de geração convencionais sobre a eficácia da proposta.
4. Avaliar a influência da localização da falta sobre a eficácia da proposta.

5. Investigar o uso da frequência para detectar a necessidade de aplicação do método proposto e/ou para a definição da potência de referência do conversor durante faltas.
6. Avaliar a combinação do método proposto com o suporte de corrente de sequência negativa durante faltas assimétricas.
7. Incluir a rede de média tensão entre o conversor de conexão do sistema de geração renovável e o PAC na modelagem e algoritmos de simulação, a fim de avaliar seu efeito.
8. Avaliar o custo de investimento na capacidade de armazenamento do barramento CC e comparar com outras soluções, como o uso de compensador síncrono, por exemplo.

6.2 TRABALHOS PUBLICADOS DURANTE O DOUTORADO

A seguir estão enumerados os trabalhos publicados relacionados à tese de doutorado.

1. Landera, Y. A. G.; Neves, F. A.; Neto, R. C.; Benítez-Alonso, A. A.; León-Viltre, L. (2020). Revisão e comparação dos recentes requisitos de integração de fontes renováveis de energia. *Ingeniería Energética*, 41(3).
2. Landera, Y. G.; Zevallos, O. C.; Neves, F. A.; Neto, R. C.; Prada, R. B. (2022). Control of PV Systems for Multimachine Power System Stability Improvement. *IEEE Access*, 10, 45061-45072.

REFERÊNCIAS

- ABDOU, A.; ABU-SIADA, A.; POTA, H. Improving the low voltage ride through of doubly fed induction generator during intermittent voltage source converter faults. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, American Institute of Physics, v. 5, n. 4, p. 043110, 2013.
- A.E.M, C. **National Electricity Rules Version 63**. [S.l.]: Jul. (Ed.), 2014.
- AL-SHETWI, A. Q.; SUJOD, M. Z. Grid-connected photovoltaic power plants: A review of the recent integration requirements in modern grid codes. **International Journal of Energy Research**, Wiley Online Library, v. 42, n. 5, p. 1849–1865, 2018.
- AL-SHETWI, A. Q.; SUJOD, M. Z. Modeling and control of grid-connected photovoltaic power plant with fault ride-through capability. **Journal of Solar Energy Engineering**, American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, v. 140, n. 2, 2018.
- AL-SHETWI, A. Q. *et al.* Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review. **Solar Energy**, Elsevier, v. 180, p. 340–350, 2019.
- AL-SHETWI, A. Q.; SUJOD, M. Z.; RAMLI, N. L. A review of the fault ride through requirements in different grid codes concerning penetration of pv system to the electric power network. **ARPN journal of engineering and applied sciences**, v. 10, n. 21, p. 9906–9912, 2015.
- ALTIN, M. *et al.* Overview of recent grid codes for wind power integration. In: IEEE. **2010 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment**. [S.l.], 2010. p. 1152–1160.
- ANEES, A. S. Grid integration of renewable energy sources: Challenges, issues and possible solutions. In: IEEE. **2012 IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE)**. [S.l.], 2012. p. 1–6.
- ARULKUMAR, K.; PALANISAMY, K.; VIJAYAKUMAR, D. Recent advances and control techniques in grid connected pv system—a review. **International Journal of Renewable Energy Research**, v. 6, n. 3, p. 1031–1049, 2016.
- ASSOCIATION, E. W. E. **EWEA working group on grid code requirements**. 2018. [Online; Acessado em 17-04-2020]. Disponível em: <<http://www.ewea.org/>>.
- AYODELE, T. *et al.* Challenges of grid integration of wind power on power system grid integrity: A review. **world**, v. 3, 2020.
- AZEVEDO, G. M. *et al.* New control strategy to allow the photovoltaic systems operation under grid faults. In: IEEE. **2009 Brazilian Power Electronics Conference**. [S.l.], 2009. p. 196–201.
- BAE, Y.; VU, T.-K.; KIM, R.-Y. Implemental control strategy for grid stabilization of grid-connected pv system based on german grid code in symmetrical low-to-medium voltage network. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 28, n. 3, p. 619–631, 2013.

