

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

UMA ESTRATÉGIA ATIVA PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM
GERADORES FOTOVOLTAICOS POR MEIO DE INJEÇÃO DE SINAIS DE TESTE

FRANSÉRGIO MARTINS CARVALHO

DM: 25/2016

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANSÉRGIO MARTINS CARVALHO

UMA ESTRATÉGIA ATIVA PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM
GERADORES FOTOVOLTAICOS POR MEIO DE INJEÇÃO DE SINAIS DE TESTE

DM: 25/2016

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANSÉRGIO MARTINS CARVALHO

UMA ESTRATÉGIA ATIVA PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM
GERADORES FOTOVOLTAICOS POR MEIO DE INJEÇÃO DE SINAIS DE TESTE

Dissertação submetida à Banca Examinadora do
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia
Elétrica.

Orientador: Walter Barra Júnior

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2016

Dados Internacionais de Catalogação - na – Publicação (CIP) Sistema de Bibliotecas da UFPA

Carvalho, Fransérgio Martins

Uma estratégia ativa para detecção de ilhamento em geradores fotovoltaicos por meio de injeção de sinais de teste / Fransérgio Martins Carvalho. - 2016.

Orientador : Walter Barra Júnior

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2016.

1. Geração de energia fotovoltaica – testes . 2. Geração distribuída de energia elétrica . I. Título.

CDD 23. ed. 621.31244

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**"UMA ESTRATÉGIA ATIVA PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERADORES
FOTOVOLTAICOS POR MEIO DE INJEÇÃO DE SINAIS DE TESTE"**

AUTOR: FRANSERGIO MARTINS CARVALHO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 27/10/2016

BANCA EXAMINADORA:



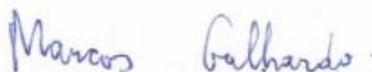
Prof. Dr. Walter Barra Junior

(Orientador – PPGEE/UFPA)



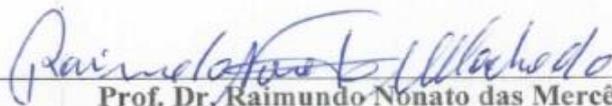
Prof. Dr. Carolina de Mattos Affonso

(Avaliadora – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo

(Avaliador Externo ao Programa – FEE/UFPA)



Prof. Dr. Raimundo Nonato das Mercês Machado

(Avaliador Externo – IFPA)

VISTO:



(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

Dedico este trabalho aos meus pais que novamente acreditaram em mim e na minha vocação e por terem me apoiado nos momentos mais difíceis. Dedico também a todos do grupo de controle e automação que me aceitaram para aprender e contribuir na área embora não fosse pertencente a este grupo desde a graduação.

*Para fazer uma obra de arte não basta ter talento,
não basta ter força, é preciso também viver um grande
amor.*

Mozart.

*...o poder se aperfeiçoa na fraqueza....Porque,
quando sou fraco, então, é que sou forte.*

Apóstolo Paulo (2Co.12:10)

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu Deus que se chama Jesus Cristo, o único amigo e confidente que posso conversar e desabafar em todos os instantes de minha vida.

Agradeço aos meus pais (Francisco Haroldo e Marilda Rodrigues) por sempre serem pessoas a apoiarem meus objetivos profissionais.

Agradeço ao professor Walter Barra Júnior que me deu a oportunidade de somar ao seu time de profissionais que sempre admirei e fazer do controle e energia fotovoltaica uma área profissional.

Agradeço ao Cleonor Neves que desde o primeiro momento do nosso contato, me recebeu, me incentivou e acima de tudo acreditou que eu pudesse contribuir para sua pesquisa.

Agradeço a todos os colegas de graduação e pós-graduação (Elder, Luize, Florindo, Renan, Eric, Fernando, Anderson, Fred, Felipe, Leiliane e Marcus Ciro), pois suas sugestões sobre vida profissional e pessoal me fizeram enxergar coisas que sem elas não teria percebido.

Agradeço a vida de minha Vó (Maria de Lourdes) que sempre morou comigo. Agradeço a minhas irmãs (Francideise e Franciane) que são grandes amigas. Agradeço a vida de minha sobrinha (Emanuele) que em tão pouco tempo conosco já nos trouxe tanta felicidade.

Por fim, agradeço a turma de engenharia biomédica 2014 (segundo semestre) que me deram a chance de ter a experiência de docência no ensino de programação estruturada, contribuindo com o aprendizado deles e com meu crescimento profissional.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	VIII
LISTA DE FIGURAS.....	XII
LISTA DE TABELAS.....	XVIII
LISTA DE SIGLAS.....	XIX
RESUMO.....	XXI
ABSTRACT.....	XXII
1 INTRODUÇÃO	23
1.1 Contexto.....	23
1.2 Motivação	24
1.3 Estado da arte.....	25
1.4 Organização do Trabalho.....	27
2 DEFINIÇÕES EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.....	28
2.1 Geração distribuída	28
2.2 Conceitos	28
2.3 Classificação e descrição de inversores	29
2.4 Funcionamento do inversor	31
2.5 PLL	32
2.6 Regulamentos.....	35
2.6.1 Considerações do regulamento IEEE 929.....	35
2.6.2 Considerações do regulamento IEEE 1547.....	36
2.7 Modelo da célula fotovoltaica.....	36
3 ILHAMENTO DE SFCR.....	39
3.1 Tipos de ilhamento.....	39
3.2 ZND do Ilhamento	40
3.3 Principais técnicas de detecção de ilhamento	42
3.3.1 Métodos remotos.....	43
3.3.2 Capacitor Externo Chaveado	43

3.3.3	Métodos Passivos	44
3.3.3.1	Variação de tensão e frequência.....	44
3.3.3.2	Mudança de fase.....	44
3.3.3.3	Detecção de harmônicos	45
3.3.3.4	Métodos inteligentes	45
3.3.4	Métodos ativos	46
3.3.4.1	Desvio de frequência.....	46
3.3.4.2	Desvio de tensão	47
3.3.4.3	Estimação de impedância.....	48
3.4	Sequência negativa	49
4	INSTRUMENTAÇÃO PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE SFCR.....	53
4.1	Introdução	53
4.2	Instrumentação eletrônica para medir sinal de sequência negativa	54
4.2.1	Metodologia e instrumentação para calcular tensão de sequência negativa.....	54
4.2.2	Metodologia e instrumentação para calcular corrente de sequência negativa	56
4.2.3	Medição trifásica e cálculo de tensão de sequência negativa	57
4.2.4	Componente de tensão de sequência negativa para detectar condição de ilhamento.....	63
4.2.5	Instrumentação básica de inversor senoidal.....	64
4.2.6	Instrumentação de PLL	65
5	PROJETOS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE SFCR	67
5.1	Introdução	67
5.2	Projeto de PLL com IGSO.....	67
5.2.1	Projeto do IGSO.....	67
5.2.2	Projeto do PLL.....	69
5.3	Projeto do filtro.....	69

5.4	Projeto dos defasadores	70
5.5	Projeto do Controlador.....	72
5.5.1	Estrutura de controle e atuação	72
5.5.2	Projeto do PID.....	77
6	RESULTADOS E ANÁLISE DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE SFCR ...	80
6.1	Ambiente de simulação.....	80
6.2	Sistema de potência da simulação	80
6.3	Detecção de ilhamento	84
6.3.1	Caso nominal: condições nominais de temperatura e irradiância	85
6.3.2	Condições nominal de temperatura e baixa irradiância	90
6.3.3	Condições nominal de temperatura e irradiância com carga acima da nominal.....	95
6.3.4	Condições nominal de temperatura e irradiância com carga abaixo da nominal.....	101
6.3.5	Condições nominal de temperatura e irradiância com carga resistiva desbalanceada.....	106
6.3.6	Condição anormal: sobreamento de célula	112
6.3.7	Efeito na THD de corrente	116
6.3.8	Ação anti-ilhamento	118
6.3.9	Estudo comparativo do método ativo empregado.....	121
7	CONCLUSÕES.....	123
7.1	Trabalhos futuros	125
8	BIBLIOGRAFIA.....	127
	APÊNDICE.....	132
A.1	Código fonte para cálculo de sinal de sequência negativa.....	132
A.2	Código fonte da geração senoidal com PLL.....	135
A.3	Código fonte do projeto do PID.....	138

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Classificação dos inversores por princípio de operação.....	30
Figura 2.2: Inversor de dois estágios de um SFCR.	31
Figura 2.3: a) Inversor monofásico de ponte completa. b) Largura de pulso rastreando uma referência senoidal.	31
Figura 2.4: Topologia de um inversor trifásico.	32
Figura 2.5: Gerador de sinal ortogonal baseado em IGSO.	33
Figura 2.6: Entrada, e saída e saída ortogonal do IGSO.....	33
Figura 2.7: Diagrama do PLL.	34
Figura 2.8: Corrente sincronizada com tensão via PLL.....	34
Figura 2.9: Modelo da célula fotovoltaica.	37
Figura 2.10: Curva I-V de módulo fotovoltaico.	37
Figura 3.1: Modelo típico de um GD fotovoltaico conectado a rede e a uma carga local.....	41
Figura 3.2: Várias ZNDs com variação de Q relacionado a frequência e variação de P relacionado a tensão.....	42
Figura 3.3: Inversor de um GD conectado à rede e a uma carga local em uma representação unifilar.....	49
Figura 3.4: Tensão no PAC (a) e corrente de saída do inversor (b).	50
Figura 3.5: Tensão trifásica de sequência positiva (a) e de sequência negativa (b). ...	50
Figura 3.6: Tensão eficaz de sequência positiva (a), de sequência negativa (b) e frequência (c) antes e depois do ilhamento.....	51
Figura 3.7: Tensão eficaz de sequência negativa para diferentes níveis de valores de corrente de sequência negativa injetada.	52
Figura 4.1: Carga trifásica RLC cuja tensão será medida.....	54
Figura 4.2: Sensor medidor de tensão alternada ligado a um subtrator de $-V_{cc}$	55
Figura 4.3: Circuito defasador aplicado à fase B.....	55
Figura 4.4: Circuito defasador aplicado à fase C.....	56

Figura 4.5: Esquema para medir corrente trifásica na saída do inversor.....	56
Figura 4.6: Esquema para calcular e visualizar sequência negativa.	57
Figura 4.7: Sinal trifásico amostrado por microcontrolador.....	58
Figura 4.8: Sinal trifásico desbalanceado amostrado por microcontrolador.	58
Figura 4.9: Sinal de sequência negativa calculado antes e depois do desequilíbrio de tensão.	59
Figura 4.10: Valor eficaz do sinal de sequência negativa calculado antes e depois do desequilíbrio de tensão.	60
Figura 4.11: Valor eficaz do sinal de sequência negativa de 3 % calculado antes e depois do desequilíbrio de tensão.	61
Figura 4.12: Valor eficaz do sinal de sequência negativa de 5 % calculado antes e depois do desequilíbrio de tensão.	61
Figura 4.13: Tensão eficaz de sequência negativa devido a um desequilíbrio de tensão gradual.	62
Figura 4.14: Fluxograma para detecção do ilhamento de carga balanceada.	64
Figura 4.15: Circuito eletrônico para demonstrar o princípio básico de conversão c.c.-c.a. senoidal do tipo comutação forçada.	65
Figura 4.16: Sinal senoidal gerado a partir de conversão c.c.-c.a.....	65
Figura 4.17: Fluxograma do processo de geração de sinal sincronizado via PLL.....	66
Figura 4.18: Sinais sincronizados via PLL.	66
Figura 5.1: Diagrama de bode de v_l em relação ao sinal de referência.	68
Figura 5.2: Diagrama de bode de q_vl em relação ao sinal de referência.	68
Figura 5.3: Diagrama de bode do PI do PLL.....	69
Figura 5.4: Diagrama de bode do filtro passa-baixa célula de <i>Sallen Key</i>	70
Figura 5.5: Diagrama de bode do CD(s).....	71
Figura 5.6: Diagrama de bode do CD(s)CD(s).....	72
Figura 5.7: SFCR por meio de filtros RL.	74
Figura 5.8: Diagrama de blocos de controle de corrente dq em sequência positiva....	75

Figura 5.9: Diagrama de blocos de controle de corrente dq em sequência negativa...	75
Figura 5.10: Esquema para demonstração de controle em coordenada dq.....	77
Figura 5.11: Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle em malha fechada.....	78
Figura 6.1: SFCR montado no MATLAB/SIMULINK para simulação.	82
Figura 6.2: Rede elétrica modelada no SimPowerSystems.	83
Figura 6.3: Corrente da fase A sincronizada com tensão.	83
Figura 6.4: Corrente da fase B sincronizada com tensão.....	84
Figura 6.5: Corrente da fase C sincronizada com tensão.....	84
Figura 6.6: GD FV para testes de ilhamento.	85
Figura 6.7: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor.	85
Figura 6.8: Tensão trifásica sobre a carga local antes e depois do ilhamento.	86
Figura 6.9: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d	86
Figura 6.10: Sinal de controle de sequência negativa do eixo d	87
Figura 6.11: Corrente de sequência negativa injetada na rede.	87
Figura 6.12: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento.	88
Figura 6.13: Tensão eficaz de sequência negativa no PAC crescendo após o ilhamento.	88
Figura 6.14: Corrente eficaz de sequência negativa injetada pelo inversor.....	89
Figura 6.15: Tensão eficaz de sequência positiva antes e após o ilhamento no PAC.	89
Figura 6.16: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência.	90
Figura 6.17: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor a 500 W/m^2	91
Figura 6.18: Tensão trifásica sobre a carga local antes e depois do ilhamento a 500 W/m^2	91
Figura 6.19: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d a 500 W/m^2	92
Figura 6.20: Sinal de controle de sequência negativa do eixo d a 500 W/m^2	92
Figura 6.21: Corrente de sequência negativa injetada na rede a 500 W/m^2	93

