MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EDDIE MARTINS DA SILVEIRA

ESTUDO DE TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO ATIVAS E PASSIVAS COM FOCO NA REDUÇÃO DA ZONA DE NÃO-DETECÇÃO

Itumbiara
2020

INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

[ ] Tese	[ ] Artigo Científico
[ ] Dissertação	[ ] Capítulo de Livro
[ ] Monografia – Especialização	[ ] Livro
[X] TCC - Graduação	[ ] Trabalho Apresentado em Evento
[ ] Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____	

Nome Completo do Autor: Eddie Martins da Silveira
Matrícula: 20131040070021
Título do Trabalho: Estudo de técnicas anti-ilhamento ativas e passivas com foco na redução da zona de não detecção

Autorização - Marque uma das opções

1. (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ( ) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ___/___/_____ (Embargo);
3. ( ) Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

( ) O documento está sujeito a registro de patente.
( ) O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
( ) Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara, 13/11/2018
Local Data

Eddie Martins da Silveira
Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

EDDIE MARTINS DA SILVEIRA

ESTUDO DE TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO ATIVAS E PASSIVAS COM FOCO NA REDUÇÃO DA ZONA DE NÃO-DETECÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca examinadora, em cumprimento às exigências legais como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Itumbiara.

Prof. Dr. Eric Nery Chaves, (IFG) – Orientador

Itumbiara

2020

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

S587e

Silveira, Eddie Martins da

Estudo de técnicas anti-ilhamento ativas e passivas com foco na redução da zona de não-detecção. / Eddie Martins da Silveira. – Itumbiara, 2020.

123 p. : il. color.

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2020.

Orientador: Prof. Dr. Eric Nery Chaves

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Energia - Fontes alternativas.

I. Título. II. Chaves, Eric Nery. III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.47

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey
Ficha catalográfica elaborada pelo Bibliotecário Eduardo Pereira Resende CRB1/326

TERMO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Estudo de Técnicas Anti-Ilhamento Ativas e Passivas com Foco na Redução da Zona de Não-Detecção.

AUTOR: Eddie Martins da Silveira.
ORIENTADOR: Eric Nery Chaves.

Aprovado como parte das exigências para obtenção do diploma de Engenheiro Eletricista, do Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara.

Itumbiara, 28 de outubro de 2020.

Eric Nery Chaves

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara.

Ghunter Paulo Viajante

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara.

Marcos Antônio Arantes de Freitas

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara.

Dedico este trabalho a Deus, a meus pais e a minha esposa.

AGRADECIMENTOS

Aos incentivos de meus pais e esposa;
À dedicação de meus professores e tutores;
Ao trabalho de todos os funcionários do campus;
À cooperação de meus colegas de curso e amigos;
Ao suporte de meu professor e orientador, doutor Eric;
A todos que se esforçam pela ciência no Brasil.

“Existe, na tua opinião, algo mais nobre do que a mente dotada de razão e sabedoria?”

O livre-arbítrio – Santo Agostinho

RESUMO

ESTUDO DE TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO ATIVAS E PASSIVAS COM FOCO NA REDUÇÃO DA ZONA DE NÃO-DETECÇÃO

Atualmente, novas tecnologias para geração de energia são avaliadas e desenvolvidas, entre as quais destacam-se a geração distribuída, onde as unidades geradoras são instaladas nos pontos de consumo do sistema de distribuição de energia, sendo os sistemas fotovoltaicos um dos mais difundidos. Devido a sua aceitação e seu rápido crescimento, novos desafios têm surgido para que a qualidade da energia elétrica seja mantida, com destaque para o fenômeno do ilhamento, onde parte do sistema elétrico se mantém em operação, apesar de sua desconexão com a fonte de energia principal. Assim, para que as centrais geradoras distribuídas possam garantir a segurança humana e dos dispositivos conectados à rede elétrica, o inversor precisa possuir, conforme legislação, função anti-ilhamento a fim de se desconectar do sistema elétrico caso ocorra o ilhamento. Portanto, este trabalho analisa tal função, também chamada de técnica anti-ilhamento, distribuídas em duas categorias, onde, para as técnicas locais passivas, são avaliados três métodos (sub/sobrefrequência, sub/sobretensão e detecção por salto de fase) e, para as técnicas locais ativas, são avaliados dois métodos (desvio ativo de frequência e desvio ativo de frequência com *feedback* positivo). A análise se dará por meio de simulação computacional e tem como objetivo observar a zona de não detecção e o tempo de acionamento de cada técnica para que possam ser consideradas as mais eficazes e sugerir meios para contornar as principais limitações de cada método.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Geração distribuída. Técnica anti-ilhamento. Desvio ativo de frequência. detecção por salto de fase. Zona de não detecção.

ABSTRACT

STUDY OF ACTIVE AND PASSIVE ANTI-ISLANDING TECHNIQUES BASED ON THE REDUCTION OF THEIR NON-DETECTION ZONE

Nowadays, new technologies for power generation have been evaluated and developed, which the most prominent are the distributed generation, where the generating power units are installed at the points of consumption of the distribution system, with photovoltaic systems being one of the most widespread of them. Due to its acceptance and fast growth, new challenges have arisen in order to maintain the electric power's quality, with emphasis on the islanding phenomenon, where part of the electric power system remains in operation, despite its disconnection from the main power source. Thus, for the distributed generating plants to guarantee human and devices connected to the electrical network's security, the inverter must have, according to the law, an anti-islanding function in order to disconnect itself from the electric power system in case of islanding. Therefore, this work analyzes this function, also called anti-islanding technique, distributed in two categories, where, for passive local techniques, three methods are evaluated (under/overfrequency, under/overvoltage and phase jump detection) and, for active local techniques, two methods are evaluated (active frequency drift and active frequency drift with positive feedback). The analysis will take place through computer simulation and it aims to observe the non-detection zone and the trip time of each technique so that the most effective ones can be considered and it can be proposed ways to get around the main limitations of each method.

Keywords: Photovoltaic system. Distributed generation. Anti-islanding technique. Active frequency drift. Phase jump detection. Non-detection zone.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

AFD – Desvio Ativo de Frequência, do inglês, *Active Frequency Drift*.

AI – Anti-ilhamento.

AIS – Sistema imune artificial, do inglês, *Artificial Immune System*.

ALFC – Controlador automático de frequência de carga, do inglês, *Automatic Load Frequency Controller*.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANFIS – Sistema *Neuro Fuzzy* de aprendizagem adaptável, do inglês, *Adaptive Neuro Fuzzy Learning System*.

CA – Corrente alternada.

CC – Corrente contínua.

CE – Comissão de Estudos.

CGD – Central geradora distribuída.

DAMICORE – Repositórios de código de mineração de dados, do inglês, *Data Mining of Code Repositories*.

FP – Fator de potência.

GD – Geração distribuída.

IA – Inteligência artificial.

IEC – Comissão Eletrotécnica Internacional, do inglês, *International Electrotechnical Commission*.

IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, do inglês, *Institute of Electrical and Electronic Engineers*.

IGBT – Transistor bipolar de porta isolada, do inglês, *Insulated Gate Bipolar Transistor*.

IIR – Resposta infinita ao impulso, do inglês, *Infinite Impulse Response*.

LCL – Indutivo-capacitivo-indutivo.

MPP – Ponto de máxima potência, do inglês, *Maximum power point*.

MPPT – Seguimento do ponto de máxima potência, do inglês, *Maximum power point tracking*.

NBR – Norma Brasileira.

Nº – Número.

PC – Computador pessoal, do inglês, *Personal computer*.

PCC – Ponto de conexão comum.

PI – Proporcional-integral.

PJD – Detecção por Salto de Fase, do inglês, *Phase Jump Detection*.

PLL – Malha de captura de fase, do inglês, *Phase-Locked Loop*.

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

PWM – Modulação por Largura de Pulso, do inglês, *Pulse-Width Modulation*.

P+RES – Proporcional-ressonante.

R – Resistiva.

RC – Resistiva-capacitiva.

RL – Resistiva-indutiva.

RLC – Resistiva-indutiva-capacitiva.

RN – Resolução Normativa.

RNA – Rede neural artificial.

SEP – Sistema Elétrico de Potência.

SFS – Desvio de Frequência Sandia, do inglês, *Sandia Frequency Shift*.

SIN – Sistema Interligado Nacional.

SMV – Máquina de vetor-suporte.

SOM – Mapa auto-organizado, do inglês, *Self-Organizing Map*.

SSF – Sub/Sobrefrequência.

SST – Sub/Sobretensão.

Std – Padronização, do inglês, *Standard*.

TCC – Trabalho de conclusão de curso.

THD – Distorção harmônica total, do inglês, *Total harmonic distortion*.

ZND – Zona de não detecção.

LISTA DE SÍMBOLOS

C – Capacitância da carga/de filtro

C_{norm} – Capacitância normalizada

cf – Fator de corte

C_0 – Capacitância ressonante

C_1 – Capacitância do elo CC

cf_0 – Fator de corte inicial

f – Frequência nominal

f_{max} – Frequência máxima tolerada

f_{min} – Frequência mínima tolerada

f_{PLL} – Frequência da PLL

f_{PWM} – Frequência da PWM

f_0 – Frequência ressonante

f' - Frequência de ilhamento

I_{CC} – Corrente contínua

I_{ref} – Corrente de pico de referência dos métodos de AFD/SFS

i_{ref} – Corrente alternada de referência dos métodos de AFD/SFS

k – Constante de proporcionalidade

k_{SST} – Constante de tensão de ilhamento

k_{SFS} – Ganho da realimentação positiva

L – Indutância da carga

L_G – Indutância equivalente da rede elétrica

L_1 – Indutância do filtro

L_2 – Indutância de conexão

P – Potência ativa

P_c – Potência ativa da carga

P_{GD} – Potência ativa do gerador distribuído

Q_C – Potência reativa (capacitiva) da carga

Q_c – Potência reativa da carga

Q_c' – Potência reativa da carga ilhada

Q_f – Fator de qualidade

Q_{GD} – Potência reativa do gerador distribuído

Q_L – Potência reativa (indutiva) da carga

R – Resistência da carga

R_{eq} – Resistência equivalente do elo CC

R_G – Resistência equivalente da rede elétrica

R_1 – Resistência parasita 1

R_2 – Resistência parasita 2

S – Potência aparente

S_c – Potência aparente da carga

S_1 – Chave 1

S_2 – Chave 2

S_3 – Chave 3

S_4 – Chave 4

T – Período da frequência nominal

T_Z – Tempo morto

t_{AFD} – Tempo de detecção da ilha para método de AFD

$t_{passivo}$ – Tempo de detecção da ilha para métodos passivos

t_{SFS} – Tempo de detecção da ilha para método de SFS

V – Tensão nominal

V_{CC} – Tensão no barramento CC

V_{eq} – Tensão equivalente no elo CC

V_{max} – Tensão máxima tolerada

V_{min} – Tensão mínima tolerada

V' – Tensão de ilhamento

ΔP – Desbalanço de potência ativa

ΔQ – Desbalanço de potência reativa

$\Delta\theta$ – Salto de fase da ZND

δf – Variação de frequência

θ_{lim} – Salto de fase limite

ϕ_c – Fase da carga

ϕ_{GD} – Fase do gerador distribuído

ω – Frequência angular nominal

ω_0 – Frequência angular ressonante

ω' – Frequência angular de ilhamento

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução anual da potência instalada total de unidades consumidoras com GD no Brasil....20
Figura 2 - Linha do tempo das legislações referentes à GD....25
Figura 3 - Sistema fotovoltaico conectado à rede....28
Figura 4 - Modelo simplificado do elo CC de sistema fotovoltaico....29
Figura 5 - Diagrama de blocos da PLL....30
Figura 6 - Etapas de operação das chaves IGBT....31
Figura 7 - Acionamento das chaves IGBT....31
Figura 8 - Modelo simplificado de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica....32
Figura 9 - Exemplo de ZND....35
Figura 10 - Distúrbios que acionam a proteção de SST....38
Figura 11 - Distúrbios que acionam a proteção de SSF....38
Figura 12 - ZND dos relés de SST e SSF no mapa de desbalanço de potência....41
Figura 13 - Lógica de funcionamento do relé de SST....41
Figura 14 - Lógica de funcionamento do relé de SSF....42
Figura 15 - Distúrbios que acionam a proteção de PJD....42
Figura 16 - ZND do relé de PJD no mapa de desbalanço de potência....44
Figura 17 - ZND do relé de PJD no mapa de $L\ x\ Cnorm$....45
Figura 18 - ZND do relé de PJD no mapa de $Qf\ x\ f0$....46
Figura 19 - Lógica de funcionamento do relé de PJD....47
Figura 20 - Distúrbios causados pelos métodos de AFD ou SFS....48
Figura 21 - ZND dos métodos de AFD ou SFS no mapa de $L\ x\ Cnorm$....49
Figura 22 - ZND dos métodos de AFD ou SFS no mapa de $Qf\ x\ f0$....50
Figura 23 - Modelo de simulação de sistema fotovoltaico....53
Figura 24 - Modelo de simulação de métodos AI passivos....54
Figura 25 - Fluxogramas dos métodos AI passivos....55
Figura 26 - Modelo de simulação do método de AFD....56
Figura 27 - Modelo de simulação do método de SFS....56
Figura 28 - Fluxograma dos métodos AI ativos....57
Figura 29 - Corrente (azul) e tensão (vermelho) do sistema ilhado....61
Figura 30 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga R....62
Figura 31 - ZND do relé de SST para ensaios de carga R....64

Figura 32 - Tempo de detecção da ilha para carga R (Métodos ativos/passivos) 65
Figura 33 - Tempo de detecção da ilha para carga R (SFS/AFD) 66
Figura 34 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RL 68
Figura 35 - ZND do relé de SST para ensaios de carga RL 70
Figura 36 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RL 71
Figura 37 - Tempo de detecção da ilha para carga RL (SFS/AFD) 72
Figura 38 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RC 74
Figura 39 - ZND do relé de SST para ensaios de carga RC 76
Figura 40 - Tempo de detecção da ilha para carga RC (Métodos ativos/passivos) 77
Figura 41 - Tempo de detecção da ilha para carga RC (SFS/AFD) 77
Figura 42 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RLC 1 80
Figura 43 - ZND do relé de SSF para ensaios de cargas RLC 1 82
Figura 44 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RLC 1 83
Figura 45 - ZND dos métodos de AFD ou SFS para ensaios de carga RLC 1 84
Figura 46 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 1 (Métodos ativos/passivos) 85
Figura 47 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 1 (SFS/AFD) 86
Figura 48 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RLC 2 88
Figura 49 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RLC 2 90
Figura 50 - ZND dos métodos de AFD ou SFS para ensaios de carga RLC 2 91
Figura 51 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 2 (Métodos ativos/passivos) 92
Figura 52 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 2 (SFS/AFD) 92
Figura 53 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RLC 3 94
Figura 54 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RLC 3 97
Figura 55 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RLC 3 98
Figura 56 - ZND dos métodos de AFD ou SFS para ensaios de carga RCL 3 98
Figura 57 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 3 (Métodos ativos/passivos) 99
Figura 58 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 3 (SFS/AFD) 100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limites para o acionamento das proteções AI.....27
Tabela 2 - Limites para o simulador de tensão de rede elétrica 27
Tabela 3 - Valores adotados para elo CC de sistema fotovoltaico 29
Tabela 4 - Valores adotados para PWM e filtro LCL de sistema fotovoltaico 32
Tabela 5 - Valores adotados para simulador de rede elétrica 33
Tabela 6 - Expressões do critério de fase dos métodos utilizados.....36
Tabela 7 - Desvio de padrões do simulador de rede elétrica 55
Tabela 8 - Valores do simulador no PCC 56
Tabela 9 - Valores do simulador no PCC com AFD 57
Tabela 10 - Valores do simulador no PCC com SFS 58
Tabela 11 - Resultados dos ensaios de carga R para métodos passivos 60
Tabela 12 - Resultados dos ensaios de carga R para método de AFD 62
Tabela 13 - Resultados dos ensaios de carga R para método de SFS.....63
Tabela 14 - Resultados dos ensaios de carga RL para métodos passivos.....67
Tabela 15 - Resultados dos ensaios de carga RL para método de AFD.....69
Tabela 16 - Resultados dos ensaios de carga RL para método de SFS 69
Tabela 17 - Resultados dos ensaios de carga RC para métodos passivos 73
Tabela 18 - Resultados dos ensaios de carga RC para método de AFD.....74
Tabela 19 - Resultados dos ensaios de carga RC para método de SFS 75
Tabela 20 - Resultados dos ensaios de carga RLC 1 para métodos passivos 79
Tabela 21 - Resultados dos ensaios de carga RLC 1 para método de AFD 80
Tabela 22 - Resultados dos ensaios de carga RLC 1 para método de SFS.....81
Tabela 23 - Resultados dos ensaios de carga RLC 2 para métodos passivos 87
Tabela 24 - Resultados dos ensaios de carga RLC 2 para método de AFD 88
Tabela 25 - Resultados dos ensaios de carga RLC 2 para método de SFS.....89
Tabela 26 - Resultados dos ensaios de carga RLC 3 para métodos passivos 93
Tabela 27 - Resultados dos ensaios de carga RLC 3 para método de AFD 95
Tabela 28 - Resultados dos ensaios de carga RLC 3 para método de SFS.....96
Tabela 29 - Tabela-resumo dos resultados das simulações 101

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 19
1.1 JUSTIFICATIVA 20
1.2 OBJETIVOS 20
1.2.1 Objetivo Geral 20
1.2.2 Objetivos Específicos 21
1.3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS 21
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO 22
1.5 REFERENCIAL TEÓRICO 23
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 25
2.1 LEGISLAÇÃO 25
2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO 27
2.3 REDE ELÉTRICA E CARGA LOCAL 32
3 TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO 34
3.1 TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO PASSIVAS 37
3.1.1 Sub/Sobretensão (SST) e Sub/Sobrefrequência (SSF) 37
3.1.2 Detecção por Salto de Fase (PJD) 42
3.2 TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO ATIVAS 47
3.2.1 Desvio Ativo de Frequência (AFD) 47
3.2.2 Desvio Ativo de Frequência com *Feedback* Positivo (SFS) 51
4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS 53
4.1 SIMULAÇÕES DO MODELO DE CGD E REDE ELÉTRICA 53
4.2 SIMULAÇÕES DA CARGA R 59
4.3 SIMULAÇÕES DA CARGA RL 67
4.4 SIMULAÇÕES DA CARGA RC 72
4.5 SIMULAÇÕES DA CARGA RLC 1 78
4.6 SIMULAÇÕES DA CARGA RLC 2 86
4.7 SIMULAÇÕES DA CARGA RLC 3 93
4.8 RECAPITULAÇÃO 100
5 CONCLUSÃO 102
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 106
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS 107
APÊNDICE A – Algoritmo da técnica de PJD CXI

APÊNDICE B – Algoritmo de contagem de ciclos CXII
APÊNDICE C – Algoritmo de estabilização de parâmetros CXIII
APÊNDICE D – Algoritmo da técnica de AFD CXIV
APÊNDICE E – Algoritmo da técnica de SFS CXV
ANEXO A – Fator de Qualidade (Qf) CXVI
ANEXO B – Algoritmo do compensador PI para controle CC CXVII
ANEXO C – Algoritmo da PLL CXVIII
ANEXO D – Algoritmo do controlador P+Res do tipo II CXIX
ANEXO E – Dedução das equações da ZND para desbalanço de potência CXX

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica teve seu início no fim do século XIX, estabelecida próxima aos centros de consumo através da cogeração. Depois, com o aumento da demanda, o desenvolvimento tecnológico e a consolidação das companhias elétricas, começou-se a expansão de grandes centrais geradoras, que forneciam maior potência – o que ampliaria o sistema de transmissão das concessionárias. Nessa época, ainda era comum que consumidores não amparados pelos serviços das concessionárias de energia elétrica instalassem geradores próprios e comercializassem a energia com seus vizinhos. À medida que grandes centrais elétricas e suas linhas de transmissão e de distribuição expandiam-se, a geração de energia elétrica descentralizada passava a ter menor importância e a contribuir menos para o total de energia gerada. Entretanto, recentemente, vários países têm alterado seu quadro energético devido a inúmeros motivos, tais como: alterações abruptas e frequentes nos preços do petróleo, os altos custos operacionais de grandes investimentos elétricos, a dificuldade na obtenção de algumas matérias-primas para geração de energia elétrica, os impactos ambientais causados por grandes geradoras, o aumento da demanda de energia e os avanços tecnológicos que tornam viáveis o uso de tecnologias alternativas. Assim, estes países têm reestruturado o setor elétrico a fim de reduzir as barreiras legais e proporcionar o surgimento de novos agentes comercializadores de energia, melhorando a infraestrutura, aumentando a confiabilidade e tornando o mercado energético mais competitivo e flexível. Essa reestruturação permite que coprodutores se conectem diretamente ao sistema de distribuição, formando a geração distribuída (GD), o que altera o cenário de geração centralizada há muito tempo consolidado. Entre as tecnologias de GD, destaca-se a de geração solar fotovoltaica, caracterizada por ser renovável e praticamente inesgotável, uma vez que metade de toda a energia solar que chega à Terra corresponde a mais de 8500 vezes o consumo final total mundial (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018c, p. 131). Assim, a instalação de energia fotovoltaica descentralizada tem crescido substancialmente no mundo, e o Brasil tende a reproduzir tal fenômeno, uma vez que sua localização geográfica favorece esse tipo de GD devido aos elevados índices de radiação solar no território nacional, onde o crescimento de sua instalação pode ser observado na Figura 1, sendo que a energia solar fotovoltaica corresponde a 99,6 % das centrais geradoras distribuídas (CGD) instaladas (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2019, p. 14). Entretanto, a conexão de sistemas de geração fotovoltaicos com a rede acarreta novos desafios ao projeto e à operação do sistema elétrico de potência (SEP), e tanto a concessionária quanto o proprietário da CGD devem assegurar que a instalação e a operação do

gerador ocorram de maneira segura e confiável, sem prejudicar a operação do sistema de distribuição, o nível de qualidade de energia dos outros consumidores e a segurança de equipes técnicas que operam e mantém o sistema elétrico. Assim, um dos principais cuidados que se deve ter ao instalar uma CGD é quanto ao fenômeno de ilhamento. Para sua detecção, o sistema fotovoltaico deve contar com função anti-ilhamento (AI) que aciona as proteções devidas. Esta função pode ter respostas variadas no acionamento da proteção, na capacidade de detecção da ilha ou na degradação da qualidade da energia da rede elétrica, a depender da técnica utilizada para sua detecção.

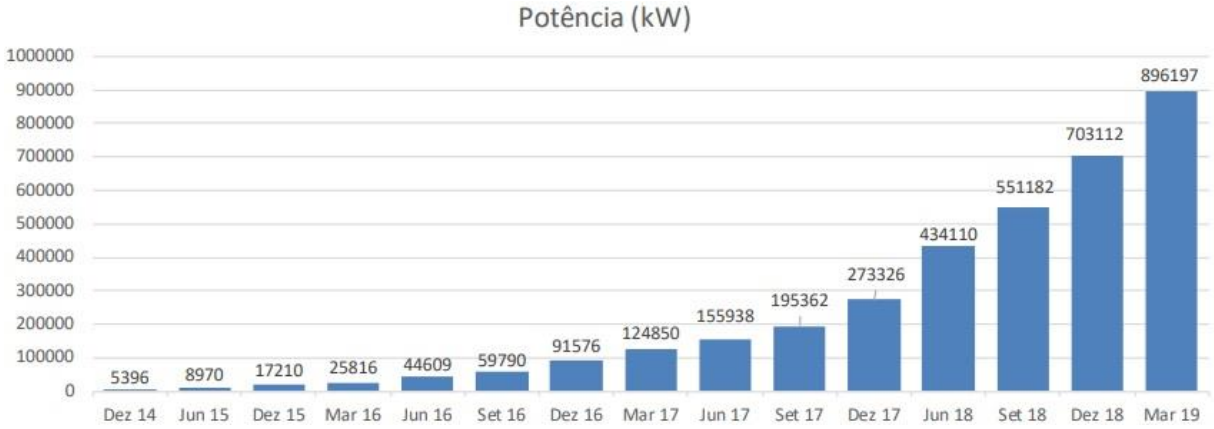

Figura 1 - Evolução anual da potência instalada total de unidades consumidoras com GD no Brasil
Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2019, p. 15)

1.1 JUSTIFICATIVA

As técnicas de detecção de ilhamento existentes na literatura são diversas em vários aspectos. Assim, devido ao rápido desenvolvimento de tecnologias voltadas para a melhoria do aproveitamento de energias sustentáveis, torna-se imprescindível a pesquisa, análise e comparação dos diferentes métodos utilizados para o adequado funcionamento destes sistemas de geração conectados à rede, a fim de assegurar um ritmo de desenvolvimento e de preocupação com a segurança, a qualidade e a confiabilidade destes sistemas. Tais análises incentivam a seleção e desenvolvimento de tecnologias melhores visando o rompimento de desafios que o sistema elétrico de potência brasileiro enfrenta.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Com base no exposto, o presente trabalho tem como objetivo geral:

- Apresentar, simular, analisar e comparar estrutura e desempenho de técnicas locais anti-ilhamento ativas e passivas.

1.2.2 Objetivos Específicos

Através do objetivo geral, podem-se listar os seguintes objetivos específicos:

- Elaborar referencial teórico quanto a: estrutura e terminologias típicas de sistemas fotovoltaicos, fenômeno anti-ilhamento e seus meios de mitigação, preceitos de caráter técnico da engenharia elétrica necessários ao desenvolvimento do presente trabalho de conclusão de curso (TCC);
- Sumariar as normas responsáveis por descrever os padrões aceitáveis quanto à geração distribuída e à detecção de ilhamento;
- Estudar e analisar as principais técnicas anti-ilhamento passivas e ativas;
- Definir vantagens e desvantagens das técnicas anti-ilhamento apresentadas;
- Implementar e simular as técnicas anti-ilhamento analisadas em um modelo de sistema fotovoltaico monofásico conectado à rede;
- Comparar as características das técnicas anti-ilhamento apresentadas;
- Analisar aspectos da zona de não-detecção (ZND) nas técnicas anti-ilhamento apresentadas;
- Apresentar alternativas que contornem as limitações de cada técnica anti-ilhamento.

1.3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Realizou-se pesquisa bibliográfica em artigos, trabalhos de conclusão de curso, dissertações, teses, livros e normas, nos idiomas inglês e português, em mídias física e digital, sobre os conceitos e definições usados neste trabalho.

Em posse de um computador pessoal (PC), a partir de um modelo de sistema fotovoltaico e de rede elétrica descrito em Chaves (2016), desenvolveu-se, por meio de *software* de simulação de circuito eletrônico *PSIM Professional Version*, cada uma das técnicas anti-ilhamento embasadas em estudo, simulando e registrando os resultados.

Num processador de texto, foram inseridas figuras criadas por meio de programa de computador, onde algumas foram desenvolvidas por *software* de análise numérica e cálculo

matricial *MATLAB R2015a* e outras por *software* de desenho vetorial bidimensional *CorelDRAW 2018*.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este TCC está dividido, além das partes pré-textuais, em cinco capítulos, com suas respectivas seções e subseções, cinco anexos, cinco apêndices, e organiza-se da seguinte forma:

No capítulo 1, foram abordados os aspectos gerais que levam ao presente trabalho, como informações preliminares na introdução, a justificativa e objetivos, os procedimentos metodológicos e definições de termos-chave para o correto entendimento deste TCC no referencial teórico;

No capítulo 2, é realizada uma revisão bibliográfica sobre a legislação utilizada e a estrutura do sistema fotovoltaico, da carga e da rede elétrica;

No capítulo 3, são abordadas noções relacionados às técnicas anti-ilhamento e suas ZND, bem como conceitua-se cada uma das técnicas anti-ilhamento passivas, a saber: sub/sobrefrequência, sub/sobretensão e detecção por salto de fase; e cada uma das técnicas anti-ilhamento ativas: desvio ativo de frequência e desvio ativo de frequência com *feedback* positivo;

No capítulo 4, simula-se o modelo do sistema fotovoltaico, da rede elétrica e de distintas configurações de carga, onde os resultados oriundos dessas simulações são analisados;

No capítulo 5, é apresentada a conclusão juntamente com sugestões para trabalhos futuros;

No apêndice A contém o algoritmo da técnica de detecção por salto de fase (PJD);

No apêndice B contém o algoritmo de contagem de ciclos;

No apêndice C contém o algoritmo de estabilização de parâmetros;

No apêndice D contém o algoritmo da técnica de desvio ativo de frequência (AFD);

No apêndice E contém o algoritmo da técnica de desvio ativo de frequência com *feedback* positivo (SFS);

No anexo A contém considerações sobre o fator de qualidade;

No anexo B contém o algoritmo do compensador proporcional-integral (PI) para controle de corrente contínua (CC);

No anexo C contém o algoritmo da malha de captura de fase (PLL);

No anexo D contém o algoritmo do controlador proporcional-ressonante (P+Res) do tipo II;

No anexo E contém a dedução das equações da ZND para desbalanço de potência.

1.5 REFERENCIAL TEÓRICO

Para facilitar a leitura do texto, faz-se necessário o emprego de algumas descrições recorrentes no presente TCC, assim aplicam-se as seguintes explicações:

Algoritmo: procedimento computacional que produz valores específicos de saída a partir de valores específicos de entrada (CORMEN et al., 2002, p. 3);

Carga: demanda de energia caracterizada pela instalação de equipamentos elétricos em determinado ponto do sistema elétrico (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 11);

Central geradora distribuída: central cuja instalação está conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica e gera energia elétrica de forma não-centralizada (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 12);

Compensador proporcional e integral: dispositivo responsável por controlar e reduzir o erro em regime permanente de um sistema (NISE, 2013);

Conversor CC-CA: conversor com a função de gerar uma tensão alternada senoidal de saída, por meio do acionamento de suas chaves semicondutoras, a partir da tensão CC do arranjo de painéis fotovoltaicos (CHAVES, 2016, p. 116);

Conversor CC-CC: conversor que tem por função alterar a magnitude da tensão do arranjo de painéis fotovoltaicos conforme o barramento CC com a função de seguimento do ponto de máxima potência (MPPT) do sistema fotovoltaico (CHAVES, 2016, p. 70);

(Des)balanço de energia: montante de energia injetada, transferida ou perdida em um trecho do sistema elétrico (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 10);

Distorção harmônica individual: valor eficaz de uma componente harmônica de um sinal em relação a sua componente fundamental eficaz, em percentual (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 21);

Distorção harmônica total: valor eficaz correspondente a uma certa quantidade de componentes harmônicas individuais de um sinal em relação a sua fundamental eficaz, em percentual (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 21);

Efeito fotovoltaico: diferença de potencial na extremidade de materiais semicondutores decorrida da absorção de luz (CHAVES, 2016, p. 39);

Fator de potência: razão entre potência ativa e potência aparente consumidas (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 28);

Fator de qualidade (Q_f): "descreve a quantidade relativa de energia armazenada e dissipada em um circuito resistivo-indutivo-capacitivo (RLC)" (PEREIRA, 2007, p. 16). Veja página 27 e Anexo A;

Filtro passa-baixas: dispositivo com a função de suprimir componentes harmônicas de alta frequência (CHAVES, 2016, p. 34);

Filtro passa-faixas: dispositivo com a função de permitir a passagem de uma faixa de frequências determinada;

Geração distribuída: centrais geradoras de energia elétrica conectadas no sistema elétrico de distribuição operando paralela ou isoladamente de forma dispersa (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 29);

Harmônica: componente senoidal de um sinal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental deste sinal (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 30);

Ilha ou **Ilhamento:** operação onde uma central geradora fornece energia a uma porção isolada do sistema de distribuição (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 30);

Inversor: conversor de potência estático de corrente contínua para corrente alternada (ABNT, 2013, p. 4);

Ponto de conexão comum: também chamado de ponto de acoplamento comum, ponto de conexão entre a CGD e a rede elétrica da concessionária (MICHELS; OSAWA; SANTOS, 2015, p. 21);

Regime permanente: período de tempo onde não há ocorrência de oscilações no sinal (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 44);

Regime transiente: período de tempo onde há ocorrência de oscilações no sinal;

Relé de proteção: dispositivo utilizado para abertura ou fechamento de circuitos elétricos;

Sistema fotovoltaico: conjunto de equipamentos que formam o gerador distribuído cujo princípio de funcionamento decorre do efeito fotovoltaico (ABNT, 2013, p. 7);

Tempo morto (T_Z): intervalo em que a forma de onda do sinal apresenta magnitude zero devido à deformação causada por algum método AI ativo (neste TCC: o AFD e o SFS);

Valor eficaz: valor de corrente, potência ou tensão representado por um sinal contínuo que produz a mesma dissipação de potência que um sinal alternado (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a, p. 53);

Zona de Não Detecção: área medida em regime permanente (ZHIHONG et al., 2004, 1173) onde não é possível detectar o ilhamento de um sistema conectado à rede elétrica. Tal parâmetro pode determinar a confiabilidade de um método anti-ilhamento (REIS, 2016, p. 50).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 LEGISLAÇÃO

A qualidade da energia elétrica é um fator decisivo para a operação normal do sistema fotovoltaico, de modo que, para um correto uso da central geradora distribuída (CGD), faz-se necessário o emprego de normas nacionais ou internacionais (resumidas em uma linha do tempo na Figura 2) visando uma atuação segura desse sistema. Tais regulamentações devem ser obedecidas por todos, uma vez que elas orientam os procedimentos da CGD quanto a sua conexão com o sistema elétrico de potência (SEP), bem como estabelecem parâmetros aceitáveis e manobras, caso esses padrões sejam ultrapassados.

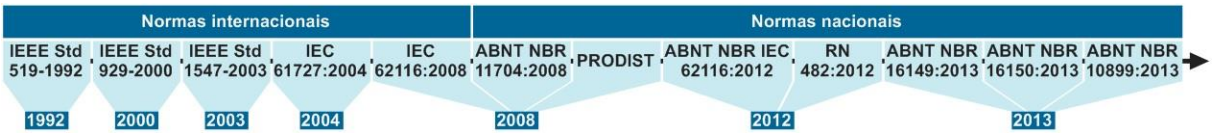

Figura 2 - Linha do tempo das legislações referentes à GD
Fonte: (Autoria própria, 2020)

As normas brasileiras correspondentes à geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos são definidas pelo Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/CB-03), em suas duas comissões: CE-03:064.01 – Comissão de Estudo de Instalações Elétricas de Baixa Tensão e CE-03:082.01 – Comissão de Estudo de Sistemas Fotovoltaicos (ALCANTARA, 2017, p. 14), sendo que atualmente existem diversas regulamentações técnicas que versam sobre geração distribuída (GD), dentre as quais categorizam-se algumas que regulam os métodos de proteção anti-ilhamento (AI) de sistemas fotovoltaicos, imprescindíveis para elaboração do presente trabalho de conclusão de curso (TCC) e, por isso, serão abordadas, como também serão mencionadas outras que com aquelas se relacionam.

A maior parte da legislação nacional pertinente à GD usou como base normas internacionais já vigentes em seus respectivos países, às quais se destacam:

- IEEE Std 519-1992 que trata do controle de harmônicas no SEP e estabelece distorção harmônica total (THD) máxima injetada na rede de 5%;
- IEEE Std 929-2000 que trata de orientações quanto à correta operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (OLIVEIRA, 2017, p. 52), e estabelece uma temporização de seis ciclos de operação da tensão no ponto de conexão comum (PCC) entre a detecção do ilhamento e o acionamento da proteção do sistema fotovoltaico (CARVALHO, 2017, p. 77). Além disso, estabelece um fator de qualidade de 2,5;

- IEEE Std 1547-2003 que trata de critérios de desempenho, operação, análise, segurança e manutenção da conexão entre CGD e a rede elétrica (CESAR, 2018, p. 22), além de tratar sobre ilhamento, onde estabelece uma temporização de dez ciclos de operação da tensão no PCC entre a detecção do ilhamento e o acionamento da proteção do sistema fotovoltaico (CARVALHO, 2017, p. 77). Também estabelece um fator de qualidade de 1,0;
- IEC 61727:2004 que trata de recomendações sobre equipamentos e funções para garantir a operação compatível entre a CGD e a rede elétrica (CESAR, 2018, p. 23);
- IEC 62116:2008, que será melhor detalhada adiante.

Quanto às normas nacionais que compõem legislação pertinente à GD, destacam-se:

- ABNT NBR 11704:2008 que trata da classificação de sistemas fotovoltaicos;
- PRODIST, cuja primeira versão foi aprovada em 2008 e passou por várias atualizações. Trata-se de documentos elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a fim de normatizar e padronizar "as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica" (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020), além disso, sugere em seu módulo 8 um fator de potência (FP) mínimo de 0,92 indutivo ou capacitivo (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018b, p. 13);
- Resolução normativa (RN) nº 482 de 2012 que trata "das condições para acesso de micro/minigeração distribuída aos sistemas de distribuição" (ANEEL, 2012, p. 1) e ao sistema de compensação de energia elétrica, onde passou por várias atualizações, em 2012 com a RN nº 517, em 2015, por meio da RN nº 687 e outra em 2017, através da RN nº 786;
- ABNT NBR 16149:2013 que trata da interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica. Tal como a IEEE Std 519-1992, estabelece THD de 5% (MICHELS; OSAWA; SANTOS, 2015, p. 25);
- ABNT NBR 16150:2013 que trata dos procedimentos e ensaios de conformidade no inversor conectado à rede elétrica (CESAR, 2018, p. 21);
- ABNT NBR 10899:2013 que trata da terminologia quanto à energia solar fotovoltaica;
- E mais especialmente a ABNT NBR IEC 62116:2012.

A norma ABNT NBR IEC 62116:2012 é uma tradução da norma IEC de mesma nomenclatura e trata dos procedimentos de ensaio quanto à função anti-ilhamento, cujo ensaio não é contemplado na norma ABNT NBR 16150:2013, para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (ALMEIDA NETO, 2017, p. 42). A partir da referida norma,

os limites para o qual o inversor deve ser capaz de detectar o ilhamento e o tempo máximo de desconexão estão definidos na Tabela 1:

Tabela 1 - Limites para o acionamento das proteções AI

FENÔMENO	LIMITE	TEMPO
Sobretensão	> 1,15 p.u.	2 s
Subtensão	< 0,85 p.u.	2 s
Sobrefrequência	> 61,5 Hz	1 s
Subfrequência	< 58,5 Hz	1 s

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Esta norma também sugere um fator de qualidade de 1,0 (ALMEIDA NETO, 2017, p. 46), tal como a IEEE Std 1547-2003, sendo que o fator de qualidade (Q_f) pode ser expresso pela razão entre a energia armazenada por elementos reativos da carga (C e L) e a energia dissipada por elementos ativos da carga (R), conforme a equação:

$$Q_f = \frac{\sqrt{Q_L Q_C}}{P_c} = \frac{\sqrt{(V^2/\omega L)(\omega C V^2)}}{V^2/R} = R\sqrt{\frac{C}{L}} \quad (1)$$

A observância desse fator é importante uma vez que seu alto valor torna difícil a detecção do ilhamento. Desse modo, as normas costumam utilizá-lo como parâmetro para seus ensaios. Além disso, a norma ABNT NBR IEC 62116:2012 também estabelece alguns critérios para o simulador de rede elétrica utilizado para os ensaios, conforme Tabela 2:

Tabela 2 - Limites para o simulador de tensão de rede elétrica

PARÂMETRO	LIMITE
Tensão da rede	Nominal ±2,0 %
Frequência da rede	Nominal ±0,1 Hz
THD de tensão da rede	< 2,5 % da nominal

Fonte: Modificado de ALMEIDA NETO (2017, p. 45).

2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO

A rede elétrica é responsável por impor os padrões estabelecidos por norma à CGD, sendo que esta se orienta conforme aquela, tanto nos parâmetros quanto no controle de injeção de potência convertida da fonte primária. Esta conversão de energia luminosa em eletricidade dos sistemas fotovoltaicos ocorre por meio da incidência de luz solar sobre semicondutores dopados em uma junção P-N compondo células fotovoltaicas, onde seu conjunto forma um painel fotovoltaico e a organização destes em série ou paralelo, a fim de estabelecer um nível

de corrente ou de tensão elétrica contínuas, respectivamente, constitui um arranjo de painéis fotovoltaicos, que integra um subsistema de GD.

O modelo de uma CGD também é composto por conversores CC-CC e CC-CA, com seus respectivos algoritmos, filtro e carga. Ainda pode conter um transformador em sua conexão com a rede elétrica, entretanto, neste trabalho, a simulação não contará com este equipamento, uma vez que os efeitos de seu uso não serão observados em simulação. Assim a Figura 3 ilustra o modelo utilizado, onde o gerador distribuído (GD) alimenta a saída do elo CC (V_{CC}) que, por sua vez, tem a corrente contínua convertida em corrente alternada por meio do inversor, cujas chaves são controladas pela modulação por largura de pulso (PWM), por meio de um sinal de modulação ajustado por um sinal de atuação gerado pelo controle de injeção de corrente, tal controle mantém a corrente no PCC conforme uma referência, gerada de acordo com o sinal da PLL e o controle de tensão CC. A partir do inversor, a corrente alternada é filtrada por um filtro indutivo-capacitivo-indutivo (LCL), cuja potência, conforme a tensão no PCC, alimenta uma carga (não inclusa na figura) ou é injetada na rede elétrica, representada por uma impedância (R_G e L_G) e uma fonte alternada (V_G). Ainda, a rede elétrica é isolada do sistema fotovoltaico e da carga, caso ocorra uma ilha, o que será representada pela abertura de uma chave no PCC.