- BARTELS, W. *et al.* Generating plants connected to the medium-voltage network. **Technical Guideline of BDEW**, 2008.
- BASIT, A. *et al.* A review of grid requirements for wind farm in denmark and china. In: **China wind power 2012**. [S.l.: s.n.], 2012.
- BASSO, T.; HAMBRICK, J.; DEBLASIO, D. Update and review of ieeep2030 smart grid interoperability and ieeep1547 interconnection standards. In: IEEE. **2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)**. [S.l.], 2012. p. 1–7.
- BATTAGLINI, A. *et al.* Development of supersmart grids for a more efficient utilisation of electricity from renewable sources. **Journal of cleaner production**, Elsevier, v. 17, n. 10, p. 911–918, 2009.
- BIGHASH, E. Z. *et al.* Improving performance of lvrt capability in single-phase grid-tied pv inverters by a model-predictive controller. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 98, p. 176–188, 2018.
- BOJOI, R. I. *et al.* Current control strategy for power conditioners using sinusoidal signal integrators in synchronous reference frame. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 20, n. 6, p. 1402–1412, 2005.
- BREM, A. *et al.* Industrial smart and micro grid systems—a systematic mapping study. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, p. 118828, 2019.
- BROECK, H. W. V. D.; SKUDELNY, H.-C.; STANKE, G. V. Analysis and realization of a pulsewidth modulator based on voltage space vectors. **IEEE transactions on industry applications**, IEEE, v. 24, n. 1, p. 142–150, 1988.
- CABRERA-TOBAR, A. *et al.* Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 62, p. 971–987, 2016.
- CEI. **Technical rules for the connection of active and passive users to the HV and MV networks of electricity distribution companies**. [S.l.]: Italian standard, 2012.
- CEI, C. E. I. **Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company**. 2016. [Online; Acessado em 14-04-2020]. Disponível em: <<http://www.ceiweb.it/>>.
- CEI, I. C. E. Reference technical rules for the connection of active and passive users to the lv electrical utilities, december 2014. **Dernière consultation**, v. 17, p. 12, 2014.
- CHO, N. *et al.* Analysis of harmonic hosting capacity of ieeestd. 519 with iec 61000-3-6 in distribution systems. In: IEEE. **2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)**. [S.l.], 2019. p. 730–734.
- CLEVELAND, F. M. Iec 61850-7-420 communications standard for distributed energy resources (der). In: **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–4.

CONNOLLY, D.; LUND, H.; MATHIESEN, B. Smart energy europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the european union. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 60, p. 1634–1653, 2016.

CONROY, J.; WATSON, R. Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator. **IET Renewable power generation**, IET, v. 1, n. 3, p. 182–189, 2007.

CRĂCIUN, B.-I. *et al.* Overview of recent grid codes for pv power integration. In: IEEE. **2012 13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)**. [S.l.], 2012. p. 959–965.

DANG, K. *et al.* Study of improving fault ride-through ability of grid-connected pv generation system using series braking resistor. **Acta Energiae Solaris Sinica.**, v. 38, n. 2, p. 302–308, 2017.

DELAVARI, A.; KAMWA, I.; BRUNELLE, P. **WSCC 9-bus test system IEEE benchmark**. **MATLAB Central File Exchange**. 2018.

DELAVARI, K. **WSCC 9-bus test system IEEE benchmark**. **MATLAB Central File Exchange**. 2018. [Online; Acessado em 16-11-2021]. Disponível em: <<https://in.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/45936-ieee-9-bus>>.

DIAZ-FRANCO, F. *et al.* Low-voltage ride-through for pv systems using model predictive control approach. In: IEEE. **2016 North American Power Symposium (NAPS)**. [S.l.], 2016. p. 1–6.

DILEEP, G. A survey on smart grid technologies and applications. **Renewable energy**, Elsevier, v. 146, p. 2589–2625, 2020.

DÖŞOĞLU, M. K. Hybrid low voltage ride through enhancement for transient stability capability in wind farms. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 78, p. 655–662, 2016.

DRAGIČEVIĆ, T. *et al.* Dc microgrids—part ii: A review of power architectures, applications, and standardization issues. **IEEE transactions on power electronics**, IEEE, v. 31, n. 5, p. 3528–3549, 2015.

DREIDY, M.; MOKHLIS, H.; MEKHILEF, S. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 69, p. 144–155, 2017.

DUESTERHOEFT, W.; SCHULZ, M. W.; CLARKE, E. Determination of instantaneous currents and voltages by means of alpha, beta, and zero components. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, IEEE, v. 70, n. 2, p. 1248–1255, 1951.

EC, E. C. **Establishing a network code on requirements for grid connection of generators**. [S.l.]: Official Journal of the European Union Regulation 2016-631, 2016.

ECM, E. C. M. **Grid Code for peninsular Malaysia**. 2017. [Online; Acessado em 24-03-2020]. Disponível em: <<http://st.gov.my>>.

EDF. **Référentiel Technique HTB relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'une installation de production d'énergie électrique au réseau public HTB450 kV des Zones Non Interconnectées.** [S.l.]: França, 2008.

EETC. **Solar Energy Plants Grid Connection Code.** [S.l.]: Egypt, 2017.

EIRGRID. **EirGrid Grid Code v6.** 2015.

ENA, E. N. A. Engineering recommendation p29: Planning limits for voltage unbalance in the united kingdom. **London: Energy Networks Association**, 1990.

ENERGINET, d. **rid connection of wind turbine to network with voltages above 100kV.** [S.l.]: Regulation TF 3.2.5, 2004.

ERLICH, I. *et al.* Modeling of wind turbines based on doubly-fed induction generators for power system stability studies. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 22, n. 3, p. 909–919, 2007.

ESPINOZA, N.; BONGIORNO, M.; CARLSON, O. Grid code testing of full power converter based wind turbines using back-to-back voltage source converter system. In: **EWEA Annual Event 2013 conference proceedings.** [S.l.: s.n.], 2013.

ETXEGARAI, A. *et al.* Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 41, p. 1501–1514, 2015.

FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN, A. *et al.* Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 115, p. 109369, 2019.

FIGUEIRA, H. H. *et al.* Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: A comparison with iec and ieee. In: IEEE. **2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE).** [S.l.], 2015. p. 1104–1109.

GAO, D. W. *et al.* **Comparison of standards and technical requirements of grid-connected wind power plants in China and the United States.** [S.l.], 2016.