Figura 6.22: Tensão de sequência negativa antes e depois do ilhamento a 500 W/m^2	93
Figura 6.23: Tensão eficaz de sequência negativa crescendo no PAC após o ilhamento a 500 W/m^2	94
Figura 6.24: Tensão eficaz de sequência positiva antes e após o ilhamento a 500 W/m^2	95
Figura 6.25: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência a 500 W/m^2	95
Figura 6.26: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor com carga aumentada.	96
Figura 6.27: Tensão trifásica sobre a carga local aumentada antes e depois do ilhamento.	97
Figura 6.28: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d com carga aumentada.	97
Figura 6.29: Sinal de controle de sequência negativa do eixo d com carga aumentada.	98
Figura 6.30: Corrente de sequência negativa injetada na rede com carga aumentada.	98
Figura 6.31: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento com carga aumentada.	99
Figura 6.32: Tensão eficaz de sequência negativa crescendo após o ilhamento com carga aumentada.	99
Figura 6.33: Tensão eficaz de sequência positiva no PAC diminuindo após o ilhamento com carga aumentada.	100
Figura 6.34: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência com carga aumentada.	100
Figura 6.35: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor com carga diminuída.	101
Figura 6.36: Tensão trifásica sobre a carga local diminuída antes e depois do ilhamento.	102
Figura 6.37: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d com carga diminuída.	102

Figura 6.38: Sinal de controle de sequência negativa do eixo d com carga diminuída.	103
Figura 6.39: Corrente de sequência negativa injetada na rede com carga diminuída.	103
Figura 6.40: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento com carga diminuída.	104
Figura 6.41: Tensão eficaz de sequência negativa no PAC crescendo após o ilhamento com carga diminuída.....	104
Figura 6.42: Tensão eficaz de sequência positiva aumentando após o ilhamento com carga diminuída.	105
Figura 6.43: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência com carga diminuída.	106
Figura 6.44: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor com carga desbalanceada.	107
Figura 6.45: Tensão trifásica sobre a carga local desbalanceada antes e depois do ilhamento.	107
Figura 6.46: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d com carga desbalanceada.	108
Figura 6.47: Sinal de controle de sequência negativa do eixo d com carga desbalanceada.	108
Figura 6.48: Corrente de sequência negativa injetada na rede com carga desbalanceada.	109
Figura 6.49: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento com carga desbalanceada.....	110
Figura 6.50: Tensão eficaz de sequência negativa crescendo após o ilhamento com carga desbalanceada.....	110
Figura 6.51: Tensão eficaz de sequência positiva antes e após ilhamento com carga desbalanceada.	111
Figura 6.52: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência com carga desbalanceada.	111

Figura 6.53: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor com sombreamento de célula.	112
Figura 6.54: Tensão trifásica sobre a carga antes e depois do ilhamento com sombreamento de célula.	113
Figura 6.55: Corrente de sequência negativa injetada na rede com sombreamento. .	113
Figura 6.56: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento com sombreamento de célula.	114
Figura 6.57: Tensão eficaz de sequência negativa crescendo no PAC após o ilhamento com sombreamento de célula.....	114
Figura 6.58: Tensão eficaz de sequência positiva antes e após ilhamento com sombreamento de célula.	115
Figura 6.59: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência com sombreamento de célula.	115
Figura 6.60: Corrente trifásica equilibrada injetada pelo inversor.	116
Figura 6.61: THD de corrente nas três fases sem desequilíbrio de corrente.	117
Figura 6.62: THD de corrente nas três fases com desequilíbrio de corrente.....	117
Figura 6.63: $V_{I_{eficaz(ad)}}$ igual a $I_{I_{eficaz(ad)}}$ para desconexão do inversor.....	118
Figura 6.64: Corrente de saída do inversor.....	119
Figura 6.65: Tensão trifásica no PAC antes e depois da desconexão da rede ilhada.	119
Figura 6.66: $V_{I_{eficaz(ad)}}$ igual a $I_{I_{eficaz(ad)}}$ para desconexão do inversor com carga não linear.	120
Figura 6.67: Corrente de saída do inversor com carga não linear.	120
Figura 6.68: Tensão trifásica no PAC antes e depois da desconexão da rede ilhada com carga não linear.	121

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Lógica de acionamento de uma ponte trifásica.....	32
Tabela 2.2: Tempo máximo fora da faixa de operação normal de tensão segundo IEEE 929.	35
Tabela 2.3: Tempo máximo fora da faixa de operação normal de tensão segundo IEEE 1547.	36
Tabela 5.1: Dados do PID e do sistema em malha fechada.....	79
Tabela 6.1: Dados do módulo fotovoltaico monocristalino MSMD290AS-36.EU.....	81
Tabela 6.2: Dados do sistema de potência.....	82
Tabela 6.3: Comparação do método empregado com outros para detecção de ilhamento.	122

LISTA DE SIGLAS

AFD: *Active Frequency Drift*

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ANN: *Artificial Neural Network*

APS: *Automatic Phase Shift*

c.a.: Corrente Alternada

c.c.: Corrente Contínua

CEC: Capacitor Externo Chaveado

CSI: *Current Source Inverter*

CSP: Conversor Estático de Potência

D/A: Digital-Analógico

DSP: *Digital Signal Processing*

DT: *Decision Tree*

FL: *Fuzzy Logic*

FQ: Fator de Qualidade

FV: Fotovoltaico

GD: Geração Distribuída

GIE-ARPV: *Grid Impedance Estimation by Active Reactive Power Variation*

IGBT: *Insulated Gate Bipolar Transistor*

IGSO: Integrador Generalizado de Segunda Ordem

LQG: *Linear Quadratic Gaussian*

MOSFET: *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*

m.p.: Máxima Potência

PAC: Ponto de Acoplamento Comum

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PI: Proporcional-Integral

PID: Proporcional-Integral-Derivativo

PLL: *Phase-Locked Loop*

PNN: *Probabilistic Neural Network*

PWM: *Pulse Width Modulation*

RF: *Random Forest*

RPS: *Real Power Shift*

RTDS: *Real Time Digital Simulator*

SCADA: *Supervisory Control and Data Acquisition*

SCR: *Silicon Controlled Rectifier*

SFV: Sistema Fotovoltaico

SFCR: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SFS: *Sandia Frequency Shift*

SIMO: *Single Input Multiple Output*

SMS: *Slip-Mode Frequency Shift*

SPPM: Seguidor do Ponto de Potência Máxima

SVD: *Sandia Voltage Drift*

SVM: *Support Vector Machine*

SVS: *Sandia Voltage Shift*

TBJ: *Transistor Base-Junction*

THD: *Total Harmonic Distortion*

TRIAC: *Triode for Alternating Current*

VSC: *Voltage Source Converter*

VSI: *Voltage Source Inverter*

WT: *Wavelet Transform*

ZND: Zona de Não Detecção

RESUMO

Neste trabalho realiza-se o estudo de uma técnica ativa para detecção de ilhamento adequada para aplicação em Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). A técnica é baseada na injeção de sinais de testes afetando a sequência negativa de tensão após a situação de ilhamento. São apresentadas definições e explicações sobre o sistema de distribuição de potência e sobre os elementos que pertencem a Geração Distribuída (GD). Regulamentos sobre o funcionamento de inversores e o modelo de célula fotovoltaica são apresentados. Detalha-se o conceito de ilhamento e sua Zona de Não Detecção (ZND) bem como as principais técnicas atuais para sua detecção. É apresentada a técnica de sequência negativa. São desenvolvidas algumas aplicações de instrumentação relacionadas a medição de sequência negativa, inversor senoidal e PLL. São projetados modelos que efetuam a injeção e medição de sequência negativa por meio de um VSI: controlador e filtro. São realizadas simulações para detecção de ilhamento sob condições comuns a SFCR: variação de irradiância e sombreamento de célula; e sob condições comuns em um sistema de potência de distribuição: variação e desbalanceamento de carga. Por fim, o desempenho do método aplicado é validado e comparado.

Palavras-chave: Detecção de Ilhamento; GD; Sequência Negativa; PLL; SFCR.

ABSTRACT

In this paper, is made a study of a active technique for detection of islanding that is proper for application in Grid-Connected Photovoltaic System (GCPS). The technique is based on injection of testing signals which affect negative-sequence of voltage after islanding case. Definitions and explanations are presented about power distributing system and about the elements which belong to Distributed Generation (DG). Standards about inverter's function and about model of photovoltaic cell are presented. Details of islanding concept and its Non-Detection Zone (NDZ) as well as main current techniques for its detection are exhibited. It is shown the sequence-negative technique. Some instrumental applications related to negative-sequence measurement, sinusoidal inverter and PLL are developed. Models are designed to accomplish the injection and measurement of negative-sequence through VSI: controller and filter. Simulations were made to detect islanding under ordinary conditions of GCPS: irradiance variation and shading of photovoltaic cell; and under ordinary conditions of a power distribution system: charging variation and unbalanced charge. At last, the applied method performance is validated and compared.

Keywords: Islanding Detection; DG; Negative-Sequence; PLL; GCPS.

ARTIGOS ACEITOS EM CONGRESSO NACIONAL DURANTE O TRABALHO
DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Carvalho. F. M, Neves. C, Yoshino. F e Barra. J.W, “Bancada educacional de monitoramento e controle em ensaios de geração fotovoltaica,” Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), Belo Horizonte, 2016.

Carvalho. F. M, Neves. C e Barra. J.W, “Instrumentação para detecção da condição de ilhamento de sistemas fotovoltaicos por meio da medição da componente de sequência negativa,” Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Natal, 2016. (Apenas aceito)

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor como de luz, é hoje uma das alternativas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano. Quando se fala em energia, deve-se lembrar de que o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra (Pinho e Galdino, 2014). No contexto dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), destaca-se a busca de sistemas que forneçam energia elétrica com baixo impacto ambiental em sua produção e sejam confiáveis para o consumidor. No contexto da confiabilidade, ressalta-se que o inversor do Gerador Fotovoltaico deve evitar a operação ilhada porque essa situação é indesejável.

As primeiras aplicações da tecnologia fotovoltaica ocorreram principalmente com sistemas isolados, capazes de abastecer cargas distantes da rede convencional de distribuição de eletricidade. A partir do final da década de 1990, porém, o uso de SFCR passa a ocupar lugar cada vez mais expressivo entre as aplicações de tecnologia Fotovoltaica (FV) (Zilles et al. 2012). Constata-se que os SFCRs cresceram, no ano de 2015, cerca de 50 GW, representando 22 % do crescimento total da capacidade de geração de energia em nível global (IEA, 2015).

Uma penetração mais elevada de sistemas de GD envolvendo tecnologia renovável está alterando a realidade de sistemas de potência. Este cenário complexo colocará diferentes requisitos nas unidades de GD que dependem do seu tamanho e do seu nível de integração com a rede. Um desses requisitos é a detecção de um possível ilhamento decorrente de uma falta que pode levar a problemas de qualidade da energia, segurança, estabilidade de tensão, variação de frequência e interferência (Khamis et al. 2013).

O grande nível de penetração de SFCR em nível mundial e a atual conjuntura na qual a operação ilhada não é permitida em alguns países (Khamis et al. 2013) fazem necessária a aplicação de um método para detecção de ilhamento de GDs fotovoltaicos, buscando-se manter a confiabilidade e seletividade da técnica sem comprometer a qualidade da energia fornecida por essa significativa parcela das fontes renováveis e de baixo impacto ambiental.

1.2 Motivação

Nota-se uma carência de maior quantidade de técnicas ativas aplicadas a geração fotovoltaica como se vê em Vieira Jr. (2011) onde a maioria é aplicada a gerador síncrono. Embora as técnicas passivas sejam aplicáveis a GD independentemente da fonte primária de energia, elas apresentam uma confiabilidade baixa. Isso significa que as técnicas passivas possuem as severas limitações de não detectar todos os casos de ilhamento e de não assegurar o tempo máximo imposto por regulamento para desconexão do inversor.

Dentre as técnicas de detecção de ilhamento de GD implementada em gerador síncrono em Vieira Jr. (2011), há uma que apresenta um tempo de detecção superior a 1 segundo. Esse tempo é maior do que o recomendado pela IEEE 929 que é de 10 ciclos. Busca-se então um método que consiga detectar ilhamento de forma mais rápida e precisa possível.

