UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

## ANÁLISE DE DESEMPENHO DE TÉCNICAS ATIVAS DE ANTI-ILHAMENTO PARA APLICAÇÃO FOTOVOLTAICA

MARCOS ROBERTO OSHIRO

**Campo Grande – MS** 10 de setembro de 2019

### MARCOS ROBERTO OSHIRO

## ANÁLISE DE DESEMPENHO DE TÉCNICAS ATIVAS DE ANTI-ILHAMENTO PARA APLICAÇÃO FOTOVOLTAICA

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.

Área de concentração: Processamento Eletrônico de Energia

Orientador: Prof. Dr. Ruben Barros Godoy Coorientador: Prof. Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito

> **Campo Grande – MS** 10 de setembro de 2019

### MARCOS ROBERTO OSHIRO

## ANÁLISE DE DESEMPENHO DE TÉCNICAS ATIVAS DE ANTI-ILHAMENTO PARA APLICAÇÃO FOTOVOLTAICA

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.

Área de concentração: Processamento Eletrônico de Energia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Ruben Barros Godoy UFMS

Prof. Dr. Jurandir de Oliveira Soares UFMS

Prof. Dr. Guilherme de Azevedo e Melo UNESP (Ilha Solteira)

> **Campo Grande – MS** 10 de setembro de 2019

À Deus. À minha família.

### AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por ter me sustentado durante todo o período do mestrado e por ter colocado no meu caminho todas as pessoas e condições que contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional.

À meus pais, Anesia Takaco Yonamine Oshiro e Jamil Oshiro, que sempre me incentivaram durante toda a jornada acadêmica e que sempre serão para mim exemplos de perseverança e força de vontade.

Ao orientador Prof. Dr. Ruben Barros Godoy pela confiança depositada, por sempre estar disposto a contribuir no desenvolvimento da pesquisa, por me instruir na elaboração de artigos científicos de qualidade e pelas palavras de motivação em todos os momentos desde a minha entrada no mestrado.

Ao coorientador Prof. Dr. Moacyr A. G. de Brito pelo grande auxílio na revisão do material do exame de qualificação, da dissertação e do artigo científico, buscando apontar os erros e melhorias necessárias.

Ao Prof. Dr. Luigi Galotto Junior pelas importantes e significativas contribuições na disciplina de Seminários 2 e na banca do exame de qualificação.

Ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul pelo afastamento parcial concedido que possibilitou o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

### RESUMO

Este trabalho busca avaliar a detecção do fenômeno de ilhamento com os métodos ativos Desvio Ativo de Frequência (do inglês, Active Frequency Drift - AFD), Desvio de Frequência no Modo Escorregamento (do inglês, Slip-Mode Phase Shift - SMS) e Desvio Ativo de Frequência com Realimentação Positiva (do inglês, Sandia Frequency Shift - SFS), sendo implementados em conjunto com o método passivo de proteção de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência. Os métodos ativos de anti-ilhamento serão analisados a partir de um modelo de simulação no software Matlab/Simulink, utilizando um inversor fonte de tensão em ponte completa alimentado por um arranjo fotovoltaico e projetado para injetar potência ativa na rede de distribuição, sendo atendidos os limites normalizados de tensão e frequência e de distorção harmônica. A análise de desempenho das técnicas ativas de anti-ilhamento tem como objetivo verificar o tempo para detecção do ilhamento, a distorção harmônica total (DHT) da corrente de saída do inversor, a quantidade de operações matemáticas e o tempo de simulação. O método ativo AFD apresenta o menor tempo para detecção do ilhamento, a menor quantidade de operações matemáticas e o menor tempo de simulação. O método ativo SMS apresenta a menor DHT da corrente de saída do inversor, o maior tempo para detecção do ilhamento e a maior quantidade de operações matemáticas. O método ativo SFS apresenta a maior DHT da corrente de saída do inversor e o maior tempo de simulação. Portanto, é possível concluir que o método SFS possui os piores resultados, devido ao alto valor de DHT da corrente injetada na rede de distribuição ou fornecida a carga local.

**Palavras-Chave**: Método de detecção de ilhamento, *Active Frequency Drift, Slip-Mode Phase Shift, Sandia Frequency Drift*, Distorção harmônica total (DHT).

### ABSTRACT

This work seeks to evaluate the detection of the islanding phenomenon with the active methods Active Frequency Drift (AFD), Slip-Mode Phase Shift (SMS) and Sandia Frequency Shift (SFS), implemented in conjunction with the passive method of under/overvoltage and under/overfrequency protection. The active anti-islanding methods were analyzed from a simulation model in the Matlab/Simulink<sup>®</sup> software, using a full bridge voltage source inverter powered by a photovoltaic array and designed to inject active power into the grid utility, meeting the normalized voltage and frequency limits and harmonic distortion. The performance analysis of active anti-islanding techniques intends to verify the time for islanding detection, the total harmonic distortion (THD) of the inverter output current, the number of mathematical operations and the simulation time. The active AFD method has the shortest islanding detection time, the smallest amount of mathematical operations and the shortest simulation time. The active SMS method has the lowest THD of the inverter output current, the longest time for islanding detection and the largest amount of mathematical operations. The active SFS method has the highest THD of the inverter output current and the longest simulation time. Therefore, it can be concluded that the SFS method has the worst results due to the high THD value of the current injected into the grid utility or the local load supplied.

**Keywords**: Islanding detection method, Active Frequency Drift, Slip-Mode Phase Shift, Sandia Frequency Drift, Total harmonic distortion (THD).

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RDEE NO PCC16
FIGURA 1.2	CLASSIFICAÇÃO DAS TÉCNICAS DE ANTI-ILHAMENTO18
FIGURA 1.3	FLUXOGRAMA DOS MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO PASSIVO 19
FIGURA 1.4	FLUXOGRAMA DOS MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO ATIVO22
FIGURA 1.5	MÉTODO AFD COM FORMAS DE ONDA DE $v_{PCC}$ E $i_{inv}$ 23
FIGURA 1.6	CURVAS DO ÂNGULO DE FASE DO MÉTODO SMS E DA CARGA25
FIGURA 1.7	MÉTODO SFS COM FORMAS DE ONDA DE $v_{PCC}$ E $i_{inv}$ 27
FIGURA 2.1	ΖΝΟ ΝΟ ΕSPAÇO ΔΡ Χ ΔQ PARA UVP/OVP Ε UFP/OFP31
FIGURA 2.2	FONTE DE CORRENTE E CARGA RLC EM PARALELO32
FIGURA 2.3	ZND NO ESPAÇO ΔΡ X ΔQ36
FIGURA 2.4	ZNDS DO MÉTODO AFD PARA DIFERENTES VALORES DE $\delta f$ 40
FIGURA 2.5	ZNDS DO MÉTODO SMS PARA DIFERENTES VALORES DE $ heta_m$ 42
FIGURA 2.6	ZNDS DO MÉTODO SFS PARA DIFERENTES VALORES DE $k_{SFS}$ 44
FIGURA 3.1	SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 47
FIGURA 3.2	INVERSOR FONTE DE TENSÃO EM PONTE COMPLETA48
FIGURA 3.3	FORMAS DE ONDA SPWM (SINAIS DE REFERÊNCIA E PULSOS)49
FIGURA 3.4	BLOCO CONTROLE PI COM MODULADOR NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 52
FIGURA 3.5	BLOCO FREQUÊNCIA E RMS NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 52
FIGURA 3.6	ONDA SENOIDAL CONSIDERADA PARA MEDIÇÃO53
FIGURA 3.7	IDENTIDADES TRIGONOMÉTRICAS NO CRUZAMENTO POR ZERO54
FIGURA 3.8	BLOCO MEDIÇÃO DE FREQUÊNCIA NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 55
FIGURA 3.9	BLOCO CÁLCULO RMS NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 56
FIGURA 3.10	BLOCO UVP/OVP E UFP/OFP NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup>

FIGURA 3.11	BLOCO MÉTODOS ANTI-ILHAMENTO NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 59
FIGURA 3.12	SUBSISTEMA SEM MDI NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 59
FIGURA 3.13	SUBSISTEMA MÉTODO AFD NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 60
FIGURA 3.14	SUBSISTEMA MÉTODO SMS NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 60
FIGURA 3.15	SUBSISTEMA MÉTODO SFS NO MATLAB/SIMULINK <sup>®</sup> 61
FIGURA 3.16	AFD COM $P_{carga}$ = 400 W, $f_0$ = 60 HZ, $Q_f$ = 2,5 E $\delta f$ = 1,5 HZ62
FIGURA 3.17	AFD COM $P_{carga}$ = 800 W, $f_0$ = 59 HZ, $Q_f$ = 2 E $\delta f$ = 1,5 HZ63
FIGURA 3.18	ZND DO MÉTODO AFD PARA $\delta f$ = 1,5 HZ64
FIGURA 3.19	SMS COM $P_{carga}$ = 400 W, $f_0$ = 60 HZ, $Q_f$ = 2,5 E $\theta_m$ = 10 <sup>o</sup> 65
FIGURA 3.20	SMS COM $P_{carga}$ = 800 W, $f_0$ = 60 HZ, $Q_f$ = 4 E $\theta_m$ = 10°66
FIGURA 3.21	ZND DO MÉTODO SMS PARA $ heta_m$ = 10º66
FIGURA 3.22	SFS COM $P_{carga}$ = 400 W, $f_0$ = 60 HZ, $Q_f$ = 2,5, $cf_0$ = 0,05 E $k_{SFS}$ = 0,0567
FIGURA 3.23	SFS COM $P_{carga}$ = 800 W, $f_0$ = 59,4 HZ, $Q_f$ = 4, $cf_0$ = 0,05 E $k_{SFS}$ = 0,0568
FIGURA 3.24	ZND DO MÉTODO SFS PARA $cf_0$ = 0,05 E $k_{SFS}$ = 0,0569
FIGURA 4.1	AFD COM $P_{carga}$ = 800 W, $f_0$ = 60 HZ, $Q_f$ = 2,5 E $\delta f$ = 2,194 HZ73
FIGURA 4.2	HARMÔNICAS ÍMPARES DA CORRENTE $i_{inv}$ PARA O MÉTODO AFD74
FIGURA 4.3	HARMÔNICAS PARES DA CORRENTE $i_{inv}$ PARA O MÉTODO AFD74
FIGURA 4.4	SMS COM $P_{carga}$ = 800 W, $f_0$ = 60 HZ, $Q_f$ = 2,5 E $\theta_m$ = 50,45 <sup>o</sup> 75
FIGURA 4.5	HARMÔNICAS ÍMPARES DA CORRENTE $i_{inv}$ PARA O MÉTODO SMS76
FIGURA 4.6	HARMÔNICAS PARES DA CORRENTE $i_{inv}$ PARA O MÉTODO SMS76
FIGURA 4.7	SFS COM $P_{carga}$ = 800 W, $f_0$ = 60 HZ, $Q_f$ = 2,5, $cf_0$ = 0,03 E $k_{SFS}$ = 0,0177
FIGURA 4.8	HARMÔNICAS ÍMPARES DA CORRENTE $i_{inv}$ PARA O MÉTODO SFS77
FIGURA 4.9	HARMÔNICAS PARES DA CORRENTE $i_{inv}$ PARA O MÉTODO SFS78
FIGURA 4.10	COMPARAÇÃO ENTRE A DHT DA CORRENTE $i_{inv}$

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1.1	ABELA 1.1 LIMITES DE TENSÃO E FREQUÊNCIA PARA A NORMA IEEE 929-2000	
TABELA 2.1	ZND NO ESPAÇO $Q_f$ X $f_0$ PARA $Q_f$ = 2,5	45
TABELA 3.1	PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO 1	47
TABELA 4.1	LIMITES DE DISTORÇÃO DE CORRENTE PARA 120V A 69 KV	71
TABELA 4.2	PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO 2	72
TABELA 4.3	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS MÉTODOS ANALISADOS	79

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AFD	Active frequency drift
AFDPF	Active frequency drift with positive feedback
CA	Corrente alternada
СС	Corrente contínua
DDT	Distorção de demanda total
DHT	Distorção harmônica total
FP	Fator de potência
FV	Sistema fotovoltaico
GDEE	Geração distribuída de energia elétrica
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MDI	Método de detecção de ilhamento
OFP	Over frequency protection
OVP	Over voltage protection
РСС	Ponto comum de acoplamento de carga
PI	Proporcional-integral
PLL	Phase locked loop
PWM	Pulse width modulation
RDEE	Rede de distribuição de energia elétrica
RLC	Carga de resistores, indutores e capacitores em paralelo
RMS	Valor eficaz
SFS	Sandia frequency shift
SGD	Sistema de geração distribuída
SMS	Slip-mode frequency shift
UFP	Under frequency protection
UVP	Under voltage protection
VSI	Voltage source inverter
ZND	Zona de não detecção

# LISTA DE SÍMBOLOS

$\phi_{carga}$	Ângulo de fase da carga
$ heta_{AFD}$	Ângulo de fase entre a componente fundamental da corrente no inversor e a tensão no PCC para o método AFD
$ heta_{carga}$	Ângulo de fase entre a corrente na carga e a tensão no PCC
$\theta_{inv}$	Ângulo de fase entre a corrente no inversor e a tensão no PCC
$ heta_{SFS}$	Ângulo de fase entre a componente fundamental da corrente no inversor e a tensão no PCC para o método SFS
$\theta_{SMS}$	Ângulo de fase entre a corrente no inversor e a tensão no PCC para o método SMS
$C_{carga}$	Capacitância da carga em paralelo
i <sub>carga</sub>	Corrente instantânea na carga
I <sub>carga</sub>	Corrente na carga
i <sub>rede</sub>	Corrente instantânea na rede de distribuição
I <sub>rede</sub>	Corrente na rede de distribuição
i <sub>inv</sub>	Corrente instantânea na saída do inversor fotovoltaico
I <sub>inv</sub>	Corrente na saída do inversor fotovoltaico
I <sub>invMAX</sub>	Corrente máxima na saída do inversor fotovoltaico
i <sub>ref</sub>	Corrente instantânea de referência do inversor fotovoltaico
$ heta_m$	Deslocamento de fase máximo para o método SMS
δf	Desvio de frequência
$Q_f$	Fator de qualidade
cf	Fração de corte
cf <sub>0</sub>	Fração de corte inicial
ω	Frequência angular
$\omega_{rede}$	Frequência angular da rede de distribuição
$\omega_0$	Frequência angular de ressonância da carga
$f_s$	Frequência de chaveamento
$f_i$	Frequência da corrente
f <sub>is</sub>	Frequência de ilhamento
frede	Frequência da rede de distribuição
$f_0$	Frequência de ressonância da carga
f <sub>0max</sub>	Frequência máxima de ressonância da carga que resultará em ilhamento

f <sub>0min</sub>	Frequência mínima de ressonância da carga que resultará em ilhamento	
$f_v$	Frequência da tensão	
f <sub>PCC</sub>	Frequência da tensão no PCC	
k <sub>SFS</sub>	Ganho de aceleração do método SFS	
$m_a$	Índice de modulação em amplitude	
$m_f$	Índice de modulação em frequência	
L <sub>carga</sub>	Indutância da carga em paralelo	
L <sub>inv</sub>	Indutância equivalente na saída do inversor fotovoltaico	
$T_i$	Período da forma de onda da corrente	
$T_{\nu}$	Período da forma de onda da tensão	
$T_{PCC}$	Período da tensão no PCC	
S <sub>carga</sub>	Potência aparente da carga	
$S_{PV}$	Potência aparente de saída do inversor fotovoltaico	
P <sub>carga</sub>	Potência ativa da carga	
$P_{PV}$	Potência ativa de saída do inversor fotovoltaico	
$Q_{carga}$	Potência reativa da carga	
$Q_{PV}$	Potência reativa de saída do inversor fotovoltaico	
R <sub>carga</sub>	Resistência da carga em paralelo	
$R_{inv}$	Resistência equivalente na saída do inversor fotovoltaico	
t	Тетро	
$t_Z$	Tempo zero da corrente no inversor fotovoltaico	
$T_S$	Tempo de amostragem	
V <sub>CC</sub>	Tensão na fonte CC para simulação	
$v_{PCC}$	Tensão instantânea no PCC	
$V_{PCC}$	Tensão no PCC	
V <sub>rede</sub>	Tensão na rede de distribuição	
ΔΡ	Variação de potência ativa	
ΔQ	Variação de potência reativa	

# SUMÁRIO

1	INTF	RODUÇÃO	.15
	1.1	Ilhamento de sistemas de geração distribuída	.15
	1.2	Métodos de detecção de ilhamento	.17
	1.3	Métodos passivos	.18
	1.3.1	Proteção de frequência (UFP/OFP) e tensão (UVP/OVP)	.19
	1.4	Métodos ativos	.22
	1.4.1	Desvio ativo de frequência (AFD)	.22
	1.4.2	2 Desvio de frequência no modo escorregamento (SMS)	.24
	1.4.3	B Desvio ativo de frequência com realimentação positiva (SFS)	.26
	1.5	Justificativa para o desenvolvimento do trabalho	.28
	1.6	Objetivos	.28
	1.6.1	Objetivo Geral	.28
	1.6.2	2 Objetivos Específicos	.29
	1.7	Organização do trabalho	.29
2	CON	ICEITO DE ZONAS DE NÃO DETECCÃO	30
2	2 1	Modelo equivalente da carga local	21
	2.1	Estor de qualidade $(0_{s})$	<b>.31</b>
	2.1.1	$\Gamma$ a constant de qualitade ( $\mathbf{Q}_{f}$ )	.JI .JI
	2.1.2	ZAID mana as mátodos nossinos no consos AD x AO	.32
	2.2	ZND para os metodos passivos no espaço $\Delta P \times \Delta Q$	.33
	2.2.1	$\Delta = 2ND devido a variação de potencia ativa (\Delta P)$	.34
	2.2.2	2 ZND devido a variação de potencia reativa (ΔQ)	.35
	2.2.3	S 2ND no espaço ΔP x ΔQ	.36
	2.3	ZND no espaço $Q_f \times f_0$	.37
	2.3.1	ZND para o método passivo UFP/OFP	.38
	2.3.2	ZND para o método ativo AFD	.39
	2.3.3	3 ZND para o método ativo SMS	.40
	2.3.4	ZND para o método ativo SFS	.42
	2.4	Considerações	.44
3	SIM	ULAÇÃO DOS MÉTODOS DE ANTI-ILHAMENTO	.46
	3.1	Diagramas de simulação	.46
	3.1.1	Bloco Controle PI com Modulador	.47

	3.1.2	Bloco Frequência e RMS52
	3.1.3	Bloco UVP/OVP e UFP/OFP
	3.1.4	Bloco Métodos Anti-ilhamento58
	3.2	Resultados de simulação61
	3.2.1	Simulação do Método Ativo AFD62
	3.2.2	Simulação do Método Ativo SMS64
	3.2.3	Simulação do Método Ativo SFS66
	22	Considerações 69
	5.5	considerações
4	S.S ANÁ	LISE DE DESEMPENHO DOS MÉTODOS ATIVOS71
4	ANÁ 4.1	LISE DE DESEMPENHO DOS MÉTODOS ATIVOS71 Método Ativo AFD
4	ANÁ 4.1 4.2	LISE DE DESEMPENHO DOS MÉTODOS ATIVOS
4	ANÁ 4.1 4.2 4.3	LISE DE DESEMPENHO DOS MÉTODOS ATIVOS
4	ANÁ 4.1 4.2 4.3 4.4	LISE DE DESEMPENHO DOS MÉTODOS ATIVOS
4	ANÁ 4.1 4.2 4.3 4.4 CON	LISE DE DESEMPENHO DOS MÉTODOS ATIVOS

### 1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento do uso da energia renovável, a importância do sistema de geração distribuída (SGD) aumentou relativamente, sendo formado pela geração distribuída de energia elétrica (GDEE), dispositivo de armazenamento de energia e cargas locais. As GDEEs estão localizadas próximas as cargas que alimentam e interagem com a rede de distribuição de energia elétrica (RDEE) para importar ou exportar energia. Além disso, as gerações distribuídas baseadas em fontes renováveis ajudam a reduzir as emissões de gases de efeito estufa, minimizam os picos de demanda, melhoram a segurança do sistema e reduzem a vulnerabilidade a falhas simultâneas do sistema [1].