GARCÍA-SÁNCHEZ, T.; GÓMEZ-LÁZARO, E.; MOLINA-GARCÍA, A. A review and discussion of the grid-code requirements for renewable energy sources in spain. In: CORDOBA SPAIN. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14).** [S.l.], 2014. p. 565–570.

GAYEN, P.; CHATTERJEE, D.; GOSWAMI, S. A low-voltage ride-through capability enhancement scheme of doubly fed induction generator based wind plant considering grid faults. **Journal of renewable and Sustainable Energy**, AIP Publishing LLC, v. 8, n. 2, p. 025301, 2016.

GB/T. **Technical requirements for connecting photovoltaic power station to power system**, Standardization Administration of the P.R.C. [S.l.]: GB/T19964, 2012.

GEVORGIAN, V.; BOOTH, S. **Review of PREPA technical requirements for interconnecting wind and solar generation.** [S.l.], 2013.

GHASSEMI, F.; PERRY, M. Review of voltage unbalance limit in the gb grid code cc. 6.1. 5 (b). **National Grid, Report**, 2014.

GIALLANZA, A. *et al.* A sizing approach for stand-alone hybrid photovoltaic-wind-battery systems: A sicilian case study. **Journal of cleaner production**, Elsevier, v. 199, p. 817–830, 2018.

HAGH, M. T.; KHALILI, T. A review of fault ride through of pv and wind renewable energies in grid codes. **International Journal of Energy Research**, Wiley Online Library, v. 43, n. 4, p. 1342–1356, 2019.

Haidar, A. M.; JULAI, N. An improved scheme for enhancing the ride-through capability of grid-connected photovoltaic systems towards meeting the recent grid codes requirements. **Energy for sustainable development**, Elsevier, v. 50, p. 38–49, 2019.

HASSAN, M. H. *et al.* Improving the capability curves of a grid-connected wind farm: Gabel el-zeit, egypt. In: IEEE. **2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)**. [S.l.], 2017. p. 300–307.

HOSSAIN, J.; POTA, H. R. Robust control for grid voltage stability: high penetration of renewable energy. In: **Power systems**. [S.l.]: Springer, 2014.

HOSSAIN, M. K.; ALI, M. H. Low voltage ride through capability enhancement of grid connected pv system by sdr. In: IEEE. **2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition**. [S.l.], 2014. p. 1–5.

HYDROQUÉBEC. **Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants to the Hydro-Québec Transmission System**. [S.l.]: Canada, 2009.

IEA. **site web da IEA**. 2022. [Online; Acessado em 23-09-2022]. Disponível em: <<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>>.

IEA, E. B. International energy agency. **Paris, France**, 2009.

IEC61000, E. 4-15, flickermeter, functional and design specifications. **International Electrotechnical Commission**, 1997.

IEEE. Ieee application guide for ieee std 1547(tm), ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Std 1547.2-2008**, v. 9, p. 1–217, 2009.

IEEE. Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems - amendment 1. **IEEE Std 1547a-2014 (Amendment to IEEE Std 1547-2003)**, p. 1–16, 2014.

IEEE. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. **IEEE Std**, p. 1547–2018, 2018.

IEEESTD. Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems. In: IEEE INDUSTRY APPLICATIONS SOCIETY. [S.l.].

IOV, F. *et al.* Fault current contribution from vsc-based wind turbines to the grid. In:

UNIVERSITY OF GALATI, ROMANIA. **International Symposium on Electrical and Electronics Engineering, ISEEE08**. [S.l.], 2008.

JAALAM, N. *et al.* A comprehensive review of synchronization methods for grid-connected converters of renewable energy source. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 59, p. 1471–1481, 2016.

JANNESAR, M. R. *et al.* Optimal probabilistic planning of passive harmonic filters in distribution networks with high penetration of photovoltaic generation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 110, p. 332–348, 2019.

JEA, J. E. A. *et al.* **Grid-interconnection Code JEAC 9701-2016**. [S.l.]: Japan, 2016.

JUSTO, J. J.; MWASILU, F.; JUNG, J.-W. Doubly fed induction generator wind turbines: A novel integrated protection circuit for low-voltage ride-through strategy. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, AIP Publishing LLC, v. 6, n. 5, p. 053129, 2014.

KARALIOLIOS, P. *et al.* The effect of fault ride-through requirements on voltage dips and post-fault voltage recovery in a dutch distribution network. In: **Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 2010), 23-25 March 2010, Granada, Spain**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.

KDJ. **Technical regulation 3.2. 2 for PV power plants with a power output above 11 kW**. [S.l.]: Published UK edition, 2016.

KIM, Y.-J. Development and analysis of a sensitivity matrix of a three-phase voltage unbalance factor. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 33, n. 3, p. 3192–3195, 2018.

KOBAYASHI, H. Fault ride through requirements and measures of distributed pv systems in japan. In: IEEE. **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2012. p. 1–6.

KUNDUR, P. S.; MALIK, O. P. **Power system stability and control**. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2022.

LAMMERT, G. *et al.* Impact of fault ride-through and dynamic reactive power support of photovoltaic systems on short-term voltage stability. In: IEEE. **2017 IEEE Manchester PowerTech**. [S.l.], 2017. p. 1–6.

LIANG, X. Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 53, n. 2, p. 855–866, 2016.