Khamis et al. (2013) compara alguns métodos ativos para detecção de ilhamento incluindo o método de medição de impedância e os métodos de realimentação positiva, tais como SMS (*Slip-Mode Frequency Shift*), AFD (*Active Frequency Drift*), SFS (*Sandia Frequency Shift*) e SVS (*Sandia Voltage Shift*). Relata-se que os métodos de medição de impedância, SMS e AFD possuem uma grande Zona de Não Detecção (ZND) para cargas com elevados Fator de Qualidade (FQ). Nesse caso, verificou-se que somente o método de medição de impedância poderia ser considerado rápido o suficiente para a detecção. Relatam-se, ainda, problemas no método SFS com relação a qualidade de energia e do método SVS com relação a geração de harmônicos. Busca-se, portanto, um método com reduzido impacto na qualidade de energia e que seja confiável para uma ampla faixa de FQ da carga.

O método *Automatic Phase Shift* (APS), para gerador fotovoltaico, proposto por Hung et al. (2003) e citado por Khamis et al. (2013) não consegue manter a condição de fator de potência unitário do inversor. Portanto, é um método que diminui o rendimento do SFCR. Busca-se um método que mantenha o fator de potência unitário para que o rendimento do SFCR seja limitado apenas pelo conversor.

Na última década, o crescimento da geração fotovoltaica foi de 50 % por ano ao redor do mundo, atingindo quase 100 TWh de capacidade instalada em 2012 (IEA, 2013). Grande parte da potência instalada proveniente de geração fotovoltaica é realizada por meio de inversores trifásicos, entretanto, métodos ativos propostos especificamente para detecção do ilhamento de GD fotovoltaico como Hung et al. (2003) e o método de medição de impedância

citado por Khamis et al. (2013) aplicam-se apenas a inversor monofásico. Isso cria a necessidade de um método aplicável a inversor trifásico.

Diversas técnicas ativas para detecção de ilhamento não são adequadas para inversores operando em paralelo, pois a mesma perturbação que levaria a uma detecção de ilhamento, leva a uma não detecção e instabilidade quando sendo aplicada por mais de um inversor. Embora exista uma técnica baseada em comunicação da rede que resolva este problema, ela apresenta alto custo e sua implementação é complexa.

Segundo Khamis et al. (2013) um dos problemas a serem resolvidos no contexto de unidades de GD aplicadas a redes é a intermitência das fontes renováveis. O efeito da intermitência da geração fotovoltaica não é analisado em Bahrani et al. (2011). Busca-se conhecer o desempenho do método de sequência negativa de Bahrani et al. (2011) sob a geração fotovoltaica que é intermitente. Embora Estébanez et al. (2011) traga uma análise comparativa de métodos para inversores fotovoltaicos operando em paralelo, utiliza métodos como AFD, SMS e SFS cujas limitações devem ser superadas neste trabalho.

Todas as limitações e dificuldades dos métodos para detecção de ilhamento conhecidos na literatura e a necessidade de mais trabalhos relacionados a detecção de ilhamento especificamente de GD FV são a motivação deste trabalho que busca aplicar um método mais completo possível a um SFCR.

1.3 Estado da arte

No caso apresentado por Mota et al. (2014), na cidade de Arapeí do estado de São Paulo, tem-se um sistema de distribuição de 13,8 kV no qual está inserido a Central Geradora Hidrelétrica Capitão Mor como geração distribuída. Em situações de falta como curto-circuito, o religador automático faz seu primeiro ciclo de religamento 500 ms após a contigência enquanto o gerador distribuído continua ligado, podendo ocasionar danos ao gerador devido a diferença de fase e frequência entre a concessionária e a GD. Os estudos mostraram que na abertura do disjuntor de curto-circuito, o sistema ilhado que possui uma carga muito maior do que a potência da GD de 300 kW, sofre uma queda instantânea de tensão de quase 0,9 pu. Projeta-se uma detecção de ilhamento com a desconexão do gerador distribuído baseada em relé de subtensão que deve desconectá-lo quando a tensão do sistema ilhado atingir 0,4 pu. Tal desconexão é feita 150 ms após o ilhamento que é um tempo menor do que o tempo do primeiro ciclo de religamento.

Em Bahrani et al. (2011) é proposto um método para detecção de ilhamento baseado em sequência negativa. Esse método é simulado em PSCAD/EMTDC e validado experimentalmente. Propõe-se controlar o inversor por meio de um microcomputador executando um programa em um sistema operacional Linux de tempo real (RT-Linux). O referido controle envia sinais de comando para que o inversor injete corrente de sequência negativa na rede. No ilhamento, pode-se medir tensão de sequência negativa no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). O referido autor verificou também que o desbalanceamento da carga trifásica do GD pode levar a deterioração da tensão de sequência negativa esperada no ilhamento. O mesmo propõe uma injeção de corrente de sequência negativa modificada cuja fase se altera a cada 60 ms. Dessa forma, o ilhamento poderia ser detectado, no pior caso, em 120 ms. É apresentada, nessa referência, uma prova de que com essa modificação, elimina-se a ZND do método. Demonstra-se, ainda, como esse método poderia ser usado com eficiência para dois inversores operando em paralelo.

Alam et al. (2014) propõe um método baseado em múltiplas características que tem o potencial de superar as limitações de esquemas de proteção convencionais. Dentro de uma janela de 10 ciclos, extrai-se da rede os valores de tensão, frequência, ângulo de carga, taxa de variação da tensão e taxa de variação de frequência, então forma-se um vetor característico que contém o desvio padrão desses valores. Esse vetor será comparado ao SVM (*Support Vector Machine*) que contém informações de diversos casos de contingência com e sem ilhamento. Em seguida, será gerada a decisão que define se há ilhamento ou não. Testa-se o método em um modelo de simulação de rede radial com potência base de 24 MVA e seis GDs de gerador síncrono de 6 MVA. O desempenho do método mostrou uma taxa de detecção com menos de 0,2 % de imprecisão para um desacoplamento de potência ativa menor ou igual a 6 %. Contudo, dependendo do projeto do SVM, o método pode apresentar taxa de detecção de 82,1 % quando há mudança na topologia da rede ou apresentar falso alarme em 6,69 % quando o SVM é testado em um ponto diferente de onde foi treinado.

1.4 Organização do Trabalho

No capítulo 2 apresenta-se ao leitor os fundamentos teóricos e regulamentos que o embasam sobre os assuntos relacionados ao sistema de distribuição e a GD FV.

No capítulo 3 aprofunda-se no assunto do ilhamento e são apresentadas as técnicas atuais mais importantes para sua detecção.

No capítulo 4 busca-se demonstrar uma instrumentação que auxilie o entendimento do leitor sobre a metodologia usada para detectar ilhamento.

No capítulo 5 projetam-se os filtros e controlador para um inversor trifásico que deve injetar energia fotovoltaica na rede e detectar o ilhamento. Projeta-se também o filtro para efetuar o cálculo dos parâmetros usados para detecção.

No capítulo 6 é simulado um SFCR que deve detectar o ilhamento em diversas condições da geração FV e da carga da GD.

Por fim, no capítulo 7 destacam-se as principais contribuições do trabalho para a detecção de ilhamento de GD FV e sugerem-se trabalhos relacionados a este.

2 DEFINIÇÕES EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

2.1 Geração distribuída

No Brasil, define-se microgeração distribuída segundo a norma da ANEEL em sua Resolução normativa nº 687 de 2015 como: ‘central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;’.

A rede de distribuição é definida segundo Willis (2004) por classe de tensão como qualquer rede cuja tensão é igual ou abaixo de 34,5 kV; e por função, que inclui todos equipamentos de tensão de utilização mais as linhas que alimentam os transformadores de serviço.

O ângulo de fase é um importante fator no fluxo de potência ativa em sistemas de transmissão, entretanto, em sistema de distribuição, este não é normalmente o fator principal, pois a tensão é vista como associada ao fluxo de potência ativa (Willis, 2004). Essa associação é evidenciada em Demirok et al. (2009) onde observa-se o controle de sobretensão nos barramentos do sistema de distribuição por meio do corte de potência ativa do gerador fotovoltaico, mudando o ponto de operação do gerador onde entrega menor potência ativa. Isso se explica pela baixa relação entre reatância e resistência nos sistemas de distribuição.

2.2 Conceitos

Nesta subsecção, são apresentados alguns conceitos fundamentais, com base na referência IEEE Std. 929-2000. Essas definições serão úteis para apresentação e para a discussão da metodologia de detecção ativa estudada na presente dissertação.

Inversor: equipamento que converte energia da forma c.c. para forma c.a. podendo ser qualquer Conversor Estático de Potência (CSP), com controle, proteção e com funções de filtragem usado para interfacear uma fonte de energia elétrica com o sistema de energia elétrico.

PAC (Ponto de Acoplamento Comum): o ponto no qual o sistema elétrico convencional e a interface do consumidor ocorre. Normalmente, este é o lado do consumidor onde está o medidor de consumo da rede. Na prática, em SFVs montados sobre construção

(como o SFV residencial), deve-se considerar como PAC o painel de distribuição do consumidor onde se faz medidas e testes de desempenho.

Ilhamento: condição na qual uma porção do sistema elétrico que contém tanto carga como fonte de geração distribuída permanece energizada enquanto está isolada do restante do sistema elétrico.

Inversor Anti-Ilhamento: um inversor que cessará de energizar a linha de energia convencional em dez ciclos ou menos quando sujeito a uma carga ilhada na qual ambos requisitos são atendidos: há pelo menos 50 % de desacoplamento de potência ativa entre carga e saída do inversor (ou seja, a potência ativa da carga é menor do que 50 % ou maior do que 150 % da potência de saída do inversor). O fator de potência da carga é menor do que 0,95 (atraso ou avanço).

FQ (Fator de Qualidade): é uma grandeza proporcional a razão entre a máxima energia estocada e a energia dissipada em um ciclo e em uma dada frequência. É calculada por (2.1). *FQ* da carga igual ou maior do que 2,5 permite uma maior oscilação do circuito na frequência de ressonância, dificultando detecção de ilhamento baseada em frequência (Almeida et al. 2010).

$$FQ = R \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (2.1)$$

THD (Total Harmonic Distortion): é dada pela equação (2.2) onde *x* é a grandeza considerada (tensão ou corrente). A THD de corrente deve ser menor do que 5 % na saída do inversor em sua potência nominal.

$$THD_x = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} x_n^2}}{x_1} \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{Onde, } x_n \text{ é a } n\text{-ésima} \\ \text{componente harmônica.} \\ \text{Onde, } x_1 \text{ é a componente} \\ \text{fundamental.} \end{array} \right. \quad (2.2)$$

2.3 Classificação e descrição de inversores

Segundo Pinho e Galdino (2014), os inversores são classificados de acordo com seu princípio de operação: comutado pela rede (comutação natural) e autocomutados (comutação forçada). A Figura 2.1 exibe uma classificação dos inversores por princípio de operação.

Figura 2.1: Classificação dos inversores por princípio de operação.



Fonte: Pinho e Galdino (2012).

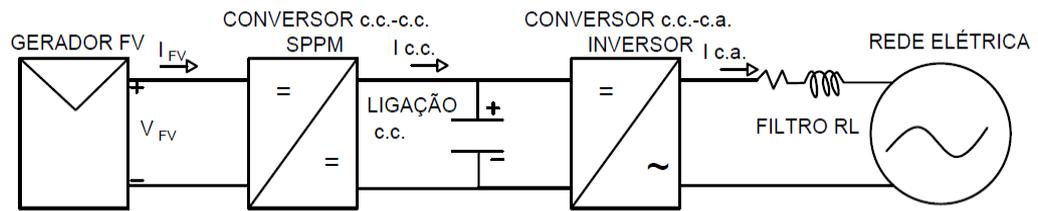
Os inversores comutados pela rede utilizam chaves como SCR (*Silicon Controlled Rectifier*) e TRIAC (*Triode for Alternating Current*) que conduzem por meio de um sinal de corrente e cortam quando há inversão de polaridade ou a corrente conduzida diminui abaixo de um valor de limiar. Portanto, a comutação desses inversores é controlada por um circuito de potência em sincronia com a rede, ou seja, comutado pela própria rede elétrica. Embora sejam robustos e simples, possuem baixa qualidade (alta THD) de tensão e corrente de saída, exigindo filtros complexos que os tornam onerosos.

Os inversores autocomutados utilizam chaves como IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e MOSFET (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*) que conduzem na presença de um sinal de tensão e cortam sem o sinal, ou seja, podem ser colocados em condução ou corte em qualquer instante. Por meio da largura de pulso ou ciclo de trabalho do PWM, pode-se controlar a forma e amplitude do sinal de tensão de saída do inversor.

Os inversores autocomutados podem ser do tipo fonte de corrente CSI (*Current Source Inverter*) ou fonte de tensão VSI (*Voltage Source Inverter*). Na Figura 2.1 observa-se que o inversor do tipo VSI pode tanto ser controlado por tensão como por corrente, dependendo da grandeza de saída usada como referência. O tipo VSI é mais empregado em aplicação de conversão fotovoltaica e o controle por corrente é mais usado em SFCR devido a sua estabilidade frente a perturbações e a facilidade do controle do fator de potência (Pinho e Galdino, 2014).

Em SFCR utiliza-se um inversor de dois estágios (Figura 2.2) no qual o primeiro estágio é um conversor c.c.-c.c. que funciona como SPPM (Seguidor do Ponto de Potência Máxima) do gerador fotovoltaico, ou seja, busca fazer o gerador fotovoltaico operar no seu ponto de máxima potência. O segundo estágio é o conversor c.c.-c.a. ou inversor propriamente dito.