A interconexão entre o sistema fotovoltaico, o conversor CC-CA e a RDEE em sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem atender requisitos técnicos específicos para garantir alta qualidade de energia e confiabilidade, evitando condições operacionais anormais [1,2].

#### 1.1 ILHAMENTO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com a norma IEEE 929-2000, o ilhamento é definido como "uma condição na qual uma parte da rede elétrica que contém carga e recursos distribuídos permanece energizada enquanto isolada do restante do sistema elétrico" [3]. Se a GDEE não detectar ou reconhecer a falha, ela não irá interromper a energia elétrica fornecida às cargas locais, embora tenha perdido a conexão com a rede [1].

A ideia fundamental do conceito de ilhamento é mostrada na Figura 1.1, onde a geração fotovoltaica está conectada à rede de distribuição através de um conversor CC-CA. O conversor faz a interface da geração distribuída com a RDEE através do ponto comum de acoplamento de carga (PCC). O ilhamento ocorre quando o disjuntor da rede de distribuição é aberto, mas a fonte fotovoltaica continua fornecendo energia elétrica para a seção da RDEE entre o disjuntor da rede e o PCC [1].

Esta seção normalmente consiste em transformadores, equipamentos da concessionária e a carga local. Durante o ilhamento, a geração distribuída irá operar em

condição independente sem parâmetros de referência, tais como a tensão e a frequência da rede de distribuição. Equipamentos e outros dispositivos elétricos conectados podem sofrer danos devido à tensão e frequência fora dos limites permitidos. Além disso, pode existir uma equipe técnica trabalhando nesta seção que pode não estar ciente do perigo resultante da energização a partir da geração distribuída, mesmo que o restante da RDEE já não esteja mais conectado. Por esta razão, o ilhamento precisa ser detectado o mais rápido possível para alertar todos os sistemas de controle que, por sua vez, interromperão o fornecimento de energia elétrica, sendo esta ação chamada de anti-ilhamento [1].





Fonte: [1]

O fenômeno de ilhamento é classificado em intencional (planejado) e não intencional (não planejado). Normalmente, o ilhamento intencional não tem consequências negativas, pois será tratado durante ou após a desconexão da rede, geralmente para fins de manutenção em um ponto da rede de distribuição ou na entrada de serviço. No entanto, o ilhamento não intencional é causado por perturbações imprevisíveis na rede de distribuição, sendo a geração distribuída automaticamente desconectada da rede de distribuição para evitar danos a fonte ou as cargas. Isso resulta em um severo comprometimento da estabilidade da geração distribuída devido à perda da sincronização com a rede [1].

O ilhamento não intencional geralmente ocorre como consequência de uma falha detectada pela rede de distribuição, tais como falta de energia, afundamento de tensão, curtocircuito, que resulte na abertura dos dispositivos de proteção para interromper o fornecimento de energia elétrica; abertura acidental da rede de distribuição em operação normal devido a falha em algum equipamento; chaveamento na rede de distribuição ou nas cargas; mudanças repentinas nos sistemas de distribuição de energia elétrica e nas cargas; erro humano ou mal-intencionado; vandalismo ou ato da natureza [1,2]. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem seguir as condições normais de tensão e frequência da RDEE. No caso de ilhamento, a geração fotovoltaica deve ser desconectada da carga local imediatamente. Entretanto, se o sistema fotovoltaico for reconectado acidentalmente durante o ilhamento, uma condição assíncrona ocorrerá se a RDEE for religada com a geração distribuída fora de sincronismo, o que permitirá o fluxo de sobrecorrentes transitórias através do sistema fotovoltaico, podendo resultar em danos aos inversores, equipamentos de proteção e em equipamentos elétricos sensíveis [1,4].

O controle de ilhamento pode ser implementado nos inversores, onde são implementados sistemas de detecção e prevenção de ilhamento, chamados de sistemas antiilhamento. Os circuitos de controle do inversor podem ser projetados para a detecção de tensão na rede ou medições de impedância, variações de frequência ou harmônicas. Sendo assim, as possíveis consequências de um ilhamento não detectado são possíveis danos ao equipamento do cliente, pois a concessionária não pode controlar a tensão e a frequência no sistema ilhado; risco para os trabalhadores das redes de distribuição ou para o público devido a rede ainda permanecer energizada, que pode ter sido assumida como desconectada de todas as gerações de energia elétrica; danos ao equipamento da geração distribuída ou outro equipamento conectado devido ao religamento em um sistema ilhado com falha no sincronismo; problemas na restauração manual ou automática das condições normais pela concessionária devido ao ilhamento [2,4].

#### **1.2** MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Os métodos de detecção de ilhamento podem ser divididos em duas categorias: técnicas locais baseadas na medição dos parâmetros da geração distribuída e técnicas remotas baseadas na comunicação entre a rede de distribuição e a geração distribuída. Apesar das técnicas remotas serem eficazes na detecção de ilhamento, as mesmas possuem a desvantagem de serem relativamente caras para implementar em pequenos sistemas fotovoltaicos [1,2].

As técnicas remotas não residentes no inversor podem ser classificadas em: métodos na rede de distribuição que necessitam a instalação de equipamentos específicos no lado da rede, sendo geralmente dispositivos que modificam a impedância que pode ser observada no PCC durante uma ocorrência de ilhamento; e métodos baseados na comunicação constante entre os dispositivos instalados no lado da concessionária e em cada inversor no lado da geração distribuída [1,2].

Sendo assim, geralmente são aplicadas as técnicas locais residentes no inversor devido ao menor custo de implementação, que podem ser classificadas em: métodos passivos baseados na detecção de uma anormalidade na tensão do ponto comum de acoplamento de carga (PCC) entre o inversor fotovoltaico e a rede de distribuição; métodos ativos que buscam causar uma condição anormal na tensão do PCC para que possa ser detectada e com isso evitar o ilhamento; e os métodos híbridos que envolvem uma combinação entre métodos de detecção ativos e passivos [1,2].

A Figura 1.2 mostra a classificação dos tipos de ilhamento e das técnicas de detecção de ilhamento.



Figura 1.2 Classificação das técnicas de anti-ilhamento.

As técnicas de detecção de ilhamento local são baseadas na medição dos parâmetros do sistema no PCC e na geração distribuída, sendo estes parâmetros (tensão, corrente, frequência, harmônicas, potência e impedância) suficientes para detectar o fenômeno de ilhamento. A maioria das técnicas de detecção de ilhamento dependem de mais de um dos parâmetros para determinar uma ocorrência de ilhamento [1]. Neste trabalho serão abordadas apenas as técnicas locais de detecção de ilhamento passivo e ativo.

#### 1.3 MÉTODOS PASSIVOS

Os métodos de detecção de ilhamento passivo dependem da detecção de alguma anormalidade nos parâmetros da tensão no ponto de acoplamento comum (PCC) entre o inversor fotovoltaico e a rede de distribuição, sendo necessário avaliar os limites desses parâmetros com o objetivo de diferenciar uma condição conectada à rede da condição de ilhamento. A definição dos valores limites deve ser feita com muito cuidado, a fim de efetivamente distinguir um ilhamento de outras perturbações no sistema, pois os métodos passivos possuem tempo de resposta mínimo e não introduzem perturbações no sistema. A Figura 1.3 apresenta o fluxograma de uma detecção de ilhamento passivo [1]. Neste trabalho serão abordados apenas os métodos passivos de proteção de sub/sobrefrequência (*Under/Over Frequency Protection - UFP/OFP*) e de sub/sobretensão (*Under/Over Voltage Protection - UVP/OVP*), que são os mais utilizados.





#### 1.3.1 Proteção de frequência (UFP/OFP) e tensão (UVP/OVP)

Os métodos de proteção de sub/sobrefrequência (UFP/OFP) e de sub/sobretensão (UVP/OVP) são regulamentados, pois esta é a proteção básica para um sistema conectado à rede de distribuição. Quando a amplitude ou a frequência da tensão no PCC excederem os limites definidos, essas medidas entram em ação para impedir que o inversor fotovoltaico forneça energia elétrica [1,2].

Considerando a configuração mostrada na Figura 1.1, quando o disjuntor da rede de distribuição está fechado, o fluxo de energia no sistema interligado pode ser descrito conforme (1) a (4) [1].

A potência aparente fornecida pelo inversor é dada por (1), onde  $P_{FV}$  é a potência ativa e  $Q_{FV}$  é a potência reativa provenientes do sistema fotovoltaico.

$$S_{FV} = P_{FV} + j. Q_{FV} \tag{1}$$

A potência consumida pela carga é calculada conforme (2), onde  $P_{carga}$  é a potência ativa e  $Q_{carga}$  é a potência reativa que fluem do PCC para a carga.

$$S_{carga} = P_{carga} + j. Q_{carga} \tag{2}$$

A potência fornecida pela rede de distribuição é calculada a partir dos fluxos de potência no PCC conforme (3) e (4), onde  $\Delta P$  é a potência ativa e  $\Delta Q$  é a potência reativa que fluem para o PCC a partir da rede de distribuição [1].

$$\Delta P = P_{carga} - P_{FV} \tag{3}$$

$$\Delta Q = Q_{carga} - Q_{FV} \tag{4}$$

No caso de ilhamento, a potência ativa consumida pela carga é calculada conforme (5), onde  $V_{PCC}$  é a tensão no PCC e  $R_{carga}$  é a resistência da carga.

$$P_{carga} = \frac{V_{PCC}^2}{R_{carga}} \tag{5}$$

A potência reativa consumida pela carga é dada por (6), onde  $\omega$  é a frequência angular da tensão no PCC, L é a indutância e C é a capacitância da carga [5].

$$Q_{carga} = V_{PCC}^2 \cdot \left(\frac{1}{\omega L} - \omega \cdot C\right)$$
(6)

Quando o disjuntor da rede for aberto,  $\Delta P \in \Delta Q$  serão iguais a zero. No entanto, o comportamento do sistema ilhado dependerá de  $\Delta P \in \Delta Q$  no instante que antecede a abertura do disjuntor da RDEE. Sendo assim, existem quatro casos possíveis para que os relés de sub/sobretensão (UVP/OVP) e de sub/sobrefrequência (UFP/OFP) detectem o ilhamento [5].

Caso  $\Delta P > 0$ , o sistema fotovoltaico está fornecendo menos potência ativa do que a requerida pela carga local ( $P_{carga} > P_{FV}$ ) e a rede está suprindo a diferença de potência ativa exigida pela carga. Quando a rede é desconectada,  $\Delta P$  se torna zero e  $P_{carga}$  diminuirá, resultando na diminuição da tensão no PCC ( $V_{PCC}$ ) conforme (5). Essa diminuição de tensão poderá ser detectada pelo relé de subtensão (UVP) para prevenir o ilhamento [5].

Caso  $\Delta P < 0$ , o sistema fotovoltaico está fornecendo mais potência ativa do que a requerida pela carga local ( $P_{carga} < P_{FV}$ ) e injetando potência ativa na rede. Quando a rede é

desconectada,  $\Delta P$  se torna zero e  $P_{carga}$  aumentará, resultando no aumento da tensão no PCC ( $V_{PCC}$ ) conforme (5). Esse aumento de tensão poderá ser detectado pelo relé de sobretensão (OVP) para prevenir o ilhamento [5].

A situação  $\Delta Q > 0$  ocorre quando a carga é indutiva, sendo  $Q_{FV}$  geralmente igual a zero e com isso  $Q_{carga} > 0$ , a rede estará fornecendo energia reativa para a carga. Após a desconexão da rede,  $\Delta Q$  se torna zero e para que  $Q_{carga}$  seja nula é necessário que diminua o valor da expressão  $\frac{1}{\omega L} - \omega C$  dada em (6). Sendo assim, é necessário que a frequência angular ( $\omega$ ) da tensão no PCC aumente. Esse aumento de frequência pode ser detectado pelo relé de sobrefrequência (OFP) para prevenir o ilhamento [5].

A situação  $\Delta Q < 0$  ocorre quando a carga é capacitiva, sendo  $Q_{FV}$  geralmente igual a zero e com isso  $Q_{carga} < 0$ , a rede estará recebendo energia reativa. Após a desconexão da rede,  $\Delta Q$  se torna zero e para que  $Q_{carga}$  seja nula é necessário que aumente o valor da expressão  $\frac{1}{\omega L} - \omega C$  dada em (6). Sendo assim, é necessário que a frequência angular  $\omega$ diminua. Essa diminuição de frequência pode ser detectada pelo relé de subfrequência (UFP) para prevenir o ilhamento [5].

Em condições normais, é esperado que a magnitude e a frequência da tensão no PCC se desviem ligeiramente do valor nominal. Portanto, os limites para os dispositivos de proteção de sub/sobretensão (UVP/OVP) e de sub/sobrefrequência (UFP/OFP) devem ser ajustados de forma a evitar desarmes indesejáveis do inversor fotovoltaico. Os limites de desarme de UVP/OVP e UFP/OFP geralmente são definidos de acordo com o padrão IEEE 929-2000 mostrado na Tabela 1.1 [1-3].

Tensão (RMS) no PCC em porcentagem do valor nominal	Frequência (Hz)	Tempo de detecção (em ciclos)
$V < 50\%$ $50\% \le V \le 88\%$ $88\% \le V \le 110\%$ $110\% < V < 137\%$ $137\% \le V$ $V_{nom}$	$f_{nom}$ $f_{nom}$ $f_{nom}$ $f_{nom}$ $f_{nom}$ $f < 59,3$ $f > 60.5$	6 ciclos 120 ciclos Operação normal 120 ciclos 2 ciclos 6 ciclos

Tabela 1.1 Limites de tensão e frequência para a norma IEEE 929-2000.

Fonte: [3]

No sistema fotovoltaico conectado à rede, é necessário utilizar os dispositivos de UVP/OVP e UFP/OFP para proteger as cargas e os equipamentos em situação de ilhamento.

Devido aos pequenos valores de  $\Delta P$  e  $\Delta Q$ , quando a potência da carga local e da geração fotovoltaica são semelhantes, observa-se dificuldades para detectar o fenômeno de ilhamento. Deste modo, a proteção UVP/OVP não será suficiente para evitar o ilhamento, sendo necessário utilizar métodos ativos de detecção de ilhamento em conjunto com os dispositivos de UFP/OFP e UVP/OVP para desligar o inversor [1].

#### 1.4 MÉTODOS ATIVOS

Os métodos de detecção de ilhamento ativo envolvem a injeção de um pequeno sinal de perturbação em certos parâmetros no PCC, onde o mesmo se tornará significativo quando a concessionária não estiver mais conectada e a tensão na rede deixar de ser o sinal de referência, resultando na variação dos parâmetros do sistema e consequentemente na detecção do ilhamento. Os métodos ativos envolvem alguma técnica de controle de realimentação para detectar mudanças nos parâmetros, tais como frequência ou tensão no PCC. O fluxograma da detecção de ilhamento ativo é mostrado na Figura 1.4 [1].





Fonte: [1]

#### 1.4.1 Desvio ativo de frequência (AFD)

No método desvio ativo de frequência (do inglês, *Active Frequency Drift - AFD*), a forma de onda da corrente no inversor é levemente distorcida, como mostrado na Figura 1.5,

sendo implementado de forma que a frequência da corrente no ciclo atual  $(fi_k)$  seja maior do que a frequência da tensão no ciclo anterior  $(fv_{k-1})$  ao adicionar um desvio de frequência  $(\delta f)$ , sendo  $fi_k = fv_{k-1} + \delta f$ . Quando a rede está conectada, a frequência da tensão no PCC é igual ao da rede de distribuição. No entanto, quando o sistema fotovoltaico é desconectado da rede, a frequência da tensão no PCC tende a subir, atingindo valores superiores à frequência de ressonância da carga local  $(f_0)$ , e consequentemente aumenta as chances de desligar o inversor devido a proteção de sobrefrequência (OFP) [6-9].

A forma de onda da corrente distorcida na saída do inversor para o método AFD com aumento de frequência é mostrada na Figura 1.5, juntamente com a tensão no PCC e a componente fundamental da corrente no inversor. A equação da corrente no inversor é dada por (7), sendo  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2.}v_{rede}}{R}$  a corrente máxima na saída do inversor [6,10].

$$i_{inv} = I_{invMAX}.sen[2.\pi.(f_{PCC} + \delta f).t]$$
<sup>(7)</sup>



Figura 1.5 Método AFD com formas de onda de  $v_{PCC}$  e  $i_{inv}$ .



A partir da Figura 1.5, é possível observar que a corrente de saída do inversor está em fase com a tensão no PCC, mas existe um segmento de corrente zero na forma de onda da corrente. Para simplificar o cálculo do ângulo de fase entre a componente fundamental da corrente no inversor e a tensão no PCC para o método AFD ( $\theta_{AFD}$ ), o início da componente fundamental da corrente é adiantado em relação a tensão em  $t_Z/2$ . Sendo assim, o ângulo  $\theta_{AFD}$  é proporcional ao tempo  $t_Z/2$  conforme (8) e (9), onde  $t_Z = \frac{1}{f_v} - \frac{1}{f_i} = \frac{1}{f_{PCC}} - \frac{1}{f_{PCC}+\delta f}$  é chamado de tempo zero e  $T_v$  é o período da forma de onda da tensão [6,10].

$$\frac{t_Z/2}{T_v} = \frac{\theta_{AFD}}{2\pi} \tag{8}$$

$$\theta_{AFD} = \pi. f_{PCC}. t_Z = \pi. f_{PCC}. \left(\frac{1}{f_{PCC}} - \frac{1}{f_{PCC} + \delta f}\right) = \frac{\pi.\delta f}{f_{PCC} + \delta f}$$
(9)

Em princípio, o método AFD pode ser implementado com características de aumento ou diminuição da frequência. No entanto, a sua eficácia depende significativamente do tipo de carga.

Por exemplo, uma análise para uma carga RLC capacitiva na frequência da rede  $(f_{rede})$ , isto é,  $f_0 < f_{rede}$ , sendo alimentada por um inversor com método AFD operando no modo de aumento de frequência. Antes da desconexão da rede, a tensão no PCC é fixada pela tensão na rede e a corrente na saída do inversor é forçada a estar em fase com a tensão no PCC. Quando a rede de distribuição é desconectada e sendo a carga capacitiva, a forma de onda da tensão  $v_{PCC}$  estará atrasada em relação a corrente  $i_{inv}$ . No entanto, como a tensão  $v_{PCC}$  formará a referência da forma de onda da corrente no inversor, ocorrerá um maior atraso na corrente  $i_{inv}$ , resultando no aumento da frequência abaixo do previsto com o desvio de frequência ( $\delta f$ ) fixo e com isso prejudicando a detecção do ilhamento [6].

Para uma carga RLC indutiva, a forma de onda da tensão  $v_{PCC}$  estará adiantada em relação a corrente  $i_{inv}$ . Após a desconexão da rede, como a tensão  $v_{PCC}$  formará a referência da forma de onda da corrente no inversor, a corrente  $i_{inv}$  estará mais adiantada, resultando no aumento da frequência acima do previsto com o desvio de frequência ( $\delta f$ ) fixo e com isso contribuindo para a detecção do ilhamento por sobrefrequência (OFP). Considerando que a maioria das cargas são indutivas, a característica de aumento de frequência é a preferida para o método AFD [6].

O método AFD é facilmente implementado em um inversor fotovoltaico. No entanto, dependendo do desvio de frequência ( $\delta f$ ) utilizado, poderá ser prejudicada a qualidade da energia fornecida pelo inversor devido a distorção na forma de onda da corrente, resultando na redução do fator de potência do sistema fotovoltaico [2].