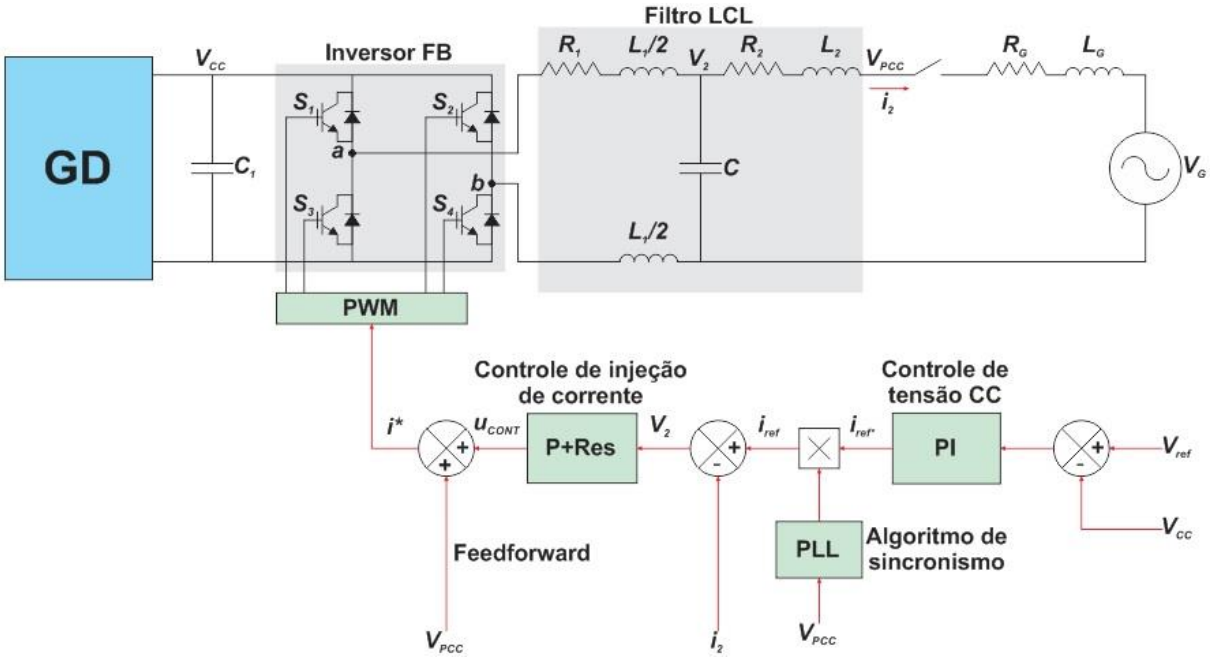

Figura 3 - Sistema fotovoltaico conectado à rede
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Como os algoritmos utilizados neste TCC operam e controlam apenas o lado de corrente alternada (CA) e o controle da tensão interna do barramento de corrente contínua (CC) se deve à malha externa de controle do inversor com compensador proporcional-integral (PI),

o que desacopla o inversor da etapa de geração (CHAVES, 2016, p. 124), então, omitiu-se a estrutura do conversor CC-CC. Assim, considerou-se o painel fotovoltaico operando no ponto de máxima potência (MPP) com condições nominais de temperatura e irradiação solar (VILLALVA, 2011, p. 216). Quanto ao elo CC, foi considerado como uma fonte de tensão CC de 400 V em série com uma resistência equivalente (a tensão e a resistência formam o bloco GD da Figura 3), que causa uma queda de tensão, deixando V_{CC} próximo de 350 V, ambos em paralelo com um capacitor, conforme Figura 4. Justifica-se o uso de uma fonte de tensão independente CC porque a saída do conversor CC tem características predominantes de fonte de tensão (CHAVES, 2016, p. 47).

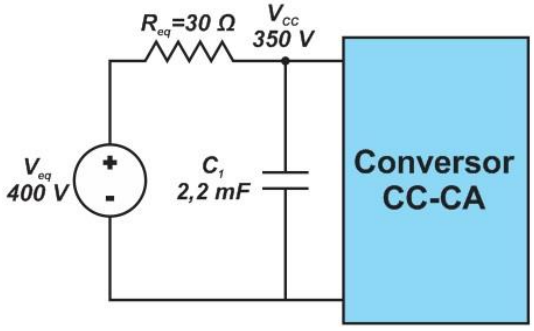

Figura 4 - Modelo simplificado do elo CC de sistema fotovoltaico
Fonte: (Autoria própria, 2020)

O compensador PI de controle de tensão CC, cujo algoritmo escrito em código C encontra-se no Anexo B, responde a um sinal de erro em uma malha fechada de controle, que representa a mudança exigida para o controle adequado, a fim de ajustar o parâmetro controlado o mais próximo de sua referência, neste caso, a tensão CC em 350 V, e é gerado através da diferença do valor ideal de referência (350 V) pelo valor medido (no V_{CC}, veja Figura 4). A Tabela 3 resume os valores adotados no lado de CC:

Tabela 3 - Valores adotados para elo CC de sistema fotovoltaico

PARÂMETRO	SÍMBOLO	VALOR
Tensão gerada	V_{eq}	400 V
Resistência equivalente	R_{eq}	30 Ω
Capacitância de entrada	C_1	2,2 mF
Tensão no barramento	V_{CC}	350 V

Fonte: (Autoria própria, 2020).

A saída do compensador PI é multiplicada por um sinal senoidal com magnitude de pico unitária gerado pela malha de captura de fase (PLL), sendo que este algoritmo será responsável por injetar a corrente de saída do inversor sincronizada com a tensão da rede

elétrica. Em seu funcionamento, quando a corrente de saída se encontra sincronizada com a tensão da rede, o vetor produzido pela PLL e a tensão são ortogonais, resultando em um produto escalar nulo; caso contrário, um erro é gerado, filtrado, e minimizado por um compensador PI. Em seguida, a frequência angular é integrada, o que resulta no ângulo que gera o vetor que corresponde à senoide unitária sincronizada com a tensão da rede, cujo sincronismo é verificado conforme o resultado do produto escalar previamente mencionado. Seu diagrama de blocos é dado na Figura 5 e seu algoritmo escrito em código C se encontra no Anexo C.

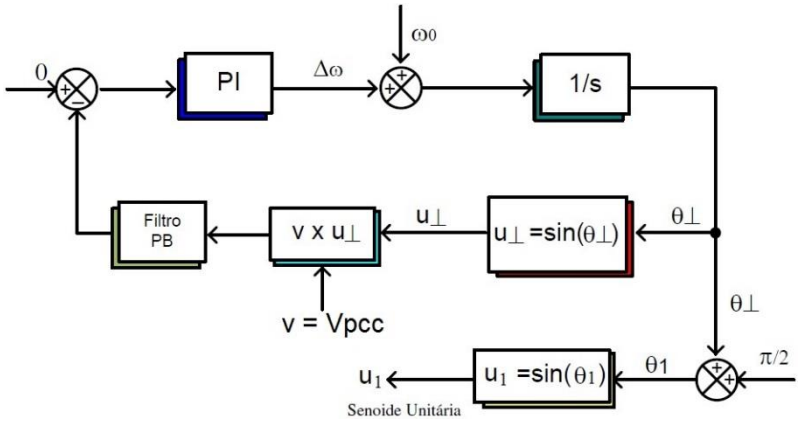

Figura 5 - Diagrama de blocos da PLL
Fonte: Modificado de (CHAVES, 2016, p. 135)

A partir da corrente de referência gerada pela PLL, é feito o controle da injeção de corrente na rede elétrica, por meio de um controlador proporcional-ressonante (P+Res) do tipo II, que rastreia uma referência senoidal com erro zero em regime permanente, podendo alcançar alto desempenho nesse rastreamento e rejeição de distúrbios, devido a um ganho infinito na frequência fundamental da rede, definida como frequência de centro, o que dá a esse compensador um comportamento de filtro passa-faixas (HANJU; TRUNG-KIEN; JAE-EON, 2009, p. 2198). Este controlador também é conhecido por ter uma degradação da qualidade da corrente injetada menor que seu variante do tipo I quando há variação de frequência (CHAVES, 2016, p. 127). Seu algoritmo escrito em código C encontra-se no Anexo D.

A partir do controle de injeção de corrente devido ao controlador P+Res do tipo II, é possível realizar o acionamento da PWM, a fim de converter a corrente contínua em corrente alternada. A modulação utilizada consiste no acionamento diagonal de transistores bipolares de porta isolada (IGBT), configurados em ponte completa em modo síncrono (S_1 e S_4, S_2 e S_3). Assim, os ramos "a" e "b" são chaveados em alta frequência com o mesmo referencial senoidal (CHAVES, 2016, p. 119). Duas etapas de operação são, a partir de sua modulação, consideradas: primeiro, as chaves S_1 e S_4 fechadas, e as chaves S_2 e S_3 abertas; depois, as chaves S_1 e S_4 abertas, e as chaves S_2 e S_3 fechadas, como pode ser visto na Figura 6.

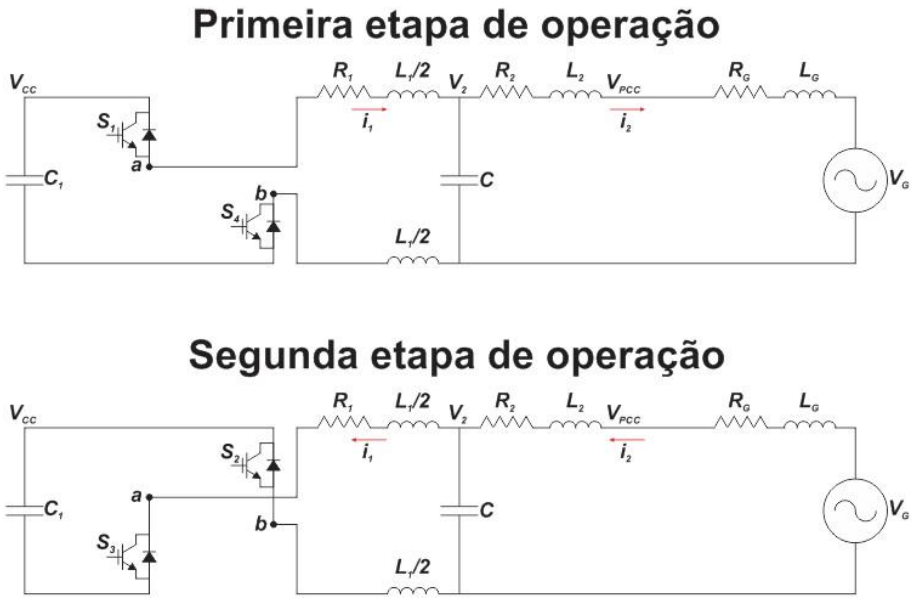

Figura 6 - Etapas de operação das chaves IGBT
Fonte: (Autoria própria, 2020)

A duração de cada operação é dada através da comparação entre o sinal de modulação e um sinal em forma de onda triangular: caso o sinal de modulação seja maior que a onda triangular, as chaves S_1 e S_4 serão fechadas e as chaves S_2 e S_3 serão abertas; caso o sinal de modulação seja menor que a onda triangular, as chaves S_2 e S_3 serão fechadas e as chaves S_1 e S_4 serão abertas – a Figura 7 ilustra o comportamento dos sinais que acionam os IGBT. Na saída do inversor há um filtro LCL que pode fornecer uma boa taxa de atenuação do efeito do chaveamento em alta frequência e da consequente ondulação da corrente.

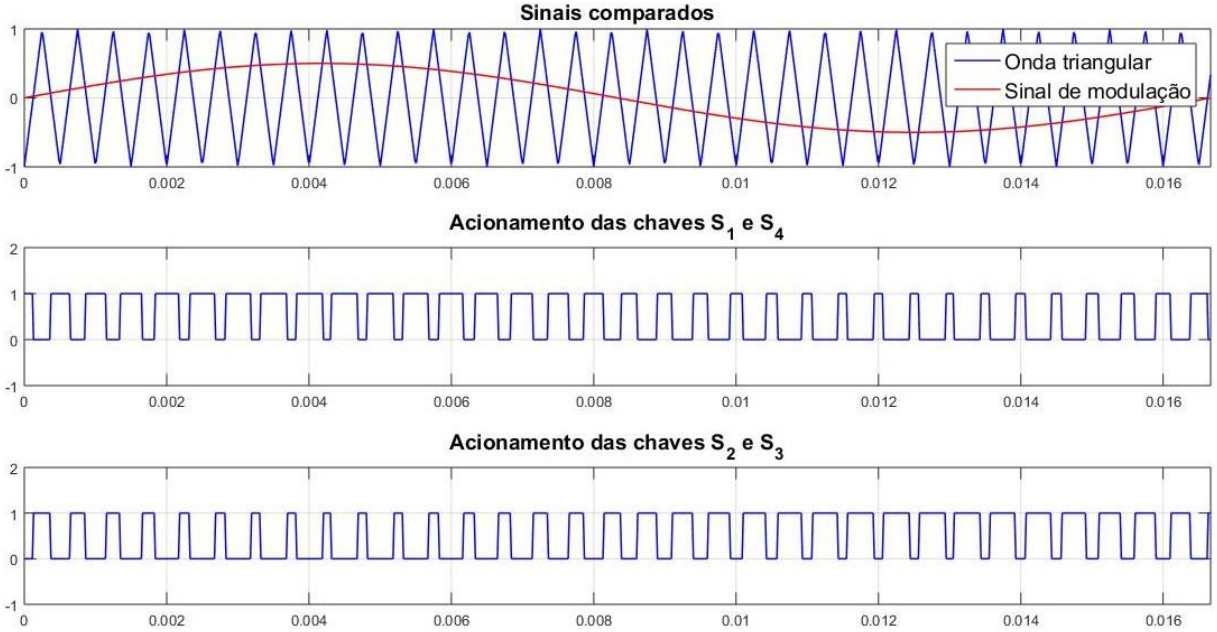

Figura 7 - Acionamento das chaves IGBT
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Em suma, a topologia adotada para o presente trabalho é de um inversor de tensão com modulação bipolar senoidal e conversor CC-CA em ponte completa, filtro LCL, conectado à rede monofásica (CHAVES, 2016, p. 116) e dotado de função anti-ilhamento. Assim, os parâmetros do inversor são listados na Tabela 4:

Tabela 4 - Valores adotados para PWM e filtro LCL de sistema fotovoltaico

PARÂMETRO	SÍMBOLO	VALOR
Tensão do barramento CC	V_{CC}	350 V
Frequência da PWM	f_{PWM}	10 kHz
Constante de proporcionalidade	k	$1/350$
Resistência parasita 1	R_1	0,05 Ω
Indutância do filtro 1	L_1	1,1 mH
Capacitância do filtro	C	30 μF
Resistência parasita 2	R_2	0,05 Ω
Indutância de conexão	L_2	10,3 mH

Fonte: (Autoria própria, 2020).

2.3 REDE ELÉTRICA E CARGA LOCAL

O sistema fotovoltaico se conecta paralelamente à rede elétrica e à carga local, conforme Figura 8. A rede é modelada como uma impedância formada por uma resistência e uma indutância em série e uma fonte de tensão CA.

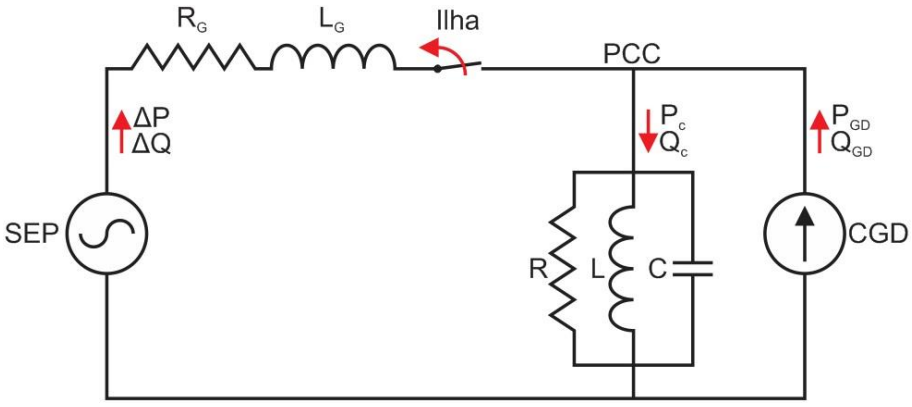

Figura 8 - Modelo simplificado de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto à carga local, esta pode ser suprida tanto pela CGD (P_{GD} e Q_{GD}) quanto pela distribuidora (ΔP e ΔQ). Assim:

$$P_c = P_{GD} + \Delta P \quad (2)$$

$$Q_c = Q_{GD} + \Delta Q \quad (3)$$

Sendo que sua potência ativa (P_c) é definida por:

$$P_c = \frac{V^2}{R} \quad (4)$$

E sua potência reativa (Q_c):

$$Q_c = \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C\right) V^2 \quad (5)$$

E, no caso de $Q_c = 0$, na Equação 5, é possível deduzir a equação da frequência de ressonância (f_0):

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (6)$$

Onde, se a frequência de ressonância da carga for igual à frequência nominal da rede, o fator de potência da carga será unitário.

Assim, os parâmetros da carga local e da rede elétrica são listados na Tabela 5:

Tabela 5 - Valores adotados para simulador de rede elétrica

PARÂMETRO	SÍMBOLO	VALOR
Tensão da rede (eficaz)	V	127 V
Frequência da rede	f	60 Hz
Resistência da rede	R_G	0,05 Ω
Indutância da rede	L_G	0,5 mH

Fonte: (Autoria própria, 2020).

3 TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO

A CGD conectada à rede elétrica aproveita-se de alguns benefícios do SEP, como os valores impostos de frequência e magnitude de tensão, mas também está sujeita aos fenômenos que nele ocorrerem, como o ilhamento. Este ocorre quando parte do sistema de distribuição se torna eletricamente isolado do sistema interligado nacional (SIN), apesar de ainda operante por meio da CGD (HATATA; ABD-RADOH; SEDHOM, 2017, p. 1), podendo ser classificado como ilhamento intencional ou ilhamento não-intencional. O ihamento não-intencional causa problemas quanto à integridade do sistema, à qualidade da potência, da tensão e da frequência fornecidas (MANGO; LISERRE; AQUILA, 2006, p. 1884) a equipamentos particulares e à saúde das equipes de manutenção que inadvertidamente toquem as linhas ilhadas ainda energizadas. Assim, para minimizar os efeitos de tais desajustes, a CGD deve possuir recursos de proteção em seu inversor, chamados de função AI, que têm a finalidade de identificar e isolar a CGD da rede elétrica ilhada. Para tanto, os métodos de identificação de ilhamento devem ser confiáveis, seletivos e influenciar minimamente a qualidade da energia elétrica.

Os métodos AI podem ser classificados quanto à localização de seus dispositivos de operação, dividindo-se em métodos não residentes no inversor e métodos locais, onde estes correspondem aos métodos que funcionam a partir do inversor do sistema fotovoltaico. Estas técnicas também são definidas quanto à metodologia aplicada em seu funcionamento, os quais se distribuem entre métodos passivos ou ativos. Ainda, os métodos podem ser analisados conforme suas características típicas, sendo que um de seus atributos mais considerados é a zona de não-detecção (ZND).

A ZND corresponde a uma região de um gráfico onde a detecção de ilhamento não é possível, ou seja, nessa região a proteção AI é insensível à formação de ilha e não atua. Esta região pode variar em área ou formato de acordo com diversas circunstâncias, como, por exemplo: controles diferentes da CGD (ZHIHONG et al., 2004, 1173), o tipo de carga (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 80), o tempo de atuação do relé de proteção (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 142), o FP, etc. A disposição da ZND em um gráfico bidimensional é chamada de mapeamento da ZND e representa o principal critério de avaliação de uma técnica AI. A Figura 9 ilustra um exemplo de ZND em um gráfico, onde a proteção não aciona caso os parâmetros da CGD se encontrem dentro da área da ZND (nesta imagem, a região em cinza). Este mapeamento pode ser realizado com parâmetros distintos, sendo que neste trabalho três serão considerados: desbalanço de potência ($\Delta P \; x \; \Delta Q$), indutância por capacitância normalizada ($L \; x \; C_{norm}$) e fator de qualidade por frequência de ressonância ($Q_f \; x \; f_0$).

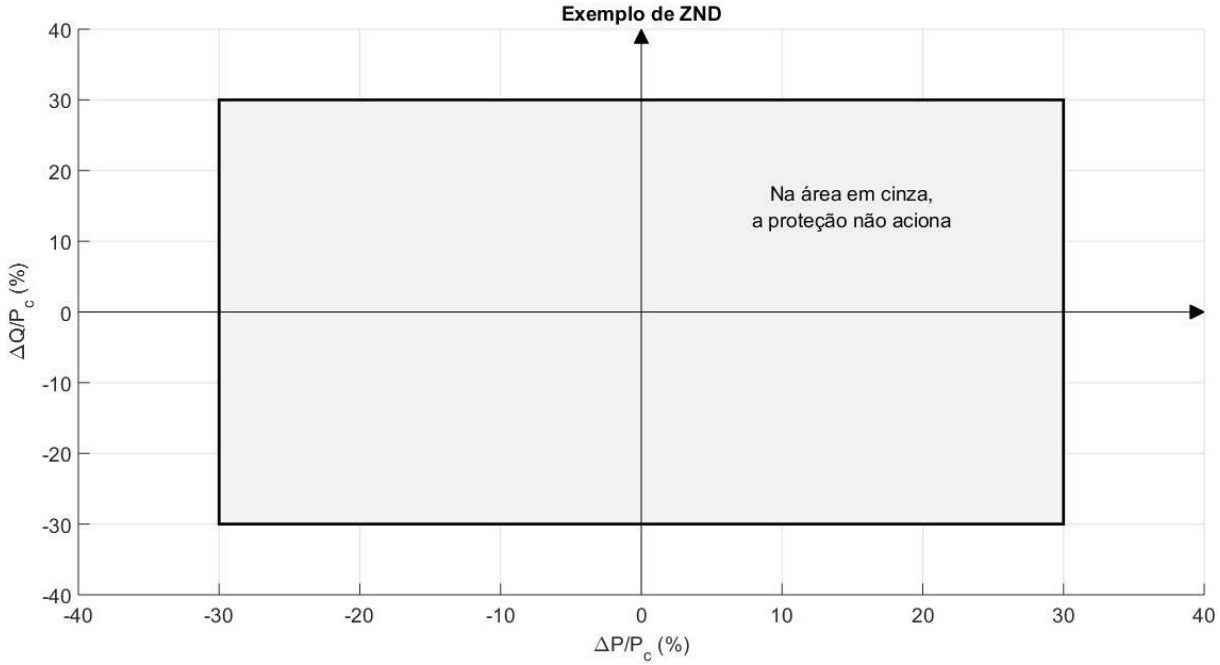

Figura 9 - Exemplo de ZND
Fonte: (Autoria própria, 2020)

O mapa do desbalanço de potência corresponde ao mapeamento mais conhecido e utilizado entre os métodos passivos. Este mapa é estruturado em sistema cartesiano e utiliza o desbalanço de potência ativa (ΔP) consumida ou injetada no SEP no eixo das abscissas (Equação 2: $P_c = P_{GD} + \Delta P$) e o desbalanço de potência reativa (ΔQ) consumida ou injetada no SEP no eixo das ordenadas (Equação 3: $Q_c = Q_{GD} + \Delta Q$). Ambos os eixos se encontram normalizados em relação à potência ativa da carga, podendo o mapa também ser disposto em percentagem. Como o ilhamento suprime o desbalanço de potência (ΔP e ΔQ) e força a CGD a gerar potência igual à potência exigida pela carga ($P_c = P_{GD}$ e $Q_c = Q_{GD}$), então é possível estipular uma relação entre a quantidade de potências ativa e reativa consumidas ou injetadas no SEP (ΔP e ΔQ) e a capacidade de atuação da proteção AI, uma vez que quanto maior a contribuição da rede elétrica no suprimento da carga, maior será o impacto da supressão desse fornecimento. Caso o desbalanço de potência seja pequeno, a perturbação dos parâmetros de magnitude, frequência ou fase da tensão no PCC será insuficiente para acionar a proteção AI, formando a ZND.

Existem também mapas que podem avaliar a ZND por meio de outras variáveis, como o plano $L\ x\ C_{norm}$ ou o plano $Q_f\ x\ f_0$, ambos dispostos em escala logarítmica. Para tais planos, faz-se necessária a condição do critério de fase, cuja expressão descreve o comportamento da corrente no inversor durante o ilhamento, onde esta corrente tem sua frequência alterada pela

PLL quando ocorre a desconexão, a fim de reduzir a zero a diferença de fase entre tensão e corrente, satisfazendo a seguinte equação:

$$\phi_{GD} = \phi_c \tag{7}$$

Isso ocorre porque o ilhamento suprime a potência consumida ou injetada no SEP (ΔP e ΔQ) e força a CGD a gerar potência igual à potência exigida pela carga ($P_c = P_{GD}$ e $Q_c = Q_{GD}$). Sendo que a fase da impedância do circuito (ϕ_c) é dada por (SILVA, 2016, p. 30):

$$\phi_c = \tan^{-1}\left[R\left(\omega C - \frac{1}{\omega L}\right)\right] = \tan^{-1}\left[Q_f\left(\frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0}\right)\right] \tag{8}$$

Em ambos os mapas, a fase da carga se iguala a variáveis específicas do método AI utilizado, ou seja, para cada técnica, as equações ($\tan^{-1}[R(\omega C - 1/\omega L)]$ para o mapa $L\ x\ C_{norm}$ ou $\tan^{-1}\left[Q_f(f_0/f - f/f_0)\right]$ para o mapa $Q_f\ x\ f_0$) se igualarão a uma equação referente ao funcionamento da técnica em relação à fase da carga, sendo que tais variáveis estão definidas na Tabela 6:

Tabela 6 - Expressões do critério de fase dos métodos utilizados

MÉTODO ANTI-ILHAMENTO	EXPRESSÃO DO CRITÉRIO DE FASE
Detecção por salto de fase (PJD)	$\Delta\theta$
Desvio ativo de frequência (AFD)	$\frac{\pi c f}{2}$
Desvio ativo de frequência com *feedback* positivo (SFS)	$\frac{\pi[cf_0 + k_{SFS}(f_{PLL} - f)]}{2}$

Fonte: Modificado de (SILVA, 2016, p. 30).

Assim, é possível isolar as variáveis de interesse, ou seja, capacitância normalizada (C_0), para o mapa $L\ x\ C_{norm}$, ou frequência de ressonância (f_0), para o mapa $Q_f\ x\ f_0$. No mapeamento do plano $L\ x\ C_{norm}$, a ZND é determinada através dos parâmetros de carga para uma determinada resistência, indutância e capacitância normalizada, sendo que esta capacitância normalizada (C_{norm}) é dada pela seguinte equação:

$$C_{norm} = \frac{C}{C_0} = C\omega_0^2 L \tag{9}$$

A capacitância de ressonância (C_0) é a capacitância onde a frequência de ressonância equivale à frequência nominal da rede (SILVA, 2016, p. 31) e é utilizada para normalizar a capacitância da carga. Pelo critério de fase, a frequência será alterada até que $\phi_{GD} = \phi_c$, ou seja, até que $f = f_0$.

No mapeamento do plano $Q_f \; x \; f_0$, é possível representar a ZND através do fator de qualidade e da frequência de ressonância da carga. Este mapeamento segue o mesmo princípio que o anterior.

Tais análises são o alicerce para hierarquizar métodos AI distintos quanto a sua capacidade de detecção, tornando possível identificar algumas características particulares a métodos ativos ou passivos.

3.1 TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO PASSIVAS

Os métodos AI passivos detectam o ilhamento através do monitoramento de parâmetros selecionados. Tal procedimento identifica a ilha somente caso tais padrões ultrapassem os limites estabelecidos em normas, o que pode ocasionar falsas operações e uma grande ZND, uma vez que, em diversas circunstâncias os padrões analisados não se alteram significativamente durante o ilhamento, por exemplo, caso a frequência de ressonância da carga coincida com a frequência nominal da rede ou caso haja pouca contribuição de potência da rede elétrica na carga. Entretanto, possuem vantagens tais como baixo custo, simplicidade, fácil implementação, seu funcionamento não se altera com a presença de outras técnicas AI atuantes paralelas e não degradam a qualidade da energia inserida no sistema (HATATA; ABD-RADOH; SEDHOM, 2017, p. 2).

3.1.1 Sub/Sobretensão (SST) e Sub/Sobrefrequência (SSF)

Os métodos AI de sub/sobretensão (SST) e sub/sobrefrequência (SSF) são métodos locais passivos que utilizam os parâmetros de tensão e frequência do sistema, respectivamente, e desconectam-se da rede por meio do acionamento de relés de sub/sobretensão ou sub/sobrefrequência, com o cálculo de no mínimo um ciclo da forma de onda analisada, sendo que tais perturbações encontram-se ilustradas nas figuras 10 e 11. Tal proteção, por lei, é equipada nos inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica, a fim de proteger aparelhos ou pessoas (MANGO et al., 2006, p. 1879) de valores atípicos de tensão ou frequência, caso estes permaneçam por um tempo superior ao tempo ajustado (OLIVEIRA, 2017, p. 26), sendo que seus limites são mais facilmente atingidos com a desconexão ou não funcionamento da rede elétrica principal (REIS, 2016, p. 53).

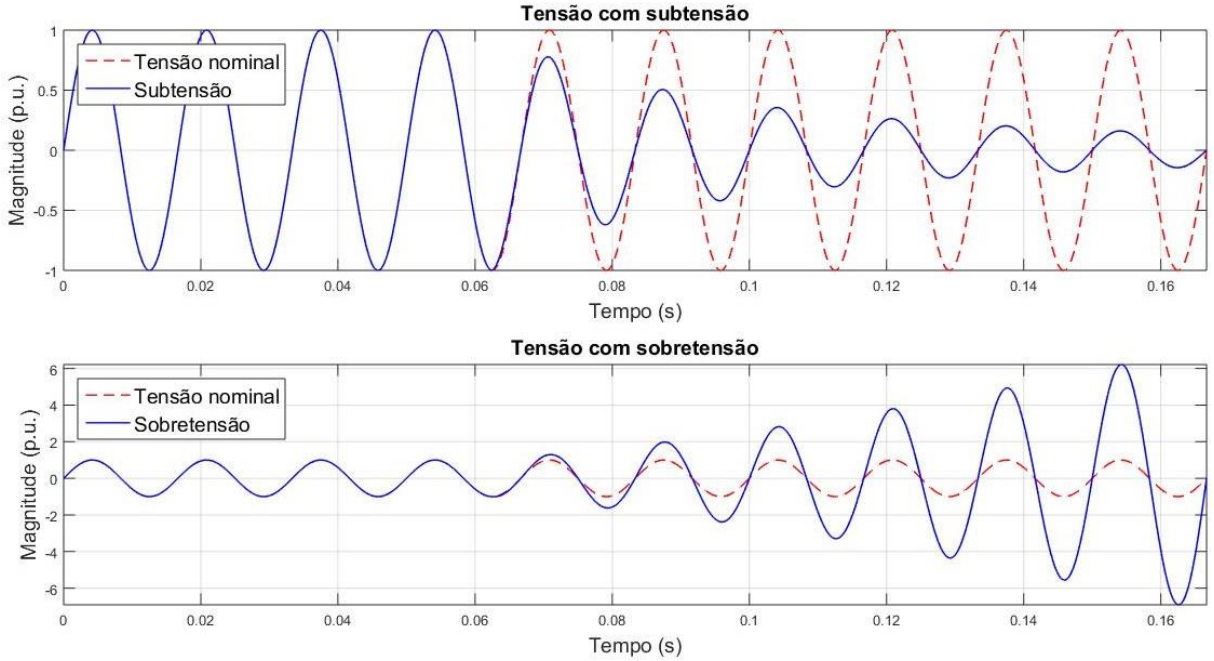

Figura 10 - Distúrbios que acionam a proteção de SST
Fonte: (Autoria própria, 2020)

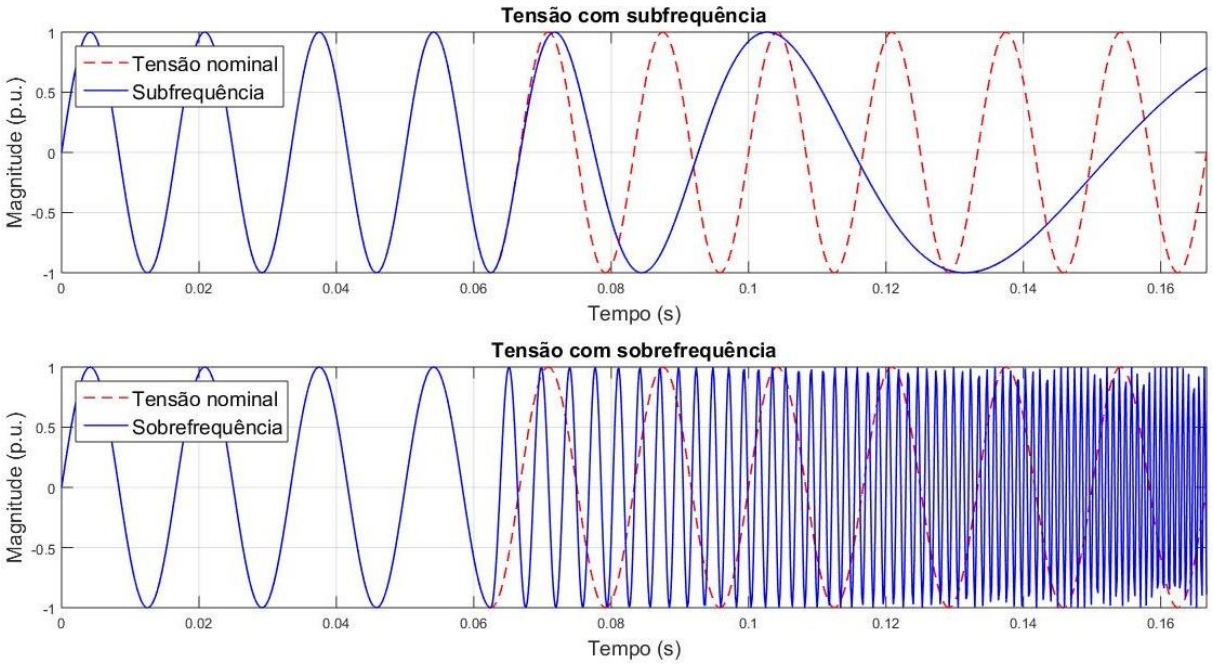

Figura 11 - Distúrbios que acionam a proteção de SSF
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Estes métodos possuem as vantagens típicas das técnicas passivas: baixo custo, são simples, não poluem o sinal injetado na rede elétrica (PEREIRA, 2007, p. 21) e suas capacidades de detecção não se alteram com a conexão de CGD paralelas (SEVERO, 2011, p. 72). Além disso, são capazes de detectar faltas fase-terra, e alguns métodos ativos utilizam-se do funcionamento dos relés de SST e SSF na construção de suas respectivas técnicas de

detecção de ilhamento (OLIVEIRA, 2017, p. 26); e as desvantagens típicas, tais como: grande ZND e possibilidade de falsas operações.

Além do aumento da ZND devido ao ajuste do relé e devido à frequência de ressonância da carga ser equivalente à frequência nominal da rede elétrica, há também um aumento da ZND devido à baixa contribuição de potência da rede elétrica na carga (ΔP e ΔQ, conforme equações 2 e 3). Assim, quanto menor os valores absolutos de ΔP e ΔQ, mais difícil será detectar o ilhamento (MANGO et al., 2006, p. 1879).

Portanto, numa ilha, com $\Delta P \neq 0$, a magnitude da tensão poderá ultrapassar seu limite e a proteção será realizada pelo relé de SST (SEVERO, 2011, p. 71). Essa alteração da tensão (V') se dá devido ao ilhamento forçar a potência ativa da carga a ser igual à potência ativa do sistema, sendo que a potência ativa do sistema é diretamente proporcional à tensão (MANGO et al., 2006, p. 1879), conforme as equações:

$$V' = k_{SST} V \tag{10}$$

$$k_{SST} = \sqrt{\frac{P_{GD}}{P_c}} \tag{11}$$

Ou seja, caso $P_{GD} > P_c$, a magnitude da tensão aumentará com o ilhamento, e caso $P_{GD} < P_c$, a magnitude da tensão diminuirá (MANGO et al., 2006, p. 1879).

Agora, com $\Delta Q \neq 0$, num sistema ilhado, a fase da tensão poderá ser deslocada. Devido a isso, o controle do inversor alterará a frequência da corrente de saída a fim de alcançar a frequência de ressonância da carga e, assim a proteção será realizada pelo relé de SSF (SEVERO, 2011, p. 71). Caso $\Delta Q > 0$, a carga, com característica indutiva, causará um aumento de frequência no PCC (f'), o que pode acionar o relé de sobrefrequência; caso contrário, se $\Delta Q < 0$, a carga, com característica capacitiva, causará uma redução de frequência no PCC (f'), o que pode acionar o relé de subfrequência. Sendo que a potência reativa da carga (Q'_c) varia conforme a frequência e a magnitude da tensão (MANGO et al., 2006, p. 1879):

$$Q'_c = Q_{GD} = \left(\frac{1}{\omega' L} - \omega' C\right) V'^2 \tag{12}$$

Dessa forma, é possível calcular a frequência do sistema ilhado (ω'):

$$\omega' = \frac{-\frac{Q_{GD}}{CV'^2} + \sqrt{\left(\frac{Q_{GD}}{CV'^2}\right)^2 + \frac{4}{LC}}}{2} \tag{13}$$

Além disso, é possível calcular a variação de frequência a partir da diferença entre o FP da CGD e o FP da carga, caso esta gere uma potência constante. Na ocorrência de uma ilha, haverá um salto do ângulo de fase da tensão da CGD para se adequar ao FP da carga, enquanto

o controle do sistema corrige o erro gerado para manter a frequência angular igual à frequência angular nominal, o que altera sua frequência (f'), assim:

$$\omega' = \omega$$
$$(2\pi - \Delta\theta)f' = 2\pi f$$
$$f' = \frac{2\pi f}{2\pi - \Delta\theta} \tag{14}$$

A partir dessas equações, pode-se inferir analiticamente a ZND (MANGO et al., 2006, p. 1879). O Anexo E traz a dedução das seguintes equações:

$$\left(\frac{V}{V_{max}}\right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta P}{P_c} \leq \left(\frac{V}{V_{min}}\right)^2 - 1 \tag{15}$$

$$Q_f\left(1 - \left(\frac{f}{f_{min}}\right)^2\right) \leq \frac{\Delta Q}{P_c} \leq Q_f\left(1 - \left(\frac{f}{f_{max}}\right)^2\right) \tag{16}$$

Onde a Equação 15 refere-se à ZND do método de SST e a Equação 16 refere-se à ZND do método de SSF. Assim, através dos parâmetros de tensão e frequência da Tabela 5, é possível calcular a ZND e mapeá-la. As Equações 15 e 16, conforme os limites resumidos na Tabela 1 descrevem a ZND:

$$\left(\frac{127}{(1{,}15)(127)}\right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta P}{P_c} \leq \left(\frac{127}{(0{,}85)(127)}\right)^2 - 1$$
$$-0{,}2439 \leq \frac{\Delta P}{P_c} \leq 0{,}3841$$
$$-24{,}39\ \% \leq \frac{\Delta P}{P_c} \leq 38{,}41\ \%$$

Para $Q_f = 1$, conforme ABNT NBR IEC 62116:2012:

$$(1)\left(1 - \left(\frac{60}{58{,}5}\right)^2\right) \leq \frac{\Delta Q}{P_c} \leq (1)\left(1 - \left(\frac{60}{61{,}5}\right)^2\right)$$
$$-0{,}0519 \leq \frac{\Delta Q}{P_c} \leq 0{,}0482$$
$$-5{,}19\ \% \leq \frac{\Delta Q}{P_c} \leq 4{,}82\ \%$$

A Figura 12 traz o mapeamento da ZND pelo desbalanço de potência, para fatores de qualidade de 1 e 2,5 utilizando-se dos limites acima apresentados, sendo que este TCC não aplicará o fator de qualidade 2,5, uma vez que tal valor é alto para o modelo de sistema fotovoltaico projetado. Seu desenho neste gráfico, assim, serve como referência para observar a direção do aumento da ZND devido ao aumento do fator de qualidade no mapa de desbalanço de potência, além disso, é importante mencionar que a ZND para o método de SST corresponde

a duas constantes, uma inferior à esquerda e outra superior à direita, e seguem infinita e paralelamente o eixo das ordenadas, o mesmo ocorre com a ZND para o método de SSF, cujos limites seguem infinita e paralelamente o eixo das abscissas. Assim, existe uma área em torno da origem que não é capaz de acionar os relés tanto de SST quanto de SSF, sendo que esta área se encontra demarcada por linha contínua, enquanto a ZND dos relés individuais de SST e SSF seguem em tracejado na Figura 12, para fator de qualidade 1.