Figura 2.2: Inversor de dois estágios de um SFCR.



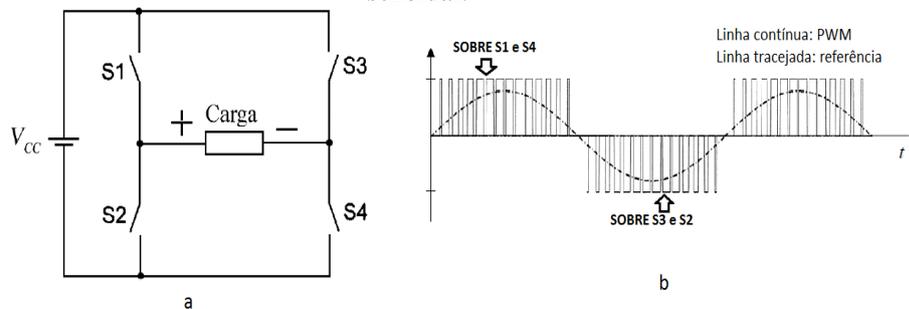
Fonte: adaptada de Pinho e Galdino (2012).

2.4 Funcionamento do inversor

Nos conversores c.c.-c.a. modernos, a estratégia mais utilizada é o PWM (*Pulse Width Modulation*) que é um sinal que permite moldar sinais de qualquer forma por meio de sua largura de pulso ou ciclo de trabalho variante. Por exemplo, um sinal senoidal sem defasagem começa do zero até atingir seu valor de pico. Para moldar este sinal até o pico, o PWM deve começar com sua largura de pulso igual a zero até atingir seu valor máximo, e ao longo desse tempo, a largura de pulso deve crescer proporcionalmente ao sinal de referência que neste caso é senoidal. Para diminuir do valor de pico a zero, o raciocínio inverso se aplica.

No inversor, o sinal de PWM cuja largura de pulso rastreia um sinal de referência, é produzido por um DSP sobre chaves eletrônicas como IGBT ou MOSFET a uma frequência constante (dezenas ou centenas de kHz). No caso de inversores monofásicos, tem-se a topologia de ponte completa (Figura 2.3-a) que permite que o sinal sobre a carga inverta sua polaridade quando S1 e S4 passam a estar abertos e S3 e S2 passam a estar fechados (Figura 2.3-b). Para que o sinal sobre a carga seja praticamente senoidal, deve ser aplicada uma filtragem passa-baixa para retirar as componentes harmônicas de alta frequência.

Figura 2.3: a) Inversor monofásico de ponte completa. b) Largura de pulso rastreando uma referência senoidal.

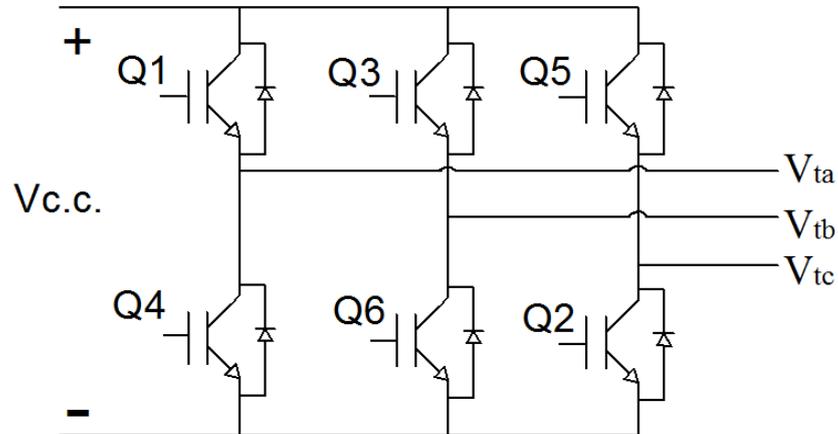


Fonte: adaptada de Pinho e Galdino (2012).

O mesmo raciocínio se aplica para o inversor trifásico, contudo, adiciona-se mais um par de chaves eletrônicas de modelo IGBT (Figura 2.4). O fechamento de Q1 permite a

excursão positiva do sinal sobre a carga da fase A, enquanto o fechamento de Q4 permite a excursão negativa. Da mesma forma, Q3-Q6 para a fase B e Q5-Q2 para a fase C.

Figura 2.4: Topologia de um inversor trifásico.



Fonte: adaptada Pinho e Galdino (2012).

O chaveamento dos IGBTs da Figura 2.4 segue seis tempos (Tabela 2.1) de um sexto do ciclo, ou seja, aproximadamente 2,77 ms, onde cada trio de chaves são postas em condução para gerar o sinal trifásico como é conhecido. Contudo, mais uma vez é necessária a inserção de três filtros passa baixas (um para cada fase) para filtrar altas frequências e gerar o sinal trifásico senoidal.

Tabela 2.1: Lógica de acionamento de uma ponte trifásica.

TEMPO	IGBTs em condução
1	Q1, Q2 e Q3
2	Q2, Q3 e Q4
3	Q3, Q4 e Q5
4	Q4, Q5 e Q6
5	Q5, Q6 e Q1
6	Q6, Q1 e Q2

Fonte: adaptada de Pinho e Galdino (2012).

2.5 PLL

Inversores conectados à rede se baseiam em uma precisa e rápida detecção de ângulo de fase (Ciobotaru et al. 2006). O método de sincronização deve permitir uma operação que envolve a sincronização da tensão e corrente de saída do inversor com a tensão da rede. O PLL é usado para detectar a fase da tensão da rede.

O PLL precisa de um gerador de sinal ortogonal. Propõe-se em Ciobotaru et al. (2006) um gerador de sinal ortogonal baseado em um IGSO (Integrador Generalizado de Segunda Ordem) que junto com o PLL permite o cálculo do valor eficaz e da frequência da tensão da rede. Essa proposta de PLL é usada por Wang et al. (2012).

O gerador de sinal ortogonal baseado em IGSO está na Figura 2.5 montado no diagrama do programa computacional Matlab/Simulink. Ele usa dois integradores e funciona como um filtro passa-baixa já que o ruído do sinal de entrada é removido no sinal de saída (Figura 2.6), conseguindo-se gerar um sinal ortogonal que está atrasado 90 ° do sinal de entrada.

Figura 2.5: Gerador de sinal ortogonal baseado em IGSO.

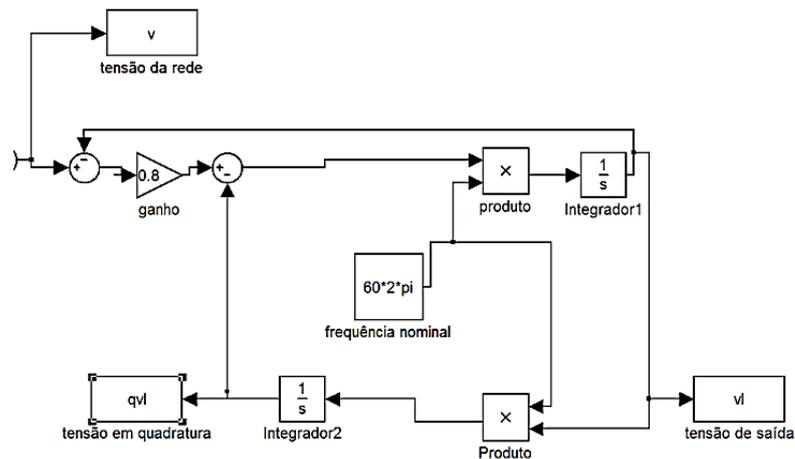
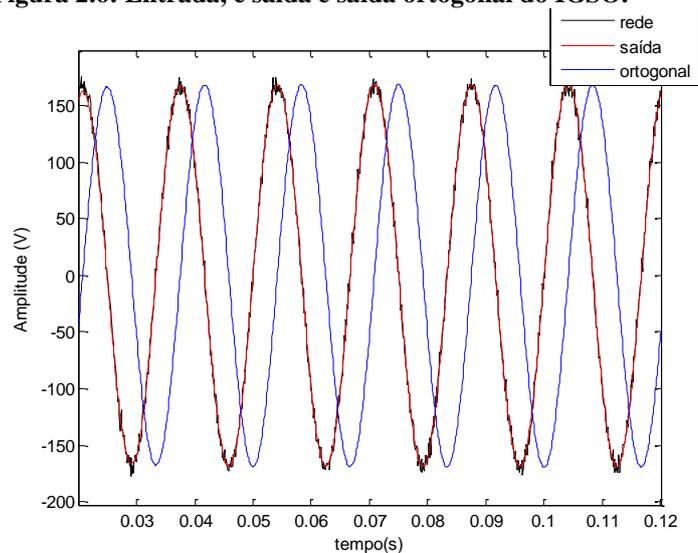


Figura 2.6: Entrada, e saída e saída ortogonal do IGSO.



Por meio da equação (2.3) (Costa, 2012), aplica-se a transformada de Park sobre a tensão de saída (v_l) e a tensão de saída ortogonal ou em quadratura (qv_l) que são provenientes do IGSO, para se obter a tensão do eixo q (v_q) do sistema de referência síncrono. O ângulo θ é fornecido pelo PLL.

$$V_q = \begin{Bmatrix} -\text{sen}(\theta) & \text{cos}(\theta) \end{Bmatrix} \begin{pmatrix} v_l \\ qv_l \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

A diferença entre a referência de V_q e o valor de V_q calculado por (2.3) alimenta o PI (Proporcional-Integral) do PLL (Figura 2.7). O sinal do PI soma é somado a frequência da rede e se direciona a um integrador para gerar o ângulo de referência para o inversor. Observa-se na Figura 2.8 que o sinal de tensão da rede está perfeitamente sincronizado com a corrente gerada via PLL.

Figura 2.7: Diagrama do PLL.

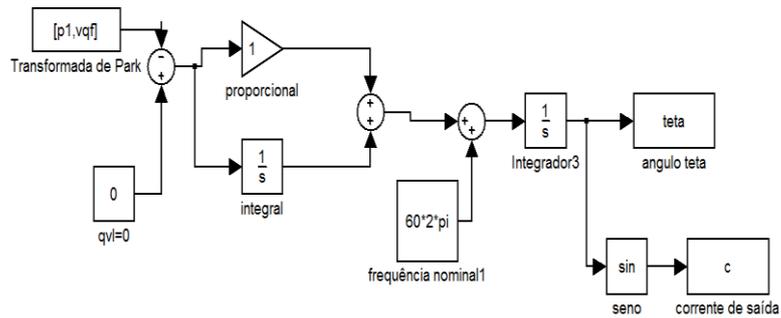
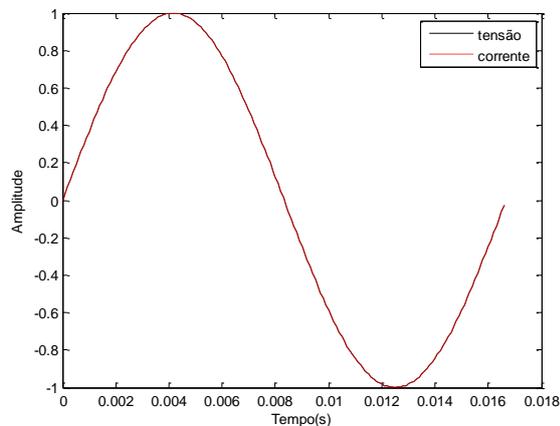


Figura 2.8: Corrente sincronizada com tensão via PLL.



2.6 Regulamentos

O ilhamento pode causar variação significativa de tensão no PAC que pode prejudicar o inversor que foi projetado para operar dentro de uma faixa de tensão. Diferentemente de GD eólico que deve ser mantido conectado no ilhamento para auxiliar na estabilidade da rede (Teodorescu et al. 2011), o GD fotovoltaico deve ser desconectado dentro de um tempo máximo. Assim evita-se que o inversor opere em uma situação anormal e viole sua curva conhecida como *ride-through capability*.

Assim como o inversor não pode trabalhar em uma tensão inadequada, a ABNT NBR 62116 (2012) determina que o inversor FV deve se desconectar em sobrefrequência de 1,5 Hz acima ou subfrequência de 1,5 Hz abaixo da frequência nominal.

2.6.1 Considerações do regulamento IEEE 929

Este regulamento aplica-se somente a inversores estáticos operando em paralelo e conectados à rede. Estes inversores fazem a conversão c.c.-c.a. e devem trabalhar com até 10 kW de potência. Em relação ao tempo máximo de operação em condições anormais de tensão, a Tabela 2.2 fornece tais valores para diferentes situações de subtensão e sobretensão. Todavia, nada impede que o ilhamento que causa a anormalidade seja detectado e o inversor desconectado em um tempo menor.

Tabela 2.2: Tempo máximo fora da faixa de operação normal de tensão segundo IEEE 929.

Tensão (% Vnominal)	Tempo (s)
$V < 50\%$	0,1
$50\% \leq V < 88\%$	2
$88\% \leq V < 110\%$	Operação Normal
$110\% \leq V < 137\%$	2
$137\% \leq V < \dots$	0,033

Fonte: Pinto Neto (2012).