#### 1.4.2 Desvio de frequência no modo escorregamento (SMS)

No método desvio de frequência no modo escorregamento (*Slip-Mode Frequency Shift - SMS*), o ângulo de fase da corrente é controlado em função do desvio de frequência da tensão no PCC do último ciclo em relação a frequência nominal da rede. O avanço de fase resulta no aumento da frequência e o atraso de fase na redução da frequência [6,7,11,12].

A corrente de referência no inversor é dada por (10), sendo  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2.v_{rede}}}{R}$ .

$$i_{inv} = I_{invMAX}. sen(2.\pi. f_{PCC}.t + \theta_{SMS})$$
(10)

O deslocamento de fase do método SMS ( $\theta_{SMS}$ ) é ajustado para ser uma função senoidal de desvio de frequência a partir da frequência da rede elétrica  $f_{rede}$ , sendo calculado conforme (11), onde  $\theta_m$  é o máximo deslocamento de fase em graus (°) e  $f_m$  é a frequência na qual ocorre  $\theta_m$  [6,10].

$$\theta_{SMS} = \frac{2.\pi}{360} \cdot \theta_m \cdot sen\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f_{PCC} - f_{rede}}{f_m - f_{rede}}\right) \tag{11}$$

Quando a rede de distribuição está conectada, a forma de onda da tensão no PCC fornece uma referência constante de fase e frequência. No entanto, quando ocorre o ilhamento, a frequência no PCC varia em função da corrente injetada pelo inversor e atingirá um valor em regime permanente que pode ser calculado em função da carga e das características do método SMS no inversor, sendo a frequência na qual o ângulo do inversor e da carga apresentam o mesmo valor. Esta frequência também pode ser identificada graficamente como o ponto no qual a curva do ângulo de carga ( $\theta_{carga}$ ) em função da frequência, cruza com a curva do ângulo do método SMS ( $\theta_{SMS}$ ), conforme a Figura 1.6, onde é apresentada a resposta de fase de duas cargas com a mesma frequência de ressonância ( $f_0$ ) de 60 Hz e com os fatores de qualidade  $Q_f = 1,5$  e  $Q_f = 5$ . As intersecções entre a curva do método SMS e a resposta de fase da carga são indicadas pelos pontos A, B e C [6].



Figura 1.6 Curvas do ângulo de fase do método SMS e da carga.

Fonte: [6]

No entanto, a interseção entre a linha da carga e a curva da resposta em fase do inversor pode ser um ponto de operação estável ou instável. Os pontos de operação onde  $\frac{d\theta_{SMS}}{df} > \frac{d\theta_{carga}}{df}$  são instáveis, tal como o ponto A para a carga com  $Q_f = 1,5$ , enquanto os

pontos de operação onde  $\frac{d\theta_{SMS}}{df} < \frac{d\theta_{carga}}{df}$  são estáveis, tais como o ponto A para a carga com  $Q_f = 5$  e os pontos B e C para a carga com  $Q_f = 1,5$ . O ponto de operação estável indica a frequência de regime permanente do sistema ilhado. Sendo assim, os parâmetros do método SMS devem ser escolhidos de forma que não existam pontos de operação estáveis dentro da faixa de sobrefrequência e subfrequência, pois os dispositivos de UFP/OFP não conseguirão detectar o ilhamento do sistema [6].

O método SMS também é fácil de implementar, sendo eficiente na detecção de ilhamento se comparado com outros métodos ativos. Assim como os outros métodos ativos de detecção de ilhamento, embora com menor impacto, o método SMS prejudica a qualidade de energia do sistema fotovoltaico injetando potência reativa quando a frequência da rede elétrica está distante do valor nominal, mas dentro da faixa normal de operação, resultando na redução do fator de potência do sistema fotovoltaico [6].

#### 1.4.3 Desvio ativo de frequência com realimentação positiva (SFS)

O método desvio ativo de frequência com realimentação positiva (*Sandia Frequency Shift - SFS*), chamado também de *Active Frequency Drift with Positive Feedback* (AFDPF), é uma extensão do método ativo AFD, pois utiliza a frequência da tensão no PCC como realimentação positiva para evitar o ilhamento [6-9].

O método SFS também apresenta os segmentos de corrente zero, conforme mostrado na Figura 1.7. Durante o primeiro semiciclo, a corrente de saída do inversor fotovoltaico é uma forma de onda senoidal com uma frequência mais alta que a frequência da tensão no PCC. Quando a corrente de saída do inversor atinge zero, a mesma permanece em zero durante um tempo  $t_z$  antes do início do segundo semiciclo, que também possui uma frequência mais alta que a da tensão no PCC. O tempo zero  $(t_z)$  do segundo ciclo não é fixado pelo inversor fotovoltaico [6].

A realimentação positiva é utilizada para aumentar a fração de corte (cf) que é definida como a razão entre o tempo zero  $(t_Z)$  e a metade do período da tensão no PCC  $(T_v/2)$ , ou seja,  $cf = \frac{2.t_Z}{T_v}$ . Conforme a Figura 1.7, o período do primeiro semiciclo senoidal é calculado conforme (12) e a frequência da forma de onda da corrente é dada por (13).

$$\frac{T_i}{2} = \frac{T_{PCC}}{2} - t_Z = \frac{T_{PCC}}{2} \cdot (1 - cf)$$
(12)

$$f_i = \frac{1}{T_i} = \frac{f_{PCC}}{1 - cf} \tag{13}$$



Figura 1.7 Método SFS com formas de onda de  $v_{PCC}$  e  $i_{inv}$ .



$$cf = cf_0 + F(\Delta f) = cf_0 + k_{SFS} \cdot (f_{PCC} - f_{rede})$$
(14)

A corrente de referência no inversor é dada por (15), sendo  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2}.v_{rede}}{R}$ .

$$i_{ref} = I_{invMAX}.sen(2.\pi, f_i, t) = I_{invMAX}.sen\left(2.\pi, \frac{f_{PCC}}{1-cf}, t\right)$$
(15)

Quando conectado à rede de distribuição, a estabilidade da rede impede qualquer alteração, mesmo que o método de detecção de ilhamento (MDI) tente variar a frequência. No entanto, quando a rede é desconectada e como  $f_{PCC}$  aumenta, o erro de frequência aumenta, a fração de corte aumenta e consequentemente o inversor também aumentará a sua frequência. O método SFS atua com o objetivo de acelerar o desvio de frequência até que a frequência no PCC atinja o limite de proteção de sobrefrequência (OFP). O processo é semelhante caso  $f_{PCC}$  diminua, resultando em uma fração de corte negativa [2,6].

A forma de onda da corrente com o método SFS apresenta um deslocamento de fase em relação a componente fundamental igual a  $0,5. \omega. t_Z$ . Se o segmento de corrente zero é pequeno, as componentes harmônicas mais altas da corrente também são pequenas e a corrente SFS pode ser aproximada pela sua componente fundamental com deslocamento de fase. Sendo assim, o deslocamento de fase do método SFS ( $\theta_{SFS}$ ) varia com a frequência no PCC e com a fração de corte (*cf*) conforme (16) [6].

$$\theta_{SFS} = \frac{\omega t_Z}{2} = \pi f_{PCC} t_Z = \frac{\pi cf}{2}$$
(16)

O método SFS, assim como os métodos AFD e SMS, é fácil de implementar e eficiente na detecção de ilhamento. No entanto, assim como o método AFD, o método SFS reduz a qualidade da energia elétrica fornecida pelo inversor fotovoltaico ao injetar potência reativa e distorção de corrente, que resulta na redução do fator de potência do sistema fotovoltaico mesmo quando conectado à rede, pois a realimentação positiva amplifica a mudança de frequência [2,6].

#### 1.5 JUSTIFICATIVA PARA O DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Este trabalho busca compreender as técnicas de detecção de ilhamento, com destaque para os principais métodos ativos AFD, SMS e SFS. É realizada análise de desempenho a partir dos resultados de simulação, visando apresentar suas vantagens e desvantagens. Além disso, este trabalho visa apresentar a importância das características de zona de não detecção (ZND), que está relacionada com a possibilidade de detecção ou não do ilhamento dependendo da distorção causada na corrente de referência do inversor e, de distorção harmônica total (DHT), que implica na análise da qualidade da energia elétrica a partir da distorção harmônica da corrente de saída do inversor ao aplicar os métodos de anti-ilhamento.

#### 1.6 **OBJETIVOS**

#### 1.6.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho consiste no estudo e na análise dos métodos ativos AFD, SMS e SFS de detecção de ilhamento, sendo abordado o conceito de zonas de não detecção (ZND) necessário para ajustar os parâmetros das técnicas de anti-ilhamento de forma a detectar o referido fenômeno. Para validar os conceitos teóricos serão apresentados os resultados de simulação no ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup> de forma a demonstrar a aplicação das ZNDs. Por fim, será analisado o desempenho das técnicas de anti-ilhamento no

ambiente de simulação, levando em consideração o tempo para detecção do ilhamento, distorção harmônica total (DHT) da corrente injetada, quantidade de operações matemáticas e tempo de simulação.

#### 1.6.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho estão relacionados com o cumprimento das seguintes metas:

- Revisão bibliográfica dos métodos ativos AFD, SMS e SFS;

- Estudo do conceito de zonas de não detecção (ZND);
- Simulação dos métodos ativos AFD, SMS e SFS no ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup>;
- Validação dos conceitos teóricos a partir dos resultados de simulação obtidos;
- Análise de desempenho dos métodos ativos de detecção de ilhamento.

#### 1.7 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No Capítulo 1 são apresentados o conceito e a importância do fenômeno de ilhamento e os métodos mais comuns de detecção de ilhamento, incluindo os métodos passivos UVP/OVP e UFP/OFP e os métodos ativos AFD, SMS e SFS. No Capítulo 2 é apresentado o conceito de zonas de não detecção (ZND) com foco principal no espaço  $Q_f \propto f_0$ , necessário para o ajuste dos parâmetros dos métodos de forma a detectar o fenômeno de ilhamento. No Capítulo 3 são apresentados o modelo de simulação no Matlab/Simulink<sup>®</sup> e alguns resultados de simulação para validação dos conceitos teóricos apresentados nos capítulos anteriores. No Capítulo 4 é apresentada a análise de desempenho dos métodos ativos AFD, SMS e SFS com o objetivo de verificar as vantagens e desvantagens de cada método. No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões finais e propostas de continuidade do trabalho.

## 2 CONCEITO DE ZONAS DE NÃO DETECÇÃO

Os métodos de detecção de ilhamento (MDI) são testados com o circuito já mostrado na Figura 1.1, onde um inversor é conectado no ponto comum de acoplamento de carga (PCC) à rede de distribuição e a uma carga local RLC em paralelo. Considera-se que o inversor esteja operando no modo de controle em corrente ou potência constante com fator de potência unitário. A rede de distribuição fornece sinais de referência constantes de tensão e frequência [6,10].

Após a desconexão da rede, se houver desequilíbrio de potência ativa  $\Delta P$  e de potência reativa  $\Delta Q$  no sistema ilhado, a magnitude e a frequência da tensão no PCC se deslocarão para um ponto em que a potência ativa e reativa da carga local coincidam com as do inversor. Conforme visto no capítulo anterior, caso  $P_{carga} > P_{FV}$ , a tensão no PCC ( $V_{PCC}$ ) irá diminuir e poderá ser detectada pelo relé de subtensão (UVP); caso  $P_{carga} < P_{FV}$ , a tensão no PCC ( $V_{PCC}$ ) irá aumentar e poderá ser detectada pelo relé de sobretensão (OVP); caso  $\Delta Q > 0$ , que corresponde a uma carga indutiva, a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) irá aumentar e poderá ser detectada pelo relé de sobrefrequência (OFP); e caso  $\Delta Q < 0$ , que corresponde a uma carga capacitiva, a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) irá diminuir e poderá ser detectada pelo relé de sobrefrequência (OFP); e caso  $\Delta Q < 0$ , que corresponde a uma carga capacitiva, a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) irá diminuir e poderá ser detectada pelo relé de sobrefrequência (OFP); e caso  $\Delta Q < 0$ , que corresponde a uma carga capacitiva, a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) irá diminuir e poderá ser detectada pelo relé de subfrequência (UFP) [5].

Sendo assim, para desequilíbrios de potência grandes o suficiente, os dispositivos de proteção contra sub/sobrefrequência (UFP/OFP) ou sub/sobretensão (UVP/OVP), frequentemente empregados em inversores conectados à rede, atuam impedindo que o inversor opere em condições de ilhamento. A partir das características da carga e da rede e os limites dos dispositivos de UFP/OFP e UVP/OVP, é possível identificar uma zona de não detecção (ZND), isto é, onde não será possível detectar o ilhamento, em um espaço de variação de potência  $\Delta P \times \Delta Q$  como mostrado de forma simplificada na Figura 2.1 [6,10].

No entanto, a detecção de ilhamento passivo falha quando ocorrem pequenos desequilíbrios de potência. A redução da ZND a partir da redução da faixa normal de operação dos dispositivos de UFP/OFP e UVP/OVP não é uma boa opção, pois pode levar a atuações indesejadas.



Figura 2.1 ZND no espaço  $\Delta P \ge \Delta Q$  para UVP/OVP e UFP/OFP.

Fonte: [10]

Vários métodos ativos discutidos no capítulo anterior mostraram fornecer desempenho superior em relação aos métodos passivos. No entanto, o critério de zona de não detecção no espaço de variação de potência  $\Delta P \ge \Delta Q$  não é tão eficiente se comparados ao espaço com parâmetros de carga baseados nos valores reais dos elementos RLC da carga local, tais como o espaço baseado na capacitância normalizada ( $C_{norm}$ ) e indutância L [13], e o espaço baseado no fator de qualidade ( $Q_f$ ) e na frequência de ressonância ( $f_0$ ) da carga, que será o foco principal deste capítulo [6].

#### 2.1 MODELO EQUIVALENTE DA CARGA LOCAL

Para a avaliação do desempenho dos métodos de detecção de ilhamento, a carga local é geralmente modelada como um circuito RLC em paralelo, pois é o tipo de carga que causa maior dificuldade na detecção de ilhamento [2].

#### 2.1.1 Fator de qualidade $(Q_f)$

De acordo com o padrão IEEE 929-2000, o fator de qualidade é definido como dois pi vezes a relação entre a máxima energia armazenada pela energia dissipada por ciclo em uma determinada frequência conforme (17) [3].

$$Q_f = 2.\pi. \frac{\text{máxima energia armazenada}}{\text{energia total dissipada em um período}}$$
(17)

Os valores para  $Q_f$  de 0 a 2,5 estão associados a redes de distribuição não corrigidas, modeladas por cargas RL com fatores de potência que variam de unitário a 0,37, respectivamente. Logo, à medida que o fator de potência diminui, o valor de  $Q_f$  aumenta.

Portanto, cargas com  $Q_f \le 2,5$  representam todas as configurações de linha de distribuição e de carga local [3,6].

#### 2.1.2 Características da carga RLC

Como mencionado anteriormente, uma carga RLC em paralelo é comumente utilizada como carga local equivalente para a avaliação de desempenho dos métodos de detecção de ilhamento (MDI), conforme mostrado na Figura 2.2 [6].

Suponha que a fonte de corrente seja dada por (18), onde  $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L.C}}$  é a frequência angular de ressonância da carga.

$$i(t) = I_m \cos(\omega_0, t) \tag{18}$$

Figura 2.2 Fonte de corrente e carga RLC em paralelo.



Considerando que a carga RLC esteja operando na frequência de ressonância, o fator de qualidade  $(Q_f)$  deste circuito é calculado conforme (19), onde  $W_C$  é a energia armazenada no capacitor,  $W_L$  é a energia armazenada no indutor e  $W_R$  é a energia consumida pelo resistor.

$$Q_f = \frac{2.\pi [W_C(t) + W_L(t)]}{W_R(t)}$$
(19)

Na frequência de ressonância, a energia armazenada no capacitor  $(W_C)$  é dada por (20) e a energia armazenada no indutor  $(W_L)$  é dada por (21). Sendo assim, a energia total armazenada é calculada conforme (22) e a energia perdida ou consumida por período de tempo é dada por (23).

$$W_{C}(t) = \frac{1}{2} \cdot C \cdot v(t)^{2} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot R^{2} \cdot I_{m}^{2} \cdot \cos^{2}(\omega_{0} \cdot t)$$
(20)

$$W_L(t) = \frac{1}{2} \cdot L \cdot i_L(t)^2 = \frac{1}{2} \cdot L \cdot \left[-i_c(t)\right]^2 = \frac{1}{2} \cdot L \cdot \left[-C \cdot \frac{d\nu(t)}{dt}\right]^2 = \frac{1}{2} \cdot C \cdot R^2 \cdot I_m^2 \cdot sin^2(\omega_0, t)$$
(21)

$$W_{C}(t) + W_{L}(t) = \frac{1}{2} \cdot C \cdot R^{2} \cdot I_{m}^{2} \cdot \left[\cos^{2}(\omega_{0} \cdot t) + \sin^{2}(\omega_{0} \cdot t)\right] = \frac{1}{2} \cdot C \cdot R^{2} \cdot I_{m}^{2}$$
(22)

$$W_R(t) = \frac{1}{2} \cdot R \cdot I_m^2 \cdot T = \frac{\pi \cdot R \cdot I_m^2}{\omega_0}$$
 (23)

Portanto, o fator de qualidade  $(Q_f)$  para o circuito RLC em paralelo é dado por (24).

$$Q_f = \frac{2.\pi.(\frac{1}{2}.C.R^2.I_m^2)}{\frac{\pi.R.I_m^2}{\omega_0}} = \omega_0.R.C = \frac{R}{\omega_0.L} = \frac{R.\sqrt{L.C}}{L} = R.\sqrt{\frac{C}{L}}$$
(24)

A partir de (24), é possível observar que o fator de qualidade da carga RLC é independente da frequência. A frequência da fonte de corrente foi considerada igual a frequência de ressonância da carga, de modo que a tensão na carga estará em fase com a corrente e sua magnitude dependerá apenas do valor da resistência da carga.

A impedância da carga RLC em paralelo em uma dada frequência angular ( $\omega$ ) é dada por (25) e o ângulo de fase da carga ( $\phi_{carga}$ ) é dado por (26).

$$Z_{carga} = \frac{1}{\frac{1}{R} + \frac{1}{j.\omega.L} + j.\omega.C} = \frac{1}{\frac{1}{R} - j.\left(\frac{1}{\omega.L} - \omega.C\right)}$$
(25)

$$\phi_{carga} = \tan^{-1} \left[ R. \left( \frac{1}{\omega L} - \omega. C \right) \right] = \tan^{-1} \left[ Q_f. \left( \frac{\omega_0}{\omega} - \frac{\omega}{\omega_0} \right) \right] = \tan^{-1} \left[ Q_f. \left( \frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0} \right) \right]$$
(26)

O ângulo de fase ( $\theta_{carga}$ ) entre a corrente e a tensão na carga é dado por (27).

$$\theta_{carga} = -\phi_{carga} = tan^{-1} \left[ Q_f \cdot \left( \frac{f}{f_0} - \frac{f_0}{f} \right) \right]$$
(27)

De modo semelhante, é possível obter a magnitude da impedância da carga em função do fator de qualidade ( $Q_f$ ) e da frequência de ressonância ( $f_0$ ) conforme (28).

$$\left| Z_{carga} \right| = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{R^2} + \left(\frac{1}{\omega . L} - \omega . C\right)^2}} = \frac{R}{\sqrt{1 + R^2 \cdot \left(\frac{1}{\omega . L} - \omega . C\right)^2}} = \frac{R}{\sqrt{1 + Q_f^2 \cdot \left(\frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0}\right)^2}}$$
(28)

#### **2.2 ZND** PARA OS MÉTODOS PASSIVOS NO ESPAÇO $\Delta P \ge \Delta Q$

Normalmente, o inversor fotovoltaico opera com fator de potência unitário, ou seja, a corrente de saída do inversor  $(I_{inv})$  está em fase com a tensão no PCC  $(V_{PCC})$ . As potências reativa e ativa fornecidas pelo sistema fotovoltaico são dadas por (29) e (30).

$$Q_{FV} = 0 \tag{29}$$

$$P_{FV} = I_{inv}.V_{PCC} \tag{30}$$

As potências reativa e ativa consumidas pela carga são dadas por (31) e (32), onde  $f_{PCC}$  é a frequência no PCC e  $V_{PCC}$  é a tensão no PCC, sendo iguais a frequência e a tensão na rede de distribuição antes de ser desconectada [6].

$$Q_{carga} = \frac{V_{PCC}^2}{\omega_{PCC}L} - V_{PCC}^2 \cdot \omega_{PCC} \cdot C = Q_f \cdot P_{carga} \cdot \left(\frac{f_0}{f_{PCC}} - \frac{f_{PCC}}{f_0}\right)$$
(31)

$$P_{carga} = \frac{V_{PCC}^2}{R} \tag{32}$$

O comportamento do sistema no regime permanente, isto é, os valores da tensão e da frequência no PCC, após a desconexão da rede, dependem das diferenças de potência  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  antes da abertura do disjuntor. O comportamento do ilhamento no inversor fotovoltaico conectado à rede é diferente quando operando sob diferentes esquemas de controle, tais como os controles com corrente ou potência constantes [6,10].