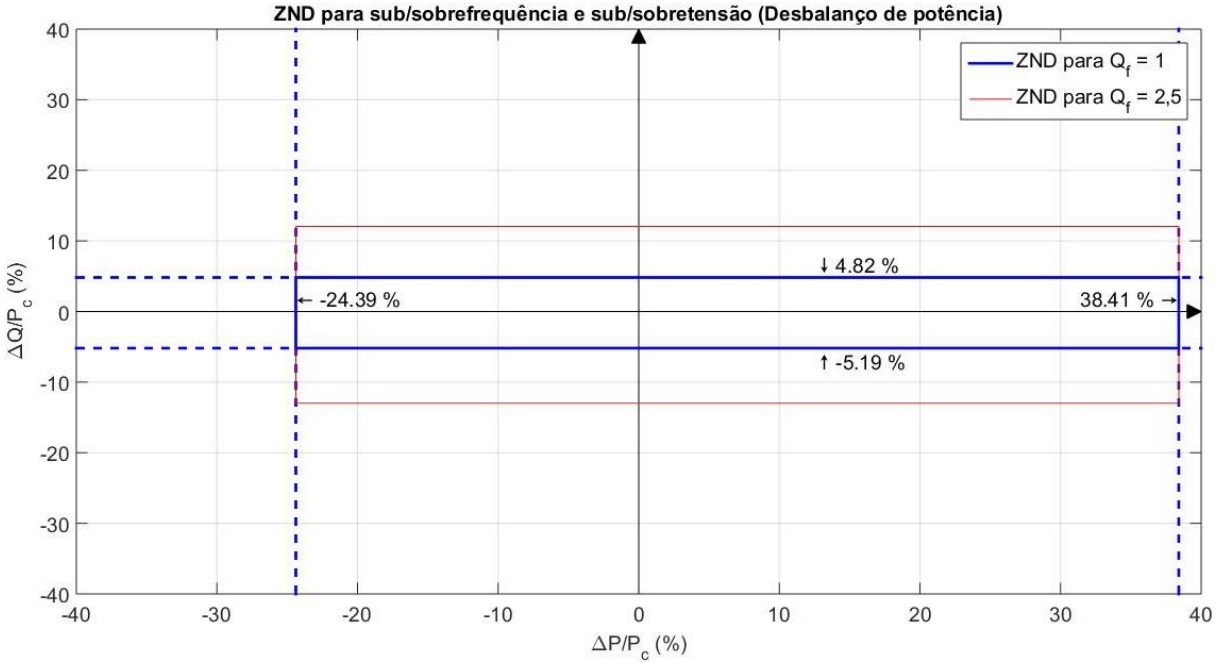

Figura 12 - ZND dos relés de SST e SSF no mapa de desbalanço de potência
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto às características do dispositivo de acionamento, neste trabalho, optou-se pela contagem de seis ciclos da frequência nominal para o acionamento de ambos relés, conforme norma IEEE Std 929-2000, onde tais ciclos serão contados por um bloco em código C no simulador (Apêndice B). No caso do relé de SSF, o acionamento também pode depender de um ajuste de tensão mínima de operação. Esta característica não foi utilizada. Ainda, o relé de SST pode conter um filtro passa-baixas que elimina transitórios de alta frequência e utiliza o valor eficaz da tensão de sequência positiva. As figuras 13 e 14 ilustram o funcionamento dos relés de SST e SSF, respectivamente.

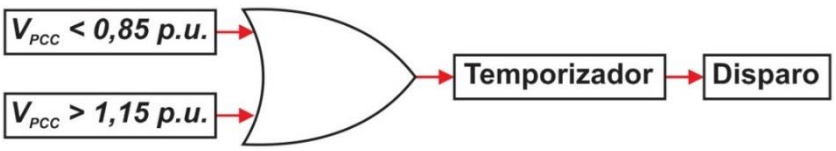

Figura 13 - Lógica de funcionamento do relé de SST
Fonte: (Autoria própria, 2020)

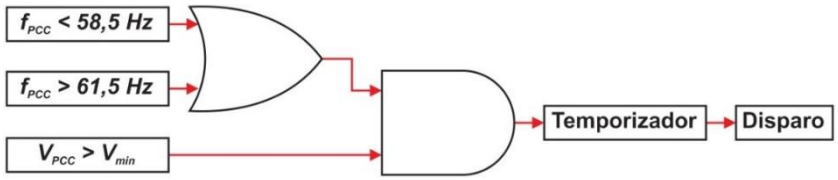

Figura 14 - Lógica de funcionamento do relé de SSF
Fonte: (Autoria própria, 2020)

3.1.2 Detecção por Salto de Fase (PJD)

O método de detecção por salto de fase (PJD) monitora a diferença de fase entre a tensão e a corrente no PCC, ou ainda, a diferença entre a fase da tensão atual e a fase da tensão anterior no PCC. Uma vez que a distribuidora se desconecta da rede em que se encontra a CGD, a tensão no terminal não é mais imposta pela tensão de rede e tenderá a alterar seu ângulo de fase a fim de adequar-se às características da corrente de saída e da carga, sendo que este fenômeno pode ser observado na Figura 15. Essa variação pode ser identificada no próximo cruzamento por zero e caso ultrapasse o limite estabelecido de diferença angular máxima, o dispositivo de proteção será acionado (PEREIRA, 2007, p. 22).

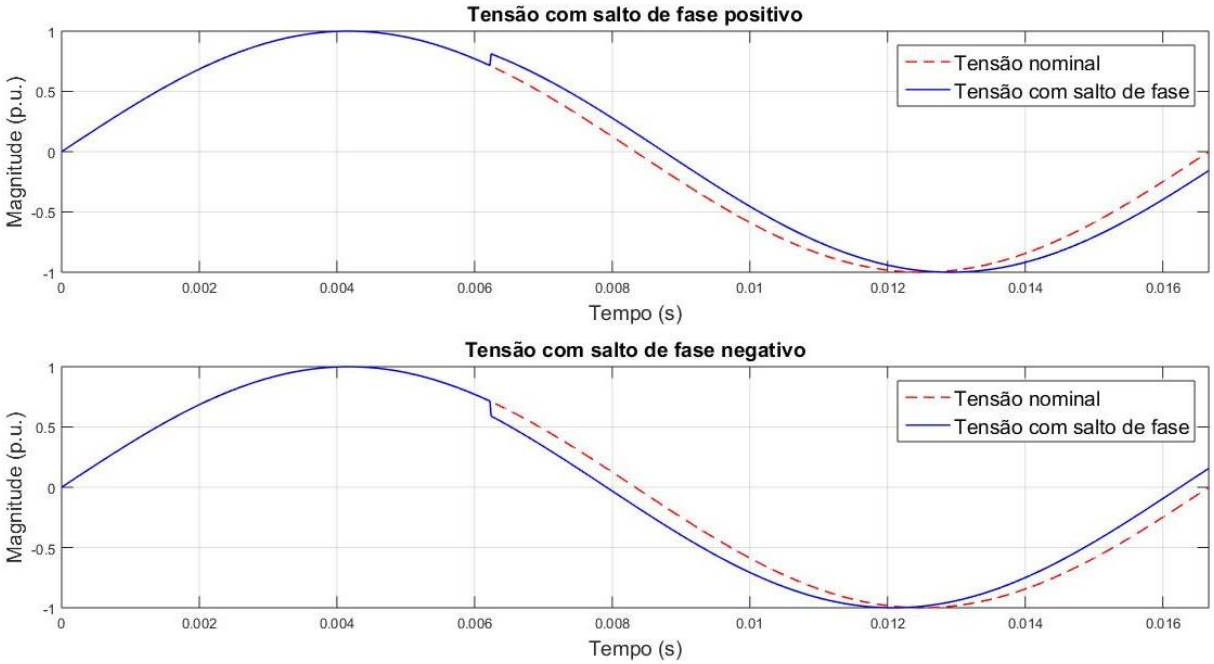

Figura 15 - Distúrbios que acionam a proteção de PJD
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Esta técnica possui as vantagens típicas de métodos passivos: baixo custo, simplicidade, não perturba o sinal da rede elétrica e não sofre influências de outras técnicas AI paralelas; bem como as desvantagens: possui uma ZND grande e manobras no SEP podem ocasionar falsas operações (ZHIHONG et al., 2004, 1174). Além disso, é pouco sensível ao

desbalanço de potência ativa e caso uma PLL rápida seja implementada, a variação de fase pode não ser detectada.

Tal como nos métodos anteriores, sua ZND pode variar conforme o ajuste do relé e devido à frequência de ressonância da carga ser equivalente à frequência nominal da rede elétrica; há também o aumento da ZND devido à baixa contribuição de potência da rede elétrica na carga (ΔP e ΔQ, conforme Equações 2 e 3). Assim, sua ZND pode ser mapeada pelo desbalanço de potência através da equação (SEVERO, 2011, p. 117):

$$\left| \tan^{-1}\left(\frac{\frac{\Delta Q}{P_c}}{1+\frac{\Delta P}{P_c}} \right) \right| \leq \Delta\theta \tag{17}$$

Onde um desvio de fase inferior a $|\Delta\theta|$ não será detectado. Ao isolar o desbalanço de potência reativa, tem-se:

$$\frac{\frac{\Delta Q}{P_c}}{1+\frac{\Delta P}{P_c}} \leq \tan|\Delta\theta|$$

$$\frac{\Delta Q}{P_c} \leq \tan|\Delta\theta| + \frac{\Delta P}{P_c}\tan|\Delta\theta| \tag{18}$$

Sendo que $\Delta\theta$ é dado por:

$$\Delta\theta = |\phi_c - \phi_{GD}| \tag{19}$$

Com isso, o gráfico é formado na Figura 16, que ilustra a ZND do método de PJD para $|\Delta\theta| = 3°$ e $6°$, sendo que o presente TCC aplicará apenas o salto de fase de $|\Delta\theta| = 6°$. Como o salto de fase está em módulo, há duas linhas que descrevem os limites da ZND, a linha inferior descreve o limite para $-6°$ e a linha superior descreve o limite para $6°$. Entre estas duas linhas o relé de PJD não detecta o ilhamento. O desenho no gráfico da ZND para $\Delta\theta = 3°$ serve como referência para observar a direção do aumento da ZND devido ao aumento do salto de fase no mapa de desbalanço de potência.

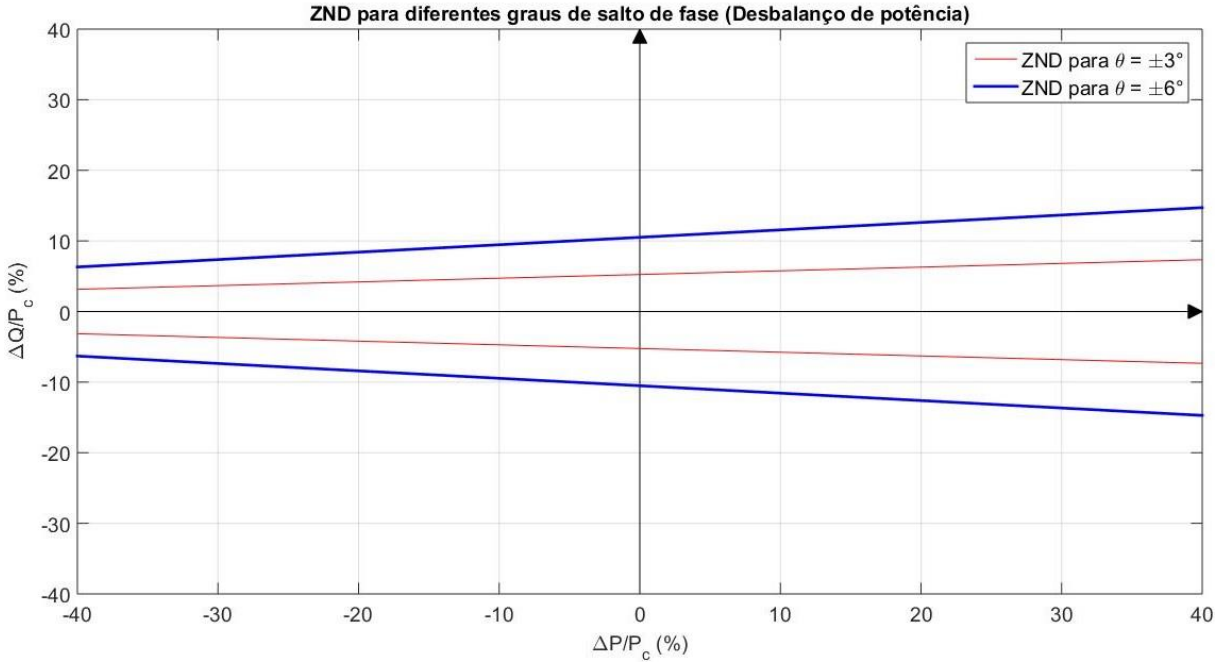

Figura 16 - ZND do relé de PJD no mapa de desbalanço de potência
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Ainda é possível medir a ZND pelo critério de fase, conforme Tabela 6, através do plano $L\ x\ C_{norm}$:

$$\tan^{-1}\left[R\left(\omega C - \frac{1}{\omega L}\right)\right] \leq \Delta\theta$$

$$C = \frac{\tan(\Delta\theta)}{\omega R} + \frac{1}{\omega^2 L}$$

$$C_{norm} = \frac{\omega_0^2 L \tan(\Delta\theta)}{\omega R} + \frac{\omega_0^2}{\omega^2} \quad (20)$$

Uma vez que a função AI deve, conforme legislação, desconectar a CGD caso a frequência do sistema seja inferior a 58,5 Hz ou superior a 61,5 Hz, então, caso a frequência permaneça entre esses limites durante a ilha, haverá a ZND, ou seja, os limites da ZND variam de acordo com os limites da frequência do sistema. Assim, caso ω, que é a frequência angular do sistema, seja substituída por estes valores, os limites inferiores e superiores da ZND poderão ser visualizados, além disso, uma frequência de ressonância e resistência específicas devem ser selecionadas. Para tanto, optou-se por uma frequência de ressonância que coincida com a frequência nominal da rede elétrica, uma vez que este seria o pior cenário, segundo a literatura utilizada. Quanto ao valor selecionado da resistência, esta escolha será justificada na seção que trata da simulação. Assim, a Figura 17 ilustra o gráfico da Equação 20 para $\omega_0 = 60\ Hz$, $\Delta\theta = 3°$ e 6°, $R = 75\ \Omega$ e $\omega = 2\pi(58{,}5)\ Hz$ ou $2\pi(61{,}5)\ Hz$, conforme limites estabelecidos na Tabela 1. Entre os limites superiores e inferiores encontra-se a ZND, e dentro dessa área, as

cargas com os valores de indutância e capacitância que ali se encontram não causam perturbações que acionam o relé de PJD. Como mencionado anteriormente neste trabalho, apenas o salto de fase de $|\Delta\theta| = 6°$ será aplicado, servindo o gráfico do salto de fase de $\pm 3°$ como referência para indicar a formação da ZND para outros graus de salto de fase. Nota-se que quanto menor o salto de fase, mais suave é o joelho da curva dos limites da ZND.

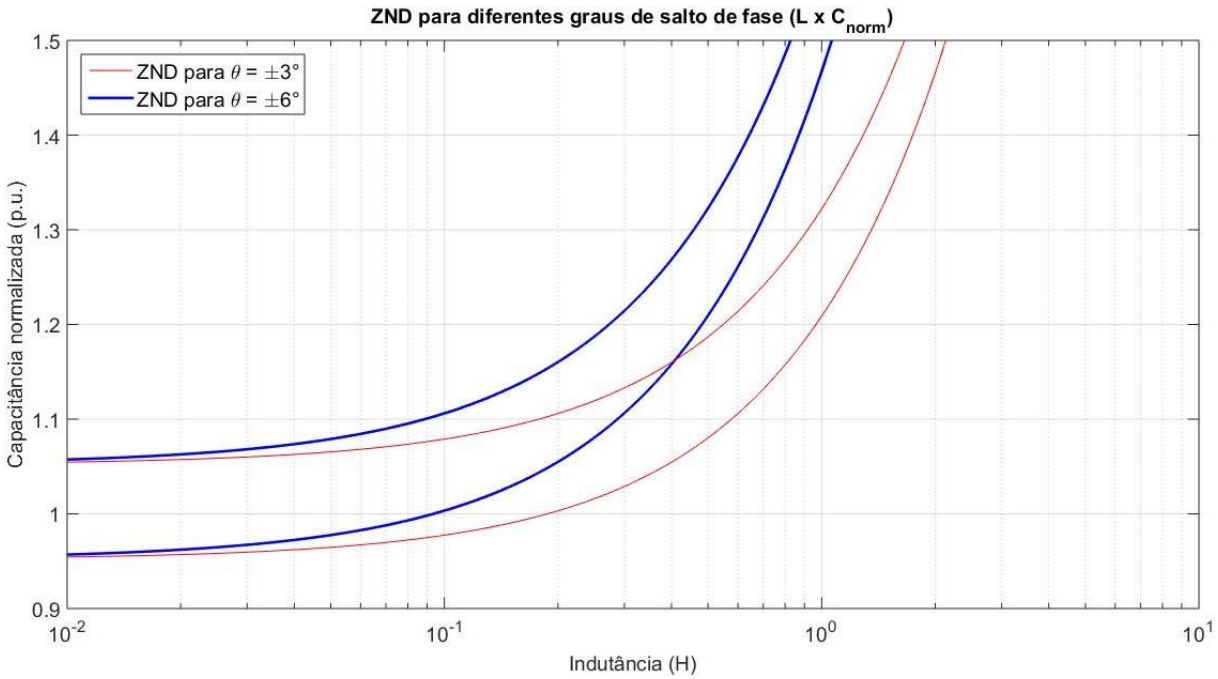

Figura 17 - ZND do relé de PJD no mapa de $L\ x\ C_{norm}$
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Também é possível mapear a ZND através do plano $Q_f\ x\ f_0$:

$$f_0^2 - \frac{f\tan(\Delta\theta)}{Q_f} f_0 - f^2 = 0$$

$$f_0 = \frac{\frac{f\tan(\Delta\theta)}{Q_f} + \sqrt{\left(\frac{f\tan(\Delta\theta)}{Q_f}\right)^2 + 4f^2}}{2} \quad (21)$$

Análogo à explicação para o mapa $L\ x\ C_{norm}$, como a função AI deve, conforme legislação, desconectar a CGD caso a frequência do sistema seja inferior a 58,5 Hz ou superior a 61,5 Hz, então, caso a frequência permaneça entre esses limites durante a ilha, haverá a ZND, ou seja, os limites da ZND (58,5 Hz e 61,5 Hz) variam de acordo com os limites da frequência do sistema (f). A Figura 18 ilustra o gráfico da Equação 21 para $|\Delta\theta| = 3°$ e $6°$ e $f = 58{,}5\ Hz$ ou $61{,}5\ Hz$, conforme limites estabelecidos na Tabela 1. Entre os limites superiores e inferiores encontra-se a ZND, e dentro dessa área, as cargas com os valores de fator de qualidade e frequência de ressonância que ali se encontram não causam perturbações que acionam o relé de

PJD. Como mencionado anteriormente neste TCC, apenas o salto de fase de $|\Delta\theta| = 6°$ será aplicado, servindo o gráfico do salto de fase de $\pm 3°$ como referência para indicar a formação da ZND para outros graus de salto de fase. Nota-se que quanto menor o salto de fase, mais suave é o joelho da curva dos limites da ZND.

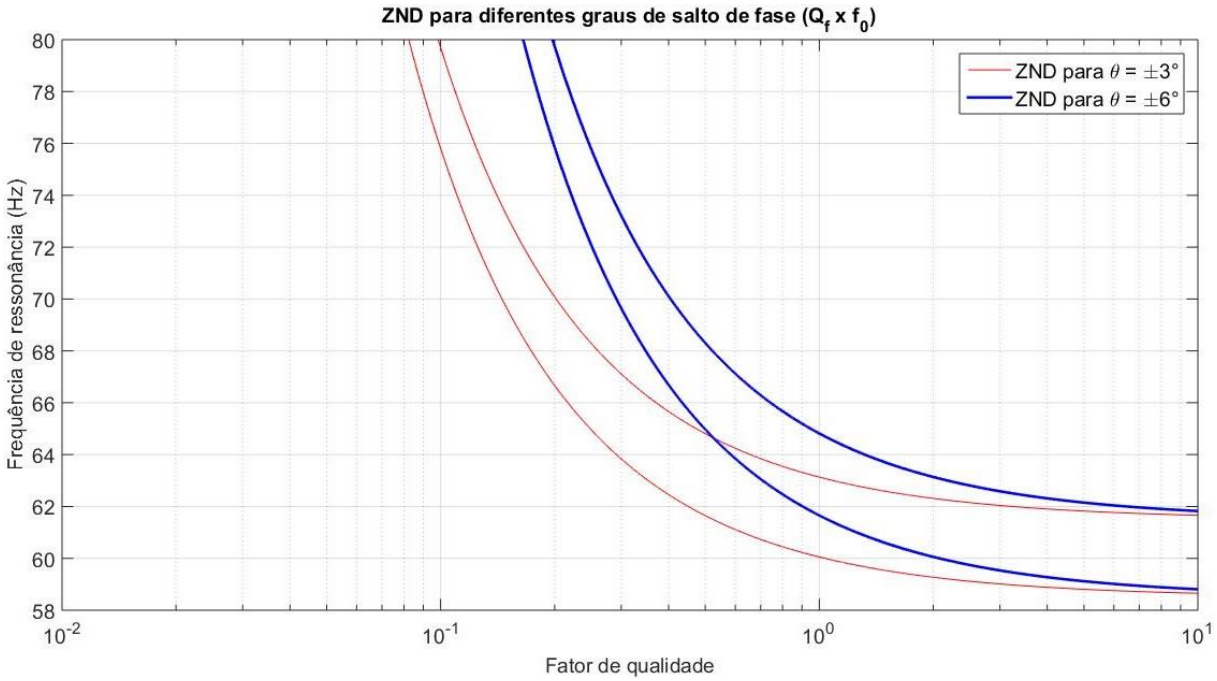

Figura 18 - ZND do relé de PJD no mapa de $Q_f \; x \; f_0$
Fonte: (Autoria própria, 2020)

As curvas de ambos os mapas ($L \; x \; C_{norm}$ e $Q_f \; x \; f_0$) para o critério de fase da técnica de PJD são semelhantes, com a diferença de que o resultado de seus limites são invertidos, onde uma curva tende ao infinito quando a indutância tende ao infinito ($L \; x \; C_{norm}$) e a outra tende ao infinito quando o fator de qualidade tende a zero ($Q_f \; x \; f_0$). Isso ocorre porque a indutância do mapa de $L \; x \; C_{norm}$ é proporcional à capacitância normalizada (Equação 20), entretanto o fator de qualidade do mapa de $Q_f \; x \; f_0$ é inversamente proporcional à frequência de ressonância (Equação 21). As funções tendem ao infinito no semiplano positivo devido ao critério de fase estar em módulo e, portanto, ser positivo.

Quanto às características do dispositivo de acionamento, neste trabalho, optou-se pelo cálculo da diferença angular da tensão a cada cruzamento por zero. Assim, o módulo da diferença angular é calculado entre a fase da tensão no PCC do último cruzamento por zero e a fase atual (conforme código C no Apêndice A). Justifica-se a escolha pelo salto de fase de 6°, porque este é um valor já utilizado na literatura (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 32). Este relé

também pode apresentar ajuste temporizado e ajuste de tensão mínima de operação, que não foram utilizados. A Figura 19 ilustra o diagrama do relé de salto de vetor.

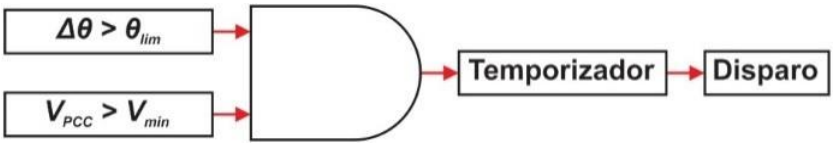

Figura 19 - Lógica de funcionamento do relé de PJD
Fonte: (Autoria própria, 2020)

3.2 TÉCNICAS ANTI-ILHAMENTO ATIVAS

Os métodos AI ativos detectam o ilhamento através de perturbações do sinal da rede elétrica (MANGO; LISERRE; AQUILA, 2006, p. 1884), tal procedimento permite a identificação da ilha de forma mais eficiente, o que aumenta a confiabilidade, uma vez que estes métodos detectam o ilhamento em circunstâncias onde os métodos passivos são incapazes de identificar, entretanto, podem gerar instabilidade na rede durante a operação normal (MANGO; LISERRE; AQUILA, 2006, p. 1885) e sofrer alterações em seu funcionamento, caso haja outras técnicas AI funcionando em paralelo. São geralmente implementados conjuntamente a métodos passivos e podem ser tidos por de fácil ou difícil implementação, a depender, por exemplo, do algoritmo de detecção ou do esforço computacional. Neste trabalho, as técnicas de AFD e SFS perturbarão o sinal de frequência e será analisado o comportamento de cada um dos relés de proteção utilizados nas técnicas passivas quanto a essa perturbação.

3.2.1 Desvio Ativo de Frequência (AFD)

O método de desvio ativo de frequência (AFD) deforma levemente a forma de onda da corrente injetada na rede por meio de um distúrbio constante, de modo que sua frequência seja superior ou inferior à frequência nominal e tal distorção apresente um tempo morto (T_Z), que corresponde a um período onde a magnitude do sinal deformado é mantida nula até que seja identificada uma passagem por zero do sinal de referência e o próximo semiciclo seja gerado, repetindo o processo. Dessa forma o método é capaz de identificar o ilhamento quando houver a desconexão com a rede elétrica, uma vez que o sinal tenderá a alterar mais facilmente sua frequência, e com isso, causar o acionamento do relé de proteção no inversor. Essa perturbação é definida conforme o fator de corte (cf), que corresponde a uma razão proporcional à magnitude da perturbação, conforme o tempo morto (T_Z) e o período do sinal (T), ou também conforme a variação de frequência que será injetada no sinal (δf) e a frequência total do sinal

perturbado, ou seja, a frequência nominal somado à variação de frequência inserida como perturbação ($f + \delta f$). Essas equações são dadas por:

$$cf = \frac{2T_Z}{T} = \frac{\delta f}{f + \delta f} \tag{22}$$

$$\delta f = \left(\frac{1}{1 - cf} - 1\right) f \tag{23}$$

E a corrente injetada na rede (i_{ref}) apresenta a forma de onda das seguintes equações:

$$i_{ref} = \begin{cases} I_{ref} \sin(2\pi(f + \delta f)t), & 0 < 2\pi(f + \delta f)t \leq \pi - T_Z \\ 0, & \pi - T_Z < 2\pi(f + \delta f)t \leq \pi \\ I_{ref} \sin(2\pi(f + \delta f)t), & \pi < 2\pi(f + \delta f)t \leq 2\pi - T_Z \\ 0, & 2\pi - T_Z < 2\pi(f + \delta f)t \leq 2\pi \end{cases} \tag{24}$$

É possível adotar valores positivos ou negativos de cf de acordo com o sinal da perturbação inserida, conforme Figura 20. Um cf positivo aumenta a frequência, enquanto um cf negativo a reduz até atingir os limites estabelecidos por norma (SILVA, 2016, p. 23). Entretanto, redes com várias CGD que utilizam o método AI de AFD devem adotar o mesmo sinal de perturbação sob o risco de uma CGD reduzir o sinal do distúrbio de outra, caso adotem valores distintos de cf e, consequentemente, este método se tornar incapaz de detectar a ilha. Outra desvantagem, assim como todo método ativo local, o AFD degrada a qualidade da potência de saída do inversor, além de aumentar as emissões eletromagnéticas, uma vez que o método deforma a onda da corrente (BRITO et al., 2018, p. 228). Além das vantagens comuns a todos os métodos ativos, também é considerado um método simples de ser implementado.

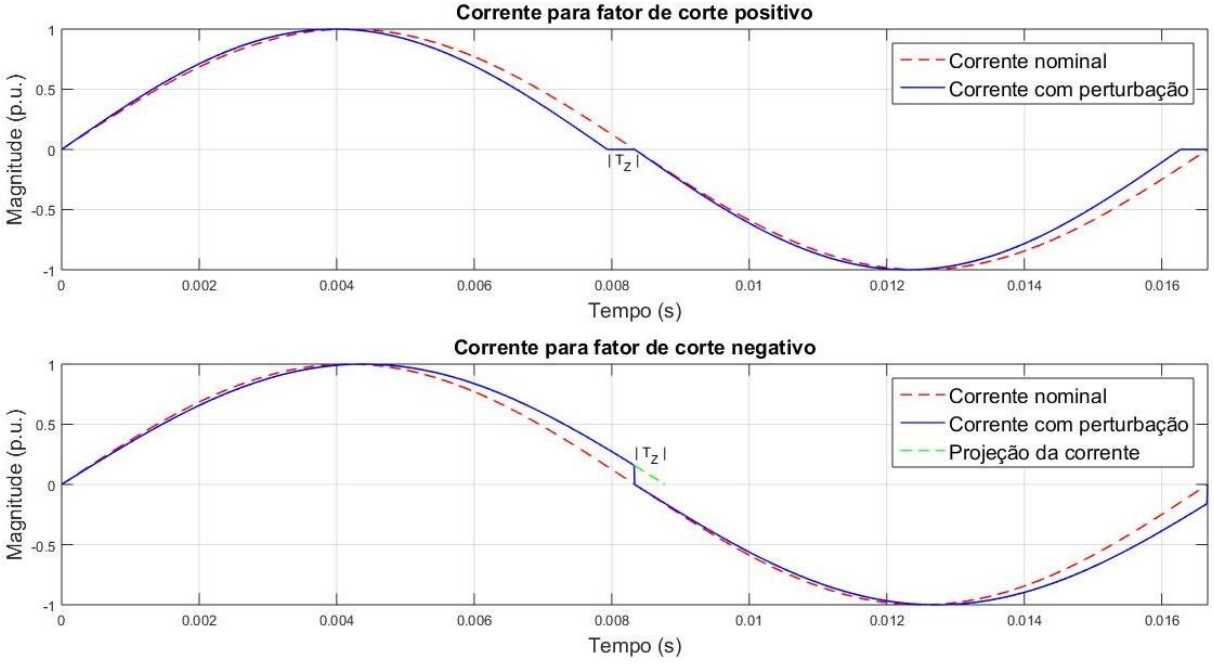

Figura 20 - Distúrbios causados pelos métodos de AFD ou SFS
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Uma escolha utilizada na literatura foi uma variação de frequência (δf) de $\pm 1{,}5\ Hz$. Como optou-se por um fator de corte negativo e de acordo com a Equação 22 ($cf = \delta f/(f + \delta f)$), o cf utilizado será de -0,0256. Dessa forma, devendo respeitar os limites de THD definidos por norma, é possível medir a ZND pelo critério de fase através do plano $L\ x\ C_{norm}$:

$$\tan^{-1}\left[R\left(\omega C - \frac{1}{\omega L}\right)\right] = \frac{\pi cf}{2}$$

$$C = \frac{\tan\left(\frac{\pi cf}{2}\right)}{\omega R} + \frac{1}{\omega^2 L}$$

$$C_{norm} = \omega_0^2 L \frac{\tan\left(\frac{\pi cf}{2}\right)}{\omega R} + \frac{\omega_0^2}{\omega^2} \tag{25}$$

A Figura 21 ilustra o gráfico da Equação 25 para $\omega_0 = 60\ Hz$, cf = -0,01 e -0,0256, $R = 75\ \Omega$ e $\omega = 2\pi(58{,}5)\ Hz$ e $2\pi(61{,}5)\ Hz$, conforme limites estabelecidos na Tabela 1, sendo que a escolha de cada um dos valores das variáveis, exceto para os fatores de corte (cf), foi explicada anteriormente para o mapa $L\ x\ C_{norm}$, utilizando-se o método de PJD. Entre os limites superiores e inferiores encontra-se a ZND, e dentro dessa área, as cargas com os valores de indutância e capacitância que ali se encontram não causam perturbações que acionam a função AI do sistema. Salienta-se que apenas $cf = -0{,}0256$ será aplicado, servindo o gráfico de $cf = -0{,}01$ como referência para indicar a formação da ZND para outros cf. Nota-se que quanto mais próximo de zero é o cf, mais suave é o joelho da curva dos limites da ZND.

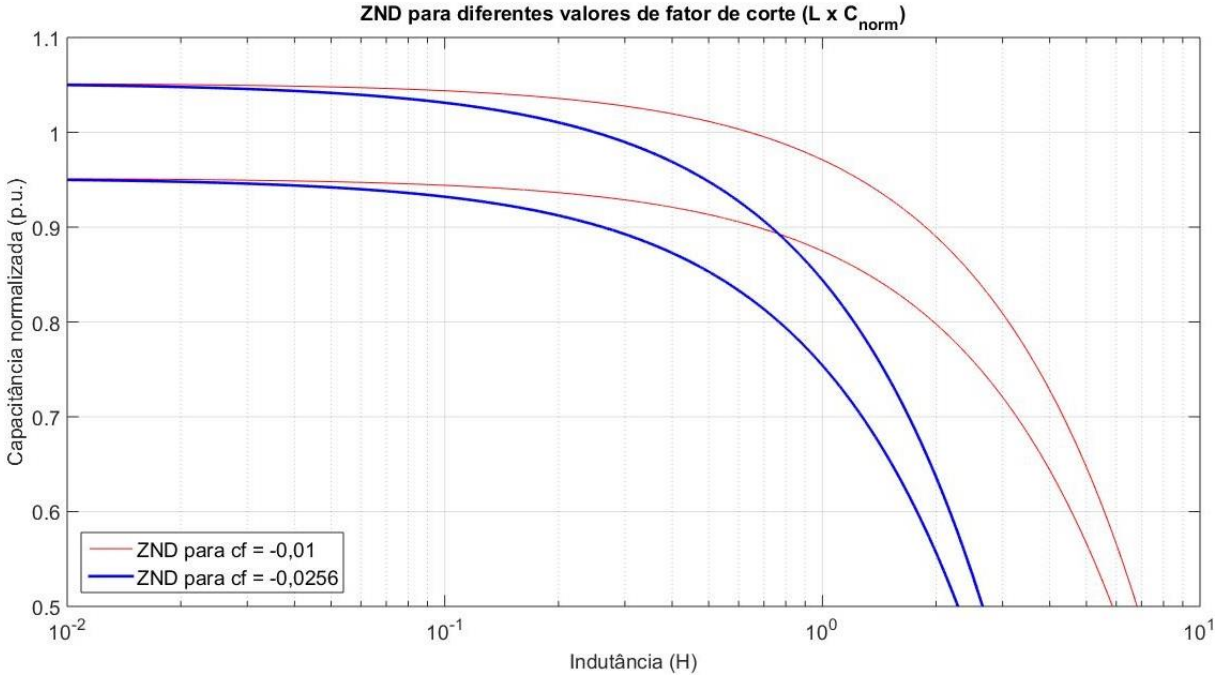

Figura 21 - ZND dos métodos de AFD ou SFS no mapa de $L\ x\ C_{norm}$
Fonte: (Autoria própria, 2020)

O mapa da ZND desta técnica também pode ser disposto através do plano $Q_f \; x \; f_0$:

$$\tan^{-1}\left[Q_f\left(\frac{f_0}{f}-\frac{f}{f_0}\right)\right]=\frac{\pi cf}{2}$$

$$f_0^2-\frac{f\tan\left(\frac{\pi cf}{2}\right)}{Q_f}f_0-f^2=0$$

$$f_0=\frac{\frac{f\tan\left(\frac{\pi cf}{2}\right)}{Q_f}+\sqrt{\left(\frac{f\tan\left(\frac{\pi cf}{2}\right)}{Q_f}\right)^2+4f^2}}{2} \quad (26)$$

Onde a Figura 22 ilustra o gráfico da Equação 26 para cf = -0,01 e -0,0256 e f = 58,5 Hz e 61,5 Hz, conforme limites estabelecidos na Tabela 1, sendo que a escolha de cada um dos valores das variáveis, exceto para os fatores de corte (cf), foi explicada anteriormente para o mapa $Q_f \; x \; f_0$ utilizando-se o relé de PJD. Entre os limites superiores e inferiores encontra-se a ZND, e dentro dessa área, as cargas com os valores de fator de qualidade e frequência de ressonância que ali se encontram não causam perturbações que acionam a função AI do sistema. Salienta-se que apenas $cf = -0{,}0256$ será aplicado, servindo o gráfico de $cf = -0{,}01$ como referência para indicar a formação da ZND para outros fatores de corte. Nota-se que quanto mais próximo de zero é o cf, mais suave é o joelho da curva dos limites da ZND.

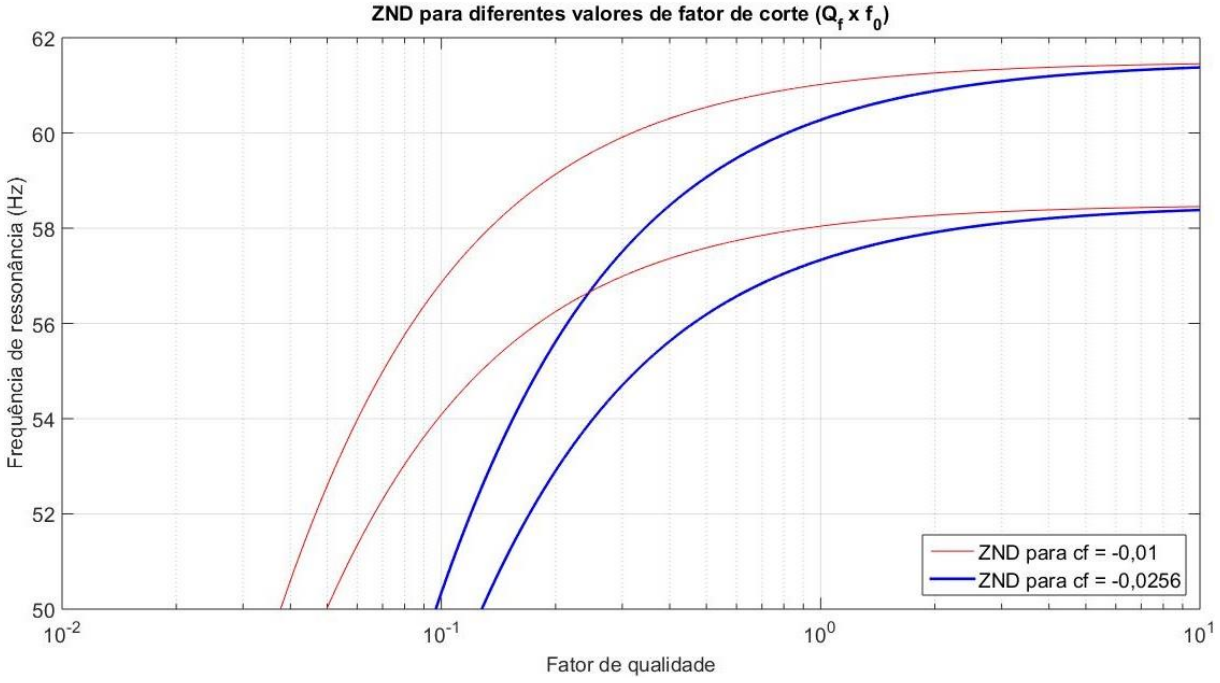

Figura 22 - ZND dos métodos de AFD ou SFS no mapa de $Q_f \; x \; f_0$
Fonte: (Autoria própria, 2020)

As curvas de ambos os mapas ($L\ x\ C_{norm}$ e $Q_f\ x\ f_0$) para o critério de fase da técnica de AFD são semelhantes, com a diferença de que o resultado de seus limites são invertidos, conforme já explicado nos mapas da técnica de PJD. As funções tendem ao infinito no semiplano negativo devido ao critério de fase ser negativo, assim, os mapas da técnica de AFD são o oposto da técnica de PJD.

3.2.2 Desvio Ativo de Frequência com *Feedback* Positivo (SFS)

O método de desvio ativo de frequência com *feedback* positivo (SFS) é similar ao de AFD, obedece à mesma Equação 24 e possui a mesma degradação da forma de onda que a Figura 20, entretanto, o método de SFS deforma a onda da corrente injetada na rede por meio de um distúrbio linearmente variável através de uma realimentação positiva na perturbação da corrente, o que pode acelerar a detecção da ilha e diminuir a ZND em relação ao método anterior. Seu fator de corte (cf) é definido por:

$$cf = cf_0 + k_{SFS}(f_{PLL} - f) \tag{27}$$

Onde aplica-se as mesmas equações 22 e 23 para cf_0, e decide-se pelo mesmo fator de corte de -0,0256 utilizado pelo método de AFD. Quanto ao ganho da realimentação positiva (k_{SFS}), (KNABBEN, 2017, p. 142) e (SILVA, 2016, p. 43) utilizaram-se da seguinte relação, com a escolha do respectivo valor para as simulações:

$$k_{SFS} \geq \frac{4Q_f}{\pi f_0} = \frac{4(1)}{\pi(60)} = 0{,}0212 \tag{28}$$

O método de SFS possui os mesmos tipos de vantagens do método de AFD, porém superiores em qualidade a este; e suas desvantagens em relação a este método são sua maior complexidade e a possibilidade de maior degradação da qualidade da energia injetada.