LIMONGI, L. R. *et al.* Digital current-control schemes. **IEEE industrial electronics magazine**, IEEE, v. 3, n. 1, p. 20–31, 2009.

LIU, G. *et al.* Study on high voltage ride through control strategy of pmsg-based wind turbine generation system with scesu. **The Journal of Engineering**, IET, v. 2019, n. 17, p. 4257–4260, 2019.

LOUDIYI, K. *et al.* Grid code status for wind farms interconnection in northern africa and spain: Descriptions and recommendations for northern africa. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 81, p. 2584–2598, 2018.

LUO, X. *et al.* Review of voltage and frequency grid code specifications for electrical energy storage applications. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 5, p. 1070, 2018.

MACII, D.; PETRI, D. Rapid voltage change detection: Limits of the iec standard approach and possible solutions. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, IEEE, 2019.

MEEGAHAPOLA, L. *et al.* Role of fault ride-through strategies for power grids with 100% power electronic-interfaced distributed renewable energy resources. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment**, Wiley Online Library, v. 7, n. 4, p. e292, 2018.

MEMON, M. A. *et al.* Selective harmonic elimination in inverters using bio-inspired intelligent algorithms for renewable energy conversion applications: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 82, p. 2235–2253, 2018.

MERAL, M. E.; ÇELİK, D. A comprehensive survey on control strategies of distributed generation power systems under normal and abnormal conditions. **Annual Reviews in Control**, Elsevier, v. 47, p. 112–132, 2019.

MIRHOSSEINI, M.; POU, J.; AGELIDIS, V. G. Single-and two-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plants with ride-through capability under grid faults. **IEEE Transactions on sustainable energy**, IEEE, v. 6, n. 3, p. 1150–1159, 2014.

MOGHADASI, A. *et al.* A model predictive power control approach for a three-phase single-stage grid-tied pv module-integrated converter. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 54, n. 2, p. 1823–1831, 2017.

MOHAMMADI, P. *et al.* Lvrt capability enhancement of single-phase grid connected pv array with coupled supercapacitor. In: IEEE. **2018 9th annual power electronics, drives systems and technologies conference (PEDSTC)**. [S.l.], 2018. p. 193–198.

MOHSENI, M.; ISLAM, S. M. Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 6, p. 3876–3890, 2012.

MOKUI, H. T.; MASOUM, M. A.; MOHSENI, M. Review on australian grid codes for wind power integration in comparison with international standards. In: IEEE. **2014 Australasian universities power engineering conference (AUPEC)**. [S.l.], 2014. p. 1–6.

MORJARIA, M. *et al.* A grid-friendly plant: The role of utility-scale photovoltaic plants in grid stability and reliability. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 12, n. 3, p. 87–95, 2014.

MOURSI, M. S. E.; XIAO, W.; JR, J. L. K. Fault ride through capability for grid interfacing large scale pv power plants. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 7, n. 9, p. 1027–1036, 2013.

NANTHAGOPAL, K. *et al.* Investigation on diethyl ether as an additive with calophyllum inophyllum biodiesel for ci engine application. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 179, p. 104–113, 2019.

NERC. **Distributed Energy Resources Task Force Report, Distributed Energy Resources: Connection, Modeling, and Reliability Considerations. North American Electric Reliability Corporation (NERC)**. 2018. [Online; Acessado em 04-11-2021]. Disponível em: <http://www.nerc.com/comm/Other/essntlrbltysrvctskfrcDL/Distributed_Energy_Resources_Report.pdf>.

NERSA, N. E. R. o. S. A. **Grid connection code for Renewable Power Plants (RPPs) connected to the electricity Transmission System (TS) or the Distribution System (DS) in South Africa**. 2016. [Online; Acessado em 24-01-2019]. Disponível em: <www.nersa.org.za>

NETO, R. C. **Controle repetitivo complexo baseado em GDSC aplicado a filtro ativo de potência**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2018.

NETZBETREIBER, V. der. **TransmissionCode 2008-Network and System Rules of the German Transmission System Operators**. [S.l.]: August, 2008.

NEUKIRCHNER, L.; GÖRBE, P.; MAGYAR, A. Voltage unbalance reduction in the domestic distribution area using asymmetric inverters. **Journal of cleaner production**, Elsevier, v. 142, p. 1710–1720, 2017.

NEUMANN, T.; ERLICH, I. Modelling and control of photovoltaic inverter systems with respect to german grid code requirements. In: IEEE. **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2012. p. 1–8.

NEVES, F. A. *et al.* Unbalanced grid fault ride-through control for single-stage photovoltaic inverters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 31, n. 4, p. 3338–3347, 2015.

NEVES, F. A. *et al.* A generalized delayed signal cancellation method for detecting fundamental-frequency positive-sequence three-phase signals. **IEEE Transactions on power delivery**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1816–1825, 2010.

NGET, N. G. E. T. p. **The Grid Code Issue 5 Revision 22. Tech. rep.** [S.l.]: UK, 2018.

O'DRISCOLL, E.; O'DONNELL, G. E. Industrial power and energy metering—a state-of-the-art review. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 41, p. 53–64, 2013.

OGATA, K. *et al.* **Discrete-time control systems**. [S.l.]: Prentice Hall Englewood Cliffs, NJ, 1995. v. 2.