No ilhamento, a IEEE 929 recomenda que a desconexão seja feita em 2 segundos ou menos com carregamento superior a 50 % e fator de potência superior a 0,95 com FQ de 2,5. Todavia, se o carregamento é inferior a 50 % ou superior a 150 % com fator de potência menor do que 0,95 (adiantado ou atrasado), o inversor deve cessar de energizar a rede em no

máximo dez ciclos ou 166,66 ms. O regulamento recomenda para ensaio de ilhamento uma carga RLC ressonante com FQ de 2,5 (Pinto Neto, 2012).

2.6.2 Considerações do regulamento IEEE 1547

Esta norma é válida para GD de tecnologia fotovoltaica também e que possui capacidade instalada de até 10 MVA ou menos interligada a rede primária ou secundária do sistema de distribuição.

Em relação ao tempo máximo de operação em condições anormais de tensão, a Tabela 2.3 fornece tais valores para diferentes situações de subtensão e sobretensão. Todavia, nada impede que o ilhamento que causa a anormalidade seja detectado e o inversor desconectado em um tempo menor.

Tabela 2.3: Tempo máximo fora da faixa de operação normal de tensão segundo IEEE 1547.

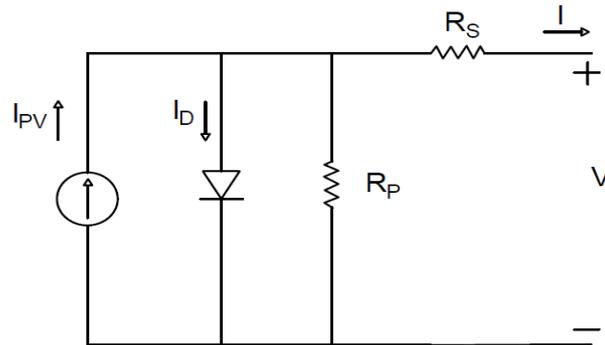
Tensão (% Vnominal)	Tempo (s)
$V < 50\%$	0,16
$50\% \leq V < 88\%$	2
$88\% \leq V < 110\%$	Operação Normal
$110\% \leq V < 137\%$	1
$137\% \leq V < \dots$	0,16

Fonte: Pinto Neto (2012).

Em relação à operação ilhada do GD, a norma recomenda que o inversor seja desconectado em até 2 segundos ou menos. Contudo, não apresenta especificações quanto ao carregamento, Fator de Potência e Fator de Qualidade.

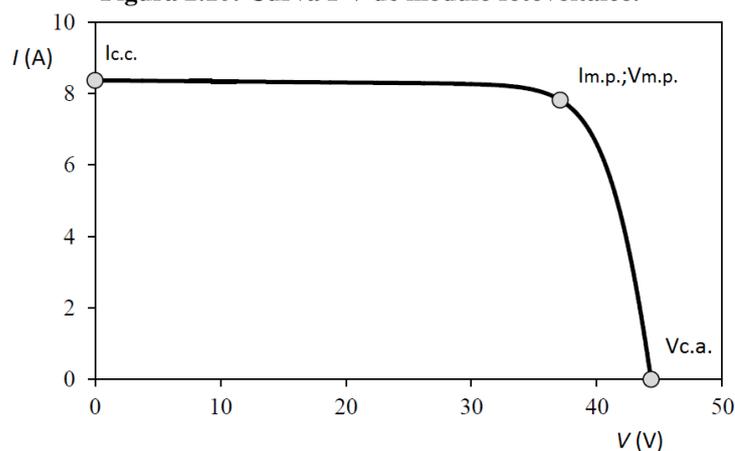
2.7 Modelo da célula fotovoltaica

O modelo que representa a célula fotovoltaica é o circuito da Figura 2.9, onde I_{pv} é a corrente fotogerada na região de depleção, I_D é a corrente do diodo, R_p é a resistência em paralelo da célula, R_s é a resistência em série da célula, I e V são corrente e tensão de saída respectivamente. A equação (2.4) modela o funcionamento da célula fotovoltaica, onde I_0 é a corrente de saturação do diodo, N é o fator de idealidade do diodo e V_T sua tensão térmica.

Figura 2.9: Modelo da célula fotovoltaica.

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{NV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.4)$$

O comportamento entre corrente e tensão fornecido por um módulo fotovoltaico está na curva da Figura 2.10 para uma dada irradiância incidente e temperatura de operação das células FV que formam o módulo. O $I_{c.c.}$ é a corrente de curto-circuito, $V_{c.a.}$ é a tensão de circuito aberto. $I_{m.p.}$ e $V_{m.p.}$ é a corrente e tensão, respectivamente, quando o módulo fornece sua potência máxima, ou seja, trabalha no ponto de operação de máxima potência. O módulo fotovoltaico é formado por uma associação de células e o gerador fotovoltaico é formado por uma associação de módulos, portanto, a célula fotovoltaica ou um gerador fotovoltaico possuem curvas I-V equivalentes ao da Figura 2.10, diferenciando-se apenas nos valores de corrente e tensão.

Figura 2.10: Curva I-V de módulo fotovoltaico.

Fonte: adaptada Cubas et al. (2014).

Parâmetros físicos do meio como irradiância solar (W/m^2) e temperatura da célula influenciam no seu funcionamento. A variação da irradiância solar provoca uma variação

linear na corrente de saída da célula fotovoltaica e, portanto, se a irradiância solar aumenta, a potência de saída que uma célula libera para uma carga também aumenta.

O crescimento da temperatura de uma célula fotovoltaica causa uma pequena elevação da sua corrente de saída devido ao maior número de portadores, contudo, causa uma diminuição muito mais significativa em sua tensão de saída devido ao estreitamento da região de depleção, logo a potência de saída da célula fotovoltaica diminui.

3 ILHAMENTO DE SFCR

3.1 Tipos de ilhamento

Há dois tipos de ilhamento: o planejado e o acidental. No primeiro tipo, busca-se formar ilhas nas quais a GD consiga manter os valores de tensão e frequência sobre a carga local sem o auxílio da concessionária de energia, ou seja, operação autônoma. O ilhamento planejado é citado em Lima (2013) como condição para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico brasileiro na presença de geração distribuída. Ele pode ser projetado de maneira a manter um suprimento contínuo durante os distúrbios do sistema principal de distribuição.

Embora a operação ilhada não seja permitida por padrões atuais como *Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE Std. 1547.1 (2005), afirma-se em Bahrani (2008) que a tendência na utilização de GD baseada em recursos renováveis indica que esse modo será aceito no futuro. Contudo, o controle de um inversor no modo operação ilhada deve ser diferente do modo conectado à rede para um funcionamento apropriado. Já existem propostas que possuem tanto o controle do fluxo de potência com o de detecção de ilhamento embutidos no modo conectado, como também técnicas que permitem a transição para um controle de tensão e frequência no modo ilhado como o apresentado em Bahrani (2008).

O ilhamento acidental, ou seja, que não possui um suporte de controle para manter a estabilidade da rede pode resultar em problemas relacionados a aspectos de segurança, comerciais e técnicos como se mostra em Vieira Jr (2011). Este tipo de ilhamento pode ser causado por uma desconexão intencional da rede para algum serviço, fenômenos naturais, erros humanos e vandalismo.

Entre os problemas decorrentes do ilhamento acidental estão: a segurança dos técnicos da concessionária envolvidos na operação e manutenção de sistemas elétricos é gravemente ameaçada uma vez que parte da rede da concessionária continua energizada sem o conhecimento deles. No ilhamento acidental, nem a GD nem a concessionária possui o controle da tensão e frequência, assim a qualidade da energia fornecida ao consumidor não pode ser garantida. Os dispositivos de proteção contra curto-circuito podem perder a coordenação entre si porque a corrente de curto-circuito trifásica no ilhamento diminui devido à impedância da rede ser maior. Esse fato é agravado quando se trata de GD baseada em

geração fotovoltaica que possui uma limitação natural de corrente. O sistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado para sua operação, portanto, a perda de conexão com a concessionária pode torná-lo não aterrado, contribuindo para a não detecção de curto-circuito fase-terra pelos relés de sobre-corrente. Quando a energia da concessionária retorna, o inversor está fora de sincronia com a rede (Villalva & Gazoli, 2012) e isso leva a elevadas sobre-correntes de alguns tipos de GD como os baseados em gerador síncrono.

O ilhamento planejado não é permitido em vários países (Khamis et al. 2013) e devido aos problemas técnicos que podem trazer prejuízos financeiros e danos a pessoas, um método que detecte o ilhamento com a maior precisão e rapidez possível é necessário.

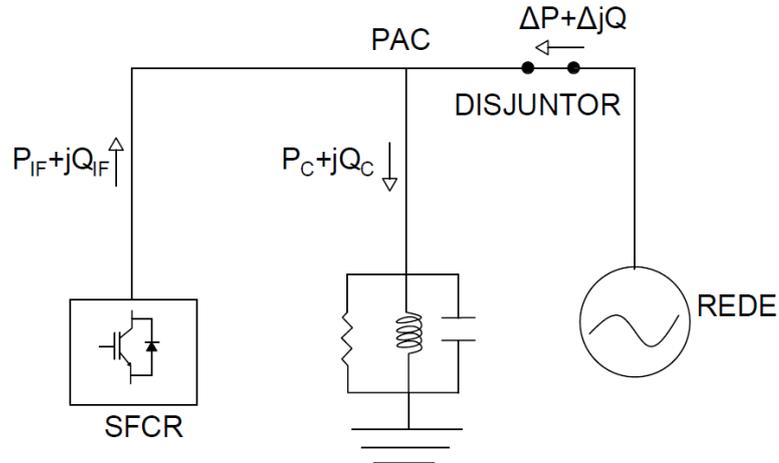
3.2 ZND do Ilhamento

A Zona de Não Detecção (ZND) do ilhamento está presente tanto em métodos ativos como em passivos e representa uma falha da confiabilidade dos métodos em detectarem o ilhamento da GD. Quanto maior for a ZND de um método, significa que ele é menos sensível ao ilhamento e, tem mais probabilidade de falhar na detecção. Nem todos os métodos ativos conseguem uma ZND nula, mas conseguem reduzi-la.

No sistema de distribuição de potência, há uma dependência entre tensão e potência ativa assim como há entre frequência e potência reativa. Essa dependência é percebida no ilhamento quando há um desacoplamento (*mismatch*) entre o GD fotovoltaico e a carga do sistema ilhado.

A ZND de ilhamento está definida no espaço de variação de potência ativa por variação de potência reativa (ΔP versus ΔQ) no PAC onde o ilhamento é não detectável por medição de variação de tensão e/ou frequência, respectivamente (Teodorescu et al. 2011). A Figura 3.1 mostra uma típica interconexão de um inversor fotovoltaico com a rede de distribuição e com a carga local que será a carga da GD no ilhamento. ΔP é a potência ativa da rede, ΔQ é a potência reativa da rede, P_{IF} é a potência ativa de saída do inversor fotovoltaico, Q_{IF} é a potência reativa de saída do inversor fotovoltaico, P_c e Q_c são as potências ativas e reativas demandadas pela carga local. As equações de balanço de potência são as (3.1) e (3.2).

Figura 3.1: Modelo típico de um GD fotovoltaico conectado a rede e a uma carga local.



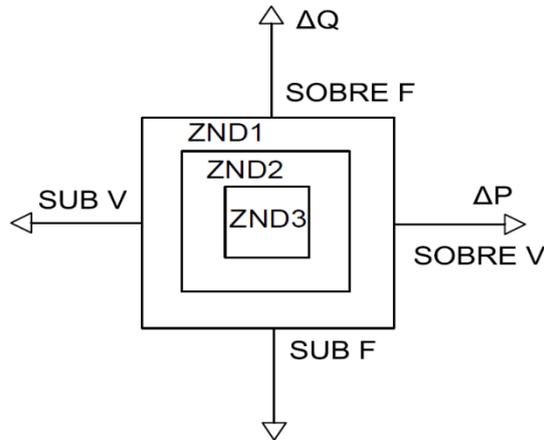
Fonte: adaptada de Teodorescu et al. (2011).

$$P_c = P_{IF} + \Delta P \quad (3.1)$$

$$Q_c = Q_{IF} + \Delta Q \quad (3.2)$$

O ilhamento ocorre quando o disjuntor (Figura 3.1) abre e isola o restante do sistema. O comportamento da tensão e frequência do sistema ilhado após a desconexão da rede dependerá do valor de ΔP e ΔQ no instante antes do disjuntor abrir para formar a ilha. Como mostra a Figura 3.2, quanto maior for ΔP , maior é a variação de tensão (V), assim como quanto maior for ΔQ , maior a variação de frequência (F) após o ilhamento. O método passivo baseado em tensão e frequência mede as variações dessas grandezas elétricas. Há uma diminuição da ZND1 para ZND3 caso o método passivo precise de um menor ΔP e ΔQ para detectar a falta. Desde que o valor medido de tensão ou frequência esteja acima de um valor mínimo, o ilhamento é detectado. Caso contrário, o ilhamento não é detectado e o método está na ZND.

Figura 3.2: Várias ZNDs com variação de Q relacionado a frequência e variação de P relacionado a tensão.