Assim como o AFD, também é possível medir a ZND pelo critério de fase, através do plano $L\ x\ C_{norm}$:

$$\tan^{-1}\left[R\left(\omega C - \frac{1}{\omega L}\right)\right] = \frac{\pi[cf_0 + k_{SFS}(f_{PLL} - f)]}{2}$$

$$C = \frac{\tan\left(\frac{\pi[cf_0 + k_{SFS}(f_{PLL} - f)]}{2}\right)}{\omega R} + \frac{1}{\omega^2 L}$$

$$C_{norm} = \omega_0^2 L\frac{\tan\left(\frac{\pi[cf_0 + k_{SFS}(f_{PLL} - f)]}{2}\right)}{\omega R} + \frac{\omega_0^2}{\omega^2} \tag{29}$$

Com o gráfico similar ao da Figura 21 para os mesmos valores anteriormente estipulados. Ou através do plano $Q_f \; x \; f_0$:

$$\tan^{-1}\left[Q_f\left(\frac{f_0}{f}-\frac{f}{f_0}\right)\right]=\frac{\pi[cf_0+k_{SFS}(f_{PLL}-f)]}{2}$$

$$f_0^2-\frac{f\tan\left(\frac{\pi[cf_0+k_{SFS}(f_{PLL}-f)]}{2}\right)}{Q_f}f_0-f^2$$

$$f_0=\frac{\frac{f\tan\left(\frac{\pi[cf_0+k_{SFS}(f_{PLL}-f)]}{2}\right)}{Q_f}+\sqrt{\left(\frac{f\tan\left(\frac{\pi[cf_0+k_{SFS}(f_{PLL}-f)]}{2}\right)}{Q_f}\right)^2+4f^2}}{2} \quad (30)$$

Com o gráfico similar ao da Figura 22 para os mesmos valores anteriormente estipulados. Estas equações não foram desenhadas em gráfico e aproveitou-se os gráficos da técnica de AFD (figuras 21 e 22) para utilizá-los na técnica de SFS, porque o pior caso para detecção do ilhamento na simulação ocorre quando a frequência da PLL é a frequência nominal, isso faz com que a componente variável do critério de fase ($k_{SFS}(f_{PLL}-f)$) seja zero, o que torna o critério de fase do método de SFS idêntico ao critério de fase do método de AFD.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 SIMULAÇÕES DO MODELO DE CGD E REDE ELÉTRICA

A simulação realizada em ambiente computacional foi modelada conforme mostra a Figura 23.

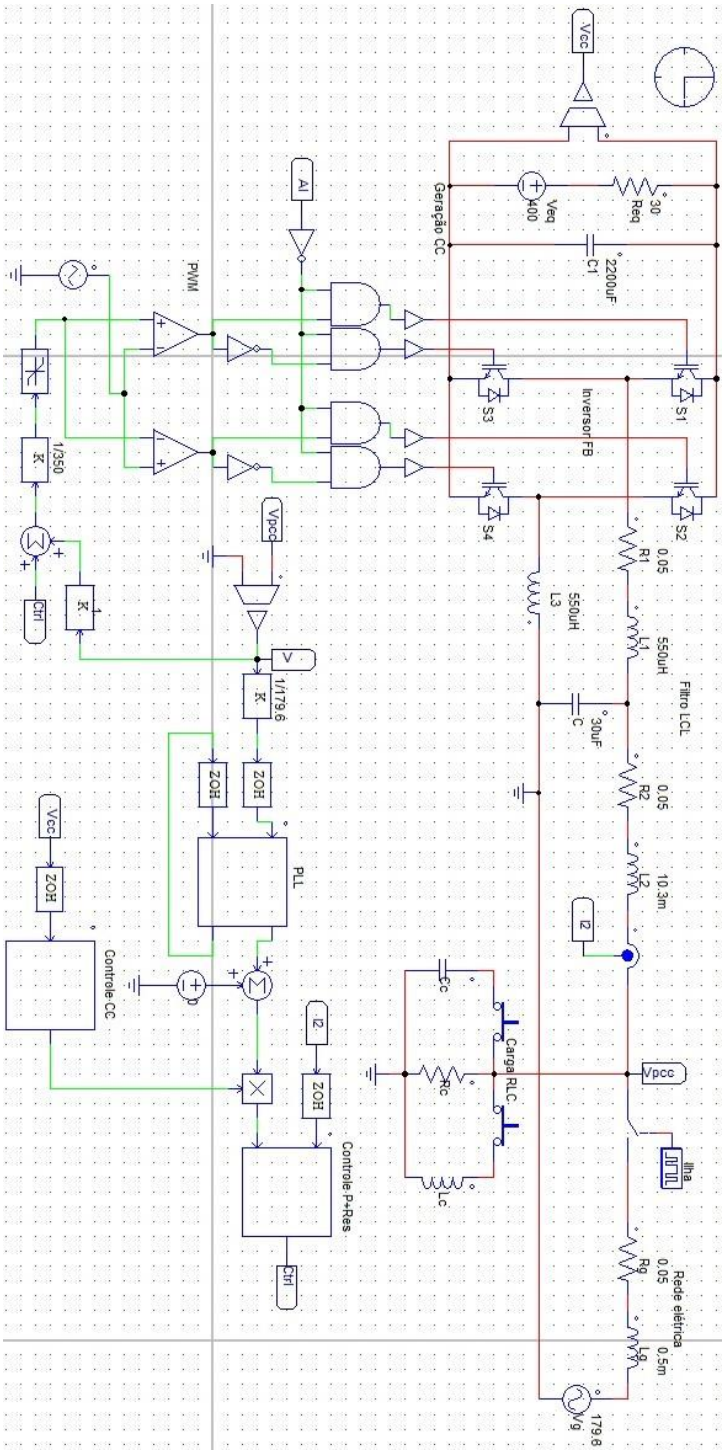

Figura 23 - Modelo de simulação de sistema fotovoltaico
Fonte: Modificado de (CHAVES, 2016)

Nela é possível observar o circuito elétrico (com linhas vermelhas), que consta de uma fonte de tensão constante que, a partir do chaveamento dos transistores e do filtro, forma a tensão senoidal que alimenta a carga e é auxiliada pela rede elétrica, representada pela fonte de tensão alternada e a impedância. Também, é possível observar o circuito eletrônico (com linhas verdes) composto pelo controle CC (cujo código do bloco C encontra-se no Anexo B), PLL (cujo código do bloco C encontra-se no Anexo C), controle de injeção de corrente (cujo código do bloco C encontra-se no Anexo D), controle PWM e algoritmo AI, sendo que os métodos AI passivos tratados no presente TCC encontram-se modelados na Figura 24.

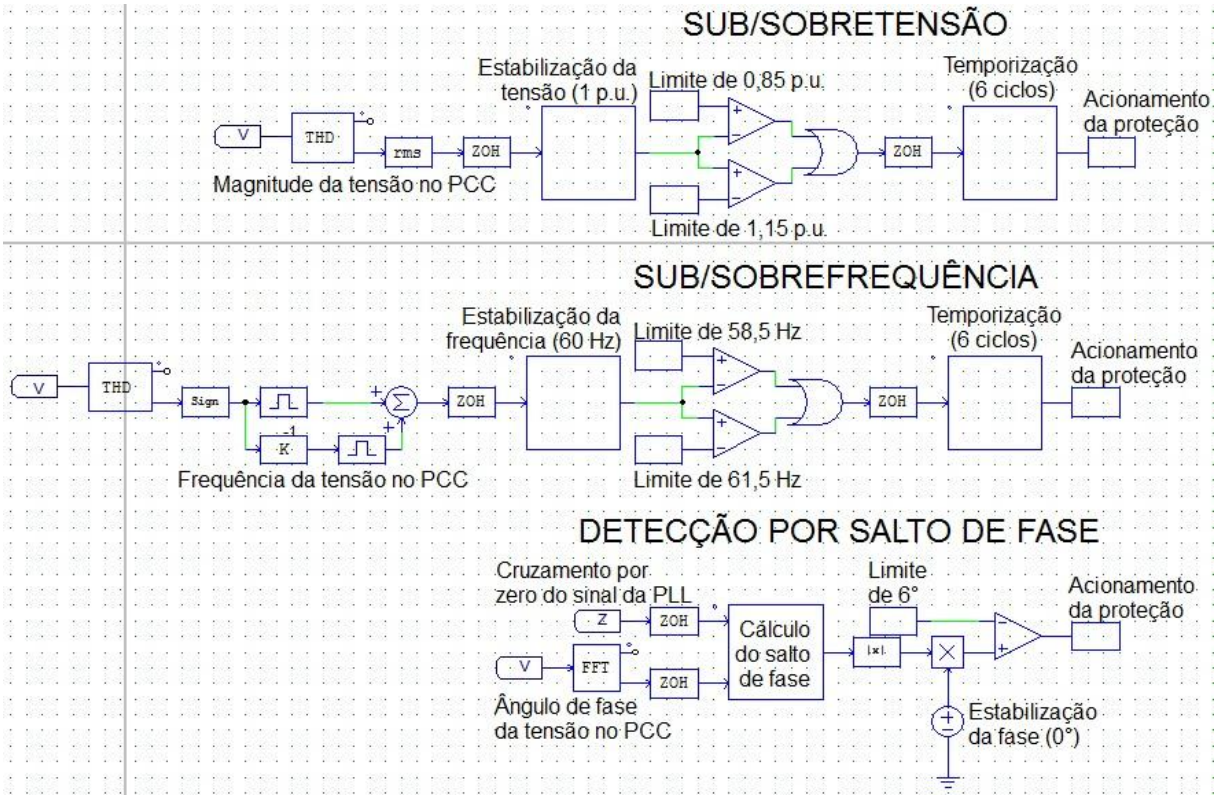

Figura 24 - Modelo de simulação de métodos AI passivos
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Na figura, encontra-se primeiro o modelo da técnica de SST, abaixo encontra-se o modelo da técnica de SSF e, por fim, o modelo da técnica de PJD. Os algoritmos dos blocos em código C estão disponíveis nos apêndices A, B e C, e a Figura 25 ilustra, por meio de fluxogramas, o funcionamento de cada uma das proteções AI passivas.

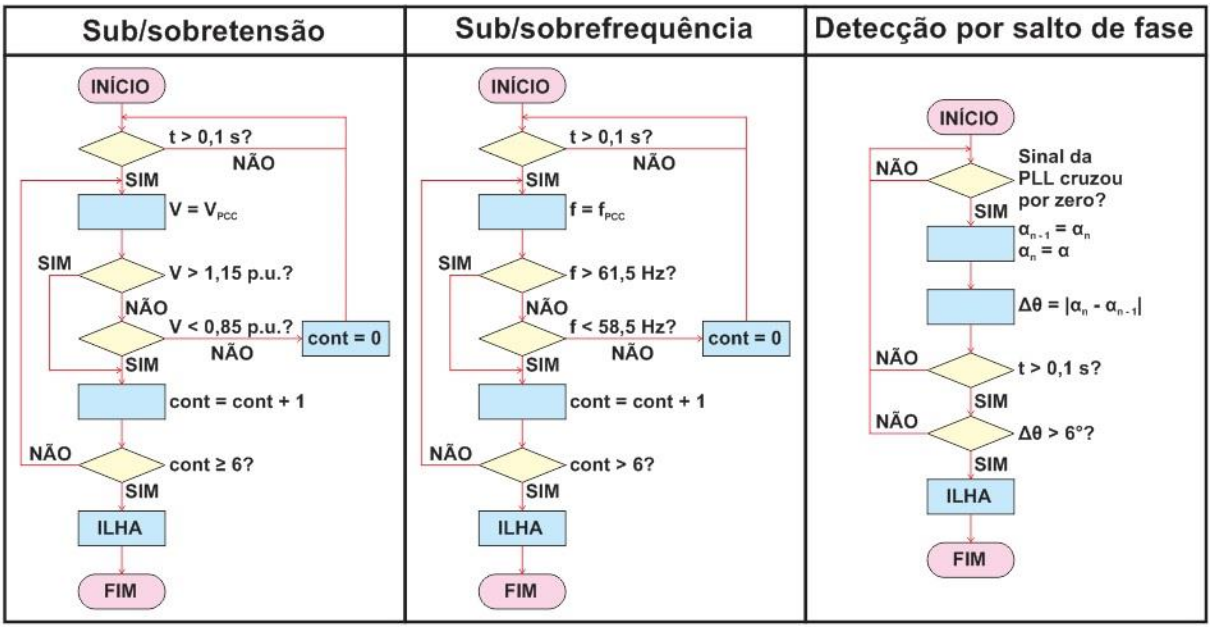

Figura 25 - Fluxogramas dos métodos AI passivos
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Para analisar o sinal durante o ilhamento, deve-se antes confirmar se o modelo foi projetado dentro dos limites estabelecidos por legislação. Como o sinal apresenta um transitório no começo da simulação, ignorou-se os primeiros 0,7 s e considerou-o até os 3 s, uma vez que a chave que simula o ilhamento é acionada aos 1 s e o tempo de acionamento da proteção AI deve ser de no máximo 2 s, de acordo com a Tabela 1.

O simulador foi projetado conforme os valores nominais de frequência e de tensão, logo, não houve variação que ultrapassasse as especificações da Tabela 5. O simulador de rede, cujos valores foram extraídos com a CGD desconectada da rede, apresentaram os valores dispostos na Tabela 7:

Tabela 7 - Desvio de padrões do simulador de rede elétrica

PARÂMETRO	VALOR
THD (para corrente de 5 A)	0,000 %
Variação máxima de tensão	0,203 %
Variação máxima de frequência	0,001 Hz

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Quanto ao sistema fotovoltaico, seus valores foram medidos no PCC com o sistema conectado à rede elétrica e também se apresentaram dentro do limite estabelecido em norma, conforme Tabela 8:

Tabela 8 - Valores do simulador no PCC

PARÂMETRO	VALOR
THD (para corrente de 5 A)	0.139 %
Tensão eficaz no PCC	127,070 V
Frequência no PCC	60,001 Hz

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Quanto aos métodos ativos simulados, a técnica de AFD foi modelada conforme mostra a Figura 26 e a técnica de SFS foi modelada conforme mostra a Figura 27. Em ambas foi adicionado um bloco em código C, cujos códigos encontram-se nos apêndices D e E, respectivamente, entre a PLL e o controlador P+Res do tipo II, a fim de fornecer a corrente deformada à rede. Quanto ao restante do modelo das técnicas ativas, é idêntico ao modelo definido na Figura 23, também o modelo da Figura 24 foi utilizado para os métodos ativos, uma vez que estes perturbarão a frequência até que os relés de proteção das técnicas passivas sejam acionados devido à ultrapassagem de seus respectivos limites estabelecidos por norma.

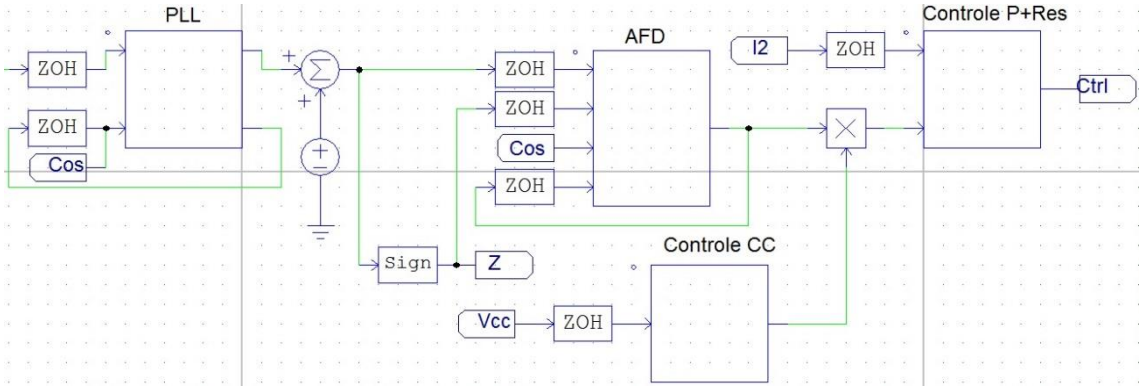

Figura 26 - Modelo de simulação do método de AFD
Fonte: (Autoria própria, 2020)

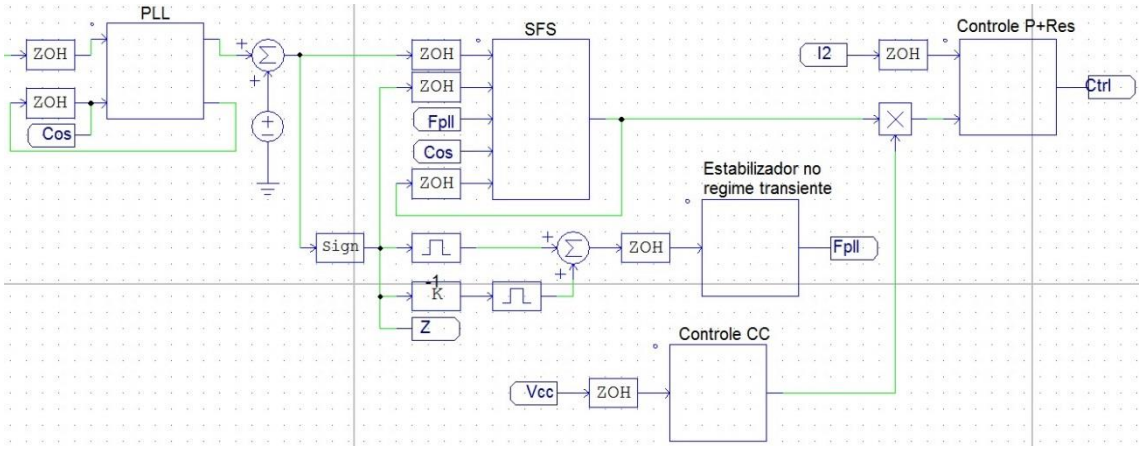

Figura 27 - Modelo de simulação do método de SFS
Fonte: (Autoria própria, 2020)

A Figura 28 ilustra por meio de um fluxograma o funcionamento de ambas as técnicas ativas, sendo que a diferença entre elas se dá devido à perturbação que causa a variação de frequência (δf), onde a técnica de AFD causa uma perturbação constante, e consequentemente a variação de frequência é constante; e a técnica de SFS causa uma perturbação variável, e consequentemente a variação de frequência é variável.

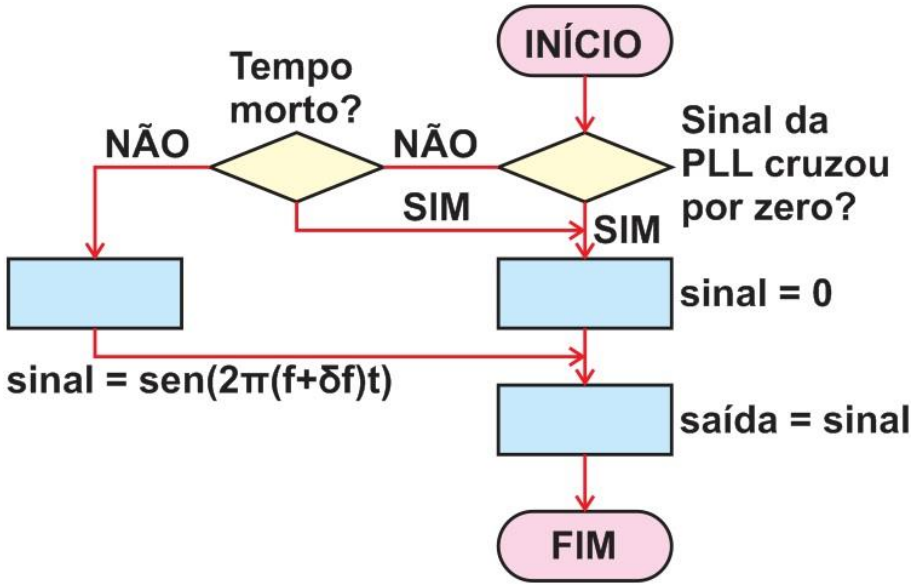

Figura 28 - Fluxograma dos métodos AI ativos
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Para analisar o sinal durante o ilhamento, deve-se antes confirmar se os modelos das técnicas ativas foram projetados dentro dos limites estabelecidos por legislação. O critério dos ensaios e a coleta dos dados foram os mesmos utilizados nas simulações de métodos passivos, a fim de prejudicar o mínimo possível as comparações entre métodos.

Para o sistema fotovoltaico com AFD, seus valores foram medidos no PCC com o sistema conectado à rede elétrica e também se apresentaram dentro do limite estabelecido em norma, conforme Tabela 9:

Tabela 9 - Valores do simulador no PCC com AFD

PARÂMETRO	VALOR
THD (para corrente de 5 A)	0.159 %
Tensão eficaz no PCC	127,070 V
Frequência no PCC	60,001 Hz

Fonte: (Autoria própria, 2020).

O mesmo ensaio foi realizado para o método de SFS e os resultados se encontram na Tabela 10:

Tabela 10 - Valores do simulador no PCC com SFS

PARÂMETRO	VALOR
THD (para corrente de 5 A)	0.461 %
Tensão eficaz no PCC	127,070 V
Frequência no PCC	60,001 Hz

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Houve apenas um aumento na THD entre os métodos devido à perturbação causada pelo fator de corte, sendo o SFS o mais agressivo à qualidade da energia, entretanto, ambos se situaram em um valor inferior ao limite definido por norma. Apesar da baixa THD e por isso, a possibilidade de modificar os parâmetros dos métodos ativos para aumentar a degradação da energia injetada e diminuir o tempo de acionamento e a ZND, optou-se por manter valores de cf (e cf_0) em -0,0256 e de k_{SFS} em 0,021, uma vez que, aquele é um valor já utilizado na literatura, como em (REIS et al., 2015a) e (REIS et al., 2015b) e este é um valor deduzido da Equação 28 ($k_{SFS} = 4Q_f/\pi f_0$). Optou-se pelo sinal negativo do fator de corte (cf ou cf_0) uma vez que um sinal positivo de cf ou cf_0 prejudicaria a detecção de ilhamento, pois a CGD gera potência reativa, que causa a redução da frequência no sistema desconectado da rede, o que cancelaria o aumento da frequência de um cf ou cf_0 positivo.

Conforme descrito, os ensaios de avaliação são orientados principalmente pelo texto da norma ABNT NBR 62116, bem como outras normas nacionais ou internacionais, e consistirá em avaliar o acionamento dos dispositivos de proteção AI para diferentes cargas a partir da abertura de uma chave que simulará o ilhamento em 1 s, sendo que os intervalos de acionamento deverão estar entre 1 e 2 s, para variação de frequência ou fase, e 1 e 3 s, para variação de tensão.

Os ensaios constarão de 6 configurações de cargas distintas, cada uma com 20 ensaios, onde cada ensaio possui valores de resistência, capacitância ou indutância distintos uns dos outros. É importante salientar que as simulações de cada configuração de carga têm seus dados divididos de acordo com os relés a fim de evidenciar o acionamento de cada um deles, entretanto, a divisão desses dados não significa que os relés de proteção funcionam isoladamente em um inversor. De fato, caso um dispositivo de proteção identifique a ilha e outros não, isso significa que o sistema fotovoltaico foi efetivamente desconectado. Os resultados dos acionamentos de cada relé de proteção encontram-se dispostos em tabelas, cada uma dividindo os ensaios em colunas e com suas linhas representando o acionamento de cada relé de proteção, onde o termo “Sistema” corresponde à união dos relés de SST, SSF e PJD

utilizados. Uma célula preenchida de preto significa o acionamento do relé da linha correspondente, e uma célula em branco significa o não acionamento deste relé, ou seja, a ZND.

Alguns aspectos da ZND também serão observados para cada caso, bem como suas anomalias, uma vez que os mapas definidos anteriormente correspondem a modelos ideais, que ignoram a influência e deformação da ZND devido a diferentes controles da CGD (ZHIHONG et al., 2004, 1173), tipos de carga (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 80), tempo de atuação do relé de proteção (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 142), FP, etc. na área e formato da respectiva ZND.

O tempo de atuação dos relés de proteção também será analisado em termos da razão entre os métodos estudados, com uma margem de erro de $\pm 0{,}05$ e, por fim, algumas observações serão feitas sobre os ensaios quanto aos dados coletados. Sobre estes dados, inclui-se: o fluxo de potência, no intervalo de 0,7 a 1 s; tensão, frequência e salto de fase médios, no intervalo de 2 a 3 s; a tensão e o instante de tempo onde o relé de SST fora acionado; a frequência e o instante de tempo onde o relé de SSF fora acionado; e o salto de fase e o instante de tempo onde o relé de PJD fora acionado. Devido ao volume de informações, a fim de evitar prolixidade, apenas as principais informações e gráficos desses dados serão inseridos no TCC, com o objetivo de explanar os fenômenos ocorridos na simulação.

4.2 SIMULAÇÕES DA CARGA R

A simulação da carga resistiva (R) consiste na variação da resistência com cargas de 20 a 39 Ω ao passo de 1 Ω para cada simulação. Justifica-se esta escolha uma vez que tais valores estão próximos do consumo da carga que equivale à potência gerada pela CGD, ou seja, $P_c = P_{GD}$, que será definida adiante.

A pior condição para métodos passivos encontra-se quando a potência do inversor é completamente consumida pela carga (SEVERO, 2011, p. 182), isso reduz os desvios de tensão e de frequência ilhadas. Entre os ensaios 8 e 9 do método passivo, a CGD passa a fornecer um excedente de potência ativa para a rede elétrica devido ao aumento da resistência da carga. Assim, é possível calcular o valor de resistência que absorve exatamente a potência ativa fornecida pelo gerador distribuído através de uma equação da reta com os dados coletados da simulação utilizando-se dos ensaios 8 e 9, conforme Figura 30, página 62.

$$y = \left[\frac{y - y_0}{x - x_0}\right](x - x_0) + y_0$$

$$R = \left[\frac{R(9) - R(8)}{\Delta P(9) - \Delta P(8)}\right]\big((\Delta P = 0) - \Delta P(8)\big) + R(8)$$

$$R = \left[\frac{28 - 27}{-3{,}18 - 18{,}11}\right](0 - 18{,}11) + 27 = 27{,}851\ \Omega \quad (31)$$

A simulação demonstrou que as potências ativa e reativa geradas pelo sistema fotovoltaico são aproximadamente constantes. Por isso, os valores de potências ativa e reativa utilizados neste trabalho serão a média dessas potências medidas antes do ilhamento, entre 0,7 e 1 s para a variação de carga resistiva. A escolha desse intervalo justifica-se pela estabilidade dos valores de potência encontrada nesse período, onde tal intervalo também será utilizado para medição de fluxo de potência de outras análises. Assim:

$$P_{GD} = 580{,}0831\ W$$

$$Q_{GD} = 66.746\ VAR$$

$$FP = 0{,}9934$$

Nota-se que o FP do sistema se encontra dentro das exigências do módulo 8 do PRODIST, que define fator de potência de no mínimo 0,92 indutivo ou capacitivo.

A Tabela 11 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para métodos AI passivos em uma carga resistiva, conforme os valores de resistência já definidos. Nesta tabela, as células pretas correspondem aos ensaios em que o relé de proteção foi acionado e as células brancas correspondem aos ensaios em que o relé de proteção não foi acionado, sendo que este padrão será utilizado para os próximos ensaios.

Tabela 11 - Resultados dos ensaios de carga R para métodos passivos

Carga	**[R = 20:39 Ω] (Passivo)**																		
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST	■																		■	■
SSF						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PJD	■	■	■	■	■															■
Sistema	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Fonte: (Autoria própria, 2020).

A ZND do relé de SST (células brancas) encontra-se em torno da potência da carga que absorve completamente a potência do gerador distribuído (ou seja, $P_{GD} = P_c$) próximo do Ensaio 9 ($R = 28\ \Omega$). Quanto ao relé de SSF, seu acionamento foi influenciado pela geração de potência reativa da CGD, uma vez que essa potência reativa injetada na rede elétrica é responsável por diminuir a frequência quando acontece o ilhamento. Isso ocorre porque o FP da carga é distinto do FP da CGD, assim, quando ocorre a ilha e o FP da carga e da CGD são forçados a serem o mesmo, há uma alteração abrupta da frequência, que é mantida pelo controle do sistema, apesar da frequência de ressonância ser distinta. De fato, um FP de 0,9934, ao sofrer

uma alteração para um FP unitário, altera o ângulo de fase em cerca de -6,564°, conforme a Equação 19:

$$\Delta\theta = \cos^{-1} 1 - \cos^{-1} 0{,}9934 = -6{,}564°$$

Este salto de fase é próximo ao limite estipulado, o que justifica o acionamento do relé de PJD com a alteração da resistência, apesar de a potência ativa influenciar menos o relé de PJD que a potência reativa. O salto de fase na simulação do Ensaio 9 para carga R pode ser visto na Figura 29.

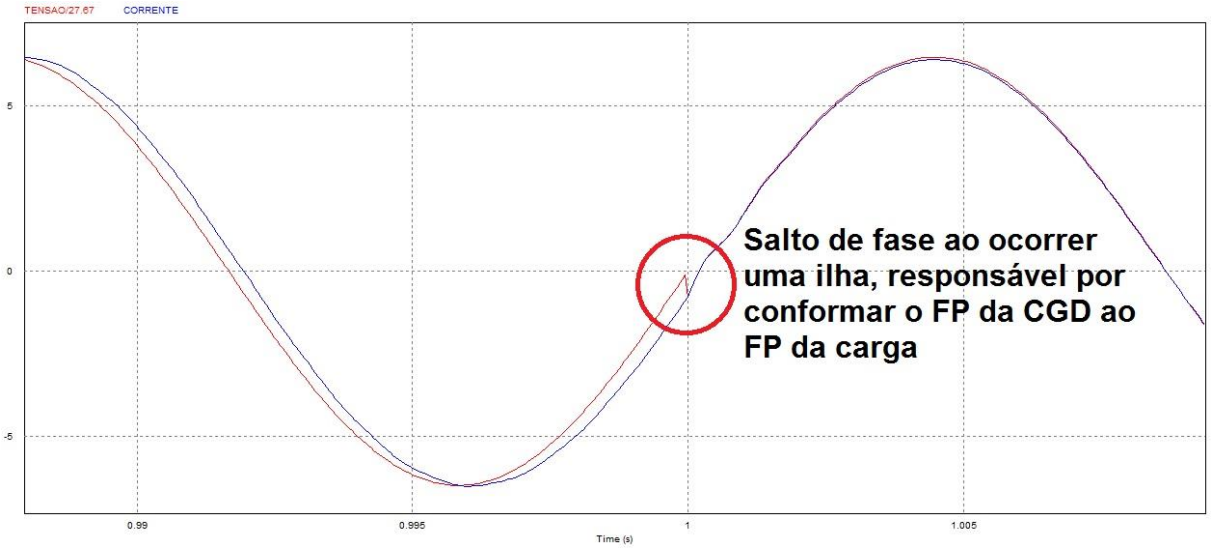

Figura 29 - Corrente (azul) e tensão (vermelho) do sistema ilhado
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Essa alteração tem um efeito proporcional na frequência, uma vez que um ciclo não corresponde mais a 2π, mas a parcela correspondente ao salto de fase deve ser considerada, onde este erro será considerado no controle do sistema, conforme a Equação 14:

$$f' = \frac{(360°)(60)}{360° - (-6{,}564°)} = 58{,}926\ Hz$$

Este é um valor de variação da frequência próximo ao adquirido em simulação, sendo que a frequência média (entre 2 e 3 s) para o Ensaio 9 foi de 58,501 Hz (veja Figura 30). Essa redução da frequência devido à adequação do FP torna mais propício o acionamento da proteção de subfrequência para valores maiores de resistência, uma vez que foi observado que a frequência se reduz com o aumento da resistência. O oposto ocorre com a tensão, pois, caso $P_{GD} > P_c$, a magnitude da tensão aumentará com o ilhamento. Assim, os métodos passivos foram capazes de acionar a proteção AI em 24 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SST acionou 3 vezes, o relé de SSF acionou 15 vezes e o relé de PJD acionou 6 vezes, conforme Tabela 11).

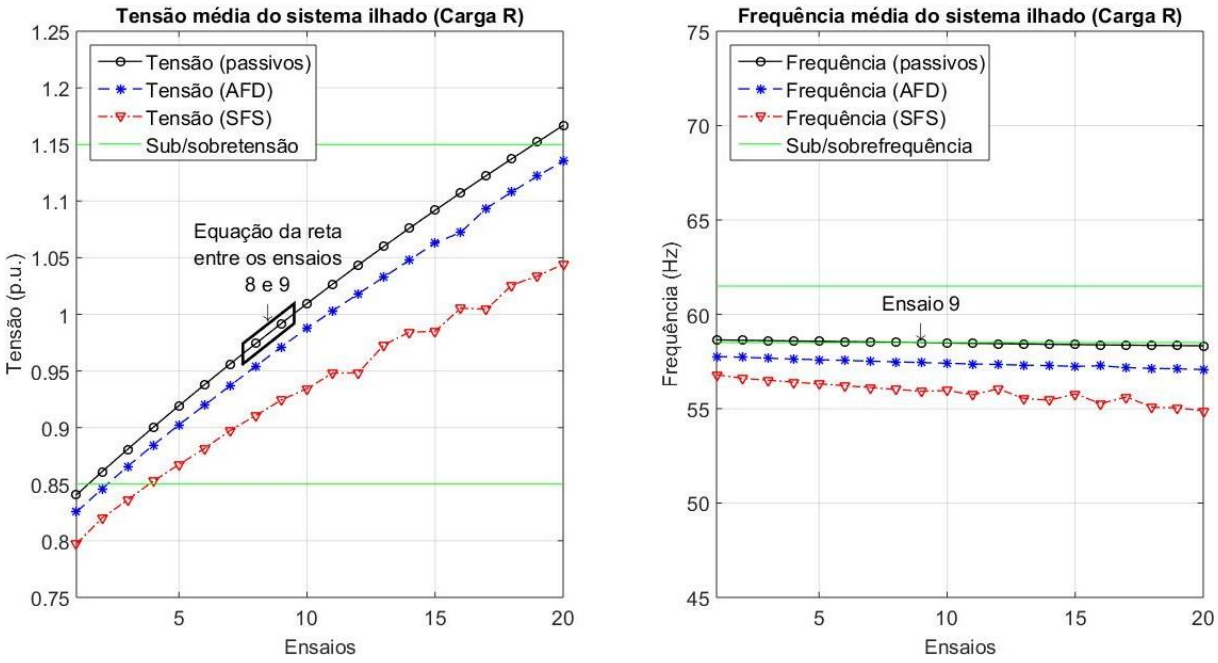

Figura 30 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga R
Fonte: (Autoria própria, 2020)

A Tabela 12 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de AFD em uma carga resistiva, conforme os valores de resistência já definidos.

Tabela 12 - Resultados dos ensaios de carga R para método de AFD

Carga	**[R = 20:39 Ω] (AFD)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 30, o uso desta técnica com fator de corte negativo diminuiu o valor médio da tensão em cerca de 3,82 V (0,030 p.u.) para o Ensaio 19 e em cerca de 3,99 V (0,031 p.u.) para o Ensaio 20, ambos em relação à técnica passiva, o que impediu o acionamento do relé de sobretensão destes dois ensaios, que ocorreram para a técnica passiva. Além disso, a redução do valor médio da tensão em cerca de 1,92 V (0,015 p.u.) para o Ensaio 2 em relação à técnica passiva possibilitou o acionamento do relé de subtensão. Quanto ao relé de SSF, houve uma redução do valor médio da frequência entre 0,88 e 1,25 Hz, a depender do ensaio, em relação à técnica passiva, sendo que a variação de frequência escolhida para o fator de corte a ser utilizado na simulação foi de $\delta f = -1{,}5\ Hz$. Estas reduções foram suficientes para suprimir

toda a ZND deste relé. Quanto ao relé de PJD, uma vez que uma mudança na frequência influencia o salto de fase e vice-versa, como explicado anteriormente, a proteção de PJD foi capaz de detectar a ilha em todos os ensaios, com isso também foi possível suprimir sua ZND para essa configuração de carga. Assim, o método de AFD foi capaz de acionar a proteção AI em 42 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SST acionou 2 vezes, o relé de SSF acionou 20 vezes e o relé de PJD acionou 20 vezes, conforme Tabela 12), ou seja, 18 ensaios a mais que os métodos passivos.

A Tabela 13 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de SFS em uma carga resistiva, conforme os valores de resistência já definidos.

Tabela 13 - Resultados dos ensaios de carga R para método de SFS

Carga	**[R = 20:39 Ω] (SFS)**																		
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST	■	■	■																	
SSF	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PJD	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Sistema	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 30, o uso desta técnica com fator de corte inicial negativo diminuiu o valor médio da tensão em cerca de 15,04 V (0,118 p.u.) para o Ensaio 19 e em cerca de 15,566 V (0,123 p.u.) para o Ensaio 20, ambos em relação à técnica passiva, o que impediu o acionamento do relé de sobretensão destes dois ensaios, que ocorreram para a técnica passiva. Além disso, a redução do valor médio da tensão em cerca de 5,19 V (0,041 p.u.) para o Ensaio 2 e em cerca de 5,68 (0,045 p.u.) para o Ensaio 3, ambos em relação à técnica passiva, possibilitou o acionamento do relé de subtensão. Quanto ao relé de SSF, houve uma redução do valor médio da frequência entre 1,84 e 3,45 Hz, a depender do ensaio, em relação à técnica passiva, sendo que esta variação de frequência é, em módulo, maior que a escolhida para o fator de corte inicial a ser utilizado na simulação de $\delta f = -1{,}5\ Hz$. Isso significa que um fator de corte variável contribuiu para uma maior perturbação da frequência nesta técnica do que um fator de corte fixo na técnica de AFD, para essa carga. Estas reduções foram suficientes para suprimir toda a ZND deste relé, bem como para o relé de PJD. Assim, o método de SFS foi capaz de acionar a proteção AI em 43 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SST acionou 3 vezes, o relé de SSF acionou 20 vezes e o relé de

PJD acionou 20 vezes, conforme Tabela 13), ou seja, 19 ensaios a mais que os métodos passivos e 1 ensaio a mais que o método de AFD.

Quanto ao mapa da ZND, nota-se na Figura 31 (que corresponde apenas ao relé de SST e sua respectiva ZND, tanto para o método passivo quanto para os métodos ativos de AFD e SFS) que a ZND deduzida por meio da Equação 15 não corresponde exatamente à realidade, entretanto, é uma aproximação, uma vez que diversos fatores podem influenciá-la, como, por exemplo, o FP já mencionado anteriormente, devido à supressão após o ilhamento da potência reativa gerada pela CGD, sendo que essas mudanças na geometria e localização da ZND podem ser acentuadas pelos métodos ativos, como pode ser observado nos gráficos para o método de AFD (gráfico do meio) e de SFS (gráfico à direita), uma vez que tais métodos perturbam a frequência, o que pode influenciar a fase ou a tensão. Como o sentido negativo dos eixos das abscissas ($\Delta P/P_c$) e das ordenadas ($\Delta Q/P_c$) significa que há um excedente de potência gerado pela CGD que é injetado na rede elétrica, é possível notar que a potência reativa do sistema fotovoltaico não consumida pela carga ($\Delta Q = -Q_{GD}$, uma vez que $Q_c = 0$) desloca verticalmente para baixo a localização dos ensaios no mapa de desbalanço de potência, que é agravado pelo uso de técnicas ativas, uma vez que uma frequência que tende a se reduzir (sendo que o fator de corte é negativo, o que reduz a frequência do sistema) é "vista" pela rede elétrica como uma carga com características capacitivas, que injeta potência reativa na rede, o que significaria num mapa de desbalanço de potência, valores mais negativos.