OLIVEIRA, F. *et al.* Enhancing lvr of dfig by using a superconducting current limiter on rotor circuit. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 9, n. 1, p. 16, 2016.

ON-NETZ, E.; CODE, G. Requirements for offshore grid connections in the e. **ON Netz network**, 2008.

ONS. **2.10-Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. [S.l.]: Operador Nacional do Sistema (ONS), 2021.

OON, K. H. *et al.* Establishment of fault current characteristics for solar photovoltaic generator considering low voltage ride through and reactive current injection requirement. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 92, p. 478–488, 2018.

OU, T.-C. A novel unsymmetrical faults analysis for microgrid distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 43, n. 1, p. 1017–1024, 2012.

OU, T.-C.; LU, K.-H.; HUANG, C.-J. Improvement of transient stability in a hybrid power multi-system using a designed nide (novel intelligent damping controller). **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 10, n. 4, p. 488, 2017.

PAPACHRISTOU, A. C. *et al.* Impact of dg on voltage unbalance in canadian benchmark rural distribution networks. In: IEEE. **2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)**. [S.l.], 2018. p. 1–6.

PAVELLA, M.; ERNST, D.; RUIZ-VEGA, D. **Transient stability of power systems: a unified approach to assessment and control**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2000. v. 581.

PIYA, P. *et al.* Fault ride-through capability of voltage-controlled inverters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 65, n. 10, p. 7933–7943, 2018.

POPA, D.-L. *et al.* Design and simulation of a 10 mw photovoltaic power plant using matlab and simulink. In: IEEE. **2016 IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC)**. [S.l.], 2016. p. 378–383.

PREDA, T.-N.; UHLEN, K.; NORDGÅRD, D. E. An overview of the present grid codes for integration of distributed generation. IET, 2012.

PREPA. **Minimum Technical Requirements for Photovoltaic Generation (PV) Projects**. 2012.

RAE, R. A. f. E. **Technical transmission grid code of the Romanian power system**. 2014. [Online; Acessado em 31-01-2020]. Disponível em: <www.anre.ro>.

RAHIM, A.; NOWICKI, E. Supercapacitor energy storage system for fault ride-through of a dfig wind generation system. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 59, p. 96–102, 2012.

RANGARAJAN, S. S. *et al.* A survey on global pv interconnection standards. In: IEEE. **2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)**. [S.l.], 2017. p. 1–8.

REE, R. e. d. e. Technical requirements for wind power and photovoltaic installations and any generating facilities whose technology does not consist of a synchronous generator directly connected to the grid. **Red Electrica, Madrid, Spain, Report**, 2008.

RODRIGUES, E. *et al.* Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 53, p. 163–177, 2016.

RUHANG, X. *et al.* The cost and marketability of renewable energy after power market reform in china: A review. **Journal of cleaner production**, Elsevier, v. 204, p. 409–424, 2018.

RUIZ, A. **System aspects of large scale implementation of a photovoltaic power plant**. 2011.

SAADAT, N.; CHOI, S. S.; VILATHGAMUWA, D. M. A statistical evaluation of the capability of distributed renewable generator-energy-storage system in providing load low-voltage ride-through. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 30, n. 3, p. 1128–1136, 2014.

SABIR, A. A novel low-voltage ride-through capable energy management scheme for a grid-connected hybrid photovoltaic-fuel cell power source. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 29, n. 2, p. e2713, 2019.

SEDIGHIZADEH, M.; ESMAILI, M.; MOUSAVI-TAGHIABADI, S. M. Optimal energy and reserve scheduling for power systems considering frequency dynamics, energy storage systems and wind turbines. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 228, p. 341–358, 2019.

SEIXAS, P. F. **Comande numérique d’une machine synchrone autopilotée: méthode algébrique de modulation de largeur d’impulsion: algorithmes de contrôle et de régulation des courants**. Tese (Doutorado) — Toulouse, INPT, 1988.

SEWCHURRAN, S.; DAVIDSON, I. E. Guiding principles for grid code compliance of large utility scale renewable power plant intergration onto south africa’s transmission/distribution networks. In: IEEE. **2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)**. [S.l.], 2016. p. 528–537.

SHAH, R. *et al.* A review of key power system stability challenges for large-scale pv integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 41, p. 1423–1436, 2015.

SHANG, L. *et al.* Improved virtual synchronous control for grid-connected vscs under grid voltage unbalanced conditions. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Springer, v. 7, n. 1, p. 174–185, 2019.

SIEMENS. **MICROMASTER 440 0,12kW-250kW. Instruções de Operação (Compacto)**. 2005. [Online; Acessado em 29-09-2022]. Disponível em: <<https://www.servicedrive.com.br/wp-content/uploads/MM440-MANUAL.pdf>>.

SİLSÜPÜR, M.; TÜRKAY, B. E. Flicker source detection methods based on iec 61000-4-15 and signal processing techniques—a review. **Balkan Journal of Electrical and Computer Engineering**, v. 3, n. 2, 2015.

SILVA, J. B. d. **Controle do conversor de interface de sistema de geração distribuída para melhoria da estabilidade transitória**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2018.