Fonte: adaptada de Teodorescu et al. (2011).

O pior caso para detecção de ilhamento é representado por uma condição de balanço da potência ativa e reativa na qual não há mudança nem em amplitude e nem em frequência da tensão, isto é, ΔP e ΔQ iguais a zero. É provável que um pequeno ΔP resulte em uma mudança insuficiente na amplitude da tensão e um pequeno ΔQ resulte em uma mudança inadequada da frequência para efetivamente desconectar o inversor fotovoltaico e prevenir o ilhamento (Teodorescu et al. 2011).

A ZND é a faixa de valores de carga na qual o ilhamento não pode ser detectado (Pinto Neto, 2012), todavia, dependendo do método para detecção, não é apenas a variação de tensão e frequência insuficiente que fazem o método estar na ZND.

Os métodos ativos de detecção de ilhamento tentam por meio de perturbações causar o desacoplamento de potência ativa e de reativa a fim de detectar o ilhamento caso este exista, entretanto, também podem causar o acoplamento de potência como se afirma em Bahrani (2008), falhando em detectar o ilhamento por meios já citados e caindo em sua própria ZND.

3.3 Principais técnicas de detecção de ilhamento

O método ativo para detecção de ilhamento deve ser confiável, ou seja, não permitir que alguns casos mais críticos de ilhamento não sejam detectados. O método deve ser seletivo, ou seja, não julgar qualquer anormalidade no sistema elétrico como sendo um ilhamento e disparar alarmes falsos. O método deve perturbar minimamente a operação da rede de distribuição dentro de limites aceitáveis de segurança de operação e de qualidade da

energia produzida. Acrescentam-se duas outras características desejáveis: poder fazer a detecção de ilhamento em sistemas trifásicos e permitir a operação e detecção de ilhamento com mais de um inversor operando em paralelo.

Há ainda os métodos remotos que dependem da comunicação entre a concessionária e a GD, o método baseado no chaveamento de um capacitor externo, os métodos para detecção de ilhamento definidos por Teodorescu et al. (2011) que são conhecidos como métodos para detecção embutidos no inversor se baseiam exclusivamente em uma implementação de *software* dentro do inversor fotovoltaico. Estes últimos métodos podem ser passivos ou ativos.

3.3.1 Métodos remotos

A monitoração remota dos estados do sistema é um método para determinar os estados de um modelo da rede de trabalho do sistema de potência com um número reduzido de medições (Khamis et al. 2013). Esse método é considerado uma função do SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). É usado para detectar o ilhamento acidental pela monitoração dos parâmetros de todo sistema de distribuição. Esse método é altamente efetivo se o sistema é apropriadamente instrumentalizado e controlado. Embora já tenha sido testado em GD fotovoltaico, sua implementação possui elevados custos porque os inversores requerem equipamentos separados de instrumentação e controle.

Khamis et al. (2013) apresenta a monitoração dos estados de chave que usa SCADA para monitorar a condição dos disjuntores e religadores que podem ilhar um GD. Contudo, esse método exige uma interação entre a rede e GDs que leva a um custo extra para ambos os lados. Esse método requer que todos disjuntores que podem ilhar o GD sejam monitorados e ligados diretamente ao controle do GD. Quando uma desconexão é detectada na subestação, o método determina qual área está ilhada e envia um sinal para os GDs permanecerem ou pararem a operação.

3.3.2 Capacitor Externo Chaveado

O CEC (Capacitor Externo Chaveado) baseia-se no conceito de que um capacitor externo chaveado periodicamente com a rede produziria um atraso de passagem por zero proporcional à impedância da rede. O método foi implementado com êxito a alguns anos por

meio de um equipamento separado conectado no PAC em paralelo com o inversor FV. O método pode ser implementado quando vários inversores operam em paralelo.

3.3.3 Métodos Passivos

Esses métodos monitoram mudanças nos valores de alguns parâmetros (tipicamente variação de tensão e frequência, mudança de fase e harmônicos de tensão) causadas por um desacoplamento de potência depois da desconexão. Métodos passivos não possuem ZND nula e são normalmente combinados com métodos ativos para melhorar sua confiabilidade.

3.3.3.1 *Variação de tensão e frequência*

Motter et al. (2014) analisa o ilhamento que ocorre em um GD baseado em gerador síncrono. Por meio da ferramenta RTDS (*Real Time Digital Simulator*) faz-se uma simulação de ilhamento com relés de subfrequência e sobrefrequência. A variação da potência ativa afeta a frequência desse GD devido a variação da velocidade rotacional do gerador síncrono que ocorre no ilhamento. O método se mostra capaz de detectar o ilhamento no tempo de 500 ms para o desacoplamento crítico de potência ativa, ou seja, para um desacoplamento maior, o tempo para desconexão seria maior do que 500 ms e o relé teria que ser ajustado para detectar o ilhamento em no máximo 500 ms.

Motta et al. (2014) analisa um caso em que o relé que mede variação de frequência para detecção do ilhamento se mostra pouco eficaz devido ao tempo necessário de 540 ms para que o gerador síncrono atinja a variação de frequência que aciona o relé. Em menos de 540 ms o religador automático já ligou a rede ao GD fora de sincronismo. Mostra-se que o relé de tensão mede a variação de tensão para detectar o ilhamento em 150 ms que é um tempo apropriado para detecção de ilhamento neste caso.

3.3.3.2 *Mudança de fase*

O método passivo de detecção de mudança de fase usa o defasamento entre tensão e corrente que ocorre no ilhamento devido ao desacoplamento (*mismatch*) de potência reativa gerada pelo GD e a consumida pela carga local. Contudo, se não houver esse desacoplamento de reativo, o método cai na ZND segundo Khamis et al. (2013). A detecção por mudança de fase é mais rápida do que a de mudança de frequência, portanto, esse método é

teoricamente mais rápido do que o de variação de frequência. O método é implementado usando alguma técnica de sincronização por meio de detecção de passagem por zero. A fase da corrente é verificada a cada passagem por zero da tensão e só então é possível detectar uma eventual mudança de fase. É difícil escolher um valor de variação de fase para fazer uma detecção seletiva, portanto, frequentes chaveamentos de cargas como banco de capacitores e motores de indução podem resultar em sinais de falta indesejáveis.

3.3.3.3 *Detecção de harmônicos*

Apresentado em Khamis et al. (2013) se baseia no surgimento de componentes harmônicas de tensão no ilhamento devido à mudança de impedância. Esse método teoricamente não tem ZND já que não depende do desacoplamento de potência ativa e reativa entre inversor fotovoltaico e carga, porém, é de difícil implementação uma vez que não se define com facilidade os valores apropriados para os parâmetros a THD da equação (2.2) porque a conexão e desconexão de cargas não lineares mudam a condição das componentes harmônicas e pode disparar falsos alarmes de ilhamento. Uma escolha inadequada do limiar de THD pode também resultar em interpretar as componentes harmônicas do ilhamento como uma mudança de carga, levando a uma ZND.

3.3.3.4 *Métodos inteligentes*

São apresentados por Khamis et al. (2013) métodos passivos que possuem uma estrutura de processamento de sinal e de classificação inteligente que detecta a condição de ilhamento com grande precisão. As estruturas de processamento de sinal mais utilizadas são WT (*Wavelet-Transform*) que é um modelo matemático para sinais não estacionários que consegue compreender informações no domínio do tempo e frequência, analisando sinais em diversas frequências e conseguindo supervisionar os transitórios para melhorar a detecção de ilhamento. Outra estrutura de processamento é a *S-Transform* que possui a vantagem sobre a WT de analisar sinal sob ruído. Dentre as estruturas de classificação tem-se ANN (*Artificial Neural Network*), PNN (*Probabilistic Neural Network*), DT (*Decision Tree*), FL (*Fuzzy Logic*).

A ANN age como uma tecnologia de aprendizado e análise de um conjunto de dados e é embarcada no laço de controle do regulador automático de tensão. O PNN usa a técnica de classificação Bayesian usada para reconhecimento de padrões. A DT apresentou um tempo

para detecção de 14 ms e 94 % de precisão na detecção do ilhamento em um caso no qual analisa de forma embarcada os transientes de corrente e tensão simulados em PSCAD/EMTDC e interpreta se há ou não ilhamento (Pham et al. 2011). O FL é apresentado como um método de 100 % de taxa de detecção com e sem ruído e fácil de implementação em detecção de ilhamento *online*.

3.3.4 Métodos ativos

O métodos ativos para detecção de ilhamento modificam alguma característica na saída do inversor (tensão, corrente e frequência) e dessa forma, tentam introduzir um pequeno distúrbio na rede. No sistema não ilhado, esse distúrbio não ocorre, contudo, quando há o ilhamento ocorre o distúrbio e isso significa o ilhamento do GD.

Entre os métodos ativos para detecção de ilhamento, pode-se destacar: (i) métodos baseados no desvio de frequência, nos quais o inversor efetua pequenas flutuações da frequência em torno do valor nominal; (ii) métodos de desvio de tensão, nos quais o inversor efetua pequenas flutuações da tensão em torno de seu valor nominal; (iii) e métodos de injeção de segunda harmônica de corrente que está diretamente atrelada a mudança de impedância no ilhamento.

3.3.4.1 Desvio de frequência

O AFD (*Active Frequency Drift*) faz a corrente de saída do inversor ser levemente distorcida. Isso é feito por meio do aumento da frequência da corrente em 0,5 a 1,5 Hz. Isso significa que a frequência da corrente se torna maior do que a da tensão para cada ciclo. O inversor injeta uma corrente na rede cujo ciclo possui uma parte nula. Na presença da rede, não há desvio de frequência, contudo, no ilhamento surge a anormalidade. Khamis et al. (2013) considera sua implementação fácil e sua velocidade de detecção média.

No SMS (*Slip-Mode Frequency Shift*), por meio de um esquema de realimentação positiva, há um desvio na fase da corrente do inversor que é função da frequência. No ilhamento, a curva de fase da corrente do inversor fotovoltaico tem que variar mais rapidamente do que a da carga RLC para que haja instabilidade na frequência e seja detectado o ilhamento por meio da variação da frequência. (Khamis et al, 2013) considera sua implementação média e sua velocidade de detecção lenta.

Em Hung et al. (2003) mostra-se que os métodos de desvio de frequência como o AFD e o SMS em SFCR possuem uma ZND de ilhamento devido alterarem a frequência da corrente de saída do inversor que por sua vez altera o deslocamento entre tensão e corrente até zero em uma carga RLC. A defasagem entre tensão e corrente nula não dispara o medidor de variação de frequência no ilhamento. No SMS, ocorre que na faixa de frequência onde a inclinação da defasagem entre tensão e corrente devido à carga RLC é maior do que a imposta pelo método, tem-se uma região estável que não permitirá a detecção do ilhamento. Propõe-se o método APS (*Automatic Phase Shift*) que mitiga essa região de estabilidade, pois trabalha apenas com desvio de fase, porém apresenta problemas ao estar em um inversor que alimenta motor de indução, não garante fator de potência unitário e é aplicado apenas a inversor monofásico.

Em Aguiar et al. (2012) aplica-se um método anti-ilhamento que usa o desvio de frequência da corrente de saída de um inversor trifásico. Detecta variações na frequência de forma a gerar uma saída que altera a corrente de referência no eixo em quadratura (iq) do regulador de corrente. O regulador de corrente e um ganho bem projetado objetivam o compromisso entre velocidade na detecção e o mínimo de injeção de distúrbios. Detecta-se o ilhamento em 35 ms.

3.3.4.2 Desvio de tensão

Estes métodos objetivam o desvio da tensão no PAC por meio da realimentação positiva da corrente ou por meio da variação de potência reativa. O SVD (*Sandia Voltage Drift*), por exemplo, age como realimentação positiva para referência de corrente. Portanto, se há uma diminuição da tensão no PAC, quando ocorre o ilhamento, o inversor FV injeta menos corrente na rede, diminuindo ainda mais o valor eficaz da tensão no PAC, levando a uma detecção de ilhamento por variação de tensão. Escolhe-se a diminuição da tensão para evitar danos a carga RLC. Khamis et al. (2013) considera esse método de dificuldade média na implementação e sua velocidade de detecção é rápida.

Propõe-se em Mahat et al. (2009) um método de detecção de ilhamento híbrido por utilizar uma forma passiva e, caso necessário, uma ativa para detecção. Calcula-se a taxa média de variação de tensão de cinco ciclos como parâmetro para saber se o sistema está ilhado, não ilhado ou se é suspeito de estar ilhado. Caso seja suspeito, entra uma ação RPS (*Real Power Shift*) que varia a potência injetada pelo GD e calcula-se a taxa média de

variação de tensão em 20 ciclos para definir a situação do sistema. O método além de não perturbar o sistema de distribuição, mantém o fator de potência unitário e ainda diferencia bem o ilhamento de fenômenos como chaveamento de capacitor e mudança de carga. Contudo, em situações em que há o acoplamento perfeito de potência (*match*) entre geração do GD e consumo de carga, é difícil detectar o ilhamento.