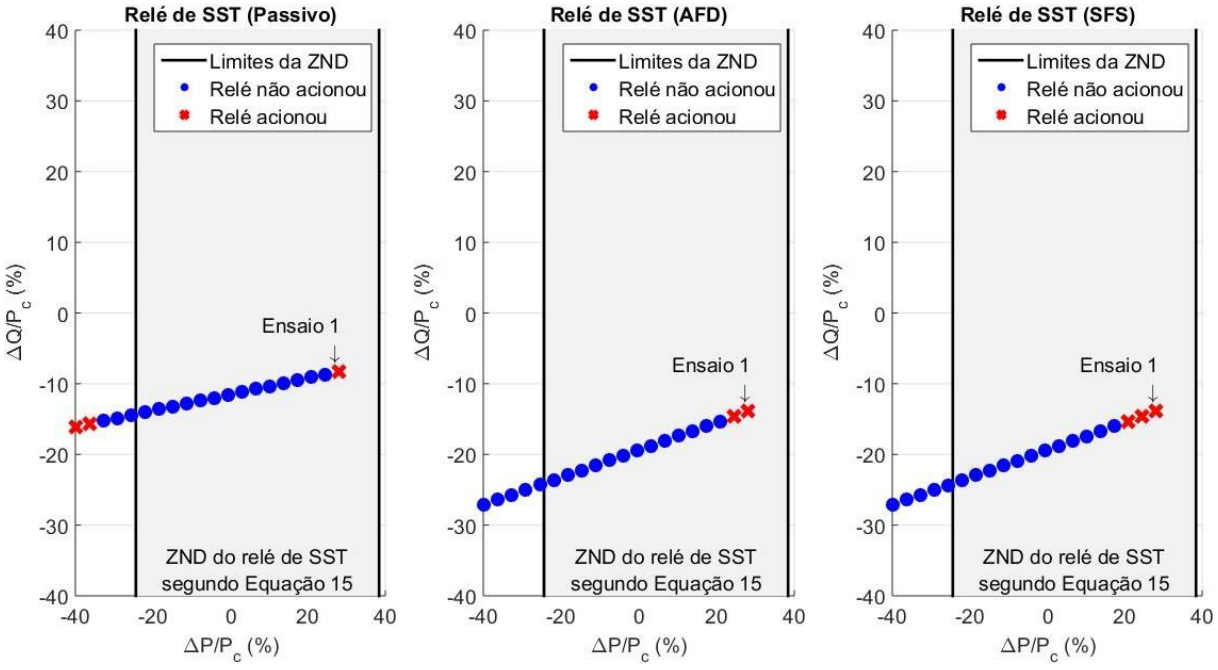

Figura 31 - ZND do relé de SST para ensaios de carga R
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto ao tempo de detecção da ilha por meio das técnicas AI, foram analisados o tempo de disparo dos métodos ativos em relação aos métodos passivos dos ensaios que coincidem uns com os outros, por exemplo, para o relé de SST, comparou-se apenas o Ensaio 1, uma vez que apenas nesse ensaio o relé de SST disparou em todos os métodos, passivo e ativos, avaliados. A coluna de gráficos da Figura 32 do lado esquerdo corresponde à razão do tempo de disparo do método de AFD sobre os métodos passivos e a coluna de gráficos da Figura 32 do lado direito corresponde à razão do tempo de disparo do método de SFS sobre os métodos passivos. Cada linha corresponde a um tipo de relé: a primeira linha, o relé de SST; a segunda linha, o relé de SSF; e a terceira linha, o relé de PJD. Nesta figura, nota-se que as técnicas ativas se demonstraram superiores às técnicas passivas em relação ao tempo de detecção da ilha, uma vez que em quase todos os ensaios comparados houve redução do tempo de disparo entre as técnicas ativas em relação às passivas, onde 86,4 % de todos os ensaios da figura tiveram seu tempo de detecção reduzido tanto pela técnica de AFD quanto pela técnica de SFS, sendo que o restante dos ensaios da figura, 13,6 %, tiveram o mesmo tempo de detecção da ilha que os métodos passivos.

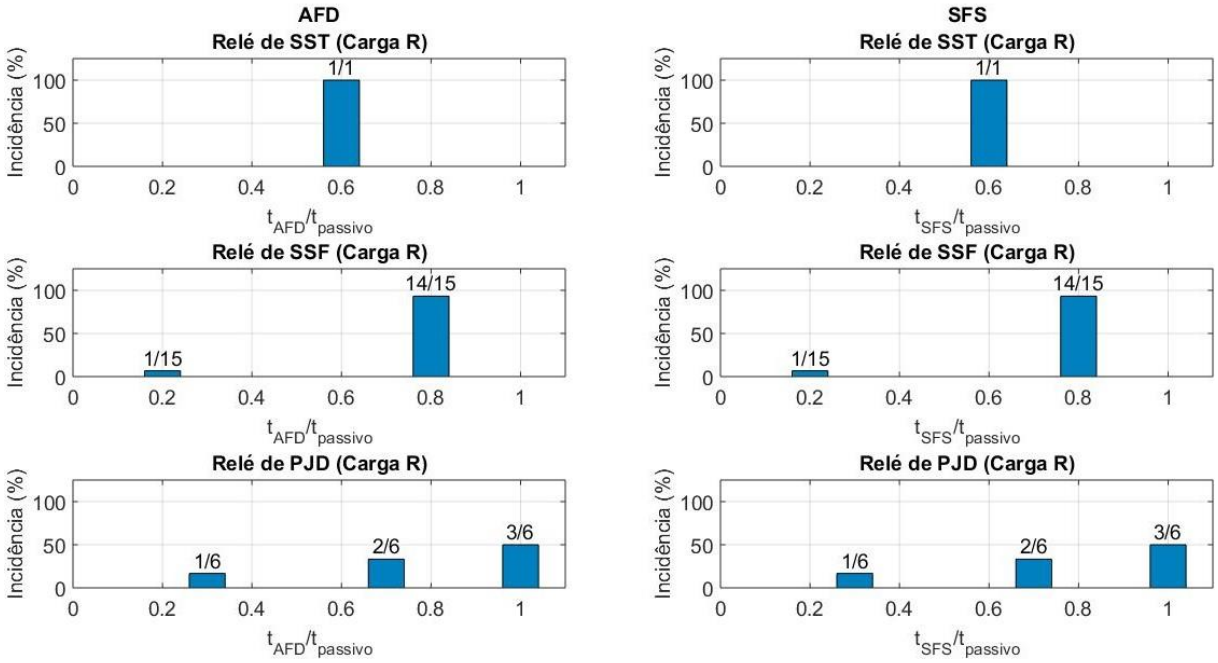

Figura 32 - Tempo de detecção da ilha para carga R (Métodos ativos/passivos)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto à comparação do tempo de detecção da ilha entre técnicas ativas, fez-se a razão entre o tempo de disparo da técnica de SFS sobre a técnica de AFD dos ensaios que coincidem um com o outro na resposta do relé, conforme Figura 33. Nota-se que, apesar de na maior parte das simulações (34 ensaios, ou seja, 81,0 % dos ensaios) o tempo de detecção da ilha ser o

mesmo para ambas as técnicas ativas (razão $1 \pm 0{,}05$), a técnica de AFD teve mais ensaios em que foi mais rápida (6 ensaios, ou seja, 14,3 % dos ensaios) em relação à técnica de SFS, do que o inverso, uma vez que a técnica de SFS foi mais rápida que a técnica de AFD em apenas 2 ensaios, ou seja, 4,8 % dos ensaios. Isso ocorreu devido à escolha do ganho de realimentação positiva (k_{SFS}) que pode cancelar a perturbação do fator de corte inicial (cf_0) nos primeiros instantes da ilha e prolongar o tempo de detecção, apesar de, após isso, esse mesmo ganho ser responsável por perturbar mais a frequência que o método de AFD.

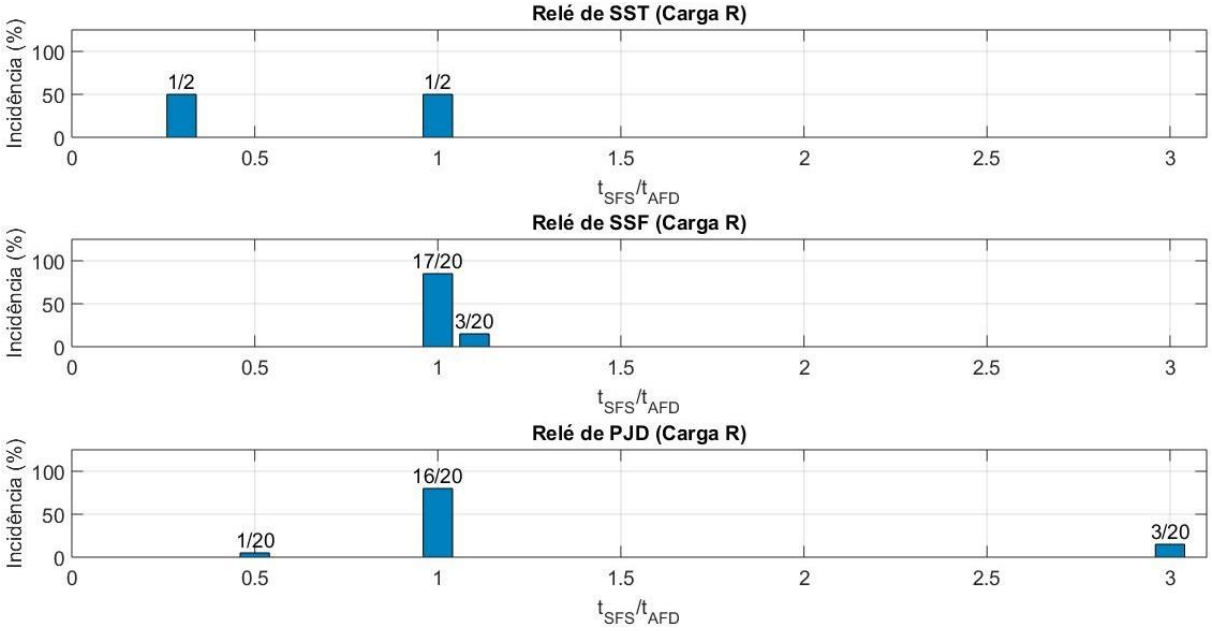

Figura 33 - Tempo de detecção da ilha para carga R (SFS/AFD)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Com essas informações, algumas observações podem ser feitas, quanto aos ensaios com cargas R:

- O FP da carga influencia a geometria e localização da ZND, e uma forma de reduzir sua influência seria nos casos onde o FP da carga é o mesmo ou próximo do FP do gerador distribuído, onde um deverá ter FP capacitivo e o outro FP indutivo;
- As técnicas de AFD e SFS influenciam mais diretamente os relés de SSF e PJD, uma vez que essas técnicas ativas perturbam a frequência do sistema. Com isso, ambas as técnicas foram capazes de eliminar a ZND desses relés, apesar da pouca influência sobre o relé de SST;
- A técnica de SFS, como esperado, causou uma perturbação maior na frequência que a técnica de AFD;
- A diferença no tempo de acionamento entre cada uma das técnicas foi mais significativa entre as técnicas ativas e as técnicas passivas, com vantagens iguais para

ambas as técnicas ativas, e menos significativa entre uma técnica ativa e outra, com a técnica de AFD apresentando uma vantagem em relação à técnica de SFS;

- O ganho de realimentação positiva (k_{SFS}), ajuda a detecção do ilhamento, mas também pode prolongar o tempo de detecção, uma vez que é possível que em determinados instantes de tempo o k_{SFS} cancele a perturbação do fator de corte inicial (cf_0).

4.3 SIMULAÇÕES DA CARGA RL

A simulação da carga resistiva-indutiva (RL) consiste num valor fixo de resistência de $27{,}851\ \Omega$, variando-se a indutância com cargas de 0,3 a 2,2 H ao passo de 0,1 H para cada simulação. Justifica-se esta escolha uma vez que tal resistência absorve toda potência ativa gerada pela CGD, o que atenua perturbações nos parâmetros medidos, além disso, valores menores que 0,3 H provocaram certa instabilidade nos parâmetros utilizados para detecção da ilha, logo, valores inferiores a este foram evitados.

A pior condição para métodos passivos encontra-se quando a potência do inversor é completamente consumida pela carga (SEVERO, 2011, p. 182), o que reduz os desvios de tensão e de frequência. De acordo com a seguinte equação e a partir da Figura 8, é possível estipular com os dados apresentados um valor de indutância que absorve toda a potência reativa gerada pela CGD:

$$V^2 = RP_{GD}$$

$$L = \frac{V^2}{Q_{GD}\omega}$$

$$L = \frac{RP_{GD}}{Q_{GD}\omega} = \frac{(27{,}851)(580{,}0831)}{(66{,}746)(2\pi)(60)} = 0{,}642\ H \tag{32}$$

A Tabela 14 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para métodos AI passivos em uma carga RL, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 14 - Resultados dos ensaios de carga RL para métodos passivos

Carga	**[R = 27,851 Ω | L = 0,3: 2,2 H] (Passivo)**																		
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Uma vez que a potência reativa gerada pela CGD é absorvida pela indutância, bem como a resistência absorve toda a potência ativa fornecida pelo gerador distribuído, houve uma atenuação do impacto do ilhamento nos parâmetros analisados, o que culminou em uma grande ZND. O Ensaio 4, de 0,6 H (veja Figura 34), se aproxima do consumo total da potência reativa gerada pela CGD e manteve uma frequência média de 60,19 Hz, ou seja, a frequência praticamente não sofreu a influência da alteração do FP da potência gerada pela CGD, como foi observado para a carga R, uma vez que o FP da carga e da CGD são quase iguais. À medida que a indutância se altera, a frequência também o faz, sendo que pequenos valores de indutância induziram a um aumento da frequência, influenciando a fase, o que causou o acionamento dos relés de SSF e PJD no Ensaio 1 (0,3 H). Quanto ao relé de SST, a tensão manteve-se entre 0,996 e 1,000 p.u., exceto para o Ensaio 1, cuja tensão sofreu uma leve queda para 0,987 p.u., entretanto, estes valores são insuficientes para o acionamento deste relé. Assim, os métodos passivos foram capazes de acionar a proteção AI em apenas 2 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SSF acionou 1 vez e o relé de PJD acionou 1 vez, conforme Tabela 14).

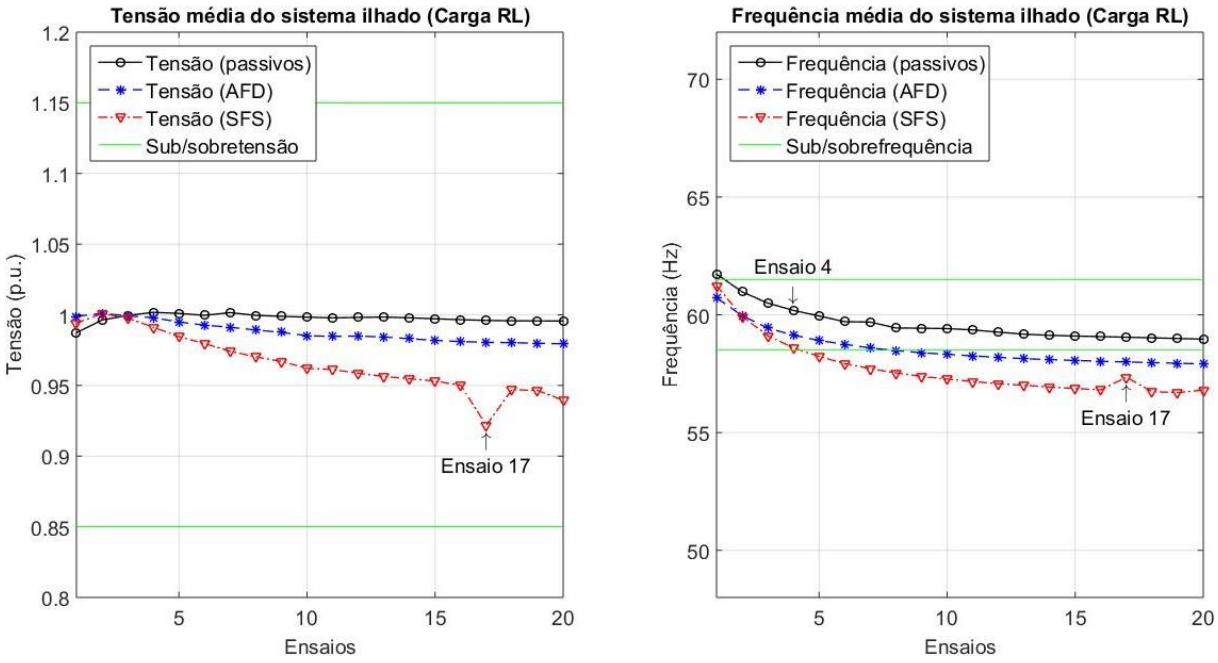

Figura 34 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RL
Fonte: (Autoria própria, 2020)

A Tabela 15 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de AFD em uma carga RL, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 15 - Resultados dos ensaios de carga RL para método de AFD

Carga	**[R = 27,851 Ω | L = 0,3: 2,2 H] (AFD)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 34, o uso desta técnica com fator de corte negativo diminuiu o valor médio da frequência entre 0,96 e 1,10 Hz, a depender do ensaio, em relação à técnica passiva, sendo que a variação de frequência escolhida para o fator de corte a ser utilizado na simulação foi de $\delta f = -1{,}5\,Hz$. Estas reduções impediram o acionamento do relé de SSF e de PJD no Ensaio 1 que ocorreu nos ensaios para técnicas passivas, mas possibilitaram o acionamento das proteções de SSF e PJD para valores maiores de indutância. Quanto ao relé de SST, a tensão alterou no máximo 2,056 V (0,016 p.u.), valor insuficiente para acionar a proteção. Assim, o método de AFD foi capaz de acionar a proteção AI em 22 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SSF acionou 13 vezes e o relé de PJD acionou 9 vezes, conforme Tabela 15), ou seja, 20 ensaios a mais que os métodos passivos.

A Tabela 16 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de SFS em uma carga RL, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 16 - Resultados dos ensaios de carga RL para método de SFS

Carga	**[R = 27,851 Ω | L = 0,3: 2,2 H] (SFS)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 34, o uso desta técnica com fator de corte inicial negativo diminuiu o valor médio da frequência entre 0,5 e 2,3 Hz, a depender do ensaio, em relação à técnica passiva, sendo que esta variação de frequência é, em módulo, para alguns ensaios, maior que a escolhida para o fator de corte inicial a ser utilizado na simulação de $\delta f = -1{,}5\,Hz$. Isso significa que um fator de corte variável contribuiu para uma maior perturbação da frequência

nesta técnica do que um fator de corte fixo na técnica de AFD, para essa carga, sendo que o Ensaio 17 teve uma perturbação média mais expressiva devido a uma variação da frequência que foi responsável por aumentar a frequência e reduzir a tensão médias. Estas reduções impediram o acionamento dos relés de sobrefrequência e de salto de fase no Ensaio 1, que ocorreu nos ensaios para técnicas passivas, mas possibilitaram o acionamento das proteções de SSF e PJD para valores maiores de indutância. Quanto ao relé de SST, a tensão alterou no máximo 7,12 V (0,056 p.u.), valor insuficiente para acionar a proteção, apesar de ser uma perturbação superior ao do método de AFD. Assim, o método de SFS foi capaz de acionar a proteção AI em 33 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SSF acionou 17 vezes e o relé de PJD acionou 16 vezes, conforme Tabela 16), ou seja, 31 ensaios a mais que os métodos passivos e 11 ensaios a mais que o método de AFD.

Quanto ao mapa da ZND, nota-se na Figura 35 (que corresponde apenas ao relé de SST e sua respectiva ZND, tanto para o método passivo quanto para os métodos ativos de AFD e SFS) que uma maior semelhança entre o FP da carga e da CGD torna mais precisa a ZND deduzida da Equação 15, uma vez que os ensaios que se encontraram dentro da ZND não acionaram o relé de SST, onde até mesmo os métodos ativos apresentaram essa característica, apesar da perturbação que provocou um deslocamento vertical para baixo na localização dos ensaios. Observa-se que os ensaios se situaram sobre o eixo das ordenadas, ou seja, $\Delta P/P_c = 0$, uma vez que a potência ativa da CGD é totalmente absorvida pela carga.

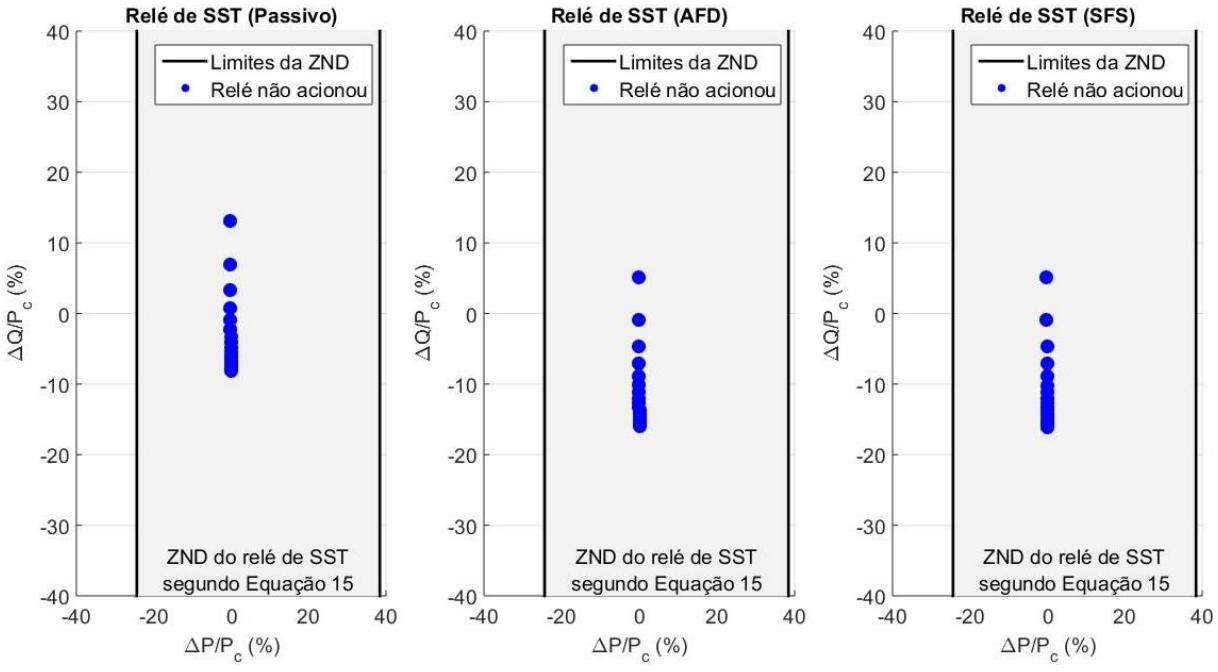

Figura 35 - ZND do relé de SST para ensaios de carga RL
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Na Figura 36 (que corresponde apenas ao relé de PJD e sua respectiva ZND, tanto para o método passivo quanto para os métodos ativos de AFD e SFS) também é possível notar o mesmo comportamento mencionado para o relé de SST da carga RL no primeiro gráfico (à esquerda), que corresponde aos ensaios para métodos AI passivos. Entretanto, a partir dos métodos ativos (segundo e terceiro gráficos), há uma perturbação que altera o desbalanço de potência reativa (que pode ser observado pelo deslocamento vertical para baixo dos ensaios em relação aos ensaios do método passivo) e, com isso, torna a ZND da Equação 18 um pouco imprecisa, bem como torna possível o acionamento do relé de PJD.

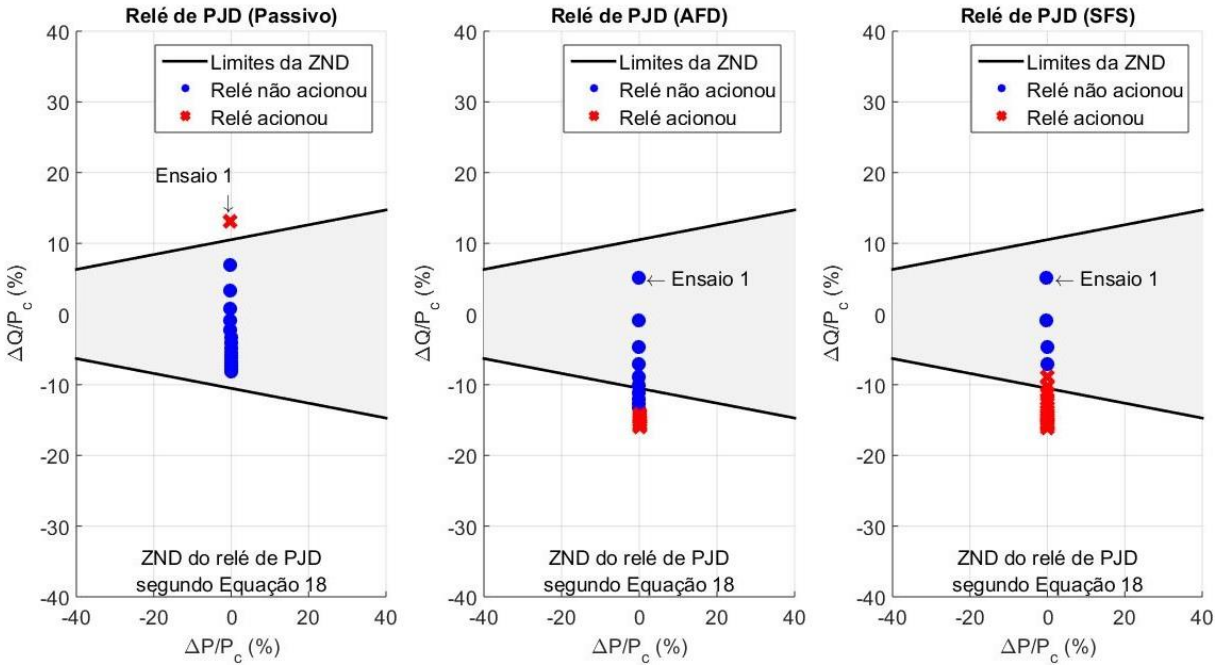

Figura 36 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RL
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto ao tempo de detecção da ilha, a metodologia das comparações entre técnicas se deu da mesma maneira que para a carga R, além disso, os disparos dos ensaios dos métodos passivos não coincidiram com os disparos dos métodos ativos, logo, apenas houve comparação entre técnicas ativas, da mesma forma que esta comparação foi realizada para carga R. Na Figura 37, nota-se que, apesar de na maior parte das simulações (16 ensaios, ou seja, 72,7 % dos ensaios da figura) o tempo de detecção da ilha ser o mesmo para ambas as técnicas ativas, a técnica de SFS teve mais ensaios em que foi mais rápida (5 ensaios, ou seja, 22,7 % dos ensaios da figura) em relação à técnica de AFD, do que o inverso, que teve apenas 1 ensaio em que a técnica de AFD fora mais rápida, ou seja, 4,5 % dos ensaios da figura. Isso ocorreu devido à maior capacidade de perturbação da técnica de SFS, que, caso a perturbação cause uma

variação na frequência de maneira adequada, reduzindo a frequência do sistema, então, o ilhamento será detectado mais facilmente.

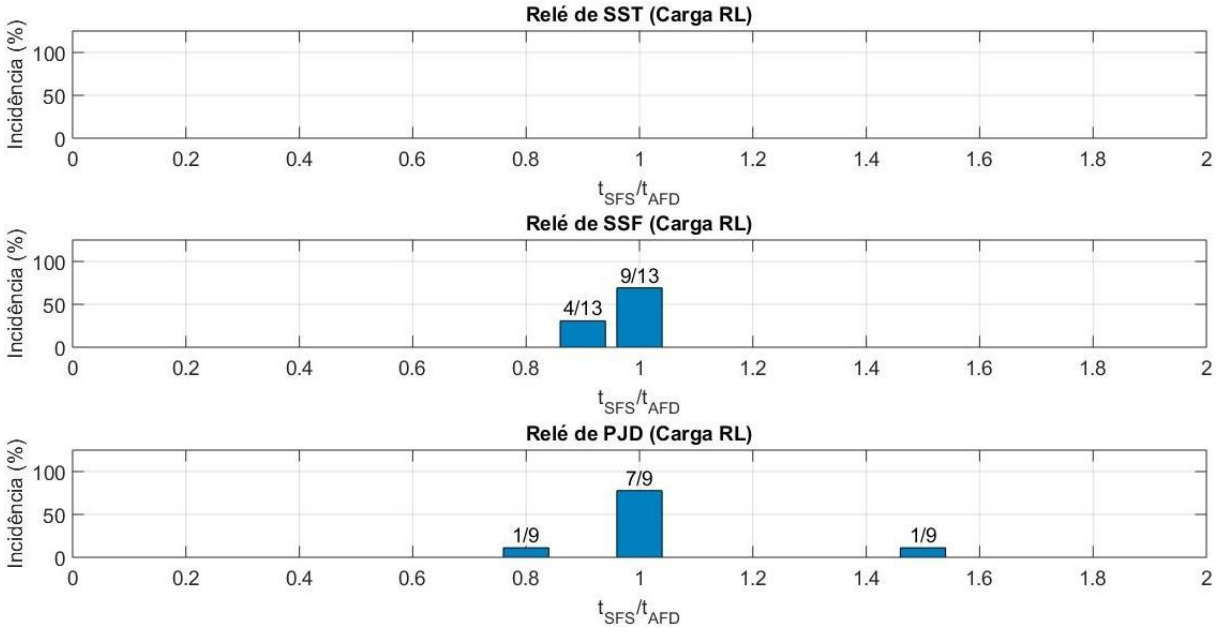

Figura 37 - Tempo de detecção da ilha para carga RL (SFS/AFD)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Com essas informações, algumas observações podem ser feitas, quanto aos ensaios com cargas RL:

- Uma maior semelhança entre FP da carga e FP da CGD atenua os impactos causados na geometria e localização da ZND;
- Apesar de as técnicas ativas apresentarem uma maior capacidade de detecção devido à perturbação causada na frequência do sistema ilhado, e por isso, serem capazes de detectar o ilhamento em mais situações que as técnicas passivas, nem sempre essas técnicas suprimem toda a ZND, existindo configurações de carga que dificultam a detecção da ilha;
- A técnica de SFS pode ser mais rápida que a técnica de AFD, caso o ganho de realimentação positiva (k_{SFS}) varie adequadamente. Neste trabalho, uma variação adequada seria aquela que cause a redução da frequência, uma vez que o fator de corte inicial (cf_0) é negativo.

4.4 SIMULAÇÕES DA CARGA RC

A simulação de carga resistiva-capacitiva (RC) consiste num valor fixo de resistência de 27,851 Ω, variando-se a capacitância com cargas de 4 a 23 μF, ao passo de 1 μF para cada

simulação. Justifica-se esta escolha uma vez que tal resistência absorve toda potência ativa gerada pela CGD, o que atenua perturbações nos parâmetros medidos, além disso, valores a partir de 23 μF provocaram certa instabilidade nos parâmetros utilizados para detecção de ilha, logo, este foi o limite utilizado para análise de carga RC.

A Tabela 17 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para métodos AI passivos em uma carga RC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 17 - Resultados dos ensaios de carga RC para métodos passivos

Carga	**[R = 27,851 Ω | C = 4:23 µF] (Passivo)**																		
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Como uma carga capacitiva fornece potência reativa, somada à potência reativa já injetada na rede elétrica pela CGD, houve um agravamento do impacto nos parâmetros medidos no ilhamento, o que culminou no acionamento dos relés de SSF e PJD em todos os ensaios, sendo que todos os ensaios mantiveram a frequência média abaixo de 57,95 Hz, devido às características capacitivas da carga, o que acionou o relé de subfrequência, exceto para o último, de 23 μF, que atingiu uma frequência média de 87,08 Hz, o que acionou o relé de sobrefrequência (veja Figura 38). Fenômeno parecido pode ser identificado para a tensão, onde todos os ensaios apresentaram um valor médio de tensão acima de 115 V (0,906 p.u.), sendo que, no último ensaio, houve uma queda acentuada da tensão média que atingiu 85,86 V (0,676 p.u.), o que acionou o relé de subtensão. Isso significa que a capacidade de detecção da ilha também está relacionada com a configuração da carga, como afirma Vieira Júnior (2006, p. 80). Assim, os métodos passivos foram capazes de acionar a proteção AI em 41 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SST acionou 1 vez, o relé de SSF acionou 20 vezes e o relé de PJD acionou 20 vezes, conforme Tabela 17).

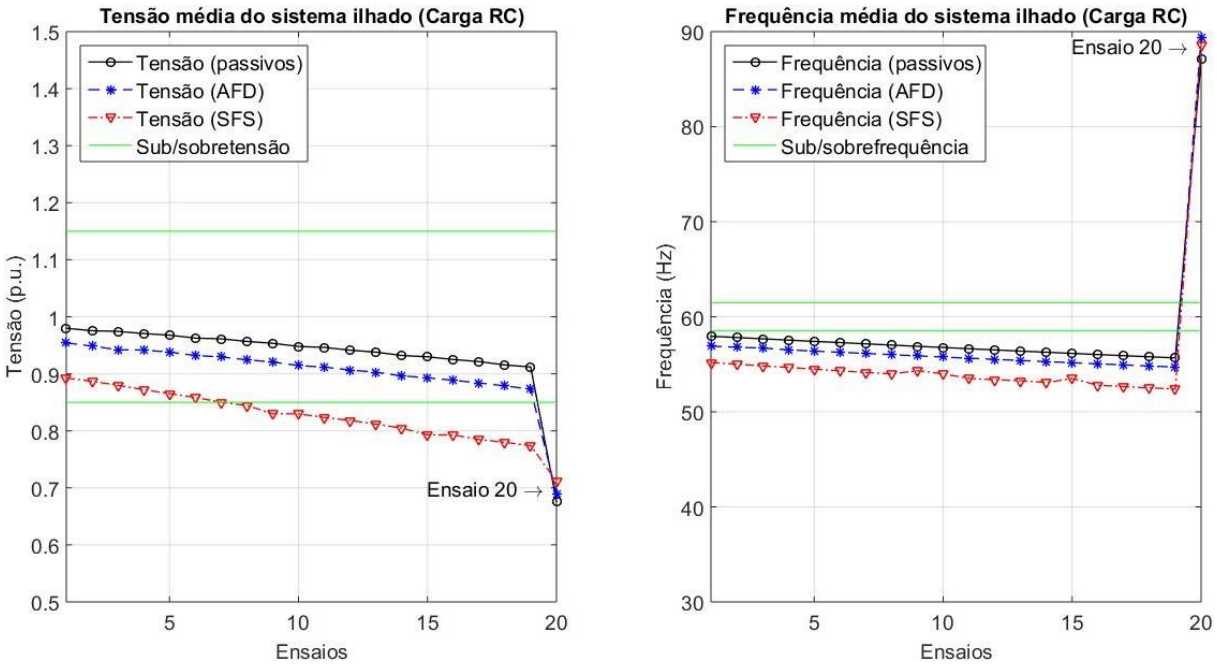

Figura 38 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RC
Fonte: (Autoria própria, 2020)

A Tabela 18 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de AFD em uma carga RC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 18 - Resultados dos ensaios de carga RC para método de AFD

Carga	**[R = 27,851 Ω | C = 4: 23 µF] (AFD)**																		
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 38, o uso desta técnica com fator de corte negativo diminuiu o valor médio da tensão entre 3,26 V (0,026 p.u.) e 4,94 V (0,039 p.u.), a depender do ensaio, em relação à técnica passiva, exceto para o último ensaio, que aumentou o valor médio da tensão em 1,63 V (0,013 p.u.), e o valor médio da frequência permaneceu abaixo de 56,92 Hz, devido às características capacitivas da carga, o que acionou o relé de subfrequência, exceto para o último ensaio, que atingiu uma frequência média de 89,37 Hz, o que acionou o relé de sobrefrequência. Entretanto, como nesta configuração de carga os relés de SSF e PJD foram acionados em todos os ensaios para os métodos passivos e a tensão não é um parâmetro diretamente perturbado pela técnica de AFD, logo, os disparos dos relés para esta técnica ativa

mantiveram-se os mesmos que para a técnica passiva. Assim, o método de AFD foi capaz de acionar a proteção AI em 41 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SST acionou 1 vez, o relé de SSF acionou 20 vezes e o relé de PJD acionou 20 vezes, conforme Tabela 18), ou seja, os mesmos acionamentos que os métodos passivos.

A Tabela 19 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de SFS em uma carga RC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 19 - Resultados dos ensaios de carga RC para método de SFS

Carga	**[R = 27,851 Ω | C = 4:23 µF] (SFS)**																		
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 38, o uso desta técnica com fator de corte inicial negativo diminuiu o valor médio da tensão entre 11,10 V (0,087 p.u.) e 17,51 V (0,138 p.u.), em relação à técnica passiva, exceto para o último ensaio, que aumentou o valor médio da tensão em 4,51 V (0,036 p.u.), sendo essas alterações na tensão suficientes para acionar a proteção de SST em ensaios cuja proteção não foi acionada para a técnica de AFD, demonstrando a superioridade de um fator de corte variável para a detecção do ilhamento. O valor médio da frequência permaneceu abaixo de 55,19 Hz, devido às características capacitivas da carga, o que acionou o relé de subfrequência, exceto para o último ensaio, que atingiu uma frequência média de 88,57 Hz, o que acionou o relé de sobrefrequência. Nota-se a presença de um acionamento (Ensaio 9) dentro da ZND, sendo que isso ocorreu porque a tensão nos ensaios 10 e 11 se encontrava próxima do limite, onde a perturbação ora ultrapassava o limite mínimo de tensão, ora voltava para valores toleráveis, o que impossibilitou a desconexão no tempo estabelecido por norma, uma vez que o relé de SST possui uma temporização de 6 ciclos, que é zerada toda vez que o parâmetro retorna para dentro dos limites estabelecidos pela norma. De fato, a temporização do relé pode deformar a ZND (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 142). Apesar disso, esta técnica foi capaz de diminuir a ZND do relé de SST. Assim, o método de SFS foi capaz de acionar a proteção AI em 50 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SST acionou 10 vezes, o relé de SSF acionou 20 vezes e o relé de PJD acionou 20 vezes, conforme Tabela 19), ou seja, 9 ensaios a mais que os métodos passivos e o método de AFD.

Quanto ao mapa da ZND, nota-se na Figura 39 (que corresponde apenas ao relé de SST e sua respectiva ZND, tanto para o método passivo quanto para os métodos ativos) que a configuração da carga (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 80) também é um fator que influencia a ZND, sendo que todos os ensaios encontraram-se de acordo com a ZND deduzida pela Equação 15 exceto o último, onde valores iguais ou maiores que 23 μF acionam o relé de SST até mesmo dentro da ZND. A mudança na geometria da ZND em relação ao método passivo (à esquerda) ocorreu apenas no método ativo de SFS (à direita), onde houve redução da ZND. Também o fator de corte negativo foi responsável por deslocar para baixo a localização dos ensaios tanto no método de AFD (no meio) quanto no método de SFS, devido à redução da frequência do sistema após o ilhamento. Além disso, os ensaios se situaram sobre o eixo das ordenadas, ou seja, $\Delta P/P_c = 0$, uma vez que a potência ativa da CGD é totalmente absorvida pela carga.

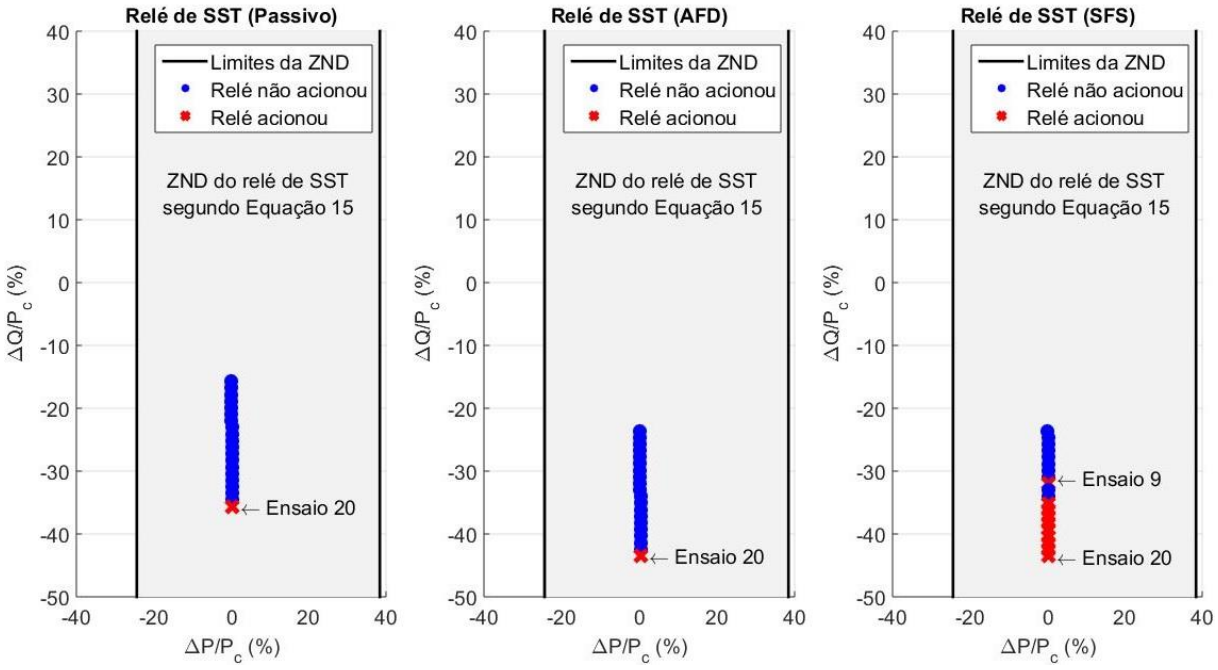

Figura 39 - ZND do relé de SST para ensaios de carga RC
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto ao tempo de detecção da ilha, a metodologia das comparações entre técnicas se deu da mesma maneira que para a carga R. Na Figura 40, apesar de a maior parte dos ensaios manterem razão 1 (32 ensaios em ambos os métodos ativos, ou seja, 78,05 % dos ensaios da figura), o que significa que para a maior parte das simulações praticamente não houve diferença no tempo de acionamento, percebeu-se também a vantagem dos métodos ativos em relação aos métodos passivos, onde, para ambas as técnicas, 21,95 % dos ensaios da figura tiveram o tempo de disparo reduzido.