Se após a desconexão, os valores de regime permanente da magnitude da tensão ou da frequência no PCC estiverem fora dos limites definidos pela UVP/OVP e UFP/OFP, o ilhamento será detectado.

#### 2.2.1 ZND devido a variação de potência ativa ( $\Delta P$ )

No caso do inversor operando com controle de corrente constante, após a desconexão da rede,  $V_{PCC} = I_{inv}$ . *R* e a diferença de potência ativa é dada por (33) [6].

$$\frac{\Delta P}{P_{FV}} = \frac{P_{carga} - P_{FV}}{P_{FV}} = \frac{\frac{V_{rede}^2}{R} - V_{rede}.I_{inv}}{V_{rede}.I_{inv}} = \frac{V_{rede}^2 - V_{rede}.I_{inv}.R}{V_{rede}.I_{inv}.R} = \frac{V_{rede}}{V_{PCC}} - 1$$
(33)

Considerando que a magnitude da tensão no PCC tem que estar dentro dos limites de disparo de UVP/OVP, para manter o sistema em operação mesmo sob condição de ilhamento, a diferença de potência ativa tem que estar dentro da faixa de  $\frac{V_{rede}}{V_{max}} - 1 \le \frac{\Delta P}{P_{FV}} \le \frac{V_{rede}}{V_{min}} - 1$ . Sendo assim, um inversor com dispositivos UVP/OVP em que  $V_{min} = 0.88.V_{rede}$  e  $V_{max} = 1.1.V_{rede}$ , terá uma ZND variando dentro da faixa de  $-9.09\% \le \frac{\Delta P}{P_{FV}} \le 13.63\%$ .

No caso do inversor operando com controle de potência constante, após a desconexão da rede,  $V_{PCC} = \sqrt{P_{FV} \cdot R}$  e a diferença de potência ativa é dada por (34) [6].

$$\frac{\Delta P}{P_{FV}} = \frac{P_{carga} - P_{FV}}{P_{FV}} = \frac{\frac{V_{rede}^2 - V_{PCC}^2}{R}}{\frac{V_{PCC}^2}{R}} = \frac{V_{rede}^2}{V_{PCC}^2} - 1$$
(34)

A diferença de potência ativa para manter o sistema em operação mesmo sob condição de ilhamento tem que estar dentro da faixa de  $\frac{V_{rede}^2}{V_{max}^2} - 1 \le \frac{\Delta P}{P_{PV}} \le \frac{V_{rede}^2}{V_{min}^2} - 1$ . Dessa forma, um inversor com dispositivos de proteção UVP e OVP em que  $V_{min} = 0.88.V_{rede}$  e  $V_{max} = 1.1.V_{rede}$ , terá uma ZND variando dentro da faixa de -17.36%  $\le \frac{\Delta P}{P_{PV}} \le 29.13\%$ .

#### 2.2.2 ZND devido a variação de potência reativa ( $\Delta Q$ )

No caso do inversor operando com controle de corrente constante, a diferença de potência reativa pode ser representada por (35) [6].

$$\frac{\Delta Q}{P_{FV}} = \frac{Q_{carga}}{P_{FV}} = \frac{P_{carga} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_0}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_0}\right)}{P_{FV}} = Q_f \cdot \left(\frac{f_0}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_0}\right) \cdot \frac{V_{rede}}{V_{PCC}}$$
(35)

Sendo assim, os limites da ZND devido a variação da potência reativa podem ser representados por (36) e (37).

$$Q_f \cdot \left(\frac{f_{max}}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_{max}}\right) \cdot \frac{V_{rede}}{V_{max}} \le \frac{\Delta Q}{P_{FV}} \le Q_f \cdot \left(\frac{f_{max}}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_{max}}\right) \cdot \frac{V_{rede}}{V_{min}} \text{ para } f_0 = f_{max}$$
(36)

$$Q_f \cdot \left(\frac{f_{min}}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_{min}}\right) \cdot \frac{V_{rede}}{V_{max}} \le \frac{\Delta Q}{P_{FV}} \le Q_f \cdot \left(\frac{f_{min}}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_{min}}\right) \cdot \frac{V_{rede}}{V_{min}} \text{ para } f_0 = f_{min}$$
(37)

No caso do inversor operando com controle de potência constante, a diferença de potência reativa pode ser representada por (38) [6].

$$\frac{\Delta Q}{P_{FV}} = \frac{Q_{carga}}{P_{FV}} = \frac{P_{carga} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_0}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_0}\right)}{P_{FV}} = Q_f \cdot \left(\frac{f_0}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_0}\right) \cdot \frac{V_{rede}^2}{V_{PCC}^2}$$
(38)

Assim sendo, os limites da ZND devido a variação da potência reativa podem ser representados por (39) e (40).
$$Q_f \cdot \left(\frac{f_{max}}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_{max}}\right) \cdot \frac{V_{rede}^2}{V_{max}^2} \le \frac{\Delta Q}{P_{FV}} \le Q_f \cdot \left(\frac{f_{max}}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_{max}}\right) \cdot \frac{V_{rede}^2}{V_{min}^2} \text{ para } f_0 = f_{max}$$
(39)

$$Q_f \cdot \left(\frac{f_{min}}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_{min}}\right) \cdot \frac{V_{rede}^2}{V_{max}^2} \le \frac{\Delta Q}{P_{FV}} \le Q_f \cdot \left(\frac{f_{min}}{f_{rede}} - \frac{f_{rede}}{f_{min}}\right) \cdot \frac{V_{rede}^2}{V_{min}^2} \text{ para } f_0 = f_{min}$$
(40)

## 2.2.3 ZND no espaço $\Delta P x \Delta Q$

As ZNDs de um inversor com fator de potência unitário que possui dispositivos de proteção passiva UFP/OFP e UVP/OVP no espaço  $\Delta P \ge \Delta Q$  são mostradas na Figura 2.3 para diferentes tipos de controle e valores de  $Q_f$ . Na Figura 2.3, PC representa o inversor controlado por potência constante e CC representa o inversor controlado por corrente constante. Considera-se que o inversor está conectado a uma rede de distribuição com  $f_{rede} = 60$  Hz, sendo os limites para os dispositivos UVP/OVP e UFP/OFP iguais a 0,88. $V_{rede} \leq V_{PCC} \leq 1,1.V_{rede}$  e 59,3 Hz  $\leq f_{PCC} \leq 60,5$  Hz, respectivamente [6,14].





A zona de não detecção (ZND) do inversor com controle de corrente constante é menor que a do inversor com controle de potência constante. No entanto, é possível observar que os métodos passivos são mais sensíveis a variação de potência reativa ( $\Delta$ Q) do que de potência ativa ( $\Delta$ P), pois pequenos valores percentuais de  $\Delta$ Q são suficientes para acionar os dispositivos de proteção UFP e OFP.

A ZND no espaço  $\Delta P \ge \Delta Q$  é o índice mais utilizado para descrever o desempenho dos métodos passivos. No entanto, é possível observar na Figura 2.3 que a ZND muda conforme o valor do fator de qualidade ( $Q_f$ ) considerado. Sendo assim, para comparar o desempenho dos diferentes métodos de detecção de ilhamente (MDI) no espaço  $\Delta P \ge \Delta Q$ , o fator de qualidade ( $Q_f$ ) da carga precisa ser definido previamente.

## 2.3 ZND NO ESPAÇO $Qf x f_0$

A maioria dos métodos ativos utilizam a estratégia de desviar a frequência do sistema ilhado com o objetivo de acionar os dispositivos de proteção UFP/OFP, pois seria necessária uma variação significativa de potência ativa para disparar os dispositivos de UVP/OVP. A frequência de um sistema ilhado com um inversor em fator de potência unitário é modificada primeiramente pela frequência ressonante ( $f_0$ ) da carga RLC. Se não for introduzida perturbação alguma, a frequência de ilhamento ( $f_{is}$ ) será igual à frequência de ressonância ( $f_0$ ) da carga, pois é a única frequência que satisfaz a condição  $Q_{carga} = Q_{FV} = 0$ . De forma alternativa, é possível dizer que o ângulo de carga deve ser igual ao ângulo de fase entre a corrente no inversor e a tensão na carga. A partir de (27) é possível observar que o ângulo de fase  $\theta_{carga}$  é afetado pelo fator de qualidade ( $Q_f$ ) e pela frequência de ressonância ( $f_0$ ) da carga. Portanto, a zona de não detecção (ZND) com espaço de parâmetro de carga  $Q_f \propto f_0$  pode ser considerada uma boa opção para comparar o desempenho dos métodos ativos [6,15].

Nas seções a seguir serão apresentados os limites das ZNDs no espaço  $Q_f \ge f_0$  para alguns métodos de detecção de ilhamento (MDI). O primeiro passo é obter a equação que demonstra como o ângulo de fase do inversor ( $\theta_{inv}$ ) varia com a frequência no PCC ( $f_{PCC}$ ). Portanto, será utilizado o critério de fase, pois de fato o ângulo de fase da carga ( $\theta_{carga}$ ) e do inversor ( $\theta_{inv}$ ) são os mesmos na frequência de regime permanente  $\theta_{carga}(f) = \theta_{inv}(f)$ , sendo esta condição importante para definir os limites da ZND no espaço  $Q_f \ge f_0$  [15]. Para calcular os limites da detecção de ilhamento, é necessário obter uma equação para a frequência da tensão em regime permanente no PCC ( $f_{PCC}$ ) em função dos parâmetros de carga ( $Q_f e f_0$ ) e dos principais parâmetros dos métodos ativos, conforme (41) [15].

$$tg^{-1}\left[Q_f \cdot \left(\frac{f_{PCC}}{f_0} - \frac{f_0}{f_{PCC}}\right)\right] = \theta_{in\nu}(f)$$
(41)

Isolando-se a variável frequência de ressonância ( $f_0$ ), é possível obter (42).

$$f_0^2 + \frac{tg[\theta_{inv}(f_{PCC})] \cdot f_{PCC}}{Q_f} \cdot f_0 - f_{PCC}^2 = 0$$
(42)

Portanto, a frequência de ressonância ( $f_0$ ) que causará a operação de ilhamento pode ser resolvida em função da frequência de ilhamento no PCC ( $f_{PCC} = f_{is}$ ) e do ângulo equivalente do inversor ( $\theta_{inv}$ ), sendo o valor negativo desprezado, conforme (43).

$$f_0 = \frac{f_{is}}{2.Q_f} \cdot \left( -tg \,\theta_{inv}(f_{is}) + \sqrt{tg^2 \theta_{inv}(f_{is}) + 4.Q_f^2} \right) \tag{43}$$

Para calcular a ZND, considera-se que a frequência de ilhamento esteja nos limites  $(f_{máx} e f_{mín})$ , sendo calculada a frequência de ressonância da carga  $(f_0)$  no limite da ZND para uma faixa de valores de  $Q_f$ . Sendo assim, pode ser obtido o gráfico da ZND pela aplicação de (43). No entanto, o principal problema é encontrar o ângulo do inversor  $(\theta_{inv})$ .

#### 2.3.1 ZND para o método passivo UFP/OFP

De acordo com (27), se não for introduzida perturbação alguma no inversor e o fator de potência for unitário, a frequência de ilhamento  $(f_{is})$  será a frequência de ressonância  $(f_0)$  da carga. De forma alternativa, aplicando-se  $\theta_{inv} = 0$  em (43) e considerando que os dispositivos de UFP/OFP não aplicam distúrbio algum na corrente, pode-se obter o mesmo resultado  $f_0 = f_{is}$  [6,15].

Se  $f_{min} \leq f_0 \leq f_{max}$ , os dispositivos de UFP/OFP não irão desarmar e o ilhamento ocorrerá independentemente do valor de  $Q_f$ . A ZND da UFP/OFP será mostrada nas Figuras 2.4 a 2.6.

#### 2.3.2 ZND para o método ativo AFD

Para o método desvio ativo de frequência (AFD), o ângulo (em radianos) entre a componente fundamental da corrente no inversor e a tensão no PCC é dada por (44) [6,15].

$$\theta_{AFD}(f) = \frac{\pi \cdot \delta f}{f + \delta f} \tag{44}$$

Substituindo a frequência de ilhamento  $(f_{is})$  pelos limites de frequência  $(f_{máx} e f_{min})$  e o ângulo  $\theta_{inv}$  por  $\theta_{AFD}$  em (43), os limites da ZND para o método AFD serão obtidos conforme (45) e (46) [15].

$$f_{0m\acute{a}x} = \frac{f_{m\acute{a}x}}{2.Q_f} \cdot \left( -tg \,\theta_{AFD}(f_{m\acute{a}x}) + \sqrt{tg^2 \theta_{AFD}(f_{m\acute{a}x}) + 4.\,Q_f^2} \right) \tag{45}$$

$$f_{0min} = \frac{f_{min}}{2.Q_f} \cdot \left( -tg \,\theta_{AFD}(f_{min}) + \sqrt{tg^2 \theta_{AFD}(f_{min}) + 4.\,Q_f^2} \right) \tag{46}$$

A partir de (45) e (46) é obtida a ZND do método AFD para diferentes valores de  $\delta f$  e para uma faixa de frequência entre 59,3 Hz  $\leq f_0 \leq 60,5$  Hz, conforme Figura 2.4.

O principal objetivo do método AFD é deslocar a ZND para valores mais baixos de  $f_0$  à medida que  $\delta f$  aumenta. Para  $Q_f = 2,5$  e  $\delta f = 0,5$  Hz, o método não conseguirá detectar o ilhamento para cargas com 58,99 Hz  $\leq f_0 \leq 60,19$  Hz. Se for mantido  $Q_f = 2,5$  e  $\delta f$  for aumentado para 1 Hz, o ilhamento irá ocorrer para cargas com 58,68 Hz  $\leq f_0 \leq 59,88$  Hz. Sendo  $Q_f = 2,5$  e  $\delta f$  aumentado agora para 1,5 Hz, o ilhamento não será detectado para cargas com 58,39 Hz  $\leq f_0 \leq 59,59$  Hz. Além disso, é possível notar que o tamanho da faixa de frequências ressonantes  $\Delta f_0 = f_{0máx} - f_{0mín}$  para o qual ocorre ilhamento é o mesmo que o dos limites da proteção de UFP/OFP igual a 1,2 Hz.

Considerando que a maioria das cargas são indutivas na frequência da rede, apresentando uma frequência de ressonância maior do que a frequência da rede, seria difícil detectar o ilhamento para cargas indutivas com  $Q_f = 2,5$  e  $\delta f = 0,5$  Hz, sendo necessário aumentar  $\delta f$  para 1 Hz. Da mesma forma, para as cargas que são ligeiramente capacitivas na frequência nominal da rede, que apresentam uma frequência de ressonância menor que a frequência da rede, seria difícil detectar o ilhamento para cargas capacitivas com  $Q_f = 3$  e  $\delta f = 1$  Hz, sendo necessário aumentar  $\delta f$  para 1,5 Hz, conforme Figura 2.4.



Figura 2.4 ZNDs do método AFD para diferentes valores de  $\delta f$ .

#### 2.3.3 ZND para o método ativo SMS

O ângulo de fase (em radianos) no inversor para o método desvio de frequência no modo escorregamento (SMS) é dado por (47).

$$\theta_{SMS}(f) = \frac{2.\pi}{360} \cdot \theta_m \cdot sen\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f - f_{rede}}{f_m - f_{rede}}\right)$$
(47)

Os parâmetros do método SMS devem ser projetados de forma que nenhum ponto de operação estável seja alcançado dentro do limite de frequência. Como discutido no capítulo anterior, a fase do inversor deve aumentar mais rapidamente do que a fase da carga RLC na frequência de ressonância, na região próxima à frequência da rede, a fim de garantir que o método SMS funcione no pior dos casos, conforme Figura 1.6, sendo  $f = f_0 = f_{rede}$ .

$$\left. \frac{d\theta_{carga}}{df} \right|_{f=f_0} \le \left. \frac{d\theta_{SMS}}{df} \right|_{f=f_{rede}} \tag{48}$$

O gradiente da fase de carga (em radianos) é dado por (49) e em graus (°) por (50).

$$\frac{d\theta_{carga}}{df}\Big|_{f=f_0} = \frac{d\left\{tan^{-1}\left[Q_f \cdot \left(\frac{f}{f_0} - \frac{f_0}{f}\right)\right]\right\}}{df}\Big|_{f=f_0} = \frac{Q_f \cdot \left(\frac{f}{f^2} + \frac{1}{f_0}\right)}{1 + \left[Q_f \cdot \left(\frac{f}{f} - \frac{f}{f_0}\right)\right]^2}\Big|_{f=f_0} = \frac{2.Q_f}{f_0}$$
(49)

$$\left. \frac{d\theta_{carga}(^{\circ})}{df} \right|_{f=f_0} = \frac{360}{\pi} \cdot \frac{Q_f}{f_0}$$
(50)

O gradiente da fase do inversor (em graus) é dado por (51).

$$\frac{d\theta_{SMS}(^{\circ})}{df}\Big|_{f=f_{rede}} = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{\theta_m}{f_m - f_{rede}} \cdot \cos\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f - f_{rede}}{f_m - f_{rede}}\right)\Big|_{f=f_{rede}} = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{\theta_m}{f_m - f_{rede}}$$
(51)

Substituindo (50) e (51) em (48), o cálculo do ângulo máximo  $\theta_m$  (em graus) será dado por (52). Substituindo  $f_0 = 60$  Hz em (52), pode ser obtido (53).

$$\theta_m \ge \frac{720.Q_f}{\pi^2.f_0} \cdot (f_m - f_{rede})$$
 (52)

$$\theta_m \ge \frac{12.Q_f}{\pi^2} \cdot (f_m - f_{rede}) \tag{53}$$

A equação (53) é definida em função do fator de qualidade  $(Q_f)$  da carga, sendo que à medida que o mesmo aumenta, para um dado valor de  $f_m - f_{rede}$ , o ângulo  $\theta_m$  tem que aumentar. Isso resulta no aumento da potência reativa absorvida pelo inversor sob condições normais, pois o fator de potência ( $FP = \cos \theta_{SMS}$ ) irá diminuir. Portanto, a partir de (53), o ângulo  $\theta_m$  pode ser escolhido de acordo com o fator de qualidade ( $Q_f$ ) da carga para que o ilhamento seja detectado pelo método SMS. Conforme a norma IEEE 929-2000, o pior caso ocorre quando  $Q_f = 2,5$  e a frequência de ressonância da carga se aproxima da frequência da rede  $f_0 = f_{rede} = 60$  Hz. Sendo assim, o método SMS é projetado para a pior condição de carga com  $Q_f < 2,5$  e  $f_m - f_{rede} = 3$  Hz, utilizando o ângulo  $\theta_m = 10^\circ$ .