Almeida et al. (2010) avalia a técnica de realimentação positiva da tensão em SFCR de 30 kWp. Mostra um esquema de controle do VSC (Voltage Source Converter) que soma a tensão do eixo direto (vd) multiplicada por um ganho à corrente de referência de eixo direto (id). O ganho deve ser escolhido apropriadamente para que a tensão seja estável na operação normal e instável na operação ilhada. O ilhamento é detectado 1,229 segundos após sua ocorrência e consegue atender o regulamento da Tabela 2.2.

3.3.4.3 *Estimação de impedância*

Segundo Teodorescu et al. (2011), quando ocorre o ilhamento, há uma mudança no valor da impedância da rede na qual o GD está conectado. No ilhamento, a impedância da rede é aumentada já que existem menos cargas em paralelo. Os métodos para estimação da impedância da rede funcionam com injeção de harmônicos ou variação de potência ativa e reativa.

O método GIE-ARPV move-se entre dois pontos de trabalho estacionários. Por meio da variação de potência ativa e reativa, tem-se dois pontos formados por corrente e tensão no PAC. Resolve-se a lei de Kirchhoff aplicada a esses dois pontos e calcula-se a impedância.

O método *PLL-Based Islanding Detention* (Ciobotaru et al. 2010) se utiliza de um mecanismo de controle embarcado no inversor fotovoltaico que faz com que a corrente injetada pelo inversor possua um desvio de fase senoidal cujo ângulo de referência é fornecido pelo PLL. Considerando que o ganho desse desvio seja menor do que 0,05, o inversor estará injetando uma segunda harmônica de corrente na rede. Portanto, aparecerá uma segunda harmônica de tensão no PAC. Quando o GD FV estiver ilhado, haverá um crescimento no valor da segunda harmônica de tensão devido à maior impedância. Esse método leva 200 ms para detectar o ilhamento, ou seja, contempla os regulamentos, contudo, é aplicado apenas a inversor monofásico.

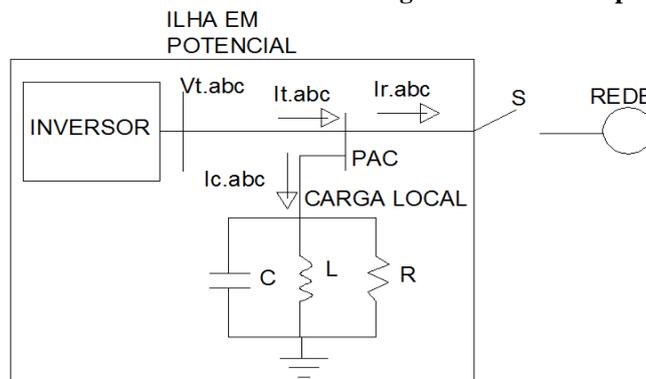
3.4 Sequência negativa

Propõe-se em Karimi (2008) e Bahrani et al. (2011) a injeção de corrente de sequência negativa por meio de um VSC junto com a quantificação da tensão de sequência negativa correspondente no PAC.

Considera-se que o desequilíbrio de corrente está sendo causado unicamente pelo inversor por meio de um controle embarcado e não pela rede elétrica ou por algum transitório decorrente de uma contingência.

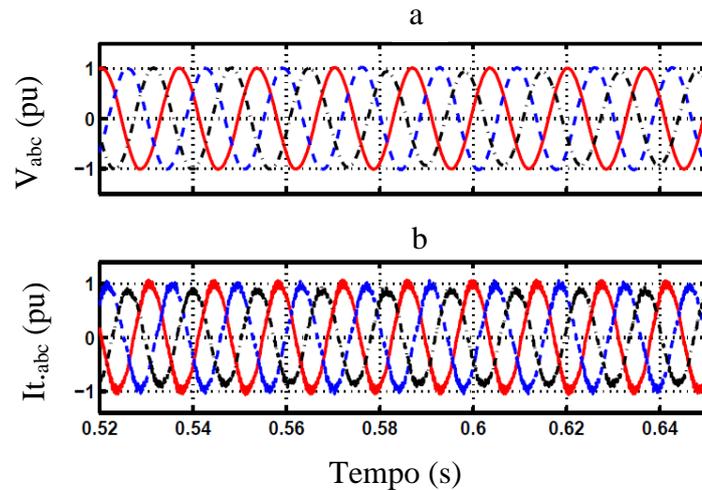
Demonstra-se em Bahrani et al. (2011) que a corrente de sequência negativa presente na corrente trifásica de saída do inversor ($I_{t,abc}$) é absorvida pela rede de distribuição em sua corrente trifásica ($I_{r,abc}$) conforme ilustra a Figura 3.3. Quando o GD está ilhado (chave S aberta), essa corrente de sequência negativa passa a ser absorvida totalmente pela carga local trifásica ($I_{c,abc}$). Isso produz tensão de sequência negativa na carga RLC trifásica. O inversor trabalha com fator de potência unitário no PAC que é onde se mede a tensão de sequência negativa.

Figura 3.3: Inversor de um GD conectado à rede e a uma carga local em uma representação unifilar.



Bahrani et al. (2011) apresenta um VSI alimentado por fonte c.c. ideal e controlado por corrente que desequilibra as correntes trifásicas (Figura 3.4-b), mantendo as tensões balanceadas no PAC (Figura 3.4-a) enquanto o GD está conectado com a rede. Considera-se a carga RLC trifásica balanceada e que o inversor trabalha com fator de potência unitário.

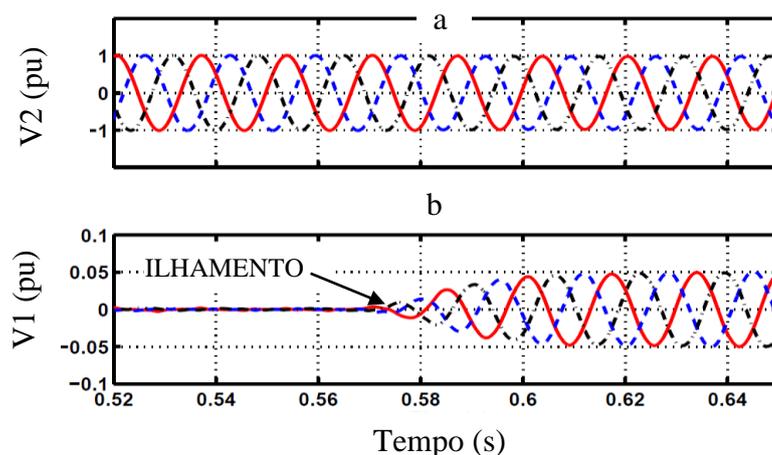
Figura 3.4: Tensão no PAC (a) e corrente de saída do inversor (b).



Fonte: adaptada de Bahrani et al. (2011).

A Figura 3.5-a e a Figura 3.5-b exibe a tensão trifásica de sequência positiva e a tensão trifásica de sequência negativa respectivamente, antes e após o ilhamento. Antes do ilhamento, a carga RLC trifásica não absorve a componente negativa da corrente desequilibrada, contudo, após o ilhamento ela passa a absorver, por isso apresenta tensão de sequência negativa apenas após o ilhamento. A corrente de sequência positiva é absorvida tanto antes como depois do ilhamento, por isso que a tensão trifásica de sequência positiva permanece inalterada antes e depois do ilhamento.

Figura 3.5: Tensão trifásica de sequência positiva (a) e de sequência negativa (b).



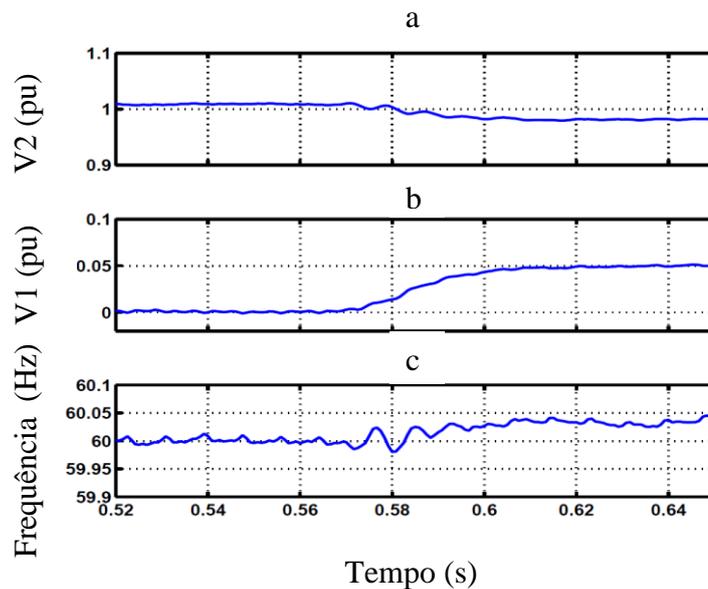
Fonte: adaptada Bahrani et al. (2011).

Na Figura 3.6 (a, b) são visualizados os valores eficazes para a tensão de sequência positiva e negativa da mesma fase. Nota-se que o valor eficaz de tensão de sequência positiva diminui devido a um desacoplamento de potência ativa entre GD e carga, ou seja, no

ilhamento, a potência suprida pela rede deixa de ser fornecida e a tensão cai para manter o balanço de potência.

Supõe-se que antes do ilhamento a rede fornece reativo para a carga RLC devido a uma falta de sintonia entre L e C na equação (3.3) (Bahrani, 2008) e que no ilhamento, que ocorre em 0,57 segundos, esse suprimento não existe, contudo, o inversor que não fornecia reativo, continua no ilhamento não fornecendo, portanto, a frequência se altera (Figura 3.6-c) na tentativa de que a carga não consuma reativo, ou seja, Q_{IF} igual à zero.

Figura 3.6: Tensão eficaz de sequência positiva (a), de sequência negativa (b) e frequência (c) antes e depois do ilhamento



Fonte: adaptada de Bahrani et al. (2011).

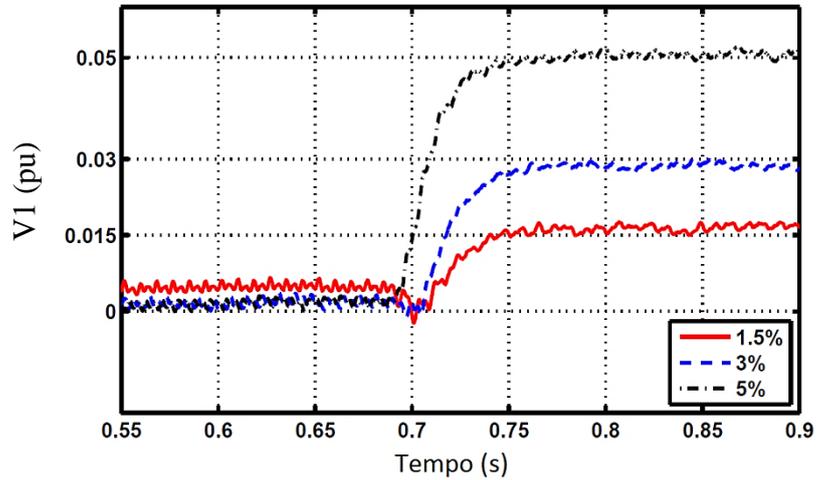
$$Q = |V|^2 \left(\frac{1}{L\omega} - C\omega \right) \quad (3.3)$$

Nota-se na Figura 3.6 (a e c) que tanto a variação de tensão quanto a de frequência estão fora dos intervalos para desconexão do inversor da Tabela 2.2 e dos demais regulamentos. O regulamento do item 2.6.2 estabelece desconexão para queda de tensão menor do que 88 % e elevação de frequência maior do que 60,5 Hz. Isso indica que métodos de detecção baseados em tensão (Mota et al. 2014) ou frequência (Motter et al. 2014) podem cair na ZND. Portanto, o valor eficaz da tensão de sequência negativa (Figura 3.6-b) revela-se um parâmetro confiável para se detectar o ilhamento.

Segundo os resultados presentes na Figura 3.7, se for injetado 1,5 % ou 3 % ou 5 % de corrente de sequência negativa, obter-se-á os mesmos valores da tensão de sequência negativa no ilhamento. O resultado mostra que a partir do instante em que ocorre o ilhamento, o valor

de tensão de sequência negativa esperado é obtido 60 ms depois, quando ele atinge o regime permanente. Esse tempo atende o regulamento da Tabela 2.2.

Figura 3.7: Tensão eficaz de sequência negativa para diferentes níveis de valores de corrente de sequência negativa injetada.



Fonte: adaptada de Bahrani (2008).

Nos próximos capítulos é proposto o uso dessa técnica para detectar ilhamento de SFCR, avaliando-se o desempenho da técnica para a detecção do ilhamento sob a intermitência da geração fotovoltaica. Para isso também, será proposta uma instrumentação de baixo custo que auxilie as medições dos parâmetros pertinentes que levam a detecção do ilhamento de GDs com esse método.

4 INSTRUMENTAÇÃO PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE SFCR

4.1 Introdução

O VSI controlado por corrente irá desequilibrar propositalmente sua corrente trifásica. Esse desequilíbrio será feito modificando apenas o valor eficaz das correntes e não suas fases, gerando-se corrente de sequência negativa. Contudo, deve haver a ação de um controlador sobre o VSI que consiga manter o valor da corrente de sequência negativa injetada na rede em um valor de referência e uma instrumentação que permita a medição tanto da corrente injetada quanto da tensão de sequência negativa.