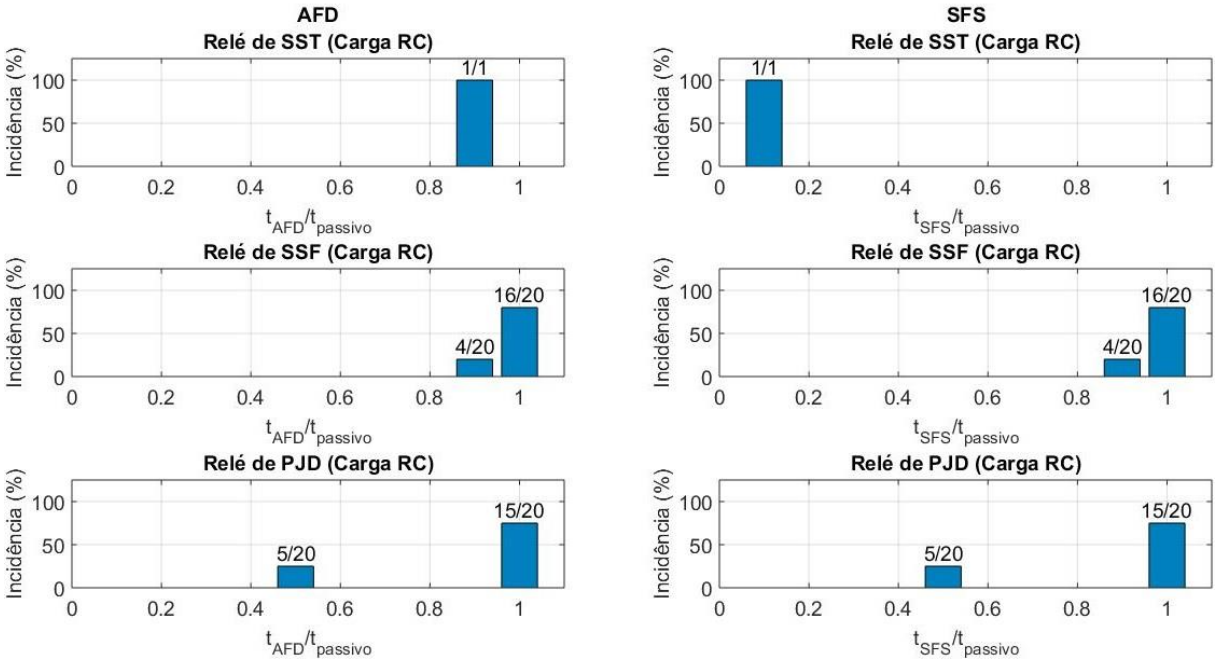

Figura 40 - Tempo de detecção da ilha para carga RC (Métodos ativos/passivos)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto à comparação do tempo de detecção da ilha entre técnicas ativas, a metodologia das comparações entre técnicas se deu da mesma maneira que para a carga R. Na Figura 41, praticamente não houve alteração no tempo do acionamento, sendo o método de SFS mais vantajoso devido a apenas 1 ensaio, ou seja, 2,4 % de todos os ensaios da figura.

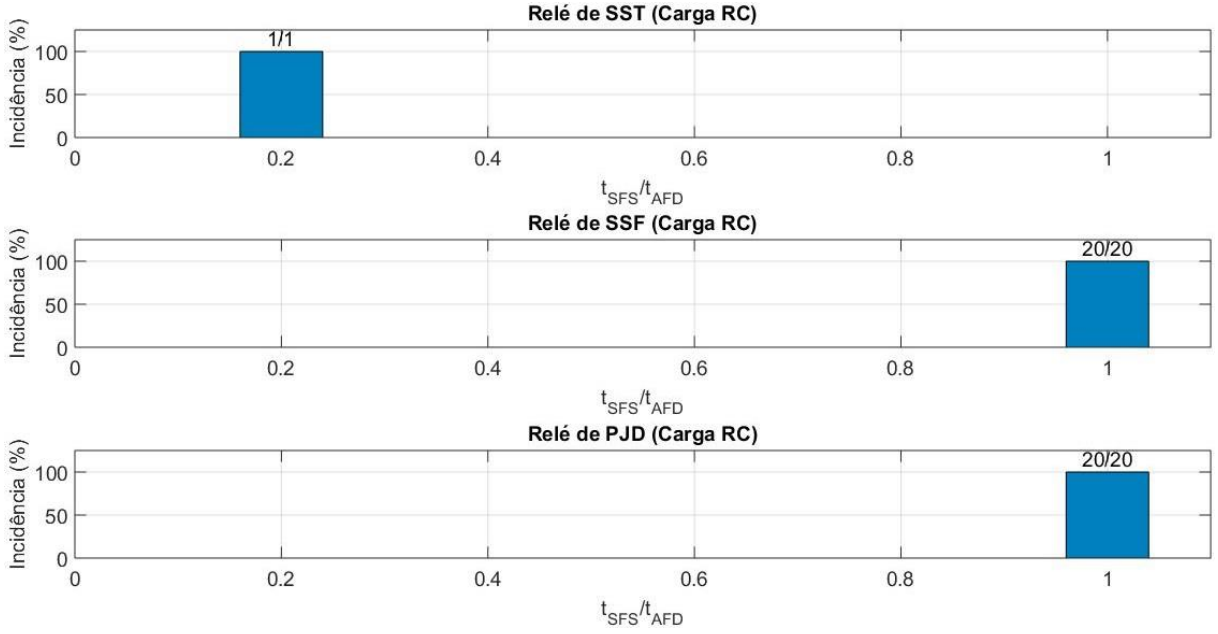

Figura 41 - Tempo de detecção da ilha para carga RC (SFS/AFD)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Com essas informações, algumas observações podem ser feitas, quanto aos ensaios com cargas RC:

- A configuração da carga influencia a geometria e a localização da ZND e, para esse modelo de sistema fotovoltaico, cargas com capacitância igual ou superior a $23\ \mu F$ causam instabilidade nos parâmetros de tensão, frequência e salto de fase, o que resulta no acionamento dos respectivos relés;
- A temporização do relé de proteção influencia na geometria e localização da ZND, uma vez que tão logo o parâmetro retorne aos limites estabelecidos pela norma, a contagem do temporizador é zerada, o que prolonga o tempo de detecção e pode ocasionar na formação de ZND;
- É possível que haja ZND em regiões isoladas para métodos ativos ou acionamentos dentro da ZND, a depender do mapeamento utilizado.

4.5 SIMULAÇÕES DA CARGA RLC 1

A simulação de carga resistiva-indutiva-capacitiva (RLC) 1 consiste na variação da resistência com cargas de 41 a 60 Ω ao passo de 1 Ω para cada simulação, com um valor fixo de indutância de 0,1 H e variando-se a capacitância conforme a equação $C = L/R^2$. Justifica-se esta escolha a fim de manter o fator de qualidade igual a 1, uma vez que a equação $C = L/R^2$ equivale à Equação 1 ($Q_f = R\sqrt{C/L}$), com a capacitância isolada e $Q_f = 1$. Além disso, a indutância de 0,1 H foi o menor valor antes que os parâmetros medidos se tornem excessivamente instáveis. O baixo valor de indutância permitiu um menor valor de resistência, mais próximo da potência nominal do gerador distribuído. Entretanto, é importante salientar que: 1) Tais valores de resistência consomem apenas uma pequena parcela da potência gerada pela CGD, entre 68 e 46 % da P_{GD}, o que torna o relé de SST mais sensível à detecção de ilhamento; 2) A indutância de 0,1 H corresponde a um valor pequeno de indutância e pode causar instabilidade nos parâmetros utilizados para acionamento dos relés; 3) A capacitância varia entre 59,5 e 27,8 μF, sendo que em todos os ensaios a capacitância causa instabilidade nos parâmetros do sistema, uma vez que a partir de $23\ \mu F$ essa instabilidade já é percebida, conforme as simulações da carga RC. De fato, fatores de qualidades iguais a 1 são considerados altos para o modelo de sistema fotovoltaico utilizado neste TCC.

A Tabela 20 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para métodos AI passivos em uma carga RLC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 20 - Resultados dos ensaios de carga RLC 1 para métodos passivos

Carga	**[R = 41: 60 Ω | L = 0, 1 H | C = 59, 5: 27, 8 µF] (Passivo)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Nesta simulação, a resistência absorve no máximo 68 % da potência gerada pela CGD, onde o excedente é injetado na rede elétrica. Com isso, a tensão tende a atingir valores superiores ao nominal quando ocorre a ilha, do mesmo modo que ocorreu com as simulações para carga R, onde os maiores valores de resistência, e consequentemente, as cargas que absorviam menos potência ativa, acionariam o relé de sobretensão. Entretanto, devido aos altos valores de capacitância (entre 27,8 e 59,5 μF) e ao baixo valor de indutância (de 0,1 H) que provocam subtensão, como foi observado nos ensaios de cargas RL e RC, a tensão média manteve-se entre 0,743 p.u. e 0,723 p.u. e em todos os ensaios o relé de subtensão foi acionado (veja Figura 42). Além disso, a potência reativa gerada pela CGD e fornecida pela carga capacitiva são insuficientes para suprir a carga indutiva, que é alimentada também pela rede elétrica. Com isso, na ocorrência do ilhamento, a frequência tende a aumentar e a fase tende a saltar para corrigir o FP entre carga e CGD, o que ocorreu, acionando o relé de sobrefrequência e o relé de PJD em todas as simulações. Assim, os métodos passivos foram capazes de acionar a proteção AI em 60 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé, ou seja, em todas elas, conforme Tabela 20.

Além do comportamento da tensão, frequência e fase em relação ao tipo da carga utilizado, esses parâmetros também reagiram de forma mais grave devido à magnitude das cargas utilizadas, distantes de valores que formam ZND, como observado nas simulações de carga R, RL e RC. Com isso, nota-se que um fator de qualidade de 1 pode ser inadequado para a simulação, a depender do modelo de inversor utilizado. Uma solução seria diminuir a geração de potência ativa da CGD, o que permitiria valores maiores de resistência, o que aumenta o fator de qualidade, conforme Equação 1 ($Q_f = R\sqrt{C/L}$), ou aumentar a geração de potência reativa da CGD, o que permitiria valores menores de indutância, o que também aumenta o fator de qualidade.

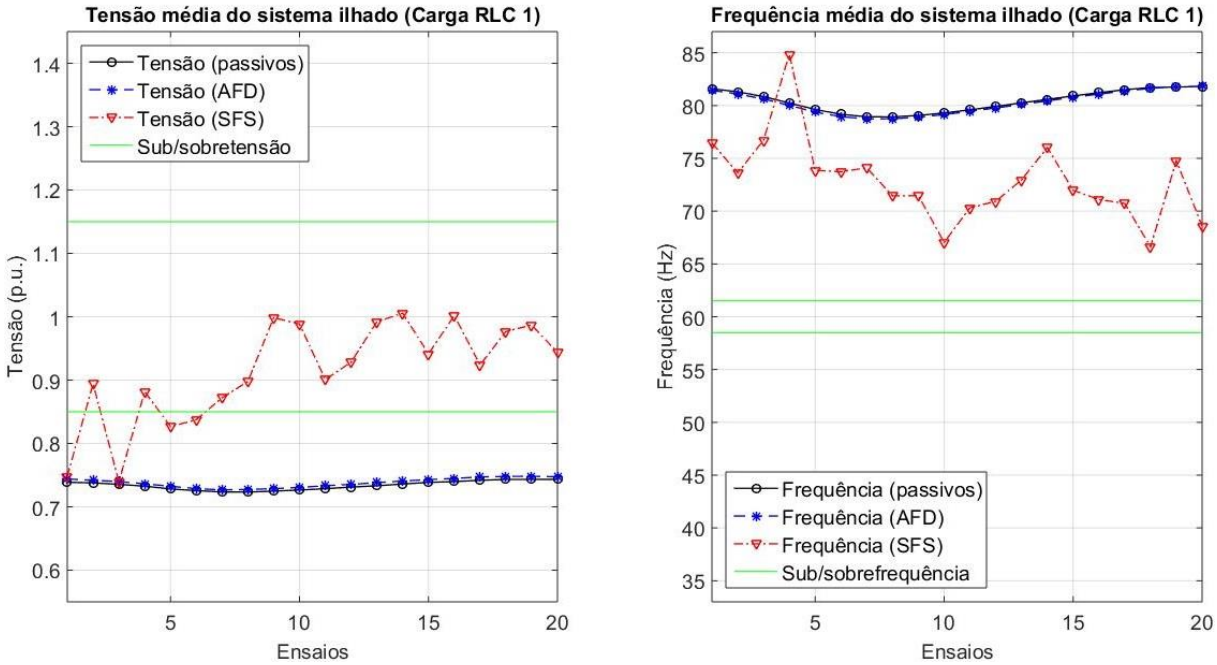

Figura 42 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RLC 1
Fonte: (Autoria própria, 2020)

A Tabela 21 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de AFD em uma carga RLC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 21 - Resultados dos ensaios de carga RLC 1 para método de AFD

Carga	**[R = 41:60 Ω | L = 0,1 H | C = 59,5:27,8 µF] (AFD)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 42, o uso desta técnica com fator de corte negativo praticamente não alterou o valor médio da tensão, aumentando-o em no máximo 0,66 V (0,005 p.u.), e o valor médio da frequência média alterou no máximo 0,25 Hz, ambos em relação às técnicas passivas. Com isso, o acionamento de todos os relés para esta carga RLC estão mais relacionados à configuração da carga, que sempre provoca subtensão, sobrefrequência e salto de fase elevado, do que às propriedades da técnica de AFD. Isso ocorreu porque a carga tende a aumentar tensão e frequência quando ocorre o ilhamento, sendo que a técnica de AFD com fator de corte negativo tende a diminui-las, como observado nas simulações de carga R, RL e RC, com isso,

os efeitos de tal técnica são minimizados pelo comportamento da carga após a ilha. Assim, o método de AFD foi capaz de acionar a proteção AI em 60 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé, ou seja, os mesmos acionamentos que os métodos passivos, conforme Tabela 21.

A Tabela 22 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de SFS em uma carga RLC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 22 - Resultados dos ensaios de carga RLC 1 para método de SFS

Carga	**[R = 41:60 Ω | L = 0,1 H | C = 59,5:27,8 µF] (SFS)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 42, o uso desta técnica com fator de corte inicial negativo aumentou o valor médio da tensão entre 0,54 V (0,004 p.u.) e 25,44 V (0,2 p.u.), em relação à técnica passiva, com um aumento similar também em relação à técnica de AFD, e diminuiu o valor médio da frequência entre 4,13 e 15,10 Hz, exceto para o Ensaio 4, cuja frequência média aumentou em 4,62 Hz, em relação à técnica passiva, com alterações similares também em relação à técnica de AFD. Nota-se aqui a influência do ganho de realimentação positiva (k_{SFS}), uma vez que o método de AFD perturbou menos o sistema ilhado. Essa perturbação bem maior da técnica de SFS se dá principalmente à instabilidade proporcionada pela carga, que provoca altos valores de k_{SFS} durante o ilhamento. Assim, o método de SFS foi capaz de acionar a proteção AI em 60 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé, ou seja, os mesmos acionamentos que os métodos passivos e o método de AFD, conforme Tabela 22.

Quanto ao mapa da ZND, nota-se na Figura 43 (que corresponde apenas ao relé de SSF e sua respectiva ZND, tanto para o método passivo quanto para os métodos ativos de AFD e SFS) que a configuração da carga (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 80) impediu a formação da ZND, uma vez que a potência exigida pela carga RLC são muito diferentes da potência gerada pela CGD, onde, nota-se, através do eixo das abscissas ($\Delta P/P_c$), que grande parte da potência ativa gerada pela CGD é injetada na rede elétrica, e, através do eixo das ordenadas ($\Delta Q/P_c$), que a carga absorve uma grande quantidade de potência reativa, que o gerador distribuído não

consegue suprir, o que resulta em uma sobrefrequência no sistema ilhado. Além disso, o fator de qualidade 1 é considerado alto para o modelo da simulação. Apesar disso, essa configuração de carga apresentou comportamento semelhante aos outros, onde as técnicas ativas (no meio e à direita) foram responsáveis por deslocar para baixo o desbalanço de potência reativa ($\Delta Q/P_c$) devido à redução da frequência do sistema ilhado.

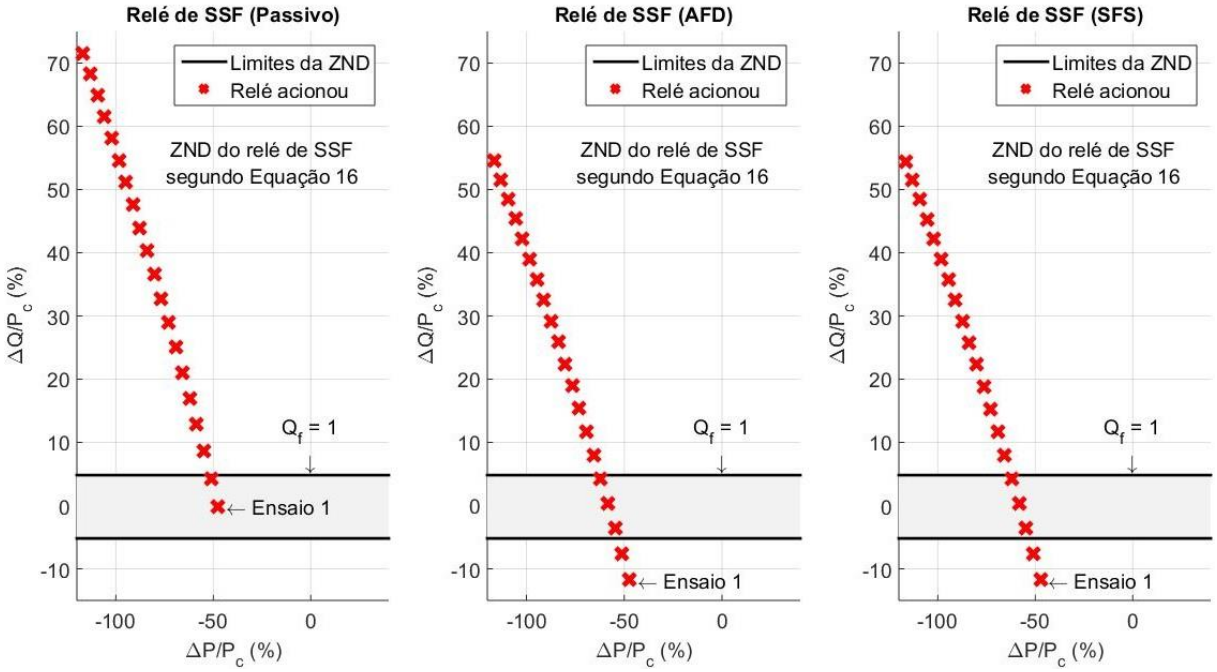

Figura 43 - ZND do relé de SSF para ensaios de cargas RLC 1
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Na Figura 44, utilizou-se o mapa de $Q_f \; x \; f_0$ para técnica passiva de PJD, e nota-se que os ensaios se mantiveram fora da ZND e, portanto, todos dispararam. Entretanto, como ocorreu para cargas R e RC, a geometria da ZND corresponde apenas a uma aproximação, uma vez que vários fatores podem alterá-la como nesse, caso, a configuração da carga e $Q_f = 1$, que é um fator de qualidade considerado alto para o modelo utilizado em simulação.

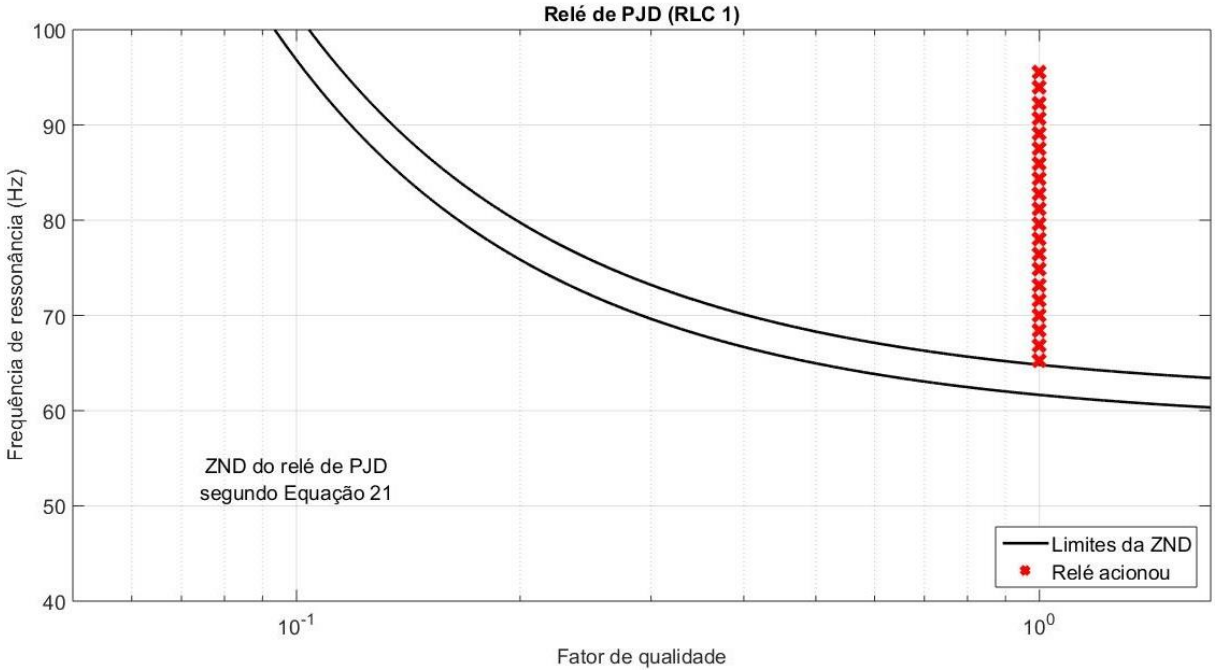

Figura 44 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RLC 1
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Na Figura 45, utilizou-se o mapa de $Q_f \; x \; f_0$ para técnica ativa de AFD/SFS (para a técnica ativa de SFS o gráfico é o mesmo, sendo que a diferença entre eles está no ganho de realimentação positiva e na subtração das frequências nominal pela frequência da PLL, entretanto, essa subtração foi considerada igual a zero, uma vez que tal subtração igual a zero corresponde ao pior caso para o método de SFS, o que fez com que o mapa do método de AFD e de SFS fossem iguais), e nota-se que os ensaios mantiveram-se fora da ZND e, portanto, todos dispararam. Entretanto, como ocorreu para cargas R e RC, a geometria da ZND corresponde apenas a uma aproximação, sendo que vários fatores podem alterá-la como, nesse caso, a configuração da carga e $Q_f = 1$, que é um fator de qualidade considerado alto para o modelo utilizado em simulação.

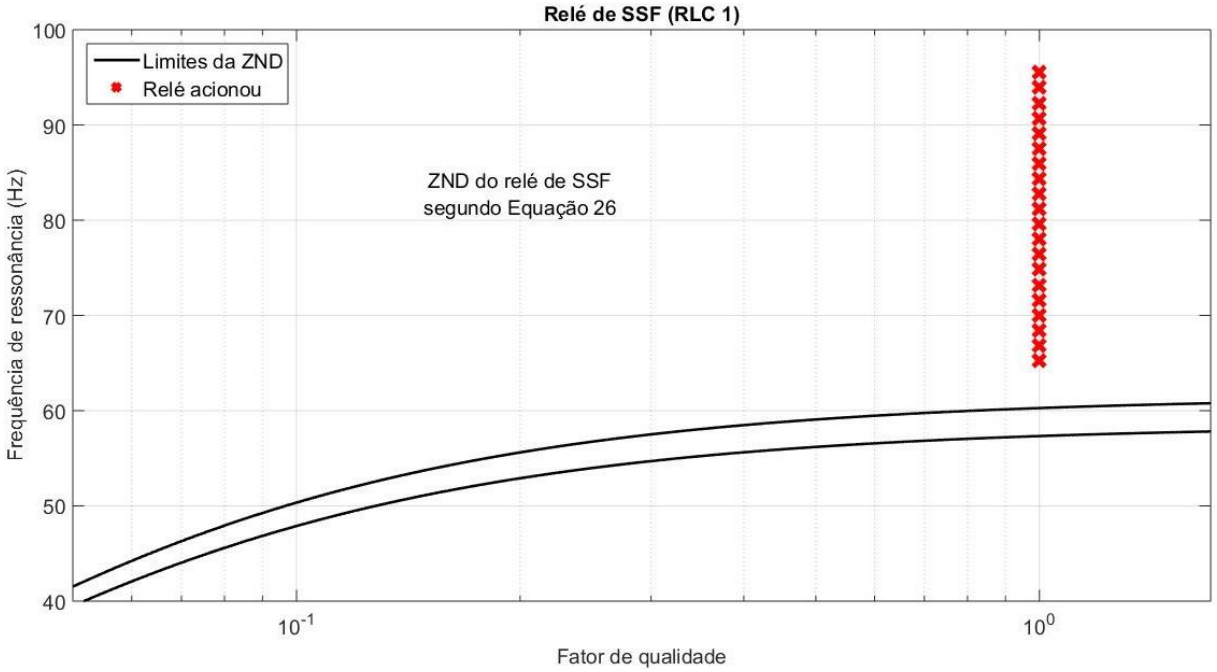

Figura 45 - ZND dos métodos de AFD ou SFS para ensaios de carga RLC 1
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto ao tempo de detecção da ilha, a metodologia das comparações entre técnicas se deu da mesma maneira que para a carga R. Na Figura 46, nota-se que a configuração desta carga atrapalhou o tempo de detecção de algumas cargas para os métodos ativos em relação aos passivos, apesar de não ter atrapalhado sua capacidade de detecção. A técnica de AFD teve melhor desempenho que a técnica de SFS, ambas em relação às técnicas passivas, uma vez que a maior parte dos ensaios do método de AFD, mantiveram o mesmo tempo de detecção que as técnicas passivas, e apenas o relé de PJD manteve o mesmo tempo de detecção na maior parte dos ensaios para o método de SFS (11 ensaios, ou seja, 55 % dos ensaios do relé de PJD para técnica de SFS na figura) em relação ao tempo de detecção das técnicas passivas.

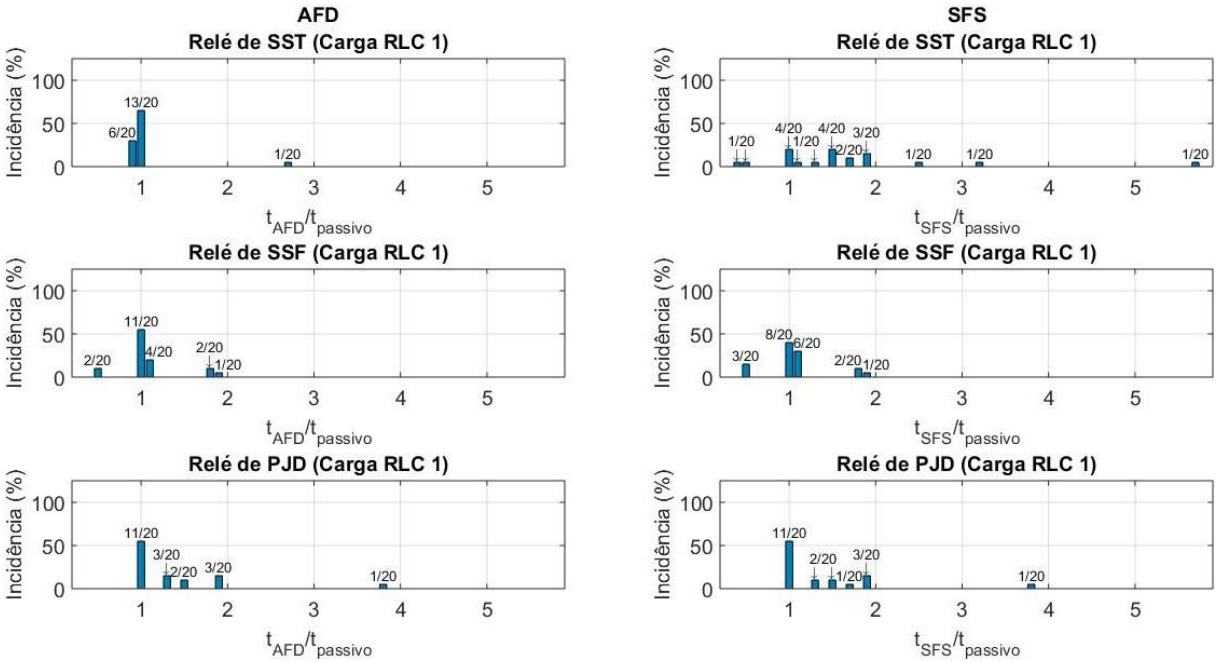

Figura 46 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 1 (Métodos ativos/passivos)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto à comparação do tempo de detecção da ilha entre técnicas ativas, a metodologia das comparações entre técnicas se deu da mesma maneira que para a carga R. Na Figura 47, a técnica de AFD mostrou-se superior quanto ao tempo de detecção tanto para o relé de SST quanto para o relé de PJD. Em relação ao relé de SSF, houve a mesma quantidade de ensaios, 3, com maior e menor duração do tempo de detecção de uma técnica para outra. Isso ocorreu devido à escolha do ganho de realimentação positiva (k_{SFS}), sendo que tal configuração da carga provoca sobrefrequência na ilha e a técnica de SFS está configurada para reduzir a frequência, logo, como a técnica de SFS causa maior redução da frequência que a técnica de AFD, isso significa que a técnica de SFS torna a frequência do sistema ilhado mais próxima da nominal que a técnica de AFD.

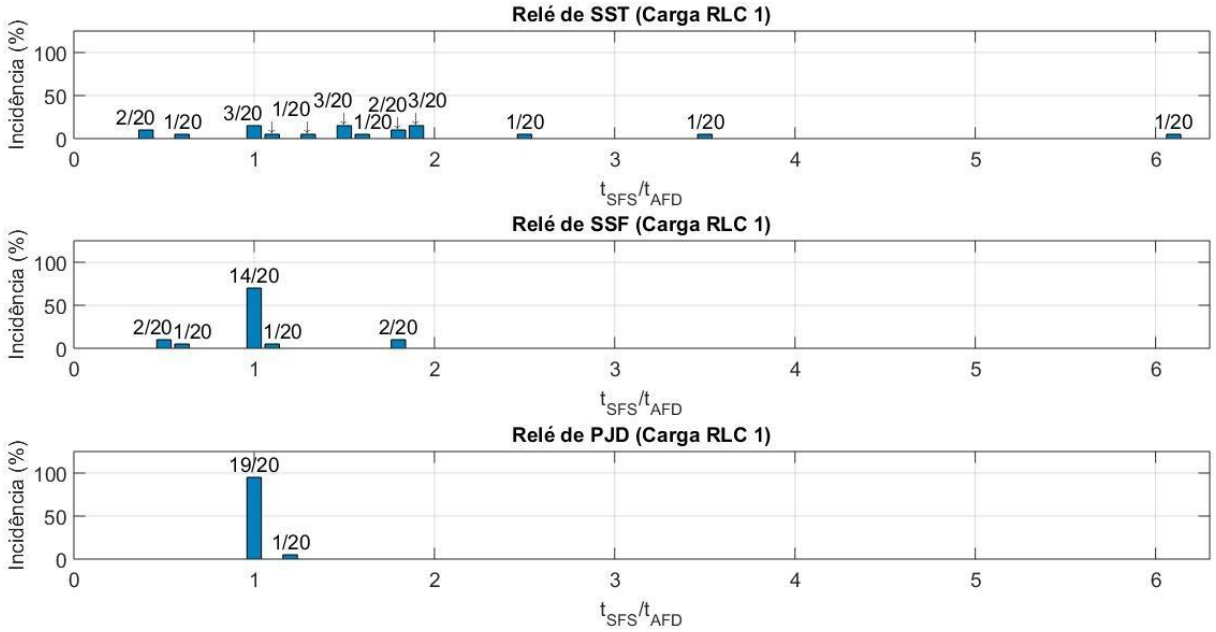

Figura 47 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 1 (SFS/AFD)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Com essas informações, algumas observações podem ser feitas, quanto aos ensaios com cargas RLC 1:

- $Q_f = 1$ é considerado um fator de qualidade alto para o modelo de sistema fotovoltaico utilizado para estas simulações. Uma solução para esse problema seria diminuir a geração de potência ativa da CGD, isso permitiria valores maiores de resistência, o que aumenta o fator de qualidade, ou aumentar a geração de potência reativa da CGD, isso permitiria valores menores de indutância, o que também aumenta o fator de qualidade;
- Caso seja adotado um fator de corte negativo para técnicas ativas e a frequência do sistema aumente durante o ilhamento, as perturbações podem atrapalhar na detecção da ilha ou prolongar o tempo de detecção desta, uma vez que o distúrbio da técnica ativa força a frequência aos valores nominais da rede elétrica;
- O contrário também pode ser dito, ou seja, caso um fator de corte positivo seja adotado e a frequência do sistema diminua durante o ilhamento, haverá um prejuízo para a detecção da ilha.

4.6 SIMULAÇÕES DA CARGA RLC 2

A simulação de carga resistiva-indutiva-capacitiva (RLC) 2 consiste num valor fixo de resistência de $75\,\Omega$, variando-se a indutância conforme a equação $L = R/\omega_0 Q_f$ e a capacitância conforme a equação $C = Q_f/R\omega_0$, com $\omega_0 = 2\pi(60)\,Hz$, onde o fator de

qualidade varia entre 0,06 e 0,1 ao passo de 0,01 e entre 0,1 e 1,6 ao passo de 0,1 para cada simulação. Justifica-se esta escolha devido ao fato de o mapa $L\ x\ C_{norm}$ precisar de resistência e frequência de ressonância fixas para ser desenhado, sendo que essas equações correspondem à Equação 1 ($Q_f = R\sqrt{C/L}$) e à Equação 6 ($f_0 = 1/2\pi\sqrt{LC}$) com a indutância ou a capacitância substituídas uma na outra. Entretanto, é importante salientar que: 1) Este valor de resistência consome apenas uma pequena parcela da potência gerada pela CGD, cerca de 37 % da P_{GD}, o que torna o relé de SST mais sensível à detecção de ilhamento; 2) A indutância varia entre 3,32 e 0,12 H; 3) A capacitância varia entre 2,1 e 56,6 μF, sendo que a partir do Ensaio 11, com 24,8 μF, a capacitância é superior ao valor definido como instável nas simulações da carga RC.

A Tabela 23 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para métodos AI passivos em uma carga RLC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 23 - Resultados dos ensaios de carga RLC 2 para métodos passivos

Carga	**[R = 75 Ω | L = 3,32: 0,12 H | C = 2,1: 56,6 µF] (Passivo)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Nesta simulação, a resistência absorve cerca de 37 % da potência gerada pela CGD, onde o excedente é injetado na rede elétrica. Com isso, a tensão tende a atingir valores superiores ao nominal quando ocorre a ilha, do mesmo modo que ocorreu com as simulações para carga R, onde os maiores valores de resistência, e consequentemente, as cargas que absorviam menos potência ativa, acionaram o relé de sobretensão. De fato, conforme Equação 10 ($V' = \sqrt{P_{GD}/P_c}V$), os valores de tensão em média no PCC durante o ilhamento seriam de 208,19 V (1,639 p.u.), sendo que, na simulação, a tensão média para os 6 primeiros ensaios manteve-se entre 204,46 e 205,29 V, o que representa uma dedução próxima do verificado nas simulações, onde tais valores acionam o relé de sobretensão. Entretanto, a partir do Ensaio 7, a tensão sofre uma queda abrupta e atinge 94,54 V (0,744 p.u.), acionando o relé de subtensão (veja Figura 48). O mesmo foi verificado para a frequência, onde, uma vez que a frequência de ressonância da carga é de 60 Hz, ou seja, a carga capacitiva fornece exatamente a potência que a carga indutiva exige nessa frequência, logo, o comportamento da carga é similar ao de uma carga puramente resistiva, então, o excedente de potência reativa da CGD, provoca uma redução

na frequência após a ilha, como ocorreu na carga R, sendo que a frequência variou de 57,96 a 58,14 e a fase saltou entre 8,07° e 7,37°, para ensaios de 1 a 6. Entretanto, no Ensaio 7, a frequência média do sistema ilhado se mantém em 82,63 Hz, o que acionou o relé de sobrefrequência, o mesmo aconteceu nos outros ensaios. Isso ocorreu com o aumento do fator de qualidade, onde, a partir de $Q_f = 0{,}3$, Ensaio 7, o sistema ficou instável durante o ilhamento, ou seja, fatores de qualidade iguais ou superiores a 0,3 são considerados altos para o modelo utilizado para simulação. Assim, os métodos passivos foram capazes de acionar a proteção AI em 60 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé, ou seja, em todas elas, conforme Tabela 23.

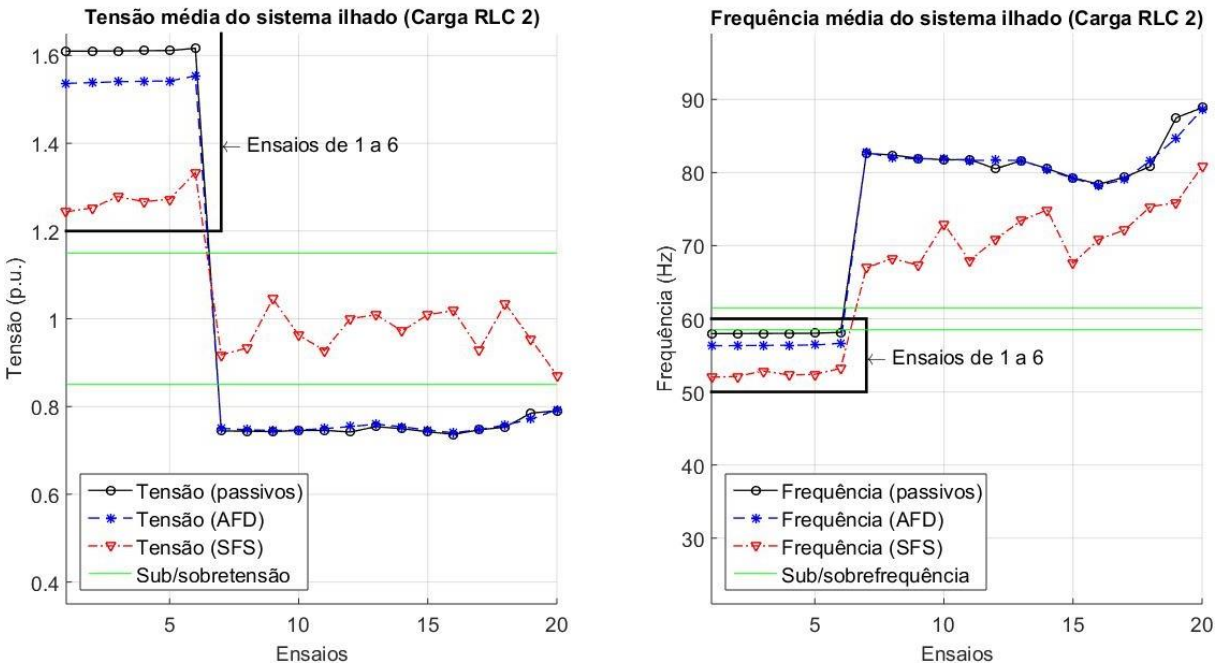

Figura 48 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RLC 2
Fonte: (Autoria própria, 2020)

A Tabela 24 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de AFD em uma carga RLC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 24 - Resultados dos ensaios de carga RLC 2 para método de AFD

Carga	**[R = 75 Ω | L = 3,32: 0,12 H | C = 2,1: 56,6 µF] (AFD)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 48, o uso desta técnica com fator de corte negativo diminuiu o valor médio da tensão entre 9,32 V (0,073 p.u.) e 8,03 V (0,063 p.u.), entre os ensaios de 1 a 6, em relação às técnicas passivas, e, a partir do Ensaio 7, praticamente não houve alteração do valor médio da tensão. Quanto à frequência, a diminuição desta em relação à frequência média das técnicas passivas manteve-se próxima de 1,61 Hz entre os ensaios de 1 a 6, ou seja, muito similar à variação de frequência escolhida para o fator de corte ($\delta f = -1{,}5\ Hz$), mas praticamente não sofreu alteração para os outros ensaios. Com isso, a partir do Ensaio 7, a técnica de AFD influencia menos a detecção do ilhamento, cuja detecção, a partir desse ensaio, se deve principalmente à configuração de carga, com um Q_f que causa instabilidade para o sistema. Assim, o método de AFD foi capaz de acionar a proteção AI em 60 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé, ou seja, os mesmos acionamentos que os métodos passivos, conforme Tabela 24.

A Tabela 25 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de SFS em uma carga RLC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 25 - Resultados dos ensaios de carga RLC 2 para método de SFS

Carga	**[R = 75 Ω | L = 3,32: 0,12 H | C = 2,1: 56,6 µF] (SFS)**																		
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 48, o uso desta técnica com fator de corte inicial negativo diminuiu o valor médio da tensão entre 46,48 V (0,366 p.u.) e 36,02 V (0,284 p.u.), entre os ensaios de 1 a 6, em relação às técnicas passivas, com uma redução em relação à técnica de AFD entre 37,16 V (0,293 p.u.) e 27,99 V (0,220 p.u.), e diminuiu o valor médio da frequência entre 4,92 e 15,64 Hz, em relação às técnicas passivas, também diminuiu o valor médio da frequência entre 3,43 e 15,77 Hz, em relação à técnica de AFD, devido ao k_{SFS}. Assim, o método de SFS foi capaz de acionar a proteção AI em 60 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé, ou seja, os mesmos acionamentos que os métodos passivos e o método de AFD, conforme Tabela 25.