Assim como no método AFD, substituindo a frequência de ilhamento  $(f_{is})$  pelos limites de frequência  $(f_{m\acute{a}x} e f_{m\acute{n}})$  e o ângulo  $\theta_{inv}$  por  $\theta_{SMS}$  em (43), os limites da ZND para o método SMS serão obtidos conforme (54) a (56).

$$f_{0m\acute{a}x} = \frac{f_{m\acute{a}x}}{2.Q_f} \cdot \left( -\tan\theta_{SMS}(f_{m\acute{a}x}) + \sqrt{\tan^2\theta_{SMS}(f_{m\acute{a}x}) + 4.Q_f^2} \right) \text{ para } f_{0m\acute{a}x} > f_{rede} \quad (54)$$

$$f_{0min} = \frac{f_{min}}{2.Q_f} \cdot \left( -\tan\theta_{SMS}(f_{min}) + \sqrt{\tan^2\theta_{SMS}(f_{min}) + 4.Q_f^2} \right) \text{ para } f_{0min} < f_{rede} \quad (55)$$

$$f_{0m\acute{a}x} = f_{0m\acute{n}n} = f_{rede} \text{ para } f_{0m\acute{a}x} < f_{rede} \text{ e } f_{0m\acute{n}n} > f_{rede}$$
(56)

Considerando os limites da ZND do método SMS, o valor do limite superior  $f_{0m\acute{a}x}$ pode ser menor do que  $f_{rede}$  e o valor do limite inferior  $f_{0m\acute{n}n}$  pode ser maior do que  $f_{rede}$ . No entanto, isso não irá ocorrer na prática. Para um inversor fotovoltaico com método SMS, se  $f_0 > f_{rede}$ , a frequência da tensão no PCC tende a aumentar quando ilhada, sendo considerado um  $\theta_{SMS}$  positivo para aumentar ainda mais a frequência até atingir o estado estacionário; se  $f_0 < f_{rede}$ , a freqüência da tensão no PCC tende a diminuir quando ilhada, sendo considerado um  $\theta_{SMS}$  negativo para diminuir ainda mais a frequência até atingir o estado estacionário.

Sendo assim, para os casos em que  $f_{0máx} < f_{rede}$  e  $f_{0mín} > f_{rede}$ , o limite do método SMS será dado por (56), onde o ilhamento indetectável ocorrerá apenas na frequência de ressonância da carga  $f_0 = f_{rede}$  do sistema sem perturbação, conforme Figura 2.5. No entanto, tecnicamente, um sistema sem perturbação não existe. Neste caso, o ponto de operação é considerado instável, pois sempre que houver perturbação no sistema a frequência do sistema aumentará ou diminuirá até que os dispositivos de UFP/OFP detectem o ilhamento.

A ZND resultante para o método SMS no espaço  $Q_f \ge f_0$  é mostrada na Figura 2.5 para diferentes valores de  $\theta_m$ . Verifica-se que a ZND é nula para  $Q_f < 2,7$  quando  $\theta_m = 10^\circ$ e  $f_m - f_{rede} = 3$  Hz, que são os valores mais comuns para o método SMS. Além disso, à medida que  $\theta_m$  diminui, o fator de qualidade da carga para o qual ocorre ilhamento também diminui.



Figura 2.5 ZNDs do método SMS para diferentes valores de  $\theta_m$ .

2.3.4 ZND para o método ativo SFS

O ângulo de fase (em radianos) no inversor para o método desvio ativo de frequência com realimentação positiva (SFS) é dado por (57), sendo a fração de corte (cf) dada por (58).

$$\theta_{SFS}(f) = \frac{\pi . cf(f)}{2} \tag{57}$$

$$cf(f) = cf_0 + k_{SFS}.(f - f_{rede})$$
(58)

Assim como no método SMS, substituindo a frequência de ilhamento  $(f_{is})$  pelos limites de frequência  $(f_{máx} e f_{min})$  e o ângulo  $\theta_{inv}$  por  $\theta_{SFS}$  em (43), os limites da ZND para o método SFS serão obtidos conforme (59) a (61).

$$f_{0m\acute{a}x} = \frac{f_{m\acute{a}x}}{2.Q_f} \cdot \left( -\tan\theta_{SFS}(f_{m\acute{a}x}) + \sqrt{\tan^2\theta_{SFS}(f_{m\acute{a}x}) + 4.Q_f^2} \right) \text{ para } f_{0m\acute{a}x} > f_{0m\acute{n}} \quad (59)$$

$$f_{0min} = \frac{f_{min}}{2.Q_f} \cdot \left( -\tan\theta_{SFS}(f_{min}) + \sqrt{\tan^2\theta_{SFS}(f_{min}) + 4.Q_f^2} \right) \text{ para } f_{0mix} > f_{0min} \quad (60)$$

$$f_{0m\dot{a}x} = f_{0min} = \frac{f_{rede}}{2.Q_f} \cdot \left( -\tan\theta_{SFS}(f_{rede}) + \sqrt{\tan^2\theta_{SFS}(f_{rede}) + 4.Q_f^2} \right)$$
(61)

Considerando os limites da ZND do método SFS, o valor do limite superior  $f_{0m\acute{a}x}$ pode ser menor do que  $f_{0m\acute{n}n}$ , mas teoricamente, a frequência  $f_{0m\acute{a}x} \ge f_{0m\acute{n}n}$ . O limite  $f_{0m\acute{a}x}$  $= f_{0m\acute{n}n}$  ocorre quando a frequência de ilhamento do sistema é igual a frequência da rede ( $f_{is}$  $= f_{rede}$ ), e conforme (58) nenhum desvio adicional além de  $cf_0$  será aplicado. A frequência de ilhamento permanecerá na frequência da rede se não houver distúrbio algum.

A Figura 2.6 mostra a ZND do método SFS para  $cf_0 = 0,05$ , onde é possível observar que a ZND é nula para cargas com  $Q_f < 4,75$  quando  $k_{SFS} = 0,1$ . Além disso, à medida que  $k_{SFS}$  diminui, o fator de qualidade da carga para o qual ocorre ilhamento também diminuirá e a ZND aumentará. No entanto, para  $k_{SFS} = 0$  este método irá aplicar apenas o valor fixo de  $cf_0$ , semelhante ao método ativo AFD.



Figura 2.6 ZNDs do método SFS para diferentes valores de  $k_{SFS}$ .

#### 2.4 CONSIDERAÇÕES

Considerando que a ZND no espaço  $\Delta P \ge \Delta Q$  muda conforme o valor do fator de qualidade  $(Q_f)$ , torna-se mais interessante utilizar a ZND no espaço  $Q_f \ge f_0$ , onde é possível observar a variação do tamanho da ZND conforme o fator de qualidade  $(Q_f)$  da carga, sendo verificado apenas se a frequência de ressonância  $(f_0)$  da carga está fora da ZND a fim de detectar o ilhamento.

A Tabela 2.1 apresenta os limites de frequência  $f_{0min}$  e  $f_{0max}$  para os métodos ativos AFD, SMS e SFS com o objetivo de verificar o tamanho da ZND para cada método em relação ao fator de qualidade  $(Q_f)$  de 2,5. Para o método ativo AFD, é possível observar que para quaisquer dos desvios de frequência  $(\delta f)$  iguais a 0,5 Hz, 1 Hz e 1,5 Hz, o tamanho da ZND  $(f_{0max} - f_{0min})$  é igual a 1,2 Hz. Para o método ativo SMS, sendo  $f_m - f_{rede} =$ 3 Hz, é possível obter uma ZND  $(f_{0max} - f_{0min})$  igual a 0,56 Hz para  $\theta_m = 5^\circ$  e para os ângulos máximos  $(\theta_m)$  iguais a 10° e 15° são obtidos ZNDs nulas, pois caso  $f_{0max} < f_{rede}$  e  $f_{0min} > f_{rede}$  é considerado  $f_{0max} - f_{0min}$  igual a 1,19 Hz para  $k_{SFS} = 0$ , uma ZND de 0,06 Hz para  $k_{SFS} = 0,05$  e uma ZND nula para  $k_{SFS} = 0,1$ , pois caso  $f_{0max} < f_{0min}$  é considerado que a frequência de ilhamento do sistema é igual a da rede ( $f_{is} = f_{rede}$ ).

Método Ativo AFD ( $Q_f = 2,5$ )					
Frequência f <sub>0</sub>	$\delta f = 0,5$	$\delta f = 1,0$	$\delta f = 1,5$		
$f_{0min}$ (Hz)	58,99	58,68	58,39		
$f_{0m\acute{a}x}$ (Hz)	60,19	59,88	59,59		
$f_{0m\acute{a}x} - f_{0m\acute{n}n}$ (Hz)	$f_{0máx} - f_{0mín}$ (Hz) 1,2		1,2		
Método Ativo SMS ( $Q_f = 2,5 \ e \ f_m - f_{rede} = 3 \ Hz$ )					
Frequência f <sub>0</sub>	$\theta_m = 5^\circ$	$\theta_m = 10^\circ$	$\theta_m = 15^\circ$		
$f_{0min}$ (Hz)	59,67	60	60		
$f_{0m\acute{a}x}$ (Hz)	60,23	60	60		
$f_{0m\acute{a}x} - f_{0m\acute{n}}$ (Hz) 0,56		0	0		
Método Ativo SFS ( $Q_f = 2,5 \ e \ cf_0 = 0,05$ )					
Frequência f <sub>0</sub>	$k_{SFS} = 0$	$k_{SFS} = 0,05$	$k_{SFS} = 0,1$		
f <sub>0mín</sub> (Hz)	58,37	59,02	59,06		
$f_{0m\acute{a}x}$ (Hz)	59,56	59,08	59,06		
$f_{0m\acute{a}x} - f_{0m\acute{n}n}$ (Hz)	1,19	0,06	0		

Tabela 2.1 ZND no espaço  $Q_f \ge f_0$  para  $Q_f = 2,5$ .

Desse modo, ao verificar os resultados obtidos na Tabela 2.1 e comparando com as ZNDs apresentadas nas Figuras 2.4 a 2.6 é possível concluir que para o método AFD, o tamanho da ZND igual a 1,2 Hz é o mesmo para qualquer desvio de frequência ( $\delta f$ ), sendo este valor igual a diferença entre os limites de subfrequência igual a 59,3 Hz e de sobrefrequência igual a 60,5 Hz; para o método SMS, o tamanho da ZND diminui à medida em que aumenta o valor do ângulo máximo ( $\theta_m$ ); e para o método SFS, o tamanho da ZND também diminui à medida em que aumenta o valor do ganho de aceleração ( $k_{SFS}$ ). Portanto, a maior ZND foi obtida para o método AFD, o que resulta em maior dificuldade no ajuste do parâmetro  $\delta f$  para possibilitar a detecção do ilhamento.

## 3 SIMULAÇÃO DOS MÉTODOS DE ANTI-ILHAMENTO

Neste capítulo será realizada a validação da análise teórica e da modelagem que descreve as ZNDs no espaço  $Q_f \ge f_0$  de três métodos de detecção de ilhamento ativos: desvio ativo de frequência (AFD), desvio de frequência no modo escorregamento (SMS) e desvio ativo de frequência com realimentação positiva (SFS). Esta validação será realizada por meio de simulação no *software* Matlab/Simulink<sup>®</sup>.

Além disso, nesse capítulo será descrito em detalhes os esquemas de simulação e o circuito com quatro blocos principais: controle PI com modulador, frequência e RMS, UVP/OVP e UFP/OFP e dos métodos de anti-ilhamento. Também serão comparados os resultados obtidos na simulação dos três métodos ativos com os conceitos teóricos [6].

### 3.1 DIAGRAMAS DE SIMULAÇÃO

O sistema descrito na Figura 1.1 foi modelado no Matlab/Simulink<sup>®</sup>, conforme apresentado na Figura 3.1. O arranjo fotovoltaico foi simplificado por uma fonte de tensão contínua, sendo conectado ao PCC por meio de um inversor fonte de tensão controlado por corrente utilizando um controlador proporcional-integral (PI) com modulador. A carga local é representada por um bloco RLC em paralelo com frequência de ressonância e fator de qualidade variáveis. O disjuntor da rede de distribuição que conecta a fonte de tensão alternada ao PCC, é configurado para abrir em um determinado tempo. O bloco métodos anti-ilhamento é utilizado para gerar a corrente de referência do inversor a partir dos métodos de detecção de ilhamento AFD, SMS e SFS. O bloco frequência e RMS mede a frequência e o valor RMS da tensão no PCC e o bloco de UVP/OVP e UFP/OFP irá gerar um sinal de falha para desligar o inversor caso a frequência ou a tensão excedam os limites do padrão IEEE 929-2000, que foram apresentados na Tabela 1.1.

O bloco do conversor CC-CA implementa um inversor fonte de tensão em ponte completa. Na simulação é realizada as medições dos sinais: tensão no PCC ( $V_{PCC}$ ), tensão de saída do inversor ( $V_{inv}$ ), tensão da rede elétrica ( $V_{rede}$ ), corrente de referência ( $I_{ref}$ ), corrente de saída do inversor ( $I_{inv}$ ), corrente na carga ( $I_{carga}$ ), magnitude da tensão RMS no PCC, frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) e sinal de falha do bloco UVP/OVP e UFP/OFP. A Tabela 3.1 mostra os parâmetros de simulação, sendo os parâmetros da carga ( $P_{carga}, Q_f$ ,  $R_{carga}, L_{carga}$  e  $C_{carga}$ ) apresentados posteriormente nos resultados das simulações.

Intervalo de amostragem	$T_S = 10^{-6}$
Indutância na saída do inversor	$L_{inv} = 3 mH$
Resistência na saída do inversor	$R_{inv} = 0.01  \Omega$
Tensão no barramento CC	$V_{CC} = 220 V$
Ganhos do controlador PI	$k_p = 0,223 \ e \ k_i = 2423$
Frequência de chaveamento	$f_S = 30 \ kHz$
Tensão da rede de distribuição	$V_{rede} = 127 Vrms$
Frequência da rede de distribuição	$f_{rede} = 60  Hz$

Tabela 3.1 Parâmetros de simulação 1.

Fonte: Próprio autor.





Fonte: Próprio autor.

## 3.1.1 Bloco Controle PI com Modulador

O bloco Controle PI com Modulador é responsável por realizar o controle com modulação por largura de pulso senoidal (*Sinusoidal Pulse-Width Modulation - SPWM*) do bloco Conversor CC-CA que representa um inversor fonte de tensão em ponte completa.

A Figura 3.2 mostra o circuito básico de um inversor em ponte completa tipo fonte de tensão, onde são necessários quatro chaves controladas ( $S_1$  a  $S_4$ ) e quatro diodos de retorno ( $D_1$  a  $D_4$ ). A função dos diodos de retorno é fornecer um caminho de volta para a corrente de carga, quando as chaves estiverem desligadas. Para controlar a tensão de saída do inversor, será utilizada a modulação por largura de pulso senoidal (SPWM) [16].





Fonte: [17]

O princípio da modulação SPWM está na comparação entre uma onda de referência senoidal (modulante) de baixa frequência com uma onda triangular (portadora) de alta frequência. Conforme a Figura 3.3,  $v_{ref1}$  e  $v_{ref2}$  são ondas moduladoras senoidais, com mesmas amplitude  $V_{ref}$  e frequência  $f_{ref}$ , igual a frequência desejada na saída do inversor; e  $v_P$  é uma onda portadora triangular de alta frequência, com amplitude  $V_P$  e frequência  $f_P$ , sendo comparada à onda senoidal de referência [17].

A Figura 3.3 apresenta a modulação PWM senoidal a três níveis, sendo os pulsos de comando das chaves estáticas obtidos a partir da intersecção das duas ondas moduladas senoidais de mesma amplitude e frequência, mas defasadas de 180° entre si, com uma onda portadora triangular. Sendo assim, os pulsos das chaves  $S_1$  e  $S_3$  são obtidos comparando a onda portadora triangular  $v_p$  com a onda moduladora senoidal  $v_{ref1}$ , e os pulsos das chaves  $S_2$  e  $S_4$  são obtidos pela comparação entre  $v_p$  e a onda moduladora senoidal  $v_{ref2}$ . A tensão de saída ( $v_{AB}$ ) será composta de um conjunto de pulsos que seguem uma função senoidal e com valores  $+v_{CC}$ , zero e  $-v_{CC}$ , por isso essa técnica de modulação é chamada de modulação PWM senoidal a três níveis [17].





Fonte	[17]	
ronte.	1/	

Considerando a restrição de que duas chaves controladas de um mesmo braço não podem conduzir ao mesmo tempo, as formas de onda  $v_{AN}$  e  $v_{BN}$  são obtidas com a seguinte lógica de controle: se  $v_{ref1} > v_P$ , a chave  $S_1$  estará em condução e  $v_{AN} = V_{CC}/2$ ; se  $v_{ref1} < v_P$ , a chave  $S_3$  estará em condução e  $v_{AN} = -V_{CC}/2$ ; se  $v_{ref2} > v_P$ , a chave  $S_2$  estará em condução e  $v_{BN} = V_{CC}/2$ ; se  $v_{ref2} < v_P$ , a chave  $S_4$  estará em condução e  $v_{BN} = -V_{CC}/2$ . A tensão de saída ( $v_{AB}$ ) é obtida através de  $v_{AB} = v_{AN} - v_{BN}$  [17].

Os dois parâmetros de controle que regulam a tensão de saída são o índice de modulação em frequência  $(m_f)$  e em amplitude  $(m_a)$ . A relação de frequência  $m_f = f_P/f_{ref}$  é responsável por determinar o número de pulsos em cada semiciclo da tensão de saída do inversor. A relação de amplitude  $m_a = V_{ref}/V_P$  é responsável por determinar a largura dos pulsos e o valor RMS da tensão de saída do inversor. O ajuste do índice de modulação (m) com valores  $0 \le m \le 1$ , costuma ser feito pela variação da amplitude da onda de referência  $(V_{ref})$ , enquanto a amplitude da onda portadora  $(V_P)$  se mantém fixa. A frequência de saída do inversor muda apenas com a variação da frequência da onda de referência  $(f_{ref})$  [16].

Sendo assim, para determinar o índice de modulação (m) do inversor, será necessário projetar o compensador da malha de corrente que possui como entrada um valor de referência para a corrente. A partir da Figura 3.2 é possível obter a equação da tensão no indutor ( $L_{inv}$ ) dada por (62).

CAPÍTULO 3 – Simulação dos métodos de anti-ilhamento

$$L_{inv} \cdot \frac{di_{inv}}{dt} = m \cdot V_{CC} - R_{inv} \cdot i_{inv} - v_{rede}$$
(62)

Aplicando a análise de pequenos sinais ao perturbar as variáveis  $i_{inv}$ ,  $m \in v_{rede}$ , é possível verificar que os termos CC se anulam e permanecem apenas os termos CA [18].

$$L_{inv} \cdot \frac{d}{dt} (\hat{\iota}_{inv}) = \widehat{m} \cdot V_{CC} - R_{inv} \cdot \hat{\iota}_{inv} - \hat{\nu}_{rede}$$
(63)

Aplicando a transformada de Laplace e considerando nulas as variações na tensão da rede  $\hat{v}_{rede}(s) = 0$ , é possível obter a função de transferência  $G_{im}(s)$  dada por (66), que relaciona a corrente no inversor  $(i_{inv})$  com o índice de modulação (m) do inversor [18].

$$s. L_{inv}. \hat{\iota}_{inv}(s) = \hat{m}(s). V_{CC} - R_{inv}. \hat{\iota}_{inv}(s) - \hat{\nu}_{rede}(s)$$
(64)

$$\hat{\iota}_{inv}(s).\left(s.L_{inv}+R_{inv}\right) = \hat{m}(s).V_{CC}$$
(65)

$$G_{im}(s) = \frac{\hat{t}_{inv}(s)}{\hat{m}(s)} = \frac{V_{CC}}{s.L_{inv} + R_{inv}}$$
(66)

Para o modelo de simulação, será projetado um compensador para a malha de controle de corrente para prover uma margem de fase de 60° na frequência de cruzamento de ganho ( $f_c$ ) de 3 kHz [18]. Primeiramente, serão substituídos os valores de  $V_{CC} = 220$  V,  $L_{inv} = 3$  mH e  $R_{inv} = 0,01 \Omega$  em (66) para obter a função de transferência  $G_{im}(s) = \frac{220}{0.003.s+0.01}$ .