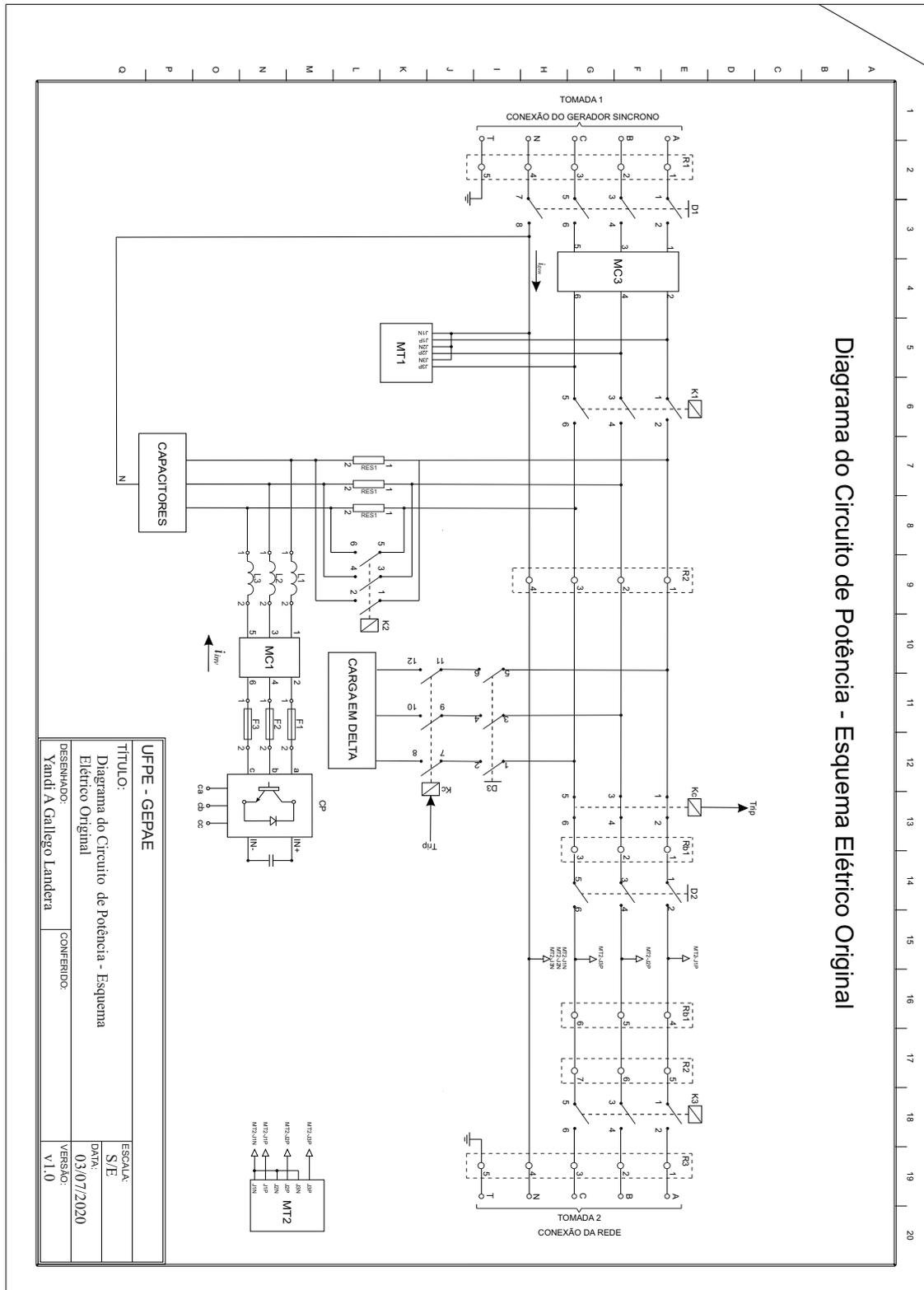
SKALOUMPAKAS, K. Response of low voltage networks with high photovoltaic systems penetration to transmission network faults. 2014.

- SLOOTWEG, J.; KLING, W. Impacts of distributed generation on power system transient stability. In: IEEE. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, [S.l.], 2002. v. 2, p. 862–867.
- SOUZA, H. E. P. d. Uma abordagem vetorial para a detecção em tempo real de componentes harmônicas de sequência positiva e negativa em sinais trifásicos. Universidade Federal de Pernambuco, 2012.
- STRAM, B. N. Key challenges to expanding renewable energy. **Energy Policy**, Elsevier, v. 96, p. 728–734, 2016.
- SUN, B. *et al.* Grid-connected photovoltaic system based on switched-inductor quasi-z-source inverter and its low voltage ride-through control strategy. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, American Institute of Physics, v. 5, n. 3, p. 033120, 2013.
- SUTHERLAND, P. E. Ensuring stable operation with grid codes: A look at canadian wind farm interconnections. **IEEE Industry Applications Magazine**, IEEE, v. 22, n. 1, p. 60–67, 2015.
- TAFTI, H. D. *et al.* Low-voltage ride-through capability of photovoltaic grid-connected neutral-point-clamped inverters with active/reactive power injection. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 11, n. 8, p. 1182–1190, 2016.
- TPNZ, T. N. Z. **Electricity industry participation code**. [S.l.]: Nova Zelândia, 2013.
- TROESTER, E. New german grid codes for connecting pv systems to the medium voltage power grid. In: **2nd International workshop on concentrating photovoltaic power plants: optical design, production, grid connection**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–4.
- TSILI, M.; PAPATHANASSIOU, S. A review of grid code technical requirements for wind farms. **IET Renewable power generation**, IET, v. 3, n. 3, p. 308–332, 2009.
- UDDIN, M. *et al.* An overview of recent developments in biomass pyrolysis technologies. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 11, p. 3115, 2018.
- WATANABE, E. H.; AKAGI, H.; AREDES, M. Instantaneous pq power theory for compensating nonsinusoidal systems. In: IEEE. **2008 International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation**. [S.l.], 2008. p. 1–10.
- WORKU, M. Y.; ABIDO, M. A. Grid-connected pv array with supercapacitor energy storage system for fault ride through. In: **2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 2901–2906.
- WP, W. P. **Technical Rules**. [S.l.]: Dic. (Ed.), 2016.
- YANG, W.; DENG, C.; ZHENG, F. Low voltage ride-through capability improvement of photovoltaic systems using a novel hybrid control. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, AIP Publishing LLC, v. 9, n. 5, p. 055301, 2017.
- YANG, Y. *et al.* Suggested grid code modifications to ensure wide-scale adoption of photovoltaic energy in distributed power generation systems. In: IEEE. **2013 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting**. [S.l.], 2013. p. 1–8.