Na Figura 49, utilizou-se o mapa de $L\ x\ C_{norm}$ para técnica passiva de PJD, uma vez que a configuração desta carga (com resistência e frequência de ressonância constantes) o

permitem, e nota-se que os ensaios se mantiveram fora da ZND e, portanto, todos dispararam. Entretanto, como ocorreu para cargas R e RC, a geometria da ZND corresponde apenas a uma aproximação, sendo que vários fatores podem alterá-la, nesse caso, a partir do Ensaio 7 (ou seja, ensaios situados à esquerda do Ensaio 6) os resultados apresentaram instabilidade devido a fatores de qualidade iguais ou superiores a 0,3.

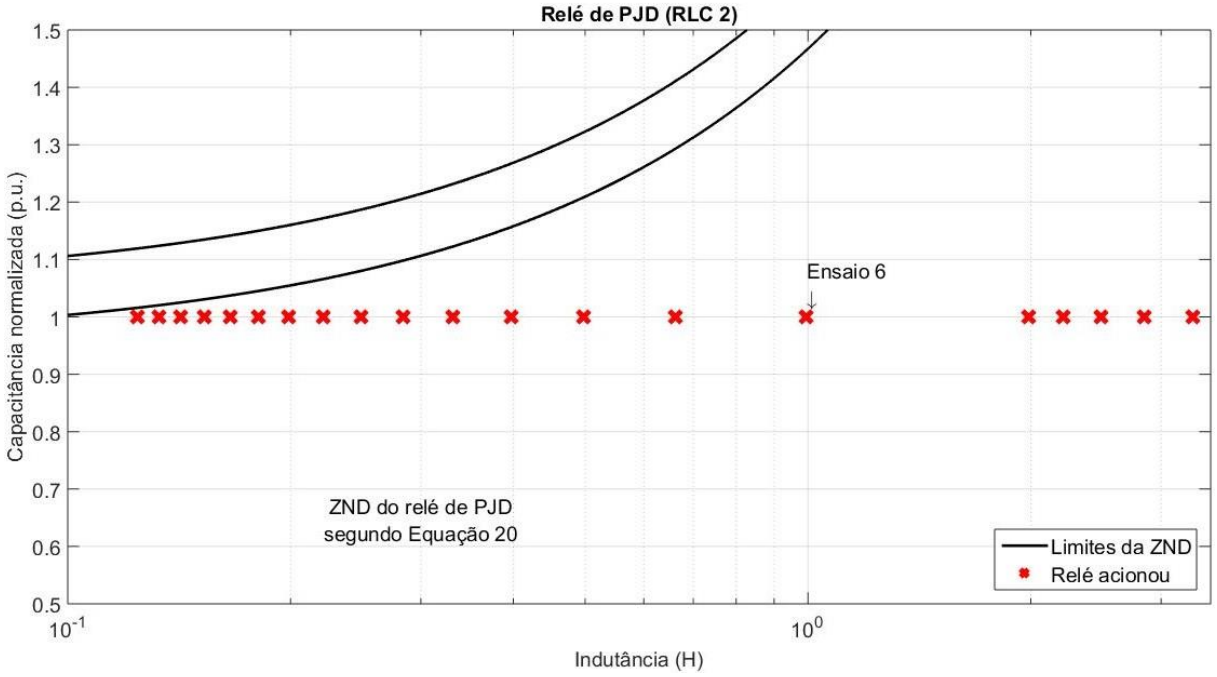

Figura 49 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RLC 2
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Na Figura 50, utilizou-se o mapa de $L\ x\ C_{norm}$ para técnica ativa de AFD/SFS, e nota-se que, a partir do Ensaio 12, os ensaios não respeitaram os limites da ZND, ocorrendo disparos dentro desta. É importante salientar que, para fator de qualidade igual ou superior a 0,3 (Ensaio 7), os parâmetros de tensão, frequência e salto de fase mostraram-se instáveis e, por isso, devido à configuração da carga, a ZND calculada não corresponde à ZND desta carga.

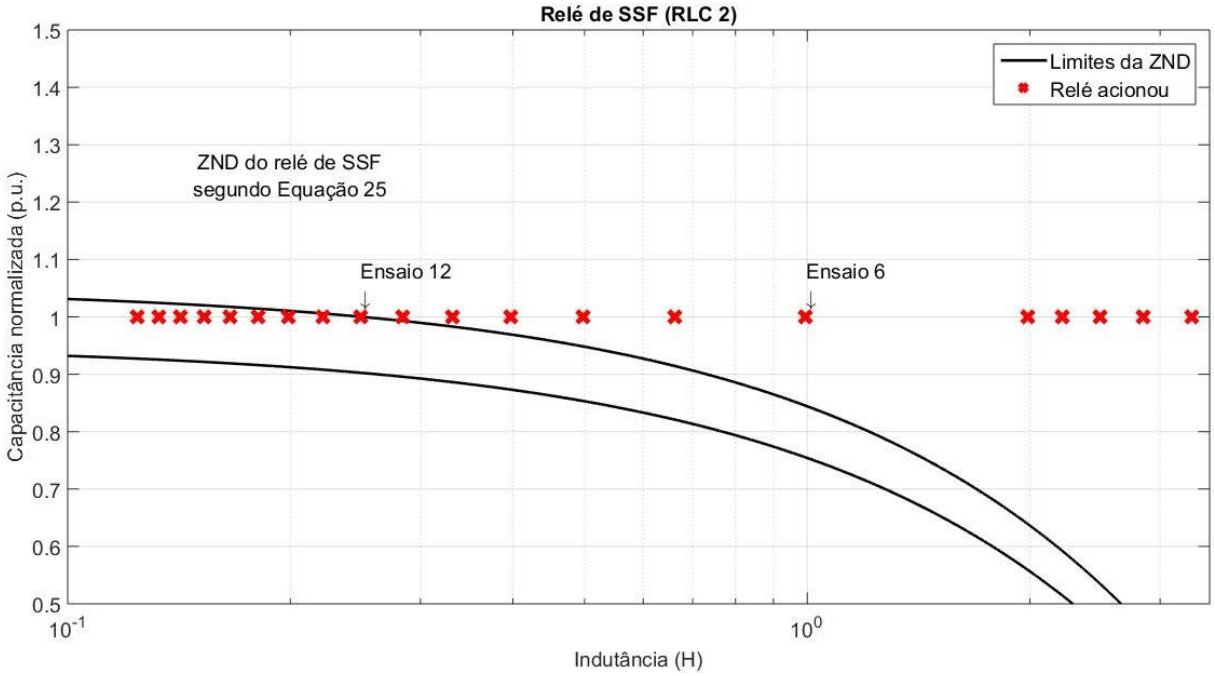

Figura 50 - ZND dos métodos de AFD ou SFS para ensaios de carga RLC 2
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto ao tempo de detecção da ilha, a metodologia das comparações entre técnicas se deu da mesma maneira que para a carga R. Na Figura 51, similar à carga RLC 1, nota-se que a configuração da carga atrapalhou o tempo de detecção de algumas cargas para os métodos ativos em relação aos passivos, apesar de não ter atrapalhado sua capacidade de detecção. Salienta-se que em pelo menos metade dos ensaios de cada um dos relés, exceto para o acionamento do relé de SSF da técnica de SFS, o tempo de detecção manteve-se o mesmo para técnicas ativas em relação às passivas, e em todos os ensaios, exceto para o relé de SST de ambas as técnicas ativas, houve mais simulações com uma redução do tempo de detecção da técnica ativa em relação às técnicas passivas do que um aumento do tempo de detecção do método ativo em relação aos métodos passivos.

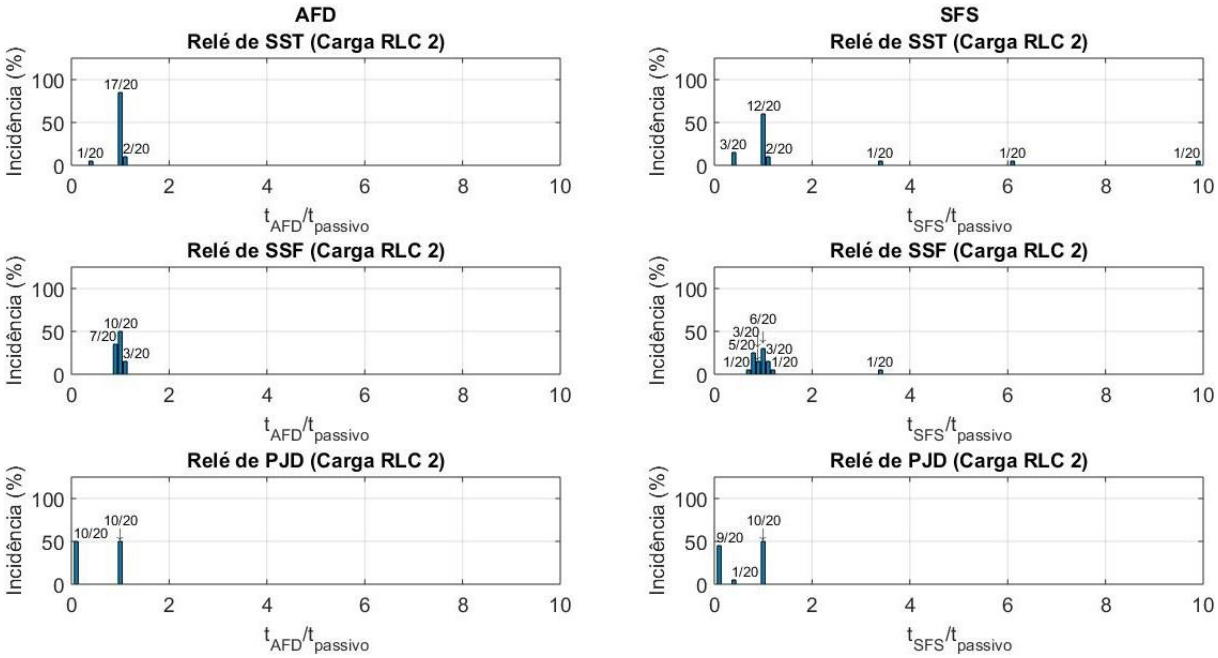

Figura 51 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 2 (Métodos ativos/passivos)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto à comparação do tempo de detecção da ilha entre técnicas ativas, na Figura 52, nota-se que, apesar de na maior parte das simulações (45 ensaios, ou seja, 75,0 % dos ensaios da figura), a técnica de SFS teve um ensaio a mais em que foi mais rápida (8 ensaios, ou seja, 13,3 % dos ensaios da figura) em relação à técnica de AFD, que teve 7 ensaios, ou seja, 11,7 % dos ensaios da figura. Entretanto, essa vantagem da técnica de SFS só ocorre devido aos ensaios para o relé de SSF, sendo que para os relés de SST e PJD, a técnica de AFD tem a vantagem.

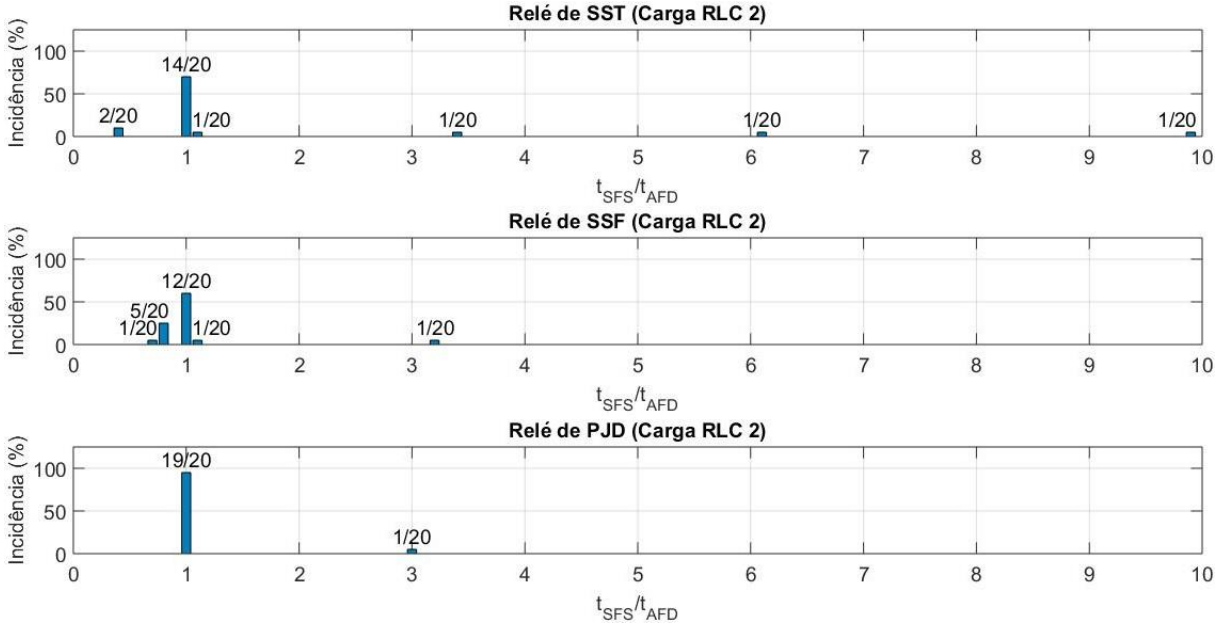

Figura 52 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 2 (SFS/AFD)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Com essas informações, algumas observações podem ser feitas, quanto aos ensaios com cargas RLC 2:

- Cargas RLC onde a carga capacitiva fornece a potência necessária para a carga indutiva se comportam de modo semelhante a uma carga R, e, portanto, as observações feitas para esta carga se aplicam à carga RLC 2;
- Fatores de qualidades iguais ou superiores a 0,3 são considerados altos para esse modelo de sistema fotovoltaico e influenciam na geometria e localização da ZND.

4.7 SIMULAÇÕES DA CARGA RLC 3

A simulação de carga resistiva-indutiva-capacitiva (RLC) 3 consiste num valor fixo de resistência de $27{,}851\ \Omega$, num valor fixo de indutância de $0{,}642\ H$ e varia-se a capacitância com cargas de 4 a 23 μF, ao passo de 1 μF para cada simulação. Justifica-se esta escolha uma vez que valores a partir de 23 μF provocaram certa instabilidade nos parâmetros utilizados para detecção de ilha, logo, valores superiores foram evitados tanto quanto possível, além disso, a potência das cargas resistiva e indutiva para tais valores absorvem toda a potência fornecida pela CGD. De fato, essa configuração de carga RLC, consiste na escolha dos valores ideais de resistência e indutância com a variação da carga RC.

A Tabela 26 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para métodos AI passivos em uma carga RLC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 26 - Resultados dos ensaios de carga RLC 3 para métodos passivos

Carga	**[R = 27,851 Ω | L = 0,642 H | C = 4: 23 µF] (Passivo)**																		
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Esta configuração de carga consiste em uma carga resistiva que absorve toda a potência ativa da CGD, uma carga indutiva que absorve toda a potência reativa da CGD e uma carga capacitiva, da qual pode-se analisar os efeitos de sua variação. Nota-se que para o Ensaio 1 não houve acionamento da proteção, sendo que tensão, frequência ou salto de fase sofreram pouca influência do ilhamento e mantiveram valores médios após a ilha de 126,95 V (1,000

p.u.), 59,44 Hz e 1,69°, respectivamente. À medida que a capacitância aumenta, aumenta-se também os efeitos da ilha sobre tais parâmetros, principalmente na frequência e na fase, até que os relés sejam capazes de detectar a ilha. Tal detecção ocorre no Ensaio 9 para a frequência, devido a sua redução abaixo dos limites inferiores, o que acionou o relé de subfrequência; no Ensaio 10 para a fase; e somente no Ensaio 20 para a tensão, cuja redução da tensão deve-se ao mesmo fenômeno percebido para carga RC, que se reduziu para 85,81 V (0,676 p.u.) e não está relacionada a uma redução gradual da tensão (veja Figura 53). De fato, a tensão média do Ensaio 19 é de 122,07 V (0,961 p.u.). A inclusão de uma carga indutiva foi responsável por elevar a frequência média em no mínimo 1,49 Hz e em atenuar o salto de fase em no mínimo 4,63° para todos os ensaios, em relação à carga RC, exceto para o último. Com isso, surgiu uma ZND nos relés de SSF e PJD que não existia para carga RC, além da ZND já existente para o relé de SST. Assim, os métodos passivos foram capazes de acionar a proteção AI em 24 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SST acionou 1 vez, o relé de SSF acionou 12 vezes e o relé de PJD acionou 11 vezes, conforme Tabela 26).

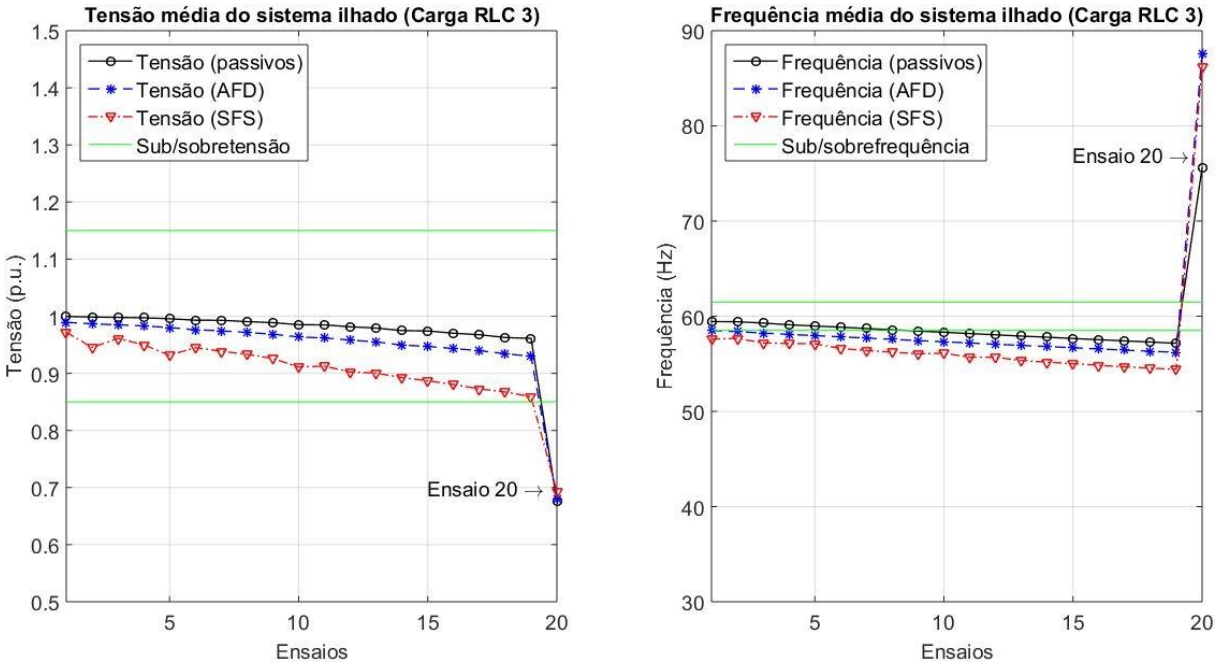

Figura 53 - Valores médios de tensão e frequência para ensaios de carga RLC 3
Fonte: (Autoria própria, 2020)

A Tabela 27 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de AFD em uma carga RLC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 27 - Resultados dos ensaios de carga RLC 3 para método de AFD

Carga	**[R = 27,851 Ω | L = 0,642 H | C = 4:23 µF] (AFD)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 53, o uso desta técnica com fator de corte negativo diminuiu o valor médio da tensão entre 1,30 V (0,010 p.u.) e 4,00 V (0,032 p.u.), a depender do ensaio, em relação à técnica passiva, exceto para o último ensaio, que aumentou o valor médio da tensão em 0,46 V (0,003 p.u.), e o valor médio da frequência permaneceu abaixo de 58,5 Hz, o que acionou o relé de subfrequência, exceto para o último ensaio, que atingiu uma frequência média de 86,27 Hz, o que acionou o relé de sobrefrequência. Quanto ao relé de PJD, só passou a detectar a ilha a partir do Ensaio 3. Assim, houve a supressão da ZND do relé de SSF, uma redução significativa da ZND do relé de PJD, entretanto, não houve mudança na ZND do relé de SST, uma vez que a tensão não é um parâmetro diretamente perturbado pela técnica de AFD. É importante notar que a técnica de AFD no modelo de carga RC, tendo os mesmos valores de resistência e capacitância, impactou mais o sistema ilhado, uma vez que houve uma variação maior tanto de tensão quanto de frequência e fase. Isso se deve à presença da indutância nesse modelo de carga RLC, que atenua os impactos da geração da potência reativa da CGD e causa um aumento da frequência durante o ilhamento, ao contrário da técnica de AFD que reduz a frequência. Assim, o método de AFD foi capaz de acionar a proteção AI em 39 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SST acionou 1 vez, o relé de SSF acionou 20 vezes e o relé de PJD acionou 18 vezes, conforme Tabela 27), ou seja, 15 ensaios a mais que os métodos passivos.

A Tabela 28 indica o acionamento dos relés de SST, SSF e PJD para método AI ativo de SFS em uma carga RLC, conforme os valores de carga já definidos.

Tabela 28 - Resultados dos ensaios de carga RLC 3 para método de SFS

Carga	**[R = 27,851 Ω | L = 0,642 H | C = 4:23 μF] (SFS)**																			
Ensaio	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
SST																				
SSF																				
PJD																				
Sistema																				

Fonte: (Autoria própria, 2020).

Conforme Figura 53, o uso desta técnica com fator de corte inicial negativo diminuiu o valor médio da tensão entre 3,49 V (0,028 p.u.) e 12,97 V (0,102 p.u.), a depender do ensaio, em relação à técnica passiva, exceto para o último ensaio, que aumentou o valor médio da tensão em 2,20 V (0,017 p.u.), e o valor médio da frequência permaneceu abaixo de 57,59 Hz, o que acionou o relé de subfrequência, exceto para o último ensaio, que atingiu uma frequência média de 86,25 Hz, o que acionou o relé de sobrefrequência. Estas reduções foram suficientes para suprimir toda a ZND dos relés de SSF e PJD, apesar de a ZND do relé de SST não apresentar diferenças em relação aos métodos passivos e à técnica de AFD. É importante notar que a técnica de SFS no modelo de carga RC, tendo os mesmos valores de resistência e capacitância, impactou mais o sistema ilhado, uma vez que houve uma variação maior tanto de tensão quanto de frequência e fase e, inclusive, houve uma redução da ZND do relé de SST, que não ocorreu para essa configuração de carga RLC. Isso se deve à presença da indutância nesse modelo de carga RLC, que atenua os impactos da geração da potência reativa da CGD. Assim, o método de SFS foi capaz de acionar a proteção AI em 41 das 60 simulações, correspondentes à soma dos 20 ensaios de cada relé (onde o relé de SST acionou 1 vez, o relé de SSF acionou 20 vezes e o relé de PJD acionou 20 vezes, conforme Tabela 28), ou seja, 17 ensaios a mais que os métodos passivos e 2 ensaios a mais que o método de AFD.

Quanto ao mapa da ZND, nota-se na Figura 54 (que corresponde apenas ao relé de PJD e sua respectiva ZND, tanto para o método passivo quanto para os métodos ativos de AFD e SFS) que a ZND deduzida por meio da Equação 18 não corresponde exatamente à realidade, entretanto, é uma aproximação, uma vez que diversos fatores podem influenciá-la, como, por exemplo, o FP já mencionado anteriormente. Observa-se que tanto para o método passivo (à esquerda) quanto para o método ativo de AFD (no meio), a ZND deduzida encontra-se próxima da ZND desta carga, bem como os ensaios para o método ativo de SFS (à direita) acionaram o relé de PJD e encontram-se fora da ZND. Isso ocorreu devido à escolha dos valores da carga,

que são menos extremos que das cargas RLC 1 e 2, estando mais próximos dos valores nominais gerados pela CGD. Observa-se que o deslocamento vertical do desbalanço de potência dos métodos ativos afasta a localização do desbalanço de potência dos ensaios em relação à ZND, o que facilita a detecção da ilha.

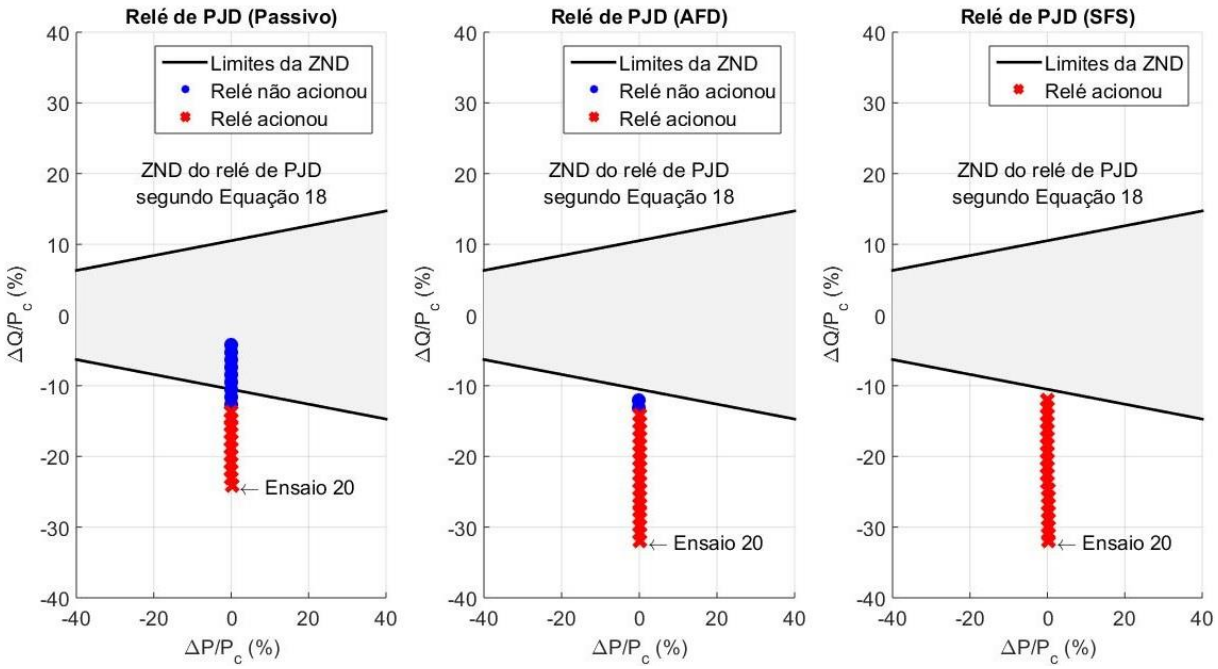

Figura 54 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RLC 3
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Na Figura 55, utilizou-se o mapa de $Q_f \; x \; f_0$ para técnica passiva de PJD, e nota-se que os ensaios apresentaram uma ZND distinta da calculada, ou seja, como ocorreu nos outros ensaios, a ZND deduzida pela Equação 21 não corresponde exatamente à ZND dos ensaios, sendo que percebe-se onde se encontra o joelho da curva da ZND por meio dos ensaios que não dispararam o relé.

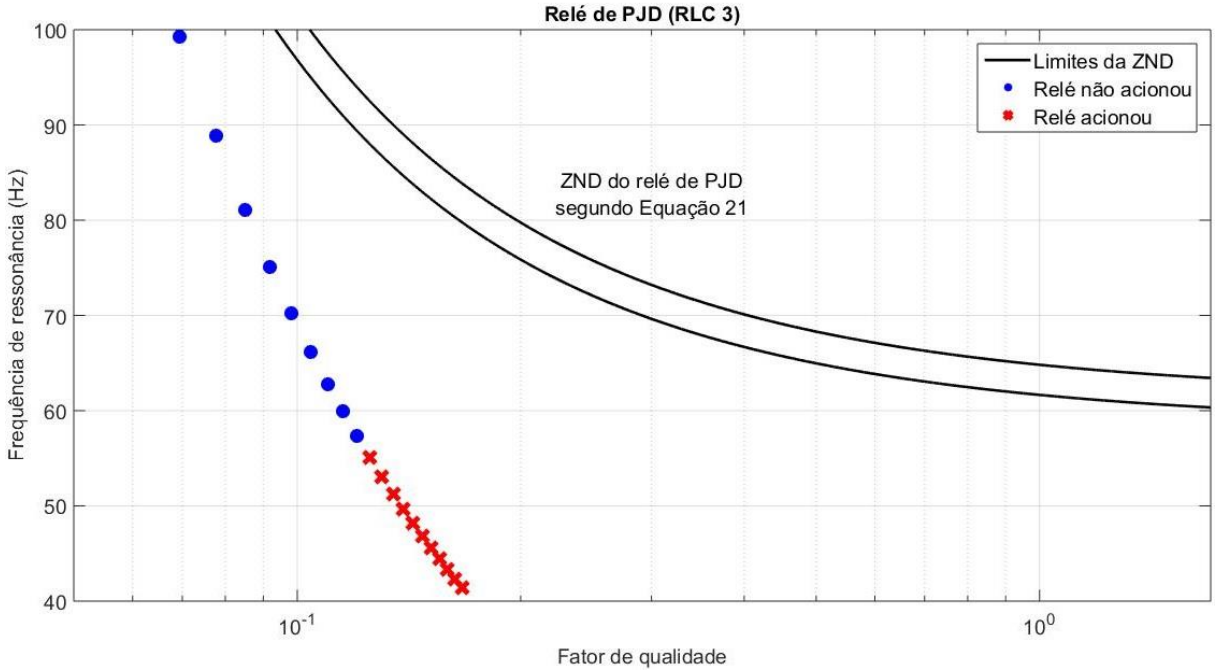

Figura 55 - ZND do relé de PJD para ensaios de carga RLC 3
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Na Figura 56, utilizou-se o mapa de $Q_f \; x \; f_0$ para técnica ativa de AFD/SFS, e nota-se que todos os ensaios, exceto um, se mantiveram fora da ZND. Entretanto, como ocorreu com outras cargas, a geometria da ZND deduzida corresponde apenas a uma aproximação.

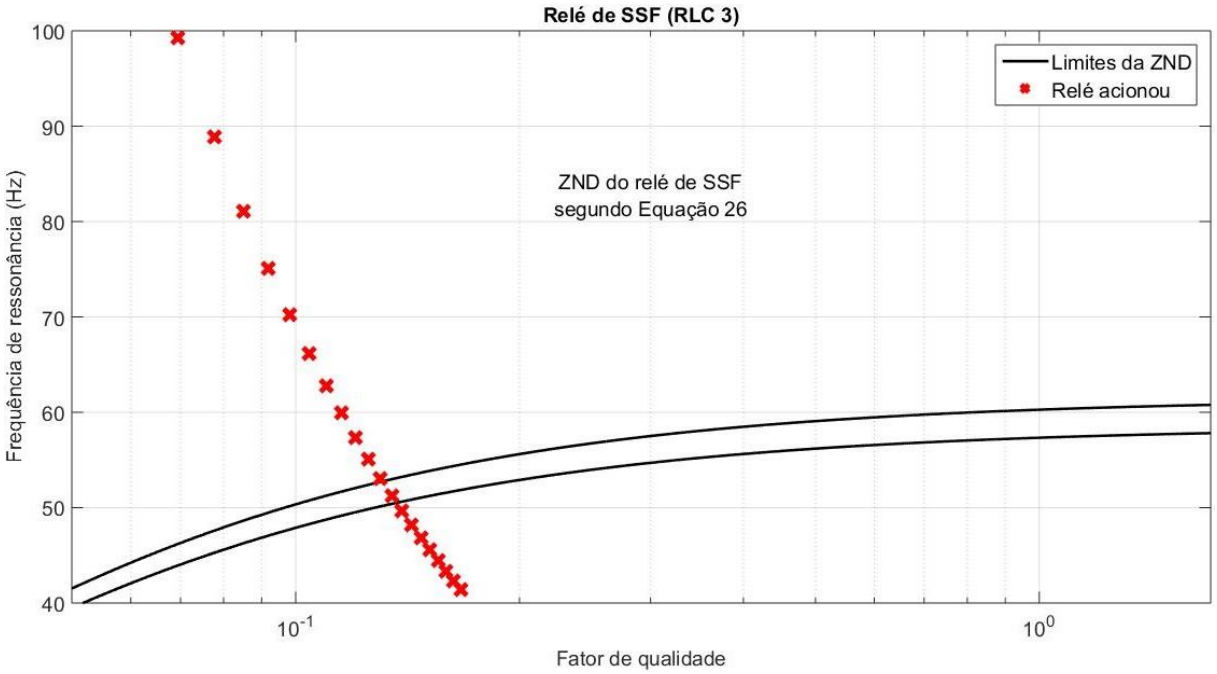

Figura 56 - ZND dos métodos de AFD ou SFS para ensaios de carga RCL 3
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto ao tempo de detecção da ilha, a metodologia das comparações entre técnicas se deu da mesma maneira que para a carga R. Na Figura 57, nota-se que as técnicas ativas se demonstraram superiores às técnicas passivas em relação ao tempo de detecção da ilha, uma vez que em quase todos os ensaios comparados houve redução do tempo de disparo entre as técnicas ativas em relação às passivas, onde 66,7 % de todos os ensaios da figura tiveram seu tempo de detecção reduzido tanto pela técnica de AFD quanto pela técnica de SFS, sendo que o restante dos ensaios da figura, 33,3 %, tiveram o mesmo tempo de detecção da ilha que os métodos passivos.

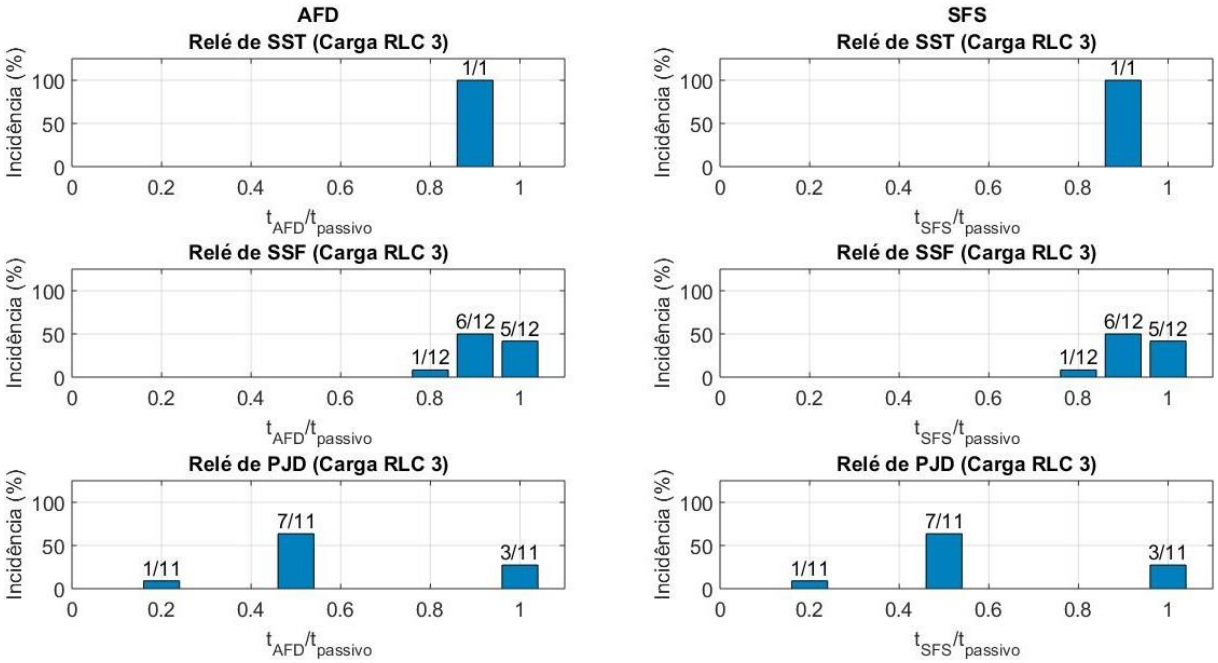

Figura 57 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 3 (Métodos ativos/passivos)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Quanto à comparação do tempo de detecção da ilha entre técnicas ativas, a metodologia das comparações entre técnicas se deu da mesma maneira que para a carga R. Na Figura 58, nota-se que, na maior parte das simulações (33 ensaios, ou seja, 84,6 % dos ensaios da figura) o tempo de detecção da ilha foi o mesmo para ambas as técnicas ativas, e a técnica de AFD teve tantos ensaios em que foi mais rápida (3 ensaios, ou seja, 7,7 % dos ensaios da figura) quanto a técnica de SFS.

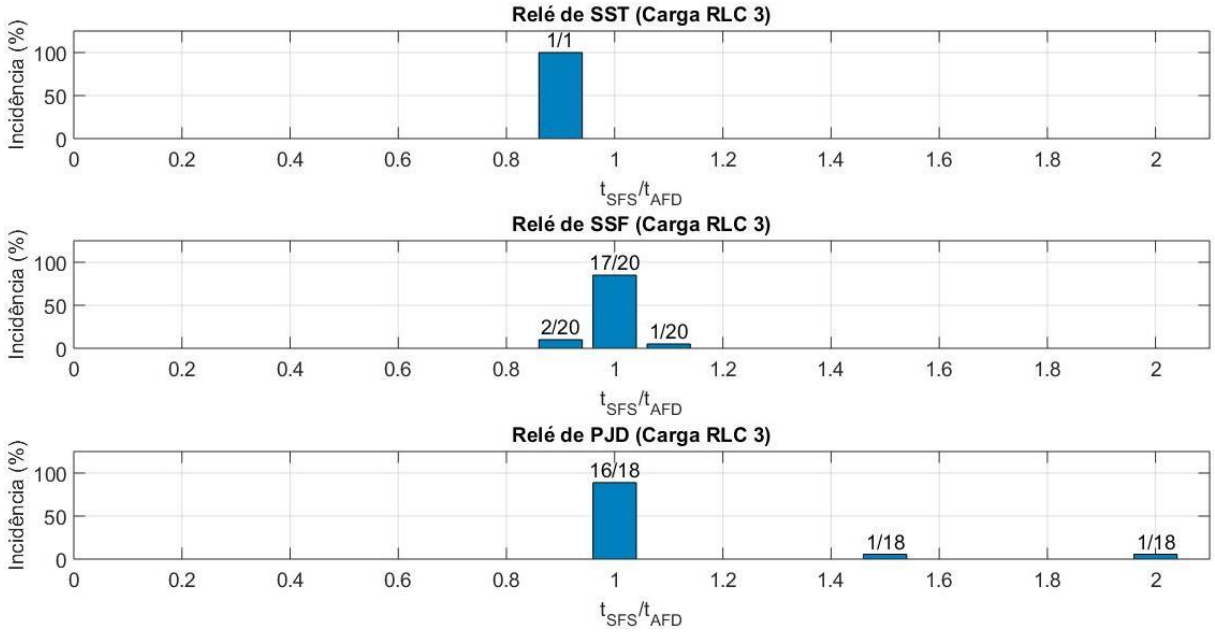

Figura 58 - Tempo de detecção da ilha para carga RLC 3 (SFS/AFD)
Fonte: (Autoria própria, 2020)

Com essas informações, quanto aos ensaios com cargas RLC 3, observa-se que:

- O deslocamento do desbalanço de potência reativa ($\Delta Q/P_c$) causado pelos métodos ativos afasta a localização dos ensaios da ZND no mapa de desbalanço de potência, o que propicia a detecção da ilha.

4.8 RECAPITULAÇÃO

Por fim, a Tabela 29 resume os resultados dos ensaios para todas as configurações de carga, quanto à capacidade de detecção de cada técnica AI em relação aos relés de proteção utilizados, onde os números ali apresentados correspondem à quantidade de ensaios onde a técnica AI foi capaz de detectar a ilha por meio do relé correspondente à linha da tabela, sendo que, quanto mais ensaios cuja proteção foi acionada, menor a ZND de cada técnica. Também a tabela resume o tempo médio de detecção de cada técnica em relação aos relés de proteção utilizados, sendo que os valores registrados correspondem apenas à média do tempo de detecção dos ensaios coincidentes entre as três técnicas AI, ou seja, corresponde apenas aos ensaios cuja ilha fora identificada na simulação das três técnicas, a fim de que o tempo de detecção de uma técnica possa ser comparado com o tempo de detecção das outras para circunstâncias idênticas. Salienta-se que, para a configuração de carga RL, não houve ensaios que acionaram a proteção em todas as técnicas AI e, portanto, não há tempo médio de detecção. Os resultados com melhor

desempenho estão em negrito e em verde, enquanto os resultados com o pior desempenho estão em negrito e em vermelho. Também, resultados idênticos estão em negrito e em preto.