A partir do Diagrama de Bode do sistema não compensado em malha aberta é obtido a magnitude de 3,89 dB e fase de -89,99° na frequência de cruzamento de 3 kHz. A margem de fase do sistema não compensado em 3 kHz será de  $180^\circ - 89,99^\circ = 90,01^\circ$ . Considerando a margem de fase desejada de 60°, o controlador PI deverá contribuir com uma fase de 60° - 90,01° = -30,01°. Sendo assim, é possível calcular a contribuição de fase do controlador PI a partir de (67) [18].

$$PI(s) = \frac{k_{P} \cdot s + k_i}{s} = k_i \cdot \left(\frac{\frac{k_P}{k_i} \cdot s + 1}{s}\right) = k_i \cdot \left(\frac{\tau_i \cdot s + 1}{s}\right)$$
(67)

$$fasePI = fase(\tau_i \cdot s + 1) + fase(1/s)$$
(68)

$$fase[j.(2.\pi.f_c).\tau_i + 1] = fasePI + 90^{\circ}$$
 (69)

$$tg^{-1}[(2.\pi, f_c), \tau_i] = fasePI + 90^{\circ}$$
(70)

$$(2.\pi.f_c).\tau_i = tg(fasePI + 90^\circ)$$
(71)

$$\tau_i = \frac{tg(fasePI+90^\circ)}{2.\pi.f_C} \tag{72}$$

Substituindo os valores  $fasePI = -30,01^{\circ}$  e  $f_c = 3$  kHz em (72), é obtido o termo  $\tau_i$  do controlador PI dado por  $\tau_i = \frac{tg(-30,01^{\circ}+90^{\circ})}{2.\pi.3000} = 9,185.10^{-5}$ . A partir do termo  $\tau_i$  é possível obter o controlador PI parcial e a planta parcial [18].

$$PI_{parcial}(s) = \frac{\tau_i \cdot s + 1}{s} = \frac{9,185.10^{-5} \cdot s + 1}{s}$$
(73)

$$Planta_{parcial}(s) = G_{im}(s). PI_{parcial}(s) = \frac{0.02.s + 220}{0.003.s^2 + 0.01.s}$$
(74)

A partir do Diagrama de Bode do sistema parcialmente compensado em malha aberta é obtida a magnitude de 4,127.10<sup>-4</sup> dB e fase de -120° na frequência de cruzamento de 3 kHz. Apesar deste sistema parcialmente compensado apresentar a margem de fase desejada de 60°, o ganho deve ser de 1 dB na frequência de cruzamento de 3 kHz, o que implica no ajuste do ganho  $k_i$  dado por  $k_i = \frac{1}{4,127.10^{-4}} = 2,423.10^3$ . Assim, o ganho  $k_p$  pode ser dado por  $k_p = k_i$ .  $\tau_i = 0,223$ . Portanto, o controlador PI para a malha de controle de corrente é dado por (75).

$$PI(s) = k_P + \frac{k_i}{s} = 0,223 + \frac{2423}{s}$$
(75)

No modelo de simulação, o inversor em ponte completa é representado pelo bloco *Universal Bridge* com 2 braços, sendo o índice de modulação (m) calculado pelo controle PI e os pulsos de chaveamento gerados pelo subsistema Modulação PWM. No bloco Controle PI com Modulador, é calculado primeiramente a diferença entre os sinais da corrente de referência  $(i_{ref})$  e da corrente medida na saída do inversor  $(i_{inv})$ , que irá alimentar o controlador PI responsável por fornecer a onda senoidal de referência (modulante), e com esse sinal, a modulação PWM senoidal a três níveis irá gerar como saída os pulsos das chaves controladas do inversor.

No subsistema Modulação PWM é realizada a modulação por largura de pulso senoidal (SPWM) com frequência de chaveamento ( $f_s$ ) igual a 30 kHz para gerar os pulsos de chaveamento. No entanto, caso o sinal de falha seja igual a um, ou seja, tenha sido

detectado o ilhamento, todos os pulsos ficarão em nível zero, ou seja, todas as chaves do inversor ficarão abertas e com isso o inversor deixará de operar.





Fonte: Próprio autor.

## 3.1.2 Bloco Frequência e RMS

O bloco Frequência e RMS mede a frequência e calcula o valor RMS da tensão no PCC, sendo formado pelos subsistemas Medição de Frequência e Cálculo RMS, conforme Figura 3.5. O bloco *Unit Delay* insere um atraso no sinal  $v_{PCC}$  e o bloco *Switch* possui a função de deixar a frequência  $f_{PCC}$  em zero quando for detectado o ilhamento.

Figura 3.5 Bloco Frequência e RMS no Matlab/Simulink<sup>®</sup>.



Fonte: Próprio autor.

Conforme apresentado em [6], será utilizado um método de medição de frequência baseado na contagem do número de amostras em um ciclo completo, ou seja, em um intervalo contendo três cruzamentos por zero adjacentes. Será considerada a forma de onda senoidal a ser medida dada por (76), onde  $\omega = 2. \pi. f$  é a frequência angular.

$$v(t) = V_m . sen(\omega. t) \tag{76}$$

O principal parâmetro a ser calculado é o número de amostras por ciclo da forma de onda, sendo denotado por N amostras/ciclo e está relacionado com a frequência (f) conforme (77), onde  $T_S$  é o intervalo de amostragem.

$$f = \frac{1}{N.T_S} \tag{77}$$

O valor de N provavelmente não será um número inteiro dependendo do intervalo de amostragem ( $T_S$ ) e da frequência (f) a ser medida. No entanto, de acordo com a notação mostrada na Figura 3.6, o valor de N pode ser calculado conforme (78), onde k é o número inteiro de períodos de amostragem em um ciclo completo.

$$N = k + \frac{t_{12}}{T_S} + \frac{t_{13}}{T_S}$$
(78)

O método de medição em questão é baseado em um ciclo completo da forma de onda senoidal a ser medida, onde as amostras  $y_0$  a  $y_k$  nos tempos de amostragem  $t_0$  a  $t_k$ estão dentro do intervalo de um ciclo completo da forma de onda e as duas amostras  $y_{-1}$  e  $y_{k+1}$  nos tempos de amostragem  $t_{-1}$  e  $t_{k+1}$  estão fora deste ciclo, conforme Figura 3.6.



Como os valores de  $t_{12}$  e  $t_{13}$  são difíceis de serem obtidos, o cálculo do valor exato de N se torna complicado. Considerando que os valores das amostras estão disponíveis e assumindo que a função seno na faixa de cruzamento de zero pode ser aproximada por uma linha reta, ao aplicar algumas identidades trigonométricas (Figura 3.7) é possível obter (79) e (80). Substituindo (79) e (80) em (78), é possível obter o número aproximado de amostras em um ciclo completo dado por (81).



Figura 3.7 Identidades trigonométricas no cruzamento por zero.

Fonte: Próprio autor.

$$\frac{t_{12}}{T_S} = \frac{|t_0|}{|t_0| + |t_{-1}|} = \frac{|y_0|}{|y_0| + |y_{-1}|}$$
(79)

$$\frac{t_{13}}{T_S} = \frac{|t_k|}{|t_k| + |t_{k+1}|} = \frac{|y_k|}{|y_k| + |y_{k+1}|}$$
(80)

$$N = k + \frac{|y_0|}{|y_0| + |y_{-1}|} + \frac{|y_k|}{|y_k| + |y_{k+1}|}$$
(81)

Sendo assim, é possível notar que o cálculo da frequência depende dos valores das duas amostras em torno do primeiro cruzamento por zero  $(|y_{-1}| \in |y_0|)$ , dos valores das duas amostras em torno do último cruzamento por zero  $(|y_k| \in |y_{k+1}|)$ , do número de amostras entre esses cruzamentos por zero (k) e do intervalo de amostragem  $(T_s)$ .

O bloco Medição de Frequência é mostrado na Figura 3.8(a) e possui como entrada a tensão no PCC ( $v_{PCC}$ ) e como saída a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ). A seguir será descrito o funcionamento do bloco *Hit Crossing*, do bloco *Switch* e dos quatro subsistemas (Contador de amostras, K1 e K2, K3 e Contador de ciclos).

- Bloco *Hit Crossing*: Este é um bloco já existente no Matlab/Simulink<sup>®</sup>, sendo responsável por comparar o sinal de entrada com o valor de offset do cruzamento, que será definido como zero na simulação. Se o sinal de entrada ultrapassar o valor de offset, a saída do bloco será igual a um e o Matlab/Simulink<sup>®</sup> fará um intervalo de tempo antes e depois do tempo de cruzamento, que indica o intervalo de amostragem, se referindo ao intervalo A ou B mostrado na Figura 3.6. A saída do bloco *Hit Crossing* irá para a etiqueta Ciclo, responsável por indicar o início de um novo ciclo da tensão  $v_{PCC}$ .

- Subsistema K3: Conforme a Figura 3.8(b), neste subsistema são calculados os valores de  $K_2 = \frac{|Y_{k+1}|}{|Y_k| + |Y_{k+1}|}$ , que será modificado posteriormente no subsistema K1 e K2, e  $K_3 = \frac{|Y_k|}{|Y_k| + |Y_{k+1}|}$ . O valor padrão do sinal de entrada é denominado  $Y_{k+1}$  e o valor da amostra anterior é denominado  $Y_k$ , obtido pela aplicação do bloco *Unit Delay*. Este subsistema é do

tipo *Enabled*, sendo executado apenas se o valor da etiqueta Ciclo for maior do que zero, ou seja, quando for detectado o início de um novo ciclo da tensão  $v_{PCC}$ .

- Subsistema Contador de amostras: Conforme a Figura 3.8(c), este subsistema também é do tipo *Enabled*, com a diferença de ser executado apenas se o valor da etiqueta Ciclo for igual a zero devido a presença da porta lógica *NOT*, ou seja, durante o período de um ciclo completo. Este subsistema utiliza o bloco *Unit Delay* para incrementar o valor anterior em uma unidade e com isso realizar a contagem do número inteiro de amostras ( $K_1$ ) durante um ciclo completo, sendo reiniciada a contagem se o valor da etiqueta Ciclo for igual a um, ou seja, quando for detectado o início de um novo ciclo da tensão  $v_{PCC}$ .



Figura 3.8 Bloco Medição de Frequência no Matlab/Simulink<sup>®</sup>.

Fonte: Próprio autor.

- Subsistema K1 e K2: Conforme a Figura 3.8(d), este subsistema é do tipo *Rising Trigger*, sendo executado quando o valor da etiqueta Ciclo muda de zero para um, ou seja, assim que for detectado o início de um novo ciclo. Neste subsistema, a entrada  $k_1$  referente ao número inteiro de amostras durante um ciclo completo será mantida, e o valor da entrada  $k_2 = \frac{|Y_{k+1}|}{|Y_k| + |Y_{k+1}|}$  será modificado para  $K_2 = \frac{|Y_0|}{|Y_0| + |Y_{-1}|}$ , referente ao valor calculado no ciclo anterior utilizando o bloco *Unit Delay*.

- Subsistema Contador de ciclos: Este subsistema é semelhante ao Contador de amostras, apenas com a diferença de ser do tipo *Rising Trigger*, sendo executado quando o valor da etiqueta Ciclo muda de zero para um, ou seja, assim que for detectado o início de um novo ciclo, resultando no incremento do valor anterior em uma unidade apenas quando começar um novo ciclo da tensão  $v_{PCC}$ , sendo o valor inicial igual a um ciclo.

- Bloco *Switch*: Este bloco possui a função de deixar a frequência  $f_{PCC}$  igual ao valor nominal da rede ( $f_{rede}$ ) de 60 Hz quando a saída do subsistema Contador de ciclos for menor ou igual a um, ou seja, para que o valor inicial de  $f_{PCC}$  seja igual a  $f_{rede}$ .

Por fim, o valor de N será igual a  $N = K_1 + K_2 + K_3 = K_1 + \frac{|Y_0|}{|Y_0| + |Y_{-1}|} + \frac{|Y_k|}{|Y_k| + |Y_{k+1}|}$ , sendo multiplicado pelo tempo de amostragem  $(T_S)$  e aplicada a função matemática *Reciprocal* para calcular a frequência  $f_{PCC}$  conforme (77).

O bloco Cálculo RMS utiliza a definição de valor RMS para calcular a magnitude da tensão, conforme Figura 3.9. O bloco *Mean (Variable Frequency)* é um bloco já existente no Matlab/Simulink<sup>®</sup> com a função de calcular o valor médio do sinal de entrada ao longo de um ciclo para a frequência obtida a partir do bloco Medição de Frequência. Após o cálculo da raiz quadrada do valor médio é obtido o valor RMS da tensão no PCC.







3.1.3 Bloco UVP/OVP e UFP/OFP

O bloco UVP/OVP e UFP/OFP utiliza o padrão IEEE 929-2000 (Figura 3.10a), sendo o valor RMS e a frequência da tensão no PCC enviados para os subsistemas referente aos limites de tensão (V < 50%, 50%  $\leq$  V < 80%, 110% < V < 137% e V  $\geq$  137%) e de frequência (f < 59,3 Hz ou f > 60,5 Hz), conforme as Figuras 3.10(b) a 3.10(f). Se o valor RMS ou a frequência exceder os limites estabelecidos pela norma (Tabela 1.1), os subsistemas referentes aos limites de tensão e de frequência irão habilitar o subsistema Contador de ciclos para tensão e frequência anormais, conforme Figura 3.10(g). No entanto, a quantidade de ciclos é diferente de acordo com a Tabela 1.1 para cada faixa de tensão ou frequência.



Figura 3.10 Bloco UVP/OVP e UFP/OFP no Matlab/Simulink<sup>®</sup>.

(a) Bloco principal do padrão IEEE 929-2000.

AND



-C

50%

1

RMS

-C

880

(b) V < 50%.



(e) V  $\ge$  137%.



(f) f < 59,3 Hz ou f > 60,5 Hz.



(d) 110% < V < 137%.



(g) Contador de ciclos.

Os contadores de ciclos serão acionados pela borda de subida da etiqueta Ciclo proveniente do bloco Medição de Frequência, cujo sinal representa o início de um novo ciclo. Além disso, o contador estará em execução enquanto a tensão ou frequência estiverem fora dos limites permitidos e irá computar a quantidade de ciclos da tensão ou frequência anormais utilizando o bloco *Unit Delay* para incrementar o valor anterior em uma unidade, sendo reiniciado caso a tensão ou frequência retorne ao normal, conforme Figura 3.10(g).

Se o valor RMS ou a frequência da tensão no PCC estiver anormal, a saída Falha de cada subsistema contador de ciclos para tensão ou frequência anormais será habilitada caso o valor RMS ou a frequência continuem por mais ciclos do que o estabelecido pelo padrão IEEE 929-2000 (Tabela 1.1). O operador lógico *OR* mostrado na Figura 3.10(a) possui como entradas os sinais de Falha de todos os subsistemas contadores de ciclos para tensão ou frequência anormais e uma única saída referente ao sinal Falha. Quando o valor RMS ou a frequência retornar ao normal novamente, os sinais Falha irão voltar para zero.

#### 3.1.4 Bloco Métodos Anti-ilhamento

A Figura 3.11 mostra a seleção da corrente de referência do inversor sem aplicação de método de detecção de ilhamento (MDI) ou com aplicação dos métodos ativos AFD, SMS ou SFS utilizando o bloco *Multiport Switch* já existente no Matlab/Simulink<sup>®</sup>. As entradas deste bloco são a tensão ( $v_{PCC}$ ) e a frequência ( $f_{PCC}$ ) no PCC e a saída é uma das correntes de referência selecionada.

A Figura 3.12 mostra o cálculo da corrente de referência sem aplicação de método de anti-ilhamento dada por (82).

$$i_{ref} = I_{invMAX}.sen(2.\pi.f_{PCC}.t)$$
(82)

O bloco *Hit Crossing* gera um pulso a cada início da forma de onda da tensão no PCC. O tempo t é obtido pelo uso do bloco *Discrete-Time Integrator* já existente no Matlab/Simulink<sup>®</sup>, ao integrar o sinal de entrada igual a 1, sendo resetado quando um novo ciclo é iniciado a partir do pulso gerado pelo bloco *Hit Crossing*. A frequência da forma de onda da tensão  $(f_{PCC})$  é a saída do bloco Frequência e RMS. O bloco *Saturation* possui a função de limitar os valores de saturação inferior em zero e superior em 2. $\pi$  da expressão 2. $\pi$ .  $f_{PCC}$ . t, sendo na sequência calculado o seno da mesma e multiplicado pelo valor máximo da corrente no inversor igual a  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2}.v_{rede}}{R}$ .



Figura 3.11 Bloco Métodos Anti-ilhamento no Matlab/Simulink<sup>®</sup>.

Fonte: Próprio autor.

Figura 3.12 Subsistema sem MDI no Matlab/Simulink<sup>®</sup>.



Fonte: Próprio autor.

Para o método ativo AFD, em relação ao cálculo da corrente de referência sem aplicação do método de anti-ilhamento, será adicionado um desvio de frequência fixo (df) à frequência medida no ciclo anterior da tensão no PCC para obter a frequência atual igual a  $f_{PCC} + df$ . Se o valor da expressão  $2.\pi$ .  $(f_{PCC} + df)$ . t exceder o limite superior  $2.\pi$ , o bloco *Saturation* emitirá o valor  $2.\pi$  para criar o segmento de corrente zero da forma de onda AFD distorcida, conforme Figura 1.5. A corrente de saída do inversor distorcida em um ciclo é dada por (83) e (84). A Figura 3.13 mostra o cálculo da corrente de referência com aplicação do método ativo AFD de anti-ilhamento [6].

$$i_{ref} = I_{invMAX}.sen[2.\pi.(f_{PCC} + df).] \text{ para } 0 \le t \le T_i$$
(83)

$$i_{ref} = 0 \text{ para } T_i < t \le T_{PCC} \tag{84}$$

Figura 3.13 Subsistema Método AFD no Matlab/Simulink<sup>®</sup>.



Para o método ativo SMS, um deslocamento de fase adicional  $\theta_{SMS}$  dado por (85) é adicionado ao ciclo atual, sendo  $f_m - f_{rede} = 3$  Hz. A corrente de referência do inversor fotovoltaico com método SMS é dada por (86). A Figura 3.14 mostra o cálculo da corrente de referência com aplicação do método de anti-ilhamento ativo SMS [6].

$$\theta_{SMS} = \frac{2.\pi}{360} \cdot \theta_m \cdot sen\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f_{PCC} - f_{rede}}{f_m - f_{rede}}\right)$$
(85)

$$i_{ref} = I_{invMAX}.sen(2.\pi.f_{PCC}.t + \theta_{SMS})$$
(86)



Figura 3.14 Subsistema Método SMS no Matlab/Simulink®.

Fonte: [6]

Para o método ativo SFS, os ciclos positivo e negativo são gerados separadamente. Por meio do bloco *Sign* já existente no Matlab/Simulink<sup>®</sup> é possível obter o sinal da entrada  $v_{PCC}$ , sendo a saída do bloco igual a 1 para  $v_{PCC} > 0$ , -1 para  $v_{PCC} < 0$  e 0 para  $v_{PCC} = 0$ . Um sinal positivo igual a 1 será aplicado ao ciclo positivo e um sinal negativo igual a -1 será aplicado ao ciclo negativo. O tempo *t* para cada meio ciclo neste método é obtido pelo uso do bloco *Discrete-Time Integrator* ao integrar o sinal de entrada igual a 1, sendo este tempo *t*  resetado no início de cada meio ciclo, ou seja, na borda de subida (mudança de 0 para 1) ou na de descida (mudança de 0 para -1) referente a saída do bloco *Sign*.