- YANG, Y. *et al.* Wide-scale adoption of photovoltaic energy: Grid code modifications are explored in the distribution grid. **IEEE Industry Applications Magazine**, IEEE, v. 21, n. 5, p. 21–31, 2015.
- YEPES, A. G. *et al.* Effects of discretization methods on the performance of resonant controllers. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 25, n. 7, p. 1692–1712, 2010.
- YEPES, A. G. *et al.* Analysis and design of resonant current controllers for voltage-source converters by means of nyquist diagrams and sensitivity function. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 58, n. 11, p. 5231–5250, 2011.
- YONGSHI, W.; CHIA-HIS, C.; YAOW-MING, C. The current control of pv inverter for low voltage ride through. In: **15th International Power Electronics and Motion Control Conference**. [S.l.: s.n.], 2012.
- ZEB, K. *et al.* Faults and fault ride through strategies for grid-connected photovoltaic system: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 158, p. 112125, 2022.
- ZEVALLOS, O. C. *et al.* Control of photovoltaic inverters for transient and voltage stability enhancement. **IEEE Access**, IEEE, v. 9, p. 44363–44373, 2021.
- ZHANG, Z. *et al.* Zero-voltage ride-through capability of single-phase grid-connected photovoltaic systems. **Applied Sciences**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 7, n. 4, p. 315, 2017.
- ZHENG, Q. *et al.* Overview of grid codes for photovoltaic integration. In: IEEE. **2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)**. [S.l.], 2017. p. 1–6.

ANEXO A – DIAGRAMA DO CIRCUITO DE POTÊNCIA DO PAINEL ELÉTRICO

Figura 112 – Diagrama do circuito de potencia do painel elétrico.



Fonte: Elaborada pelo autor

ANEXO B – PROCESSO DE INICIALIZAÇÃO DA BANCADA EXPERIMENTAL

O processo de inicialização da bancada experimental inicia-se com a sincronização do gerador síncrono com a rede elétrica. O gerador síncrono tem como máquina primária um motor de indução, acionado através de um inversor de frequência trifásico Siemens modelo *Micromaster 440* (SIEMENS, 2005).

Inicialmente, configura-se os disjuntores e contatores da bancada experimental da seguinte forma: K1, K3, D1 e D2 ficam fechados; e K2 e D3 ficam abertos (Anexo A). Isso é feito para que a carga indutiva utilizada para simular uma falta na rede não seja acoplada ao ponto de acoplamento comum (PAC) durante a inicialização da bancada.

Antes de conectar o gerador à rede, o inversor da Siemens é acionado para controlar a velocidade do conjunto motor-gerador no valor síncrono, fazendo a máquina primária e, por tanto, o gerador síncrono girar a velocidade síncrona. Uma vez que este procedimento é feito e o gerador gira a velocidade síncrona, procede-se a comandar, através do ControlDesk, a verificação automática das condições de sincronismo (Subseção 5.3.2) e, quando estas forem simultaneamente obedecidas, o programa comanda o fechamento do contator de conexão entre a rede e o PAC. Com a sincronização feita, a máquina gira a velocidade síncrona mas não entrega potência ativa à rede, é por isso que, o limite mínimo da saturação do torque primário precisa ser ajustado no inversor de frequência para um valor positivo, o que equivale a aumentar o torque na máquina primária. Devido à conexão com a rede, a velocidade do gerador se mantém no valor síncrono, porém, ele passará a fornecer potência ativa à rede. Quanto maior o torque primário aplicado, maior a potência gerada pela máquina síncrona.

Uma vez que a sincronização foi feita com sucesso, é necessário preparar a máquina para a emulação do curto-circuito. Para tanto, deve-se acionar o disjuntor D3 (Anexo A). Com isso, ao acionar o contator Kc, via comando *trip*, o PAC deixará de estar conectado à rede elétrica e passará a estar conectado à carga indutiva em delta. Essa mudança provoca uma queda de tensão e um aumento de corrente nos condutores que saem do PAC, emulando um curto-circuito. Mais detalhes sobre a operação do comando *trip* são apresentados na Subseção 3.3.3.