Tabela 29 - Tabela-resumo dos resultados das simulações

Tipo de carga	Relé de proteção	Número de ensaios onde a ilha foi detectada (total de 20)			Tempo médio (s) de detecção da ilha (ensaios coincidentes)		
		Passivo	AFD	SFS	Passivo	AFD	SFS
R	SST	3	2	3	0,233	0,133	0,133
	SSF	15	20	20	0,189	0,123	0,125
	PJD	6	20	20	0,033	0,019	0,019
RL	SST	0	0	0	-	-	-
	SSF	1	13	17	-	-	-
	PJD	1	9	16	-	-	-
RC	SST	1	1	10	0,933	0,800	0,133
	SSF	20	20	20	0,119	0,117	0,117
	PJD	20	20	20	0,011	0,009	0,009
RLC 1	SST	20	20	20	0,298	0,301	0,534
	SSF	20	20	20	0,147	0,156	0,151
	PJD	20	20	20	0,024	0,033	0,033
RLC 2	SST	20	20	20	0,143	0,137	0,216
	SSF	20	20	20	0,204	0,202	0,219
	PJD	20	20	20	0,040	0,009	0,010
RLC 3	SST	1	1	1	1,000	0,933	0,850
	SSF	12	20	20	0,125	0,117	0,117
	PJD	11	18	20	0,017	0,009	0,009

Fonte: (Autoria própria, 2020).

5 CONCLUSÃO

Estre trabalho apresentou algumas técnicas para detecção de ilhamento, sendo três delas passivas (sub/sobretensão, sub/sobrefrequência e detecção por salto de fase) e duas delas ativas (desvio ativo de frequência e desvio ativo de frequência com *feedback* positivo) e mapeou as ZND de acordo com determinados parâmetros (desbalanço de potência, $L\ x\ C_{norm}$ e $Q_f\ x\ f_0$), sendo que essas ZND diferenciam-se conforme a carga suprida pelo sistema fotovoltaico, onde, neste trabalho foram simuladas seis configurações de carga distintas (R, RL, RC, RLC 1, RLC 2 e RLC 3), a fim de que a supressão das ZND mapeadas possam ser observadas de acordo com a capacidade de detecção de cada técnica AI aplicada, bem como o tempo de detecção da ilha de cada técnica possa ser comparado.

Quanto aos métodos utilizados, as técnicas ativas são responsáveis por injetar perturbações na rede elétrica e por isso degradam a qualidade da energia. Isso foi confirmado nos ensaios para THD, desvio de tensão e de frequência, onde a técnica de SFS foi mais agressiva que a técnica de AFD. Em compensação, esses distúrbios injetados na rede são responsáveis por facilitar a detecção da ilha e reduzir a ZND. Entretanto, é importante salientar que a ZND não depende apenas da técnica ativa, mas de inúmeros parâmetros tais como diferentes controles da CGD (ZHIHONG et al., 2004, 1173), o tipo de carga (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 80), o tempo de atuação do relé de proteção (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 142), o FP. De fato, foi verificado cada uma dessas particularidades que deformam a ZND por meio das simulações de carga. Assim, concluiu-se que, apesar de existirem equações que estipulam a área da ZND, estas áreas correspondem apenas a aproximações para o ensaio da carga, devendo o inversor ser ensaiado considerando tais particularidades e buscando mapear a ZND, se possível, através dos resultados coletados em simulações.

A partir dos resultados apresentados por meio de simulações, foi possível constatar que a técnica ativa de AFD é inferior à técnica ativa de SFS, quanto a sua capacidade de reduzir a ZND. A técnica de SFS foi capaz de acionar cada um dos relés separadamente mais vezes que a técnica de AFD, sendo que com o uso daquela técnica, o relé de SST foi acionado 54 vezes, enquanto a técnica de AFD foi capaz de acionar este mesmo relé 44 vezes; o relé de SSF foi acionado 117 vezes, enquanto que para a técnica de AFD, este relé foi acionado 113 vezes; e o relé de PJD foi acionado 116 vezes, enquanto que para a técnica de AFD, este relé foi acionado 107 vezes (estes resultados correspondem à soma de todos os ensaios para todas as cargas ensaiadas, de acordo com cada relé de proteção). Além disso, a técnica de AFD foi capaz de acionar 2 dos 3 relés (SST, SSF e PJD) mais vezes que as técnicas passivas, onde, o relé de SSF

foi acionado 88 vezes e o relé de PJD foi acionado 78 vezes, para técnicas passivas. Quanto ao relé de SST, foi acionado 1 vez a mais sem o uso da técnica de AFD, ou seja, apenas com a técnica passiva, ou seja, 45 vezes. A maior capacidade de acionar os relés de proteção AI se deve às perturbações inseridas pelo fator de corte tanto na técnica de AFD quanto na técnica de SFS, onde, o método de SFS é superior porque possui um ganho de realimentação positiva (k_{SFS}) que é capaz de provocar perturbações variáveis que causam distúrbios maiores que a perturbação fixa do método de AFD.

De fato, essa maior capacidade de perturbação pode ser percebida na diferença entre as tensões e frequências médias de um método para outro. Em relação à tensão das técnicas passivas, para as cargas R, RL, RC e RLC 3, a técnica de AFD foi responsável por reduzir a magnitude da tensão em 2,66 V (0,021 p.u.) em média, enquanto a técnica de SFS foi responsável por reduzir a magnitude da tensão em 9,05 V (0,071 p.u.) em média, ou seja, 6,39 V (0,050 p.u.) a mais que a técnica de AFD. Quanto à carga RLC 1, houve um aumento da tensão média em relação às técnicas passivas, onde a técnica de AFD foi responsável por aumentar a magnitude da tensão em 0,55 V (0,004 p.u.) em média, enquanto a técnica de SFS foi responsável por aumentar a magnitude da tensão em 22,93 V (0,181 p.u.) em média, ou seja, 22,37 V (0,176 p.u.) a mais que a técnica de AFD. Quanto à carga RLC 2, a técnica de AFD foi responsável por reduzir a magnitude da tensão em relação às técnicas passivas em 2,39 V (0,019 p.u.) em média, mas a técnica de SFS foi responsável por aumentar a tensão em 9,00 V (0,071 p.u.) em média. Essa inconformidade nas cargas RLC 1 e RLC 2 foi um problema devido à configuração da carga.

Em relação à frequência, que é o parâmetro que as técnicas ativas visam perturbar e que, por isso, através deste parâmetro, foi possível detectar a ilha em mais ensaios do que por meio dos outros relés, para as cargas R, RL, RC e RLC 3, a técnica de AFD foi responsável por reduzir a frequência em 0,82 Hz em média, em relação às técnicas passivas, enquanto a técnica de SFS foi responsável por reduzir a frequência em 2,24 Hz em média, em relação às técnicas passivas, ou seja, 1,42 Hz a mais que a técnica de AFD, sendo que a variação de frequência escolhida para o fator de corte a ser utilizado na simulação foi de $\delta f = -1{,}5\,Hz$. Quanto às cargas RLC 2 e RLC 3, a técnica de AFD foi responsável por reduzir a frequência em 0,37 Hz em média, enquanto a técnica de SFS foi responsável por reduzir a frequência em 8,16 Hz em média, ou seja, 7,79 Hz a mais que a técnica de AFD. Essa menor redução da frequência média do método de AFD para cargas RLC 2 e RLC 3, 0,37 Hz, em relação às demais cargas, 0,82 Hz, e o grande esforço realizado pelo k_{SFS}, que provocou uma redução de 7,79 Hz, decorre da configuração da carga e do valor escolhido de fator de corte negativo, que, caso a carga

provoque sobrefrequência no sistema ilhado, este fator de corte negativo poderá causar no sistema um maior esforço para detectar a ilha, uma vez que a perturbação tende a provocar subfrequência, o que pode resultar em um maior tempo para detecção do ilhamento.

Quanto ao tempo de detecção da ilha, a técnica de AFD demonstrou-se superior à técnica de SFS para os relés de SSF e PJD, enquanto o relé de SST foi acionado, em média, mais rapidamente devido às perturbações causados pela técnica de SFS. Como explicado, o k_{SFS} pode prolongar o tempo de detecção da ilha, com variações que atrapalham os parâmetros a saírem dos valores estabelecidos por norma, apesar de, após isso, esse mesmo ganho ser responsável por perturbar mais a frequência que o método de AFD, e portanto, ser capaz de reduzir mais a ZND do que o método de AFD.

Em suma, a técnica de SFS foi capaz de reduzir a ZND de forma mais expressiva que a técnica de AFD, uma vez que suprimiu a ZND do sistema fotovoltaico de todas as configurações de carga, considerando a atuação conjunta dos relés, exceto para os ensaios de 1 a 3 da carga RL, enquanto a técnica de AFD foi capaz de suprimir a ZND em todas as configurações de carga, exceto para os ensaios de 1 a 7 da carga RL, ou seja, a ZND com o uso da técnica de SFS foi menor por 4 ensaios. Quanto às técnicas passivas, estas não suprimiram a ZND da carga RL, entre os ensaios 2 e 20, e da carga RLC 3, entre os ensaios 1 e 8, e, como esperado, elas possuem uma capacidade menor de detectar ilhas do que as técnicas ativas.

Como verificado nas simulações, uma importante informação a ser considerada são os parâmetros de fator de corte e do ganho da realimentação positiva que dependem, muitas vezes, das características da carga na ilha, da qualidade da energia elétrica fornecida pela concessionária e da qualidade da energia elétrica injetada na rede pelo sistema fotovoltaico. Assim, um dos maiores desafios para a melhoria das técnicas de detecção de ilhamento quanto às dimensões da ZND é estabelecer formas de configurar devidamente as técnicas ativas AI de modo que consigam operar otimamente para condições específicas de carga, de tensão e de frequência. Algumas soluções simples são apresentadas pela literatura, como por exemplo, o uso de fatores de corte positivo e negativo simultaneamente para a técnica de AFD no mesmo inversor, a fim de evitar que os distúrbios atrapalhem a detecção do ilhamento para algumas configurações de carga (BYUNGGYU, 2017, p. 4), ou desenvolver técnicas de PLL melhores a fim de permitir que maiores ganhos de realimentação positiva da técnica de SFS sejam utilizados sem ultrapassar a THD estabelecida por norma (BYEONG-HEON; SEUNG-KI, 2016, p. 1). Além disso, outros autores visam a análise espectral e o uso de transformadas, como por exemplo, a transformada *wavelet* em Cesar (2018, p. 90), a transformada S (RAY; KISHOR; MOHANTY, 2012, p. 1082), cujos autores obtiveram melhores resultados que com

a transformada *wavelet*, e algoritmo de Goertzel em Jae-Hyung et al. (2011, p. 1049), onde os autores o utilizaram a fim de analisar harmônicas da tensão no PCC. Outros trabalhos mesclam técnicas de inteligência artificial (IA), como (SHAYEGHI; SOBHANI, 2013, p. 617) que apresenta um algoritmo combinado de transformada discreta *wavelet* e sistema *neuro fuzzy* de aprendizagem adaptável (ANFIS), o que reduziu praticamente a ZND para zero. (GUPTA; GARG, 2018, p. 2286) também se utilizou de transformada *wavelet* e alcançou ótimos tempos de detecção, inferiores a 5 ms, até em situações com contribuição mínima de potência.

Muitos autores têm convergido para estudos baseados em IA, o que aumenta o esforço computacional das técnicas, mas pode reduzir a poluição da energia elétrica injetada causada pelos métodos ativos. (QIUSHI; EL-ARROUDI; JOÓS, 2016) estudam o uso de implementação de árvores de decisão para melhorar a detecção de ilhamento; (HATATA; ABD-RADOH; SEDHOM, 2017, p. 1) estudam a implementação da técnica baseada em sistema imune artificial (AIS) para otimizar os parâmetros cf_0 e k_{SFS} da técnica de SFS a fim de reduzir ZND e THD e realizar respostas mais rápidas; (MOTTER; VIEIRA, 2018, p. 8) propõem o uso de mapas de ajuste conectados no PCC para configurar o disparo de relés de técnicas passivas de detecção AI; (BIAZ et al., [2018?], p. 2) listam redes neurais artificiais (RNA), máquinas de vetor-suporte (SMV) e árvores de decisão como técnicas de *machine learning* que se destacam por serem capazes de reconhecer padrões e propõem uma técnica de aprendizagem supervisionada utilizando RNA para detectar ilhamento onde métodos locais falham, melhorar o desempenho da detecção e consequentemente reduzir a ZND de métodos passivos. Além disso, (BIAZ et al., [2018?], p. 4) citam outros trabalhos que também fazem uso de inteligência artificial para aprimoramento de técnicas, como um trabalho que se utiliza de RNA combinada com transformada *wavelet* discreta, usando sinais transitórios de corrente do terminal da CGD; um trabalho que estuda mapa auto-organizado (SOM) utilizando a entrada do controlador automático de frequência de carga (ALFC) para treinar a RNA em distinguir uma ilha; um trabalho que utiliza transformada de Fourier para obtenção de harmônicas e seu uso em RNA; um trabalho que conclui que técnicas que utilizam sistema de inferência neuro *fuzzy* e controle *fuzzy* com árvore de decisão alcançaram melhores desempenhos na identificação da ilha. Outros trabalhos aprimoram os relés, como (BIAZ et al., 2018, p. 121) que cita um relé digital baseado em RNA e sugere um modelo baseado em agrupamento de dados (BIAZ et al., 2018, p. 123). Lista-se também (GOMES, 2016, p. 53) que propõe uma técnica passiva de proteção AI inteligente utilizando-se de método de mineração de dados dos repositórios de código de mineração de dados (DAMICORE), com os resultados apresentados agrupados em árvores filogenéticas (GOMES, 2016, p. 67), e (LUNARDI, 2016, p. 54) que

apresenta um trabalho com sistema de proteção munido de RNA, o que aumentou o número de detecções corretas, reduziu o número de falsas operações e o tempo de detecção (LUNARDI, 2016, p. 82).

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho objetivou analisar a capacidade de detecção de técnicas AI passivas e ativas quanto à ZND. Entretanto, ao longo de seu desenvolvimento, desafios que ultrapassavam o escopo deste TCC surgiram, cuja solução exige a constituição de estudos completos e independentes deste. Assim, o seguinte tópico lista, não exaustivamente, algumas sugestões de trabalhos que podem ser desenvolvidos:

- O estudo dos efeitos da presença de sistemas fotovoltaicos paralelos na ZND: (SILVA, 2016, p. 65) simulou doze inversores paralelos com métodos de SFS e de tensão com *feedback* positivo (VPF), e constatou-se que o tempo de acionamento da proteção não é proporcional ao número de inversores e que os métodos interferem entre si;
- Estudos visando o aprimoramento do algoritmo de PLL, a fim de melhorar as condições de operação da técnica de SFS;
- Estudos da ZND de técnicas ativas e passivas para outras modelagens de cargas, como os modelos de cargas dinâmicas propostos em (CARVALHO, 2014, p. 28);
- Estudos da ZND de técnicas ativas e passivas para modelagens mais complexas de relés, como os modelos de relés em forma analítica em (VIEIRA JÚNIOR, 2006, p. 93);
- Mapeamento da ZND por meio dos dados coletados através das simulações, como realizado em (DELVECCHI, 2011);
- Estudos de técnica AI com o emprego de inteligência artificial.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. Norma técnica nº 10899, de 4 de dezembro de 2013. Esta Norma especifica os termos técnico s relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica. **Energia solar fotovoltaica**: Terminologia, Rio de Janeiro, 2013.

ALMEIDA NETO, José Cesar de Souza. **Avaliação de conformidade de inversores para micro e mini geração fotovoltaica**: A implementação da NBR 16150 e NBR IEC 62116. Orientador: Dr. Roberto Zilles. 2017. 160 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

ANEEL. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. [s.l.], 2012.

ALCANTARA, Eliza. **Estudo de viabilidade técnica e econômico-financeira para a implementação de sistema fotovoltaico em condomínio residencial com conexão à rede de distribuição de energia elétrica**. Orientador: Walter Issamu Suemitsu. 2017. 70 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

BIAZ, Bruno Martins de *et al*. Islanding detection in distributed generation using supervised learning techniques. **IEEE**, [s.l.], p. 1-6, [2018?].

BIAZ, Bruno Martins de *et al*. Islanding detection in distributed generation using unsupervised learning techniques. **IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS**, [s.l.], v. 16, n. 1, p. 118-125, 2018.

BRITO, Moacyr A. G. de *et al*. Estratégias de anti-ilhamento aplicadas a sistemas de geração distribuída fotovoltaica. **Eletrônica de Potência**, Joinville, v. 23, n. 2, p. 226-234, 2018.

BYEONG-HEON, Kim; SEUNG-KI, Sul. Stability oriented design of frequency drift anti-islanding and phase-locked loop under weak grid. **IEEE**, [s.l.], p. 1-15, 2016.

BYUNGGYU, Yu. Anti-islanding performance analysis of multiple PV micro-inverter operations. **IETE Journal of Research**, [s.l.], p. 1-12, 2017.

CARVALHO, Marcelo Moreira de. **Análise da influência de diferentes tipos de cargas no desempenho da proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos**. Orientador: José Carlos de Melo Vieira Júnior. 2014. 118 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

CARVALHO, Marina Silva Camillo de. **Análise de técnicas de detecção de ilhamento ativas em sistemas de geração distribuída baseados em inversores fonte de tensão**. Orientador: Dr. Ricardo Quadros Machado. 2017. 142 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

CESAR, Thaissa de Melo. **Uso da transformada wavelet para análise dinâmica de um sistema fotovoltaico conectado à rede e sua interação com a rede elétrica**. Orientador: Dr. Bernardo Pinheiro de Alvarenga. 2018. 95 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2018.

CHAVES, Eric Nery. **Otimização meta heurística e controle baseado no modelo interno aplicados em sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede elétrica monofásica**. Orientador: Dr. Ernane Antônio Alves Coelho. 2016. 222 f. Tese (Doutorado em Ciências) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.

CORMEN, Thomas H. *et al*. **Algoritmos**: Teoria e Prática. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. 916 p.

DELVECCHI, Esloany Daisy Carniatto. **Análise de novos sinais para a detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. Orientador: Dr. Walmir de Freitas Filho, Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior. 2011. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

GOMES, Eduardo Augusto Pereira. **Detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos por correlações da mineração complexa de dados**. Orientador: Denys Vinicius Coury. 2016. 103 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

GONÇALVES, Amilcar Flamarion Querubini. **Sistema de geração distribuída controlado em tensão e potência e utilizado de forma isolada ou conectada à rede de distribuição**. Orientador: Ricardo Quadros Machado. 2015. 148 f. Tese (Doutorado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.

GUPTA, Nikita; GARG, Rachana. Algorithm for islanding detection in photovoltaic generator network connected to low-voltage grid. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [s.l.], v. 12, p. 2280-2287, 2018.

HANJU, Cha; TRUNG-KIEN, Vu; JAE-EON, Kim. Design and control of proportional-resonant controller based photovoltaic power conditioning system. **IEEE**, [s.l.], p. 2198-2205, 2009.

HATATA, A. Y.; ABD-RADOH, El-H.; SEDHOM, Bishoy E. Proposed Sandia frequency shift for anti-islanding detection method based on artificial immune system. **Alexandria Enginnering Journal**, [s.l.], p. 1-11, 2017.

JAE-HYUNG, Kim *et al*. An islanding detection method for a grid-connected system based on the Goertzel algorithm. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS**, [s.l.], v. 26, n. 4, p. 1049-1055, 2011.

KNABBEN, Gustavo Carlos. **Microinversor fotovoltaico não isolado de dois estágios**. Orientador: Dr. Denizar Cruz Martins. 2017. 252 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

LUNARDI, Thiago Reginato. **Detecção de ilhamento em sistemas de distribuição com múltiplos geradores distribuídos utilizando redes neurais artificiais**. Orientador: José

Carlos de Melo Vieira Júnior. 2016. 95 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

MANGO, Francesco de *et al*. Overview of anti-islanding algorithms for PV systems: Part I: passive methods. **IEEE**, [s.l.], p. 1878-1883, 2006.

MANGO, Francesco de; LISERRE, Marco; AQUILA, Antonio Dell'. Overview of anti-islading algorithms for PV systems: Part II: active methods. **IEEE**, [s.l.], p. 1884-1889, 2006.

MICHELS, Adalberto Sato; OSAWA, Rafael Arimura; SANTOS, Telma Aparecida Meneghette dos. **Avaliação de um inversor fotovoltaico conectado à rede elétrica**. Orientador: Dr. Roger Gules. 2015. 83 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. 2018. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**: Módulo 1 – Introdução, [s.l.], 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. 2018. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**: Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica, [s.l.], 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. 2019. **Informações gerenciais**, [s.l.], 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. PRODIST. In: **PRODIST**. Brasília: SRD, 2020. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/prodist. Acesso em: 3 jun. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). Empresa de Pesquisa Energética. 2018. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**, Rio de Janeiro, 2018.

MOTTER, Daniel; VIEIRA, José C. M. The setting map methodology for adjusting the DG anti-islanding protection considering multiple events. **IEEE**, [s.l.], p. 1-10, 2018.

NISE, Norman S. **Engenharia de sistemas de controle**. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

OLIVEIRA, Ramon Reis Siqueira de. **Detecção de ilhamento em redes com geração distribuída por injeção de pequenos sinais na rede elétrica**. Orientador: Dr. Carlos Augusto Duque. 2017. 88 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2017.

PEREIRA, Mariana Binda. **Estudo e simulação de técnicas anti-ilhamento na conexão à rede de pequenas fontes alternativas**. Orientador: Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti. 2007. 50 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2007.

QIUSHI, Cui; EL-ARROUDI, Khalil; JOÓS, Géza. Islanding detection of hybrid distributed generation under reduced non-detection zone. **IEEE**, [s.l.], p. 1-11, 2016.

RAY, Prakash K.; KISHOR, Nand; MOHANTY, Soumya R. Islanding and power quality disturbance detection in grid-connected hybrid power system using Wavelet and S-Transform. **IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID**, [s.l.], v. 3, n. 3, p. 1082-1094, 2012.

REIS, Marcos V. G. *et al*. Active frequency drift with positive feedback anti-islanding method for a single phase two-stage grid-tied photovoltaic system. **IEEE**, [s.l.], p. 1-7, 2015a.

REIS, Marcos V. G. *et al*. Evaluation of active frequency drift anti-islanding methods with a single-phase grid-tie photovoltaic inverter. **IEEE**, [s.l.], p. 1-7, 2015b.

REIS, Marcos Vinicius Gomes dos. **Estudo e implementação de estratégias de detecção de ilhamento em inversores para sistemas fotovoltaicos de geração distribuída**. Orientador: Dr. Marcelo Gradella Villalva. 2016. 112 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, 2016.

SEVERO, Leonardo. **Estudo e implementação de métodos de proteção de anti-ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos**. Orientador: Dr. Denizar Cruz Martins. 2011. 291 f. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

SHAYEGHI, H.; SOBHANI, B. Zero NDZ assessment for anti-islanding protection using wavelet analysis and neuro-fuzzy system in inverter based distributed generation. **Energy Conversion and Management**, [s.l.], p. 616-625, 2013.

SILVA, Humberto Trindade da. **Estudo sobre a interação de métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores**. Orientador: Dr. Wilson Komatsu. 2016. 132 f. Dissertação (Mestre em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

VIEIRA JÚNIOR, José Carlos de Melo. **Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. Orientador: Dr. André Luiz Morelato França. 2006. 197 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

VILLALVA, Marcelo Gradella *et al*. Modeling and control of a three-phase isolated grid-connected converter for photovoltaic applications. **Revista Controle & Automação**, [s.l.], v. 22, n. 3, p. 215-228, 2011.

ZHIHONG, Ye *et al*. Evaluation of anti-islanding schemes based on nondetection zone concept. **IEEE transactions on power electronics**, [s.l], v. 19, n. 5, p. 1171-1176, 2004.

APÊNDICE A – Algoritmo da técnica de PJD

Seu código fonte está descrito abaixo, onde x1 e x2 são entradas e y1 é saída e tem por objetivo simular a técnica de PJD.

```
static float un_1, un, z, Fn_1, Fn, Theta = 0;

un_1 = un;
un = x1;
z = un_1 + un;

if(z == 0)
{
        Fn_1 = Fn;
        Fn = x2;
        Theta = Fn - Fn_1;

        if(Theta < -270)
        {
            Theta = 360 + Fn - Fn_1;
        }
        if(Theta > 270)
        {
            Theta = Fn - 360 - Fn_1;
        }
}

y1 = Theta;
```

APÊNDICE B – Algoritmo de contagem de ciclos

Seu código fonte está descrito abaixo, onde x1 é entrada e y1 é saída e tem por objetivo contar os ciclos da tensão da rede elétrica na frequência fundamental.

```
static float trip;
static float cont = 0;

trip = x1;

if(trip==1)
{
        cont++;
}
else
{
        cont = 0;
}
if(cont<1000)
{
        y1 = 0;
}
else
{
        y1 = 1;
}
```

APÊNDICE C – Algoritmo de estabilização de parâmetros

Tal estabilizador fundamenta-se para que não haja falsa operação no início da operação. Em um modelo real, far-se-ia necessário o uso de um algoritmo responsável por acionar um relé de conexão e pela transferência de potência suave, como descreve Gonçalves (2015).

Seu código fonte está descrito abaixo, onde x1 e x2 são entradas e y1 e y2 são saídas.

```
const float fref = 60, Vref = 127;
static float p, Vrms;
static float f, V;

p = x1;
Vrms = x2;

if(t>0.1)
{
        f = 1/p;
        V = Vrms;
}
else
{
        f = fref;
        V = Vref;
}

y1 = f;
y2 = V;
```

APÊNDICE D – Algoritmo da técnica de AFD

Utilizou-se a biblioteca *math* devido à presença de relações trigonométricas no código. Seu código fonte está descrito abaixo, onde x1, x2, x3 e x4 são entradas e y1 é saída e tem por objetivo simular a técnica de AFD.

```
#include <math.h>
static int cont = 0, b = 0;
static float Ipll, un_1, un, z, yn_1, yn, df, Ipll2, afd;

un_1 = un;
un = x2;
z = un_1 + un;

if(z != 0)
{
        yn_1 = yn;
        yn = x4;

        if((sqrt(pow(yn+yn_1,2)) < (sqrt(pow(yn,2)) + sqrt(pow(yn_1,2))))||b == 1)
        {
            afd = 0;
            b = 1;
        }
        else
        {
            df = -1.5;
            Ipll = x1;
            Ipll2 = x3;
            afd = (Ipll*cos(2*3.14159265359*df*cont/10000) +
            Ipll2*sin(2*3.14159265359*df*cont/10000));
            cont++;
        }
}
else
{
        cont = 0;
        b = 0;
        afd = 0;
        cont++;
}
y1 = afd;
```

APÊNDICE E – Algoritmo da técnica de SFS

Utilizou-se a biblioteca *math* devido à presença de relações trigonométricas no código. Seu código fonte está descrito abaixo, onde x1, x2, x3, x4 e x5 são entradas e y1 é saída e tem por objetivo simular a técnica de SFS.

```
#include <math.h>
static int cont = 0, b = 0;
const float cf0 = -0.025641;
const float k = 0.021221;
const float f = 60;
static float Ipll, un_1, un, z, yn_1, yn, fpll, cf, df, Ipll2, sfs;

un_1 = un;
un = x2;
z = un_1 + un;

if(z != 0)
{
        yn_1 = yn;
        yn = x5;

        if((sqrt(pow(yn+yn_1,2)) < (sqrt(pow(yn,2)) + sqrt(pow(yn_1,2))))||b == 1)
        {
            sfs = 0;
            b = 1;
        }
        else
        {
            fpll = x3;
            cf = cf0 + k*(fpll - f);
            df = (1/(1 - cf) - 1)*f;
            Ipll = x1;
            Ipll2 = x4;
            sfs = (Ipll*cos(2*3.14159265359*df*cont/10000) +
            Ipll2*sin(2*3.14159265359*df*cont/10000));
            cont++;
        }
}
else
{
        cont = 0;
        b = 0;
        sfs = 0;
        cont++;
}
y1 = sfs;
```

ANEXO A – Fator de Qualidade (Q_f)

O fator de qualidade expressa a razão entre a energia armazenada por elementos reativos da carga e a energia dissipada por elementos ativos desta, durante um período de oscilação (SILVA, 2016, p. 94). Seu alto valor torna difícil a detecção do ilhamento e pode ser expresso por:

$$Q_f = \frac{R}{2\pi f_0 L} = 2\pi f_0 RC$$

Assim:

$$Q_f^2 = \left(\frac{R}{2\pi f_0 L}\right)(2\pi f_0 RC) = \frac{R^2 C}{L}$$

$$Q_f = R\sqrt{\frac{C}{L}}$$

Também pode ser expresso por:

$$Q_f = \frac{\sqrt{Q_L Q_C}}{P}$$

Sendo que, caso a potência reativa do indutor se iguale à potência reativa do capacitor, o que expressa o pior cenário para detecção de ilhamento, tem-se:

$$Q_f = \frac{Q}{P}$$

O que permite a relação entre fator de qualidade e fator de potência em linhas onde não tenha capacitores de correção:

$$Q_f = \tan(\cos^{-1}(FP))$$

Sendo que para uma carga com $Q_f = 1$, seu FP corresponde a 0,707.

ANEXO B – Algoritmo do compensador PI para controle CC

O termo proporcional do compensador se dá pela multiplicação do sinal de erro por um ganho, entretanto, o controle proporcional tem menor efeito quanto mais o valor medido se aproxima da referência, assim, o termo integral é utilizado para contornar tal problema, acumulando sucessivos sinais de erro a fim de suprimir o erro residual que torna-se constante (SEVERO, 2011, p. 130). A equação da diferença é a maneira mais simples de implementar o compensador PI. Na forma de resposta infinita ao impulso (IIR) direta transposta, tal equação é dada por (VILLALVA, 2011, p. 227):

$$y_k = \frac{a_1}{b_1} e_k + \frac{a_0}{b_1} e_{k-1} - \frac{b_0}{b_1} y_{k-1}$$

No projeto do compensador, $b_0 = -1$, $b_1 = 1$, $a_1 = 0{,}1005$, $a_0 = -0{,}99a_1$, onde tais valores foram estabelecidos em Chaves (2016). Assim:

$$y_k = 0{,}1005(e_k - 0{,}99e_{k-1}) + y_{k-1}$$

Seu código fonte está descrito abaixo, onde x1 e y1 são entrada e saída, respectivamente e tem-se por objetivo manter a tensão CC estabilizada a 350 V.

```
const float vcapref = 350;
static float vcap;
static float ek, ek_1, uk, uk_1;
const float kpi = 0.1005;
const float a = 0.99;

vcap = x1;

ek_1 = ek;
uk_1 = uk;

ek = vcapref - vcap;
uk = uk_1 + kpi*(ek - a*ek_1);

y1 = -1*uk;
```

ANEXO C – Algoritmo da PLL

Utilizou-se a biblioteca *math* devido à presença de relações trigonométricas no programa. O filtro digital utilizado tem o mesmo princípio de funcionamento que o do compensador PI já explicado no Anexo B. O contador é interrompido em 167 porque o sinal foi discretizado a uma frequência de 10 kHz. Seu código fonte está descrito abaixo, onde x1 e x2 são entradas e y1 e y2 são saídas, e tem por objetivo sincronizar a tensão da rede e a corrente do inversor.

```
#include <math.h>
static int cont = 0;
static float in, PLL, Co, ek, ek_1, uk, uk_1, un, un_1, un_2, yn, yn_1, yn_2, mu_1, mu_2,
res, w = 0;
const float kpi = 0.45, a = 0.96, b0 = 0.0001551, b1 = 0.0003102, b2 = 0.0001551, a1 =
1.96446, a2 = 0.965081, conv = 0.0376235;
mu_1 = x1;
mu_2 = x2;
res = mu_1*mu_2;
un_2 = un_1;
un_1 = un;
un = res;
yn_2 = yn_1;
yn_1 = yn;
yn = b0*un + b1*un_1 + b2*un_2 + a1*yn_1 - a2*yn_2;
ek_1 = ek;
uk_1 = uk;
ek = yn;
uk = uk_1 + kpi*(ek - a*ek_1);
in = uk;
if (cont < 167)
{
        w = w + conv;
        in = in + w;
        PLL = sin(in);
        Co = cos(in);
        cont++;
}
else
{
        w = 0;
        cont = 0;
        in = in + w;
        PLL = sin(in);
        Co = cos(in);
}
y1 = PLL;
y2 = Co;
```

ANEXO D – Algoritmo do controlador P+Res do tipo II

Seu código fonte está descrito abaixo, onde x1 e x2 são entradas e y1 é saída e tem por objetivo controlar a injeção de corrente na rede elétrica.

```
static float ILine, Iref;
static float ek, ek_1, ek_2, yk, yk_1, yk_2;
const float n0 = 0.7999;
const float n1 = -1.3976;
const float n2 = 0.5987;
const float d1 = -1.9966;
const float d2 = 0.9980;

ILine = x1;
Iref = x2;

ek_2 = ek_1;
ek_1 = ek;
ek = Iref - Iline;

yk_2 = yk_1;
yk_1 = yk;
yk = n0*ek + n1*ek_1 + n2*ek_2 - d1*yk_1 - d2*yk_2;

y1 = yk;
```

ANEXO E – Dedução das equações da ZND para desbalanço de potência

Em um sistema de geração distribuída, há uma diferença entre a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico e a exigida pela carga (conforme equações 2 e 3). Uma diferença na carga pode ser descrita como: $R + \Delta R$, $L + \Delta L$ e $C + \Delta C$. A partir do ilhamento, tensão e frequência são forçadas para novos valores V' e f', uma vez que o sistema fotovoltaico passa a suprir toda a carga (ZHIHONG et al., 2004, 1172). Assim, a nova frequência ressonante da carga é descrita por:

$$f' = \frac{1}{2\pi\sqrt{(L+\Delta L)(C+\Delta C)}}$$

E sua variação em relação à frequência nominal é dada por:

$$\frac{f'-f}{f} = \frac{\frac{1}{2\pi\sqrt{(L+\Delta L)(C+\Delta C)}} - \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}}{\frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}} = \frac{\sqrt{LC}}{\sqrt{(L+\Delta L)(C+\Delta C)}} - 1$$

Devido aos limites de operação inferior e superior, impostos por legislação, a variação supracitada deve manter-se entre determinada faixa:

$$\frac{f_{min}-f}{f} \leq \frac{\sqrt{LC}}{\sqrt{(L+\Delta L)(C+\Delta C)}} - 1 \leq \frac{f_{max}-f}{f}$$

$$\frac{f_{min}}{f} \leq \frac{\sqrt{LC}}{\sqrt{(L+\Delta L)(C+\Delta C)}} \leq \frac{f_{max}}{f}$$

$$\left(\frac{f_{min}}{f}\right)^2 \leq \left(\frac{\sqrt{LC}}{\sqrt{(L+\Delta L)(C+\Delta C)}}\right)^2 \leq \left(\frac{f_{max}}{f}\right)^2$$

$$\left(\frac{f_{min}}{f}\right)^2 \leq \frac{LC}{LC + L\Delta C + \Delta L C + \Delta L \Delta C} \leq \left(\frac{f_{max}}{f}\right)^2$$

A fim de simplificar os cálculos, é possível considerar:

$$\Delta L \Delta C \approx 0 \tag{33}$$

Assim, o desenvolvimento da equação segue:

$$\left(\frac{f}{f_{min}}\right)^2 \geq \frac{LC + L\Delta C + \Delta L C}{LC} \geq \left(\frac{f}{f_{max}}\right)^2$$

$$\left(\frac{f}{f_{max}}\right)^2 \leq 1 + \frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta C}{C} \leq \left(\frac{f}{f_{min}}\right)^2$$

$$\left(\frac{f}{f_{max}}\right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta C}{C} \leq \left(\frac{f}{f_{min}}\right)^2 - 1 \tag{34}$$

É possível estabelecer uma relação com ΔL e ΔC, a partir da equação de potência reativa:

$$\Delta Q = V^2\left[\frac{1}{2\pi f(L+\Delta L)} - 2\pi f(C+\Delta C)\right] = V^2\left[\frac{1}{2\pi f L\left(\frac{L+\Delta L}{L}\right)} - 2\pi f C\left(\frac{C+\Delta C}{C}\right)\right]$$

$$\Delta Q = \frac{Q_L}{\frac{L+\Delta L}{L}} - Q_C\left(\frac{C+\Delta C}{C}\right)$$

$$Q_L = Q_C = Q_f P$$

$$\frac{\Delta Q}{P} = \frac{Q_f}{1+\frac{\Delta L}{L}} - Q_f\left(1+\frac{\Delta C}{C}\right) = Q_f\left[\frac{1-\left(1+\frac{\Delta L}{L}\right)\left(1+\frac{\Delta C}{C}\right)}{1+\frac{\Delta L}{L}}\right]$$

$$\frac{\Delta Q}{P} = Q_f\left[\frac{1-\left(1+\frac{\Delta C}{C}+\frac{\Delta L}{L}+\frac{\Delta L\Delta C}{LC}\right)}{1+\frac{\Delta L}{L}}\right]$$

Para simplificação, é possível considerar a Equação 33 e a seguinte equação:

$$1+\frac{\Delta L}{L} \approx 1$$

Assim:

$$\frac{\Delta Q}{P} \approx -Q_f\left(\frac{\Delta L}{L}+\frac{\Delta C}{C}\right) \tag{35}$$

Substituindo a Equação 35 na Equação 34:

$$Q_f\left(1-\left(\frac{f}{f_{max}}\right)^2\right) \geq \frac{\Delta Q}{P} \geq Q_f\left(1-\left(\frac{f}{f_{min}}\right)^2\right)$$

$$Q_f\left(1-\left(\frac{f}{f_{min}}\right)^2\right) \leq \frac{\Delta Q}{P} \leq Q_f\left(1-\left(\frac{f}{f_{max}}\right)^2\right) \tag{36}$$

Onde a Equação 36 relaciona a incompatibilidade de potência reativa da rede principal com os limites de frequência.

A partir do ilhamento, a potência ativa, considerando um controle de potência constante, é definida como:

$$\frac{V'^2}{R+\Delta R} = \frac{(V+\Delta V)^2}{R+\Delta R} = \frac{V^2}{R}$$

$$\frac{V^2+2V\Delta V+\Delta V^2}{R+\Delta R} = \frac{V^2}{R}$$

$$RV^2 + R(2V\Delta V+\Delta V^2) = RV^2 + \Delta RV^2$$

$$\frac{2V\Delta V+\Delta V^2}{V^2} = \frac{\Delta R}{R}$$

$$\frac{\Delta R}{R} = \frac{2\Delta V}{V} + \frac{\Delta V^2}{V^2}$$

Antes do ilhamento, a potência da rede principal é dada por:

$$\Delta P = \frac{V^2}{R + \Delta R} - \frac{V^2}{R}$$

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{\frac{V^2}{R + \Delta R} - \frac{V^2}{R}}{\frac{V^2}{R}} = \frac{R}{R + \Delta R} - 1 = -\frac{\Delta R}{\Delta R + R} = -\frac{\frac{\Delta R}{R}}{\frac{\Delta R}{R} + 1}$$

$$\frac{\Delta P}{P} = -\frac{\frac{2\Delta V}{V} + \frac{\Delta V^2}{V^2}}{\frac{2\Delta V}{V} + \frac{\Delta V^2}{V^2} + 1} = -\frac{\frac{2\Delta V}{V} + \frac{\Delta V^2}{V^2} + 1 - 1}{\left(\frac{\Delta V}{V} + 1\right)^2} = -\frac{\left(\frac{\Delta V}{V} + 1\right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta V}{V} + 1\right)^2}$$

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{1}{\left(\frac{\Delta V}{V} + 1\right)^2} - 1 \tag{37}$$

A variação em relação à tensão nominal, e seus respectivos limites de operação inferior e superior, impostos por legislação, são dados por:

$$\frac{V_{min} - V}{V} \leq \frac{V' - V}{V} \leq \frac{V_{max} - V}{V}$$

$$\frac{V_{min} - V}{V} \leq \frac{V + \Delta V - V}{V} \leq \frac{V_{max} - V}{V}$$

$$\frac{V_{min}}{V} - 1 \leq \frac{\Delta V}{V} \leq \frac{V_{max}}{V} - 1$$

$$\frac{V_{max}}{V} \geq \frac{\Delta V}{V} + 1 \geq \frac{V_{min}}{V}$$

$$\frac{V}{V_{max}} \leq \frac{1}{\frac{\Delta V}{V} + 1} \leq \frac{V}{V_{min}}$$

$$\left(\frac{V}{V_{max}}\right)^2 \leq \frac{1}{\left(\frac{\Delta V}{V} + 1\right)^2} \leq \left(\frac{V}{V_{min}}\right)^2$$

$$\left(\frac{V}{V_{max}}\right)^2 - 1 \leq \frac{1}{\left(\frac{\Delta V}{V} + 1\right)^2} - 1 \leq \left(\frac{V}{V_{min}}\right)^2 - 1 \tag{38}$$

Substituindo a Equação 37 na Equação 38:

$$\left(\frac{V}{V_{max}}\right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta P}{P} \leq \left(\frac{V}{V_{min}}\right)^2 - 1 \tag{39}$$

Onde a Equação 39 relaciona a incompatibilidade de potência ativa da rede principal com os limites de tensão.