O bloco *Saturation* tem o objetivo de limitar o sinal de entrada no intervalo de  $-\pi$  a  $\pi$ . Se o valor de 2.  $\pi$ .  $\frac{f_{PCC}}{1-cf}$ . t exceder o limite superior, a saída do bloco *Saturation* será igual a  $\pi$  para criar o segmento de corrente zero para o semiciclo positivo; e se o valor de 2.  $\pi$ .  $\frac{f_{PCC}}{1-cf}$ . t exceder o limite inferior, o bloco *Saturation* será igual a  $-\pi$  para criar o segmento de corrente zero para o semiciclo negativo. No entanto, é importante notar que o tempo zero no segundo semiciclo não é fixo e não precisa ser igual a  $t_Z$ . Sendo assim, no semiciclo positivo a corrente de saída do inversor é dada por (87) e (88), e no semiciclo negativo é dada por (89) e (90). A Figura 3.15 mostra o cálculo da corrente de referência com aplicação do método de anti-ilhamento ativo SFS [6].

$$i_{ref} = I_{invMAX}.sen\left(2.\pi.\frac{f_{PCC}}{1-cf}.t\right) para \ 0 \le t \le \frac{T_i}{2}$$
(87)

$$i_{ref} = 0 \text{ para} \frac{T_i}{2} < t \le \frac{T_{PCC}}{2}$$
(88)

$$i_{ref} = -I_{invMAX}.sen\left(2.\pi.\frac{f_{PCC}}{1-cf}.t\right) \text{ para } 0 \le t \le \frac{T_i}{2}$$
(89)

$$i_{ref} = 0 \text{ para} \frac{T_i}{2} < t \le \frac{T_{PCC}}{2}$$
(90)

Figura 3.15 Subsistema Método SFS no Matlab/Simulink<sup>®</sup>.



Fonte: [6]

## 3.2 **RESULTADOS DE SIMULAÇÃO**

A simulação foi executada para os métodos ativos AFD, SMS e SFS com diferentes cargas, sendo comparado o resultado obtido com a análise teórica da ZND no espaço  $Q_f$  x

 $f_0$ . Quando a rede estiver desconectada, a tensão no PCC deve permanecer dentro dos limites de tensão permitidos, sendo detectado o ilhamento a partir da ultrapassagem dos limites de frequência devido a aplicação do método de anti-ilhamento.

#### 3.2.1 Simulação do Método Ativo AFD

A Figura 3.16 mostra a resposta do sistema com o método ativo AFD com  $\delta f =$  1,5 *Hz* para a tensão no PCC ( $v_{PCC}$ ), corrente na saída do inversor ( $i_{inv}$ ), sinal de falha (multiplicado por 150) e a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ). A carga local com potência ( $P_{carga}$ ) de 400W possui R = 40,32  $\Omega$ , C = 164,46 µF e L = 42,8 mH, com  $f_0 = 60$  Hz e  $Q_f = 2,5$ , sendo os demais parâmetros iguais aos da Tabela 3.1.

A rede de distribuição é desconectada em t = 0,067 s, no final do quarto ciclo da tensão no PCC. A partir da forma de onda da tensão e da corrente de saída do inversor com  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2}.v_{rede}}{R} = 4,45$ A, é possível verificar que a magnitude da tensão e da corrente não apresentaram uma mudança aparente logo após a desconexão da rede. No entanto, a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) aumentou e excedeu o limite superior da frequência em dois ciclos após a desconexão da rede. Apesar do valor de  $f_{PCC}$  ter ultrapassado o limite superior em apenas um ciclo pelo gráfico, devido a frequência  $f_{PCC}$  medida sempre se referir a tensão do ciclo anterior é necessário considerar mais um ciclo.



Figura 3.16 AFD com  $P_{carga}$  = 400 W,  $f_0$  = 60 Hz,  $Q_f$  = 2,5 e  $\delta f$  = 1,5 Hz.

O inversor fotovoltaico parou de suprir a carga local em t = 0,182 s, que corresponde a seis ciclos após a frequência ter excedido o limite superior. Pelo mesmo motivo explicado anteriormente, apesar de ter sido detectado o ilhamento dentro de cinco ciclos pelo gráfico da frequência  $f_{PCC}$ , é necessário considerar como sendo seis ciclos. Podese ver que a corrente no inversor  $(i_{inv})$  e a tensão no PCC  $(v_{PCC})$  diminuíram para zero após o sinal de falha ter mudado para 1, ou seja, após ter sido detectado o ilhamento. Sendo assim, uma carga com  $f_0 = 60$  Hz e  $Q_f = 2,5$  está fora da ZND do método AFD para  $\delta f = 1,5$  Hz, conforme o ponto A da Figura 3.18.

Para verificar se a ZND no espaço  $Q_f \ge f_0$  atende aos diferentes valores de  $Q_f \ge f_0$ , outra simulação é implementada para o método AFD com  $\delta f = 1,5$  Hz e carga local com potência ( $P_{carga}$ ) de 800W que possui R = 20,16  $\Omega$ , C = 267,6  $\mu$ F e L = 27,2 mH, com  $f_0 =$ 59 Hz e  $Q_f = 2$ , sendo os demais parâmetros iguais aos da Tabela 3.1. A Figura 3.17 mostra a resposta no domínio do tempo do sistema com o método ativo AFD para a tensão  $v_{PCC}$ , corrente  $i_{inv}$ , sinal de falha e a frequência  $f_{PCC}$ .



Fonte: Próprio autor.

A rede de distribuição é desconectada em t = 0,067 s, no final do quarto ciclo da tensão no PCC. A magnitude da corrente de referência é ajustada em  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2.v_{rede}}}{R} =$  8,91A para manter a magnitude da tensão no PCC. Apesar da frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) diminuir após a desconexão da rede, acabou atingindo um valor de estado estacionário

dentro do limite de proteção de frequência. O sinal de falha permanece em zero. Sendo assim, não ocorreu a detecção de ilhamento e o inversor continuou suprindo a carga, mostrada pelas formas de onda da corrente no inversor ( $i_{inv}$ ) e da tensão no PCC ( $v_{PCC}$ ). Sendo assim, uma carga com  $f_0 = 59$  Hz e  $Q_f = 2$  encontra-se dentro da ZND do método AFD para  $\delta f = 1,5$  Hz, conforme o ponto B da Figura 3.18.



Figura 3.18 ZND do método AFD para  $\delta f = 1,5$  Hz.

#### 3.2.2 Simulação do Método Ativo SMS

Testes semelhantes foram executados para o inversor conectado à rede aplicando o método SMS com  $\theta_m = 10^\circ$  e  $f_m - f_{rede} = 3$  Hz. A Figura 3.19 apresenta a resposta no domínio do tempo do sistema com o método ativo SMS para a tensão  $v_{PCC}$ , corrente  $i_{inv}$ , sinal de falha (multiplicado por 150) e a frequência  $f_{PCC}$ . A carga local com potência  $(P_{carga})$  de 400W possui R = 40,32  $\Omega$ , C = 164,46  $\mu$ F e L = 42,8 mH, com  $f_0 = 60$  Hz e  $Q_f = 2,5$ , sendo os demais parâmetros iguais aos da Tabela 3.1.

A rede de distribuição é desconectada em t = 0,067 s, no final do quarto ciclo da tensão no PCC. O valor de pico da corrente no inversor é  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2}.v_{rede}}{R} = 4,45$ A, não sendo possível verificar uma mudança aparente antes e depois da desconexão da rede para a magnitude da tensão e da corrente. No entanto, a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) diminuiu e tornou-se menor que o limite inferior da frequência em quatro ciclos após a desconexão da rede, apesar do valor de  $f_{PCC}$  ter ultrapassado o limite inferior em apenas três ciclos pelo gráfico, devido a frequência  $f_{PCC}$  medida sempre se referir a tensão do ciclo anterior é necessário considerar mais um ciclo. O inversor fotovoltaico parou de suprir a

carga local em t = 0,219 s, dentro de seis ciclos após a frequência ter excedido o limite inferior da frequência. Pelo mesmo motivo explicado anteriormente, apesar de ter sido detectado o ilhamento dentro de cinco ciclos pelo gráfico da frequência  $f_{PCC}$ , é necessário considerar como sendo seis ciclos. Pode-se ver que a corrente no inversor ( $i_{inv}$ ) e a tensão no PCC ( $v_{PCC}$ ) diminuíram para zero após o sinal de falha ter mudado para 1, ou seja, após a detecção do ilhamento. Sendo assim, uma carga com  $f_0 = 60$  Hz e  $Q_f = 2,5$  está fora da ZND do método SMS para  $\theta_m = 10^\circ$ , conforme o ponto C da Figura 3.21.





Outra simulação é implementada para o método SMS com  $\theta_m = 10^\circ \text{ e } f_m - f_{rede} =$ 3 Hz e carga local com potência ( $P_{carga}$ ) de 800W que possui R = 20,16  $\Omega$ , C = 526,27 µF e L = 13,4 mH, com  $f_0 = 60$  Hz e  $Q_f = 4$ , sendo os demais parâmetros iguais aos da Tabela 3.1. A Figura 3.20 mostra a resposta no domínio do tempo do sistema com o método ativo SMS para a tensão  $v_{PCC}$ , corrente  $i_{inv}$ , sinal de falha e a frequência  $f_{PCC}$ . A rede de distribuição é desconectada em t = 0,067 s, no final do quarto ciclo da tensão no PCC. A magnitude da corrente de referência é ajustada em  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2}.v_{rede}}{R} = 8,91$ A para manter a magnitude da tensão no PCC. Após a desconexão da rede, a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) diminuiu, mas atingiu um valor de estado estacionário dentro do limite de proteção de frequência. O sinal de falha permanece em zero. Sendo assim, não ocorreu a detecção de ilhamento e o inversor continuou suprindo a carga, mostrada pelas formas de onda da corrente no inversor  $(i_{inv})$  e da tensão no PCC  $(v_{PCC})$ . Sendo assim, uma carga com  $f_0 = 60$ Hz e  $Q_f = 4$  encontra-se dentro da ZND do método SMS para  $\theta_m = 10^\circ$ , conforme o ponto D da Figura 3.21.





3.2.3 Simulação do Método Ativo SFS

Testes semelhantes foram executados para o inversor conectado à rede aplicando o método SFS com  $cf_0 = 0.05$  e  $k_{SFS} = 0.05$ . A Figura 3.22 mostra a resposta no domínio do

tempo do sistema com o método ativo SFS para a tensão  $v_{PCC}$ , corrente  $i_{inv}$ , sinal de falha (multiplicado por 150) e a frequência  $f_{PCC}$ . A carga local com potência ( $P_{carga}$ ) de 400W possui R = 40,32  $\Omega$ , C = 164,46  $\mu$ F e L = 42,8 mH, com  $f_0$  = 60 Hz e  $Q_f$  = 2,5, sendo os demais parâmetros iguais aos da Tabela 3.1.

A rede de distribuição é desconectada em t = 0,067 s, no final do quarto ciclo da tensão no PCC. O valor de pico da corrente no inversor é  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2}.v_{rede}}{R} = 4,45$ A, não sendo possível verificar uma mudança aparente antes e depois da desconexão da rede para a magnitude da tensão e da corrente. No entanto, a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) aumentou e excedeu o limite superior da frequência em apenas um ciclo após a desconexão da rede, apesar do valor de  $f_{PCC}$  ter ultrapassado o limite superior em menos de um ciclo pelo gráfico, devido a frequência  $f_{PCC}$  medida sempre se referir a tensão do ciclo anterior é necessário considerar mais um ciclo.



Figura 3.22 SFS com  $P_{carga} = 400$  W,  $f_0 = 60$  Hz,  $Q_f = 2,5$ ,  $cf_0 = 0,05$  e  $k_{SFS} = 0,05$ .

Fonte: Próprio autor.

O inversor fotovoltaico parou de suprir a carga local em t = 0,164 s, dentro de seis ciclos após a frequência ter excedido o limite superior da frequência. Pelo mesmo motivo explicado anteriormente, apesar de ter sido detectado o ilhamento dentro de cinco ciclos pelo gráfico da frequência  $f_{PCC}$ , é necessário considerar como sendo seis ciclos. Pode-se ver que a corrente no inversor  $(i_{inv})$  e a tensão no PCC  $(v_{PCC})$  diminuíram para zero após o sinal de falha ter mudado para 1, ou seja, após a detecção do ilhamento. Sendo assim, uma carga com

 $f_0 = 60$  Hz e  $Q_f = 2,5$  está fora da ZND do método SFS para  $cf_0 = 0,05$  e  $k_{SFS} = 0,05$ , conforme o ponto E da Figura 3.24.

Outra simulação é implementada para o método SFS com  $cf_0 = 0.05$  e  $k_{SFS} = 0.05$ e carga local com potência ( $P_{carga}$ ) de 800W que possui R = 20,16  $\Omega$ , C = 531,59  $\mu$ F e L = 13,5 mH, com  $f_0 = 59,4$  Hz e  $Q_f = 4$ , sendo os demais parâmetros iguais aos da Tabela 3.1. A Figura 3.23 mostra a resposta no domínio do tempo do sistema com o método ativo SFS para a tensão  $v_{PCC}$ , corrente  $i_{inv}$ , sinal de falha e a frequência  $f_{PCC}$ . A rede de distribuição é desconectada em t = 0,067 s, no final do quarto ciclo da tensão no PCC. A magnitude da corrente de referência é ajustada em  $I_{invMAX} = \frac{\sqrt{2}.v_{rede}}{R} = 8,91$ A para manter a magnitude da tensão no PCC. Após a desconexão da rede, a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) diminuiu, mas atingiu um valor de estado estacionário dentro do limite de proteção de frequência. O sinal de falha permanece em zero. Sendo assim, não ocorreu a detecção de ilhamento e o inversor continuou suprindo a carga, mostrada pelas formas de onda da corrente no inversor ( $i_{inv}$ ) e da tensão no PCC ( $v_{PCC}$ ). Sendo assim, uma carga com  $f_0 = 59,4$  Hz e  $Q_f = 4$ encontra-se dentro da ZND do método SFS para  $cf_0 = 0,05$  e  $k_{SFS} = 0,05$ , conforme o ponto F da Figura 3.24.



Figura 3.23 SFS com  $P_{carga} = 800$  W,  $f_0 = 59,4$  Hz,  $Q_f = 4$ ,  $cf_0 = 0,05$  e  $k_{SFS} = 0,05$ .

Fonte: Próprio autor.



#### **3.3** CONSIDERAÇÕES

Considerando os resultados das simulações dos métodos ativos AFD, SMS e SFS e os conceitos teóricos apresentados nos capítulos anteriores, é possível chegar às conclusões apresentadas a seguir.

No caso do método ativo AFD, é possível observar que ocorre o aumento da frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) após a desconexão da rede devido ao desvio de frequência ( $\delta f$ ) adicionado na forma de onda da corrente de referência do inversor. Dependendo dos valores de  $\delta f$ , da frequência de ressonância ( $f_0$ ) e do fator de qualidade ( $Q_f$ ), o inversor poderá estar operando fora da zona de não detecção (ZND) conforme Figura 3.16, ou dentro da ZND conforme Figura 3.17. No entanto, na prática não é possível mudar os valores de  $f_0$  e  $Q_f$  da carga, sendo possível modificar apenas o desvio  $\delta f$ . Conforme foi visto no capítulo anterior, apesar de a ZND ser deslocada para valores mais baixos do que  $f_0$  a medida em que aumenta o desvio  $\delta f$ , também ocorre o aumento da distorção harmônica total (DHT) da corrente de saída do inversor.

No caso do método ativo SMS, é possível verificar que ocorre a diminuição da frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) após a desconexão da rede, sendo explicado a partir da Figura 1.6 pelo fato do ponto de operação estável, que indica a frequência de regime permanente do sistema ilhado, estar localizado abaixo da frequência nominal da rede ( $f_{rede}$ ), contribuindo desta forma para o desligamento do inversor por subfrequência (UFP). Dependendo dos valores do ângulo máximo ( $\theta_m$ ), da frequência de ressonância ( $f_0$ ) e do fator de qualidade ( $Q_f$ ), o inversor poderá estar operando fora da zona de não detecção

(ZND) conforme Figura 3.19, ou dentro da ZND conforme Figura 3.20. No entanto, na prática não é possível mudar os valores de  $f_0$  e  $Q_f$  da carga, sendo possível modificar apenas o ângulo  $\theta_m$ . Conforme observado no capítulo anterior, a medida em que aumenta o ângulo  $\theta_m$ , ocorre a diminuição da ZND e o aumento da DHT da corrente de saída do inversor, sendo a DHT para este método inferior aos dos demais métodos e que será explicada melhor no próximo capítulo.

No caso do método ativo SFS, é possível notar que também ocorre o aumento da frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) após a desconexão da rede devido a fração de corte (cf), que é composta pelos parâmetros  $cf_0$  e  $k_{SFS}$ , adicionada na forma de onda da corrente de referência do inversor. Dependendo dos valores de  $cf_0$  e  $k_{SFS}$ , da frequência de ressonância ( $f_0$ ) e do fator de qualidade ( $Q_f$ ), o inversor poderá estar operando fora da zona de não detecção (ZND) conforme Figura 3.22, ou dentro da ZND conforme Figura 3.23. No entanto, na prática não é possível mudar os valores de  $f_0$  e  $Q_f$  da carga, sendo possível modificar apenas os valores de  $cf_0$  e  $k_{SFS}$ . Conforme verificado no capítulo anterior, apesar de a ZND diminuir a medida em que aumenta o ganho  $k_{SFS}$  para um determinado valor fixo de  $cf_0$ , também ocorre o aumento da DHT da corrente de saída do inversor e que será explicada melhor no próximo capítulo.

Sendo assim, devido a distorção na forma de onda da corrente na saída do inversor  $(i_{inv})$  provocada pelos métodos ativos, torna-se importante a análise da distorção harmônica total (DHT) com o objetivo de atender os limites definidos pela norma IEEE 519-2014, sendo este assunto o principal objetivo do próximo capítulo.

# 4 ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS MÉTODOS ATIVOS

Considerando que os métodos ativos AFD, SMS e SFS causam distorções na forma de onda da corrente de referência do inversor com o objetivo de produzir uma variação na frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) e com isso possibilitar que os dispositivos de sub/sobrefrequência (UFP/OFP) detectem o ilhamento, será necessário analisar a distorção harmônica da corrente de saída do inversor ( $i_{inv}$ ) visando atender os limites definidos pela norma IEEE 519-2014, conforme Tabela 4.1 [19].

Máxima distorção harmônica da corrente em porcentagem de $I_L$						
Ordem harmônica individual (harmônicas ímpares)						
$I_{SC}/I_L$	$3 \le h < 11$	$11 \le h < 17$	$17{\leq}h{<}23$	$23 \le h < 35$	$35 \le h \le 50$	DHT
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Tabela 4.1 Limites de distorção de corrente para 120V a 69 kV.

Fonte:	[19]
--------	------

Considerando a Tabela 4.1, será adotado na análise de desempenho dos métodos de detecção de ilhamento a razão  $I_{SC}/I_L < 20$ , por ser o caso com os menores limites de distorção harmônica, sendo  $I_{SC}$  a corrente máxima de curto-circuito e  $I_L$  a corrente de carga máxima (magnitude da componente fundamental) [19]. Apesar da norma IEEE 519-2014 considerar na Tabela 4.1 a distorção de demanda total (DDT), sendo a demanda de corrente nas simulações igual ao seu valor nominal, é possível concluir que nesse caso a DDT será igual a distorção harmônica total (DHT) da corrente.

Conforme a norma IEEE 519-2014, a DHT é definida como a raiz quadrada da média do conteúdo harmônico, considerando as componentes harmônicas até a 50° ordem e excluindo as inter-harmônicas, expressa como uma porcentagem da fundamental, sendo calculada por (91), onde *h* é ordem harmônica e  $I_h$  é a magnitude da componente harmônica de ordem *h* [19].
DHT = 
$$\frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_1}$$
. 100% (91)

Para comparar o desempenho dos métodos ativos AFD, SMS e SFS, será necessário definir a mesma perturbação na corrente de referência do inversor para cada método ao igualar as correntes de referência calculadas em (7), (10) e (15).