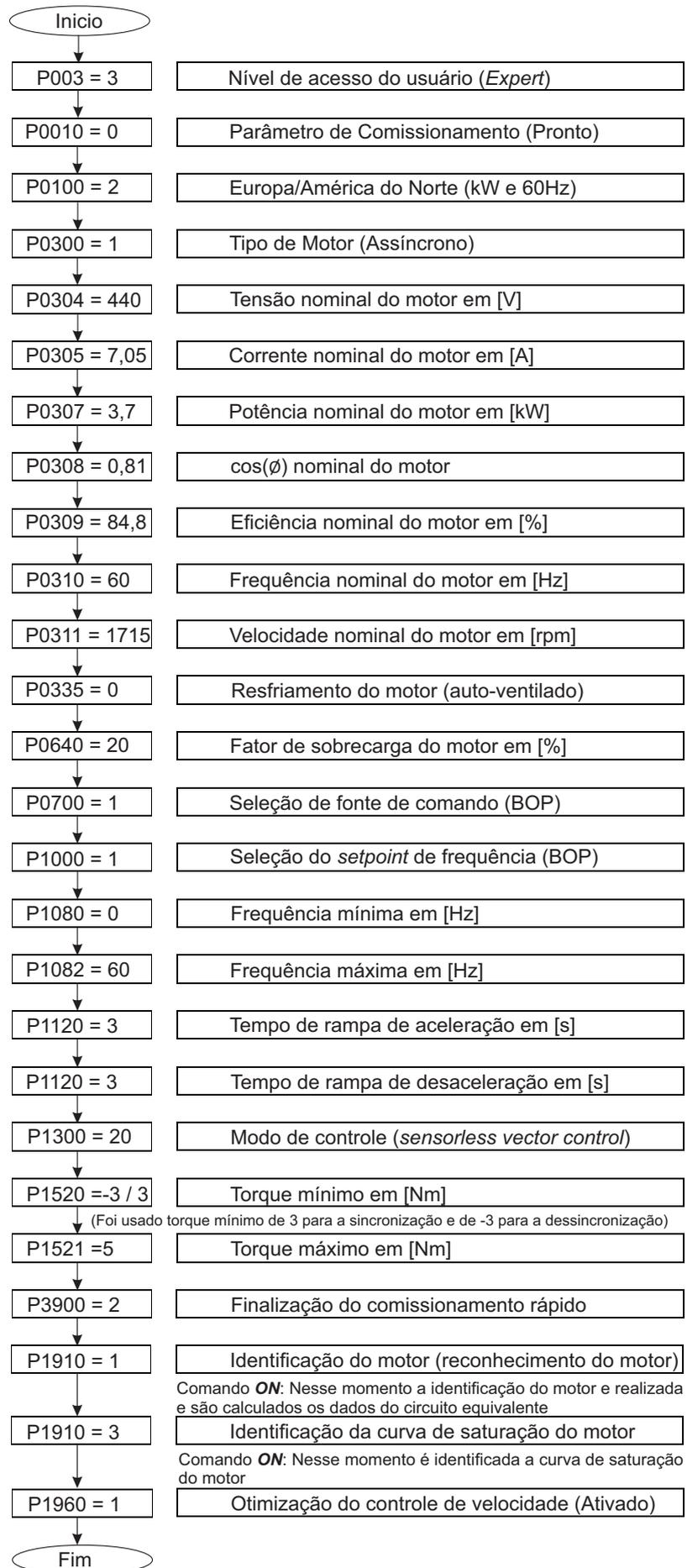
Além da atuação do disjuntor D3, também faz-se a inicialização do inversor CP, onde a estratégia proposta é implementada. O contator K2 é fechado durante essa inicialização para curto circuitar os resistores de pré-carga, conforme descrito na Seção 5.3.

Quando a emulação do curto-circuito é provocada, o torque mínimo da máquina primária está saturado em um valor positivo e próximo ao torque máximo. Isso fará que a máquina síncrona, quando se desconecte da rede elétrica, tenha um torque mínimo positivo, fazendo com que o gerador acelere, como normalmente acontece. A aceleração da máquina se deve ao fato de que o controle deve aplicar um torque nulo para não permitir que a máquina acelere, mas, como o torque mínimo permanece saturado em um valor positivo, a máquina continuará operando nesse valor e acelerará. Uma vez eliminado o curto-circuito, o torque mínimo continua sendo aplicado na máquina primária e o gerador volta a fornecer potência ativa à rede enquanto gira a velocidade de 60Hz.

Para o processo de dessincronização do gerador síncrono, é novamente ajustado no inversor Siemens, o parâmetro de torque mínimo, mas desta vez colocando-o em um valor negativo, mantendo o torque máximo em um valor positivo. Além disso, é necessário abrir o disjuntor D3 (Anexo A), caso contrário, a carga indutiva seria conectada ao PAC na tentativa de desconectá-lo da rede elétrica. Uma vez que o gerador síncrono é desconectado da rede, ele permanece com torque zero e girando a 60 Hz.

A parametrização do inversor de frequência da Siemens são mostradas na figura a seguir.

Figura 113 – Comissionamento do inversor Siemens.



Fonte: Elaborada pelo autor