Considerando a frequência da tensão no ponto PCC ( $f_{PCC}$ ) igual ao limite de sobrefrequência de 60,5 Hz, será dado início ao cálculo pelo método SFS para  $cf_0 = 0,03$  e  $k_{SFS} = 0,01$ , sendo obtido cf = 0,035. Ao igualar (7) e (15) é possível obter  $\delta f = 2,194$  para o método ativo AFD. Do mesmo modo, igualando (10) e (15) e considerando  $f_m - f_{rede} = 3 Hz$  é possível obter  $\theta_m = 50,45^\circ$  para o método ativo SMS.

No caso destas simulações, foram desconsideradas a contagem da quantidade de ciclos para detecção do ilhamento, sendo realizado o desligamento do inversor assim que a frequência  $f_{PCC}$  exceder os limites de sub/sobrefrequência (UFP/OFP). A Tabela 4.2 apresenta os parâmetros de simulação adotados na análise, sendo considerada a potência ativa da carga ( $P_{carga}$ ) de 800W.

Intervalo de amostragem	$T_S = 10^{-6}$
Indutância na saída do inversor	$L_{inv} = 3 mH$
Resistência na saída do inversor	$R_{inv} = 0,01  \Omega$
Tensão no barramento CC	$V_{CC} = 220 V$
Tensão da rede de distribuição	$V_{rede} = 127 Vrms$
Frequência da rede de distribuição	$f_{rede} = 60 \ Hz$
Ganhos do controlador PI	$k_p = 0,223 \ e \ k_i = 2423$
Frequência de chaveamento	$f_S = 30 \ kHz$
Potência ativa da carga	$P_{carga} = 800 W$
Fator de qualidade da carga	$Q_f = 2,5$
Resistência da carga	$R_{carga} = 20,16 \Omega$
Indutância da carga	$L_{carga} = 21,4 mH$
Capacitância da carga	$C_{carga} = 328,92 \ \mu F$

Tabela 4.2 Parâmetros de simulação 2.

Fonte: Próprio autor.

## 4.1 MÉTODO ATIVO AFD

A Figura 4.1 apresenta a resposta da simulação do método ativo AFD com  $\delta f$  = 2,194 e os parâmetros da Tabela 4.2, sendo analisada a tensão no PCC ( $v_{PCC}$ ), corrente de saída do inversor ( $i_{inv}$ ), sinal de falha (multiplicado por 150) e a frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ).

A desconexão da rede de distribuição ocorre em 66,7 ms, ou seja, ao final do quarto ciclo da tensão no PCC ( $v_{PCC}$ ). O inversor fotovoltaico deixa de suprir a carga local em 83,1 ms, ou seja, a detecção do ilhamento ocorre 16,4 ms após a desconexão da rede, quando a frequência  $f_{PCC}$  atinge o limite de sobrefrequência de 60,5 Hz para a norma IEEE 929-2000.



Figura 4.1 AFD com  $P_{carga} = 800$  W,  $f_0 = 60$  Hz,  $Q_f = 2,5$  e  $\delta f = 2,194$  Hz.

Fonte: Próprio autor.

A Figura 4.2 apresenta o espectro harmônico ímpar da corrente  $i_{inv}$  para o quinto ciclo (último ciclo antes do ilhamento), sendo obtida uma distorção harmônica total (DHT) de 3,49% para as ordens harmônicas de 3 a 49, ou seja, abaixo do limite de 5% permitido pela norma IEEE 519-2014 para  $I_{SC}/I_L < 20$ . Conforme a Figura 4.3, o maior valor de distorção igual a 5,06% é obtido para a segunda harmônica devido a assimetria na forma de onda da corrente  $i_{inv}$  pela presença do tempo  $t_Z$ . Apesar das análises serem realizadas para as harmônicas ímpares, o padrão IEEE 519-2014 também recomenda que a soma das harmônicas pares seja inferior a 25% da soma das harmônicas ímpares. Este resultado é preocupante, mostrando considerável assimetria no ciclo analisado.



Figura 4.2 Harmônicas ímpares da corrente  $i_{inv}$  para o método AFD.

Figura 4.3 Harmônicas pares da corrente  $i_{inv}$  para o método AFD.



Fonte: Próprio autor.

## 4.2 MÉTODO ATIVO SMS

A Figura 4.4 apresenta a resposta da simulação do método ativo SMS com  $f_m - f_{rede} = 3$  Hz,  $\theta_m = 50,45^\circ$  e os parâmetros da Tabela 4.2, sendo analisada a tensão  $v_{PCC}$ , corrente  $i_{inv}$ , sinal de falha (multiplicado por 150) e a frequência  $f_{PCC}$ .



Fonte: Próprio autor.

A desconexão da rede de distribuição ocorre em 66,7 ms, ou seja, ao final do quarto ciclo da tensão no PCC ( $v_{PCC}$ ). O inversor fotovoltaico deixa de suprir a carga local em 117,2 ms, ou seja, a detecção do ilhamento ocorre 50,5 ms após a desconexão da rede, quando a frequência  $f_{PCC}$  atinge o limite de subfrequência de 59,3 Hz para a norma IEEE 929-2000.

A Figura 4.5 apresenta o espectro harmônico ímpar da corrente  $i_{inv}$  para o sétimo ciclo (último ciclo antes do ilhamento), sendo obtida uma DHT de 2,65% para as ordens harmônicas de 3 a 49, ou seja, bem abaixo do limite de 5% permitido pela norma IEEE 519-2014 para  $I_{SC}/I_L < 20$ . Conforme a Figura 4.6 e de forma semelhante ao método AFD, o maior valor de distorção igual a 1,20% é obtido para a segunda harmônica, sendo um valor muito inferior ao do método AFD.



Figura 4.5 Harmônicas ímpares da corrente *i*<sub>inv</sub> para o método SMS.



Figura 4.6 Harmônicas pares da corrente *i<sub>inv</sub>* para o método SMS.

Fonte: Próprio autor.

## 4.3 MÉTODO ATIVO SFS

A Figura 4.7 apresenta a resposta da simulação do método ativo SFS com  $cf_0 = 0,03$ ;  $k_{SFS} = 0,01$  e os parâmetros da Tabela 4.1, sendo analisada a tensão  $v_{PCC}$ , corrente  $i_{inv}$ , sinal de falha (multiplicado por 150) e a frequência  $f_{PCC}$ .

A desconexão da rede de distribuição ocorre em 66,7 ms, ou seja, ao final do quarto ciclo da tensão no PCC ( $v_{PCC}$ ). O inversor fotovoltaico deixa de suprir a carga local em 116,3 ms, ou seja, a detecção do ilhamento ocorre 49,6 ms após a desconexão da rede, quando a frequência  $f_{PCC}$  atinge o limite de sobrefrequência de 60,5 Hz.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 4.8 apresenta o espectro harmônico ímpar da corrente  $i_{inv}$  para o sétimo ciclo (último ciclo antes do ilhamento), sendo obtida uma DHT de 4,56% para as ordens harmônicas de 3 a 49, ou seja, abaixo do limite de 5% permitido pela norma IEEE 519-2014 para  $I_{SC}/I_L < 20$ . No entanto, o maior valor de distorção igual a 3,43% é obtido para a terceira harmônica e com relação a segunda harmônica é verificada uma distorção de 1,30% (Figura 4.9), sendo um valor muito inferior ao do método AFD devido a presença dos dois segmentos de tempo morto ou tempo zero  $(t_Z)$ .

#### Figura 4.8 Harmônicas ímpares da corrente *i*<sub>inv</sub> para o método SFS.



Fonte: Próprio autor.



#### Figura 4.9 Harmônicas pares da corrente *i<sub>inv</sub>* para o método SFS.

### 4.4 CONSIDERAÇÕES

A Figura 4.10 apresenta a distorção harmônica total (DHT) da corrente de saída do inversor ( $i_{inv}$ ) em relação ao último ciclo antes da detecção do ilhamento para os métodos ativos AFD, SMS e SFS. Para as ordens harmônicas de 3 a 9, foi obtida uma DHT de 3,38% para o método AFD, 1,87% para o método SMS e 4,28% para o método SFS, ou seja, a maior DHT foi obtida para o método SFS e a menor para o método SMS. Para os demais intervalos de harmônicas, as maiores DHTs são para o método SMS e a menores para o método AFD. Sendo assim, é possível concluir que para os métodos AFD e SFS, as maiores distorções ocorrem para as ordens harmônicas de 3 a 9 (Figuras 4.2 e 4.8) e para o método SMS as distorções harmônicas estão distribuídas de maneira mais uniforme (Figura 4.5).





A Tabela 4.3 apresenta o resultado da análise de desempenho entre os métodos ativos AFD, SMS e SFS com relação ao tempo para detecção do ilhamento, distorção

harmônica total (DHT) da corrente injetada ( $i_{inv}$ ), quantidade de operações matemáticas e tempo de simulação [20]-[22].

- Tempo para detecção: Conforme os resultados apresentados nas Figuras 4.1, 4.4 e 4.7 é possível concluir que o método AFD é o mais rápido na detecção do ilhamento, enquanto os métodos SMS e SFS apresentam tempos de detecção muito próximos. A título de curiosidade, em [23] é apresentado uma outra opção para o método SMS utilizando uma função não senoidal, na tentativa de reduzir a ZND para uma maior variação de carga.

Parâmetro	Método AFD	Método SMS	Método SFS
Frequência para detecção	60,5 Hz	59,3 Hz	60,5 Hz
Tempo para detecção	16,4 ms	50,5 ms	49,6 ms
DHT da corrente injetada	3,49%	2,65%	4,56%
Quantidade de operações matemáticas	6	13	12
Tempo de simulação	846,3 ms	847,1 ms	848,5 ms

Tabela 4.3 Principais características dos métodos analisados.

Fonte: Próprio autor.

- Distorção harmônica total (DHT) da corrente injetada: Conforme os resultados apresentados nas Figuras 4.2, 4.5 e 4.8 é possível concluir que o método SFS apresenta a maior DHT, onde as maiores distorções de corrente estão concentradas nas harmônicas de baixa ordem. No caso do método SMS, que apresenta a menor DHT, as distorções de corrente estão distribuídas de maneira mais uniforme entre as componentes de ordem harmônica de 3 a 49, contribuindo para a diminuição do valor da DHT. Adicionalmente, em [24]-[26] são apresentadas outras opções para a forma de onda da corrente injetada do método SFS com o objetivo de tentar reduzir a DHT.

- Quantidade de operações matemáticas: Conforme apresentado nas Figuras 3.13 a 3.15, no método AFD são executadas 6 operações matemáticas, sendo 2 de adição/subtração, 3 de multiplicação/divisão e 1 trigonométrica. Para o método SMS são executadas 13 operações matemáticas, sendo 4 de adição/subtração, 7 de multiplicação/divisão e 2 trigonométricas. Para o método SFS são executadas 12 operações matemáticas, sendo 4 de adição/subtração, 7 de multiplicação/divisão e 4 de adição/subtração, 7 de multiplicação/divisão e 1 trigonométrica. Deste modo, é possível concluir que os métodos SMS e SFS são os que exigem maior quantidade de operações, o que implica em maior tempo de simulação e consequentemente em maior custo computacional.

- Tempo de simulação: Para obter o tempo de simulação dos métodos AFD, SMS e SFS para um ciclo completo, foi utilizada a função *tic-toc* do *software* Matlab<sup>®</sup> para obter o menor tempo de simulação dentre 1000 execuções de cada um dos métodos. Considerando que os algoritmos dos métodos analisados são de fácil implementação, existe uma pequena diferença entre os tempos de simulação obtidos. No entanto, os maiores valores são obtidos para a simulação dos métodos SMS e SFS, que pode ser explicado devido a maior quantidade exigida de operações matemáticas para os mesmos.

# 5 CONCLUSÕES GERAIS

Neste trabalho foram analisados os métodos ativos de detecção de ilhamento chamados de Desvio ativo de frequência (do inglês, *Active Frequency Drift - AFD*), Desvio de frequência no modo escorregamento (do inglês, *Slip-Mode Frequency Shift - SMS*) e Desvio ativo de frequência com realimentação positiva (do inglês, *Sandia Frequency Shift - SFS*), sendo dado destaque ao conceito de zonas de não detecção (ZND) necessário para o ajuste dos parâmetros de cada técnica de anti-ilhamento de forma a possibilitar a detecção do fenômeno. Para validar os conceitos teóricos são apresentados os resultados de simulação no Matlab/Simulink<sup>®</sup> de forma a demonstrar o comportamento dos métodos com relação a qual ponto da ZND em que o inversor está atuando e com relação a distorção harmônica total (DHT) da corrente, que implica na qualidade de energia elétrica injetada na rede ou fornecida à carga.

No caso do método ativo AFD, a partir dos resultados e desempenho verificados nas simulações é possível observar que ocorre o aumento da frequência da tensão no PCC  $(f_{PCC})$  após a desconexão da rede devido ao desvio de frequência ( $\delta f$ ) adicionado na forma de onda da corrente de referência do inversor. A ZND deste método no espaço  $Q_f \ge f_0$ apresenta a característica de ser deslocada para valores mais baixos de  $f_0$  a medida em que aumenta o desvio  $\delta f$ . Com relação a análise de desempenho, o método AFD apresenta um dos maiores valores de distorção harmônica total (DHT) da corrente de saída do inversor, com destaque para a distorção da segunda harmônica devido a presença do tempo zero ( $t_Z$ ), mas é o método com menor tempo de detecção do ilhamento e menor quantidade de operações matemáticas, que implica em menor custo computacional.

No caso do método ativo SMS, é possível verificar que ocorre a diminuição da frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) após a desconexão da rede, sendo motivado pelo fato do ponto de operação estável, que indica a frequência de regime permanente do sistema ilhado, estar localizado abaixo da frequência nominal da rede ( $f_{rede}$ ), contribuindo desta forma para o desligamento do inversor por subfrequência (UFP). A ZND deste método no espaço  $Q_f \propto f_0$  diminui à medida em que aumenta o ângulo máximo ( $\theta_m$ ). Com relação à análise de desempenho, o método SMS apresenta a menor DHT da corrente de saída do inversor em

relação aos demais métodos, pois as distorções de corrente estão distribuídas de maneira mais uniforme entre as componentes de ordem harmônica de 3 a 49, mas é o método com maior tempo de detecção do ilhamento e maior quantidade de operações matemáticas.

No caso do método ativo SFS, é possível notar que também ocorre o aumento da frequência da tensão no PCC ( $f_{PCC}$ ) após a desconexão da rede devido a fração de corte (cf), que é composta pelos parâmetros  $cf_0$  e  $k_{SFS}$ , adicionada na forma de onda da corrente de referência do inversor. A ZND deste método no espaço  $Q_f \ge f_0$  diminui a medida em que aumenta o ganho  $k_{SFS}$  para um determinado valor fixo de  $cf_0$ . Com relação a análise de desempenho, o método SFS apresenta a maior DHT da corrente de saída do inversor em relação aos demais métodos, onde as maiores distorções de corrente estão concentradas nas harmônicas de baixa ordem, mas a distorção da segunda harmônica é bem inferior ao do método AFD. Além disso, este método apresenta um dos maiores tempos para detecção do ilhamento e de simulação, que resulta em maior custo computacional.

Sendo assim, é possível concluir que o método SFS apresentou os piores resultados em relação aos demais métodos. No entanto, em [24]-[26] são apresentadas outras opções para a distorção da forma de onda da corrente de referência do inversor com o método SFS, buscando reduzir a DHT e consequentemente melhorando a qualidade da energia elétrica injetada na rede de distribuição ou fornecida a carga local.

Como continuidade do trabalho, propõe-se o desenvolvimento experimental dos algoritmos para os métodos de anti-ilhamento analisados, visando realizar a implementação dos mesmos em um microcontrolador de baixo custo e obter os resultados de forma a validar a análise via simulação. Além disso, buscar a melhoria das técnicas de anti-ilhamento avaliadas ao modificar a distorção da forma de onda da corrente de referência do inversor, de forma a diminuir a zona de não de detecção (ZND) e diminuir a distorção harmônica total (DHT) da corrente de saída do inversor.

## **REFERÊNCIAS**

- ISLAM, M. R.; XU, W.; RAHMAN, F. Advances in Solar Photovoltaic Power Plants. Berlin: Springer, 2016.
- BOWER, W.; ROPP, M. Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility-interactive Power Systems, March 2002.
- IEEE STD 929-2000. IEEE Recommended Pratice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.
- 4. ABNT NBR IEC 62116:2012. Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.
- ROPP, M.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A. Prevention of Islanding in Grid-connected Photovoltaic Systems. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 7, p. 39-59, 1999.
- HUILI, S. Performance Assessment of Islanding Detection Methods Using the Concept of Non-Detection Zones. Thesis (Master of Applied Science) - Concordia University. Canada. 2005.
- BRITO, M. A. G. D. et al. Estratégias de anti-ilhamento aplicadas a sistemas de geração distribuída fotovoltaica. Revista Eletrônica de Potência, Junho 2018. 226-234.
- ROPP, M. E.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A. Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention. IEEE Transactions on Energy Conversion, 14, September 1999. 810-816.
- JUNG, Y. et al. A Novel Active Frequency Drift Method of Islanding Prevention for the grid-connected Photovoltaic Inverter. 2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, Recife, 2005. 1915-1921.
- 10. TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2011.
- LIU, F. et al. Improved SMS islanding detection methods for grid-connected converters.
  IET Renewable Power Generation, 4, 2010. 36-42.

- MOHAMMADPOUR, B. et al. Advanced Slip Mode Frequency Shift Islanding Detection Method for Single Phase Grid Connected PV Inverters. 2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Long Beach, CA, 2016. 378-385.
- ROPP, M. E. et al. Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Nondetection Zones. IEEE Transactions on Energy Conversion, 15, September 2000. 290-296.
- YE, Z. et al. Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept. IEEE Transactions on Power Electronics, 19, September 2004. 1171-1176.
- LOPES, L. A. C.; SUN, H. Performance assessment of active frequency drifting islanding detection methods. IEEE Transactions on Energy Conversion, 21, March 2006. 171-180.
- 16. AHMED, A. Eletrônica de Potência. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2000.
- MARTINS, D. C.; BARBI, I. Eletrônica de Potência: Introdução ao Estudo dos Conversores CC-CA. 3<sup>a</sup>. ed. Florianópolis: INEP, 2011.
- ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. Fundamentals of Power Electronics. 2<sup>a</sup>. ed. New York: Kluwer Academic Publishers, 2004.
- IEEE STD 519-2014. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation. 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Nanjing, April 2008. 2743-2748.
- KUNTE, R. S.; GAO, W. Comparison and Review of Islanding Detection Techniques for Distributed Energy Resources. 2008 40th North American Power Symposium, Calgary, AB, 2008. 1-8.
- 22. EL-MOUBARAK, M.; HASSAN, M.; FAZA, A. Performance of Three Islanding Detection Methods for Grid-tied Multi-Inverters. 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, 2015. 1999-2004.
- 23. MOHAMMADPOUR, B. et al. A New Slip Mode Frequency Shift Islanding Detection

Method for Single Phase Grid Connected Inverters. 2016 IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Vancouver, BC, 2016. 1-7.

- YAFAOUI, A.; WU, B.; KOURO, S. Improved Active Frequency Drift Anti-islanding Detection Method for Grid Connected Photovoltaic Systems. IEEE Transactions on Power Electronics, 27, May 2012. 2367-2375.
- 25. CHEN, W. et al. An Improved Active Frequency Drift Islanding Detection Method with Lower Total Harmonic Distortion. 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Denver, CO, 2013. 5248-5252.
- 26. ZEINELDIN, H. H.; KENNEDY, S. Sandia Frequency-Shift Parameter Selection to Eliminate Nondetection Zones. IEEE Transactions on Power Delivery, 24, January 2009. 486-487.