As tensões e correntes de componentes simétricas são dadas pelas transformadas inversas descritas nas equações matriciais (4.1) e (4.2), respectivamente. Onde I refere-se às correntes de fase, V refere-se às tensões de fase, os índices (a,b,c) após I e V referem-se as fases de um sistema trifásico. O índice '0' refere-se à componente de sequência zero, o índice '1' refere-se à componente de sequência negativa e o índice '2' refere-se à componente de sequência positiva. O índice 'a' representa um deslocamento de 120° , ou seja, $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$.

$$\begin{pmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

$$\begin{pmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

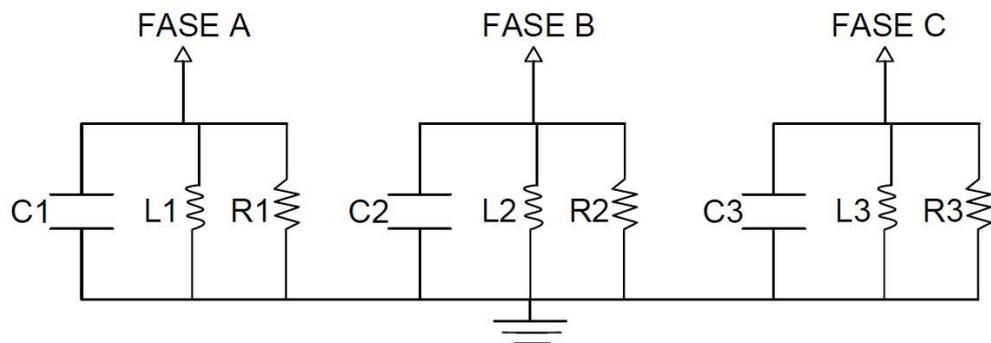
A corrente de sequência negativa e a tensão de sequência negativa são dadas por I_1 e V_1 de (4.2) e (4.1), respectivamente. A corrente de sequência positiva e a tensão de sequência positiva são dadas por I_2 e V_2 de (4.2) e (4.1), respectivamente, contudo, neste capítulo é dada ênfase na sequência negativa. Por meio de (4.1) e (4.2) pode-se quantificar os valores de tensão e corrente de sequência negativa, respectivamente, em um sistema trifásico. Os valores de corrente e tensão nas três fases são medidos e fornecidos por sensores apropriados.

4.2 Instrumentação eletrônica para medir sinal de sequência negativa

4.2.1 Metodologia e instrumentação para calcular tensão de sequência negativa

O primeiro passo dessa instrumentação é medir a tensão alternada nas três fases (A, B e C) do PAC onde há uma carga RLC trifásica (Figura 4.1). Essa medição é realizada no PAC por meio de três sensores LV 25-P de efeito *Hall* como feito em Azevedo (2012). Os sensores produzem sinais alternados senoidais em seu secundário que seguem as mesmas formas das tensões trifásicas do primário.

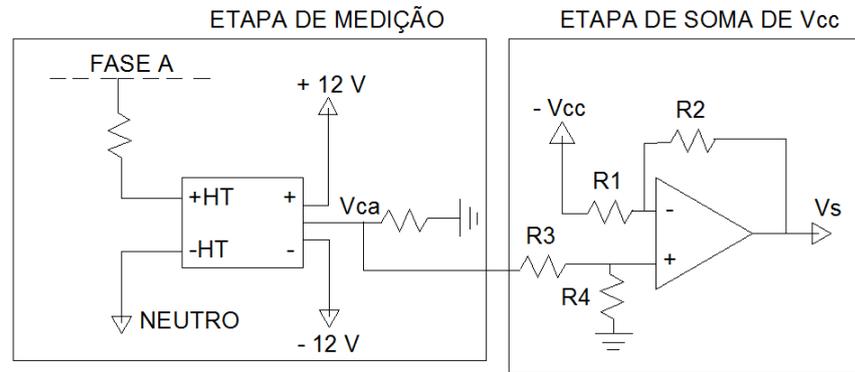
Figura 4.1: Carga trifásica RLC cuja tensão será medida.



Na saída de cada sensor LV-25P, insere-se um circuito subtrator (Figura 4.2) que tem a função de subtrair um valor negativo, ou seja, somar um valor positivo que faça o sinal senoidal deslocar-se no eixo da amplitude e não apresentar valor negativo ao longo dos ciclos como feito em Medeiros (2014) e Júnior (2015).

A etapa de soma de V_{cc} tem a equação (4.3) que relaciona as entradas com a saída quando R_1, R_2, R_3, R_4 são iguais a $10\text{ k}\Omega$. Por meio de $-V_{cc}$, desloca-se o sinal senoidal com margem de 100 mV para evitar valores negativos na amostragem.

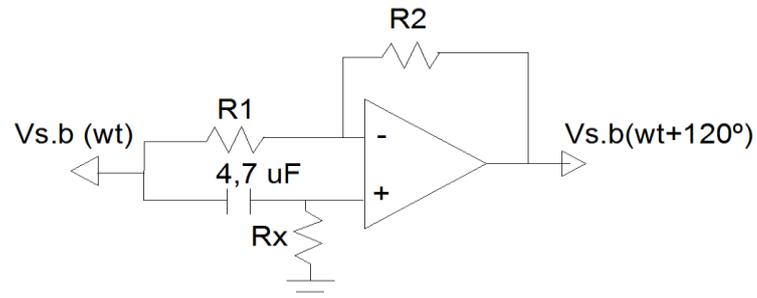
Figura 4.2: Sensor medidor de tensão alternada ligado a um subtrator de $-V_{cc}$.



$$V_s = V_{ca} - (-V_{cc}) \quad (4.3)$$

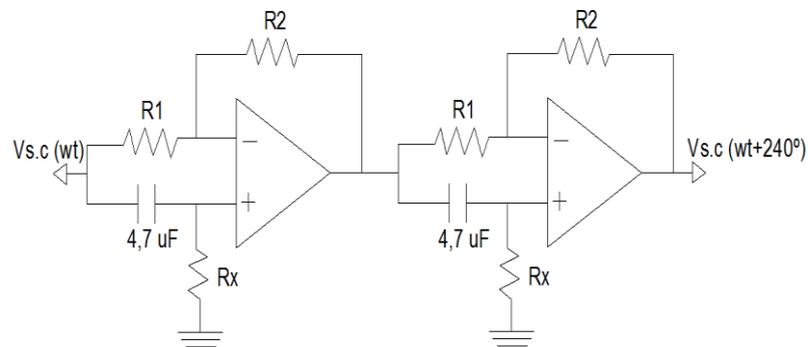
Os adiantamentos de fase das equações (4.1) e (4.2) devem ser efetuados pelo circuito defasador de tensão. O circuito defasador de tensão (Figura 4.3) deve adiantar o sinal senoidal que representa a tensão da fase B em 120° . R_1 e R_2 são iguais a $10 \text{ k}\Omega$ e R_x deve ser calculado pela equação (4.4) para que o deslocamento seja de 120° . Esse valor é $325,85 \Omega$ e é ajustado por um potenciômetro. Para a fase C, implementa-se dois circuitos defasadores em cascata (Figura 4.4) com as mesmas especificações do anterior, a fim de causar um deslocamento de 240° .

Figura 4.3: Circuito defasador aplicado à fase B.



$$\varphi(^{\circ}) = 180^{\circ} - 2 \arctan(120\pi 4,710^{-6} R_x) \quad (4.4)$$

Figura 4.4: Circuito defasador aplicado à fase C.

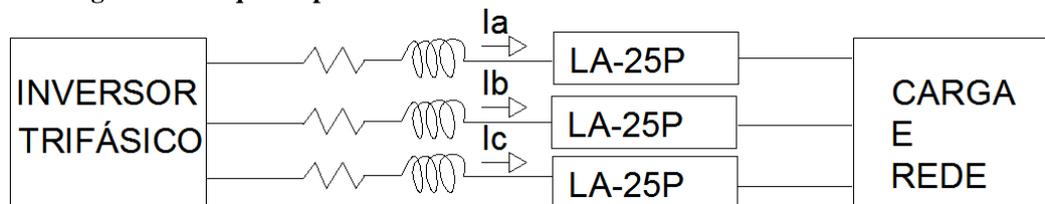


As três tensões de fase da carga trifásica são tratadas pelos circuitos condicionadores mostrados na Figura 4.2 (um para cada fase), Figura 4.3 (fase b) e Figura 4.4 (fase c). Os três sinais condicionados são lidos por três portas analógicas de um microcontrolador DSPIC 3012 que efetua tanto a conversão A/D quanto o cálculo da tensão de sequência negativa por meio da equação (4.1).

4.2.2 Metodologia e instrumentação para calcular corrente de sequência negativa

A instrumentação para o cálculo da corrente de sequência negativa é análoga a da tensão com a diferença que devem ser usados os três sensores LA-25P de efeito *Hall* presentes em Azevedo (2012) na saída do inversor trifásico conforme ilustra Figura 4.5. O restante da instrumentação é a mesma, porém utiliza a equação (4.2) no microcontrolador.

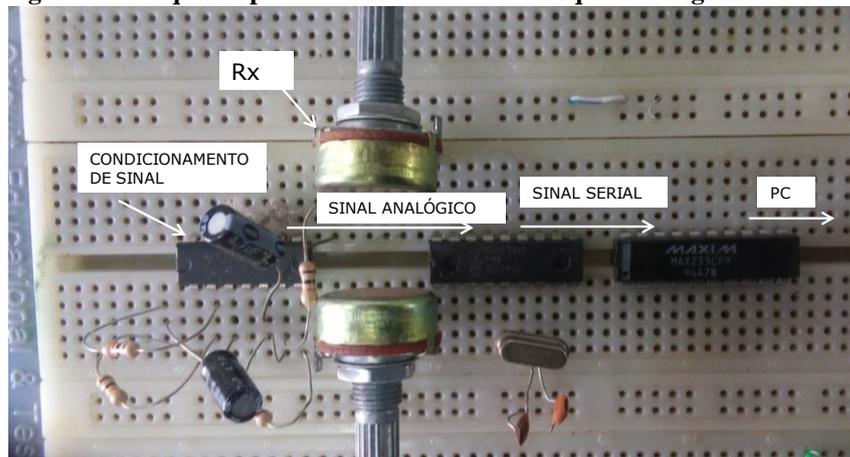
Figura 4.5: Esquema para medir corrente trifásica na saída do inversor.



4.2.3 Medição trifásica e cálculo de tensão de sequência negativa

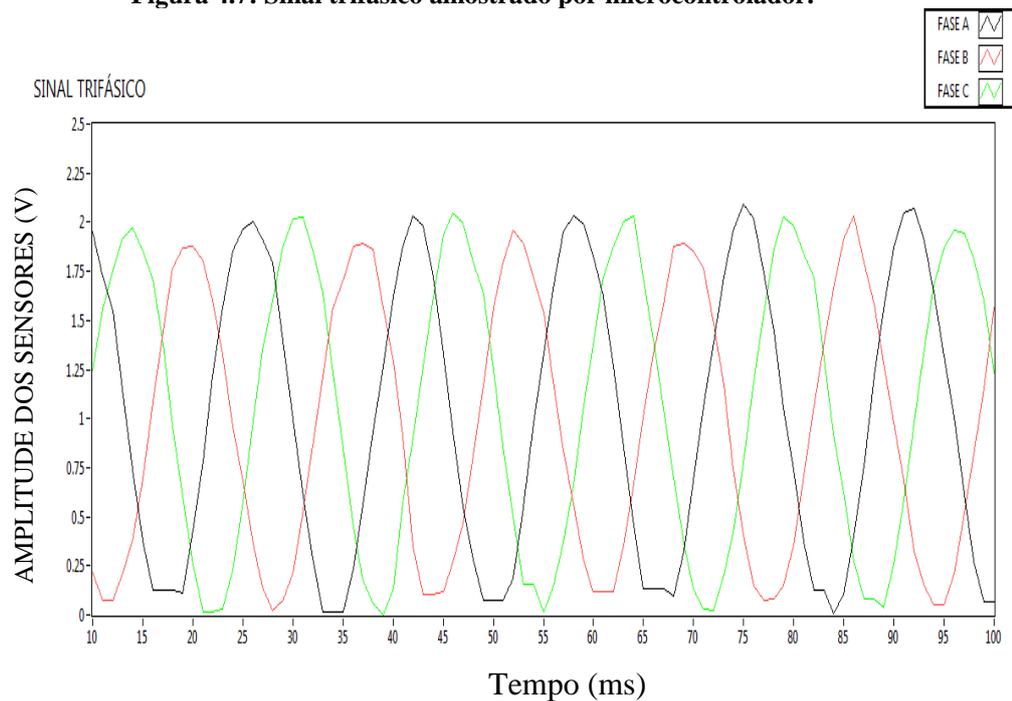
O gerador de sinal Tektronix AFG 3022 gera, com o auxílio dos circuitos defasadores, três sinais de tensão defasados como em um sistema trifásico equilibrado. O microcontrolador DSPIC 3012 faz a conversão A/D desses três sinais e envia os dados para um PC via comunicação serial RS232 (Figura 4.6). O PC apresenta os três sinais amostrados pelo microcontrolador em uma interface LabVIEW Student Edition 2014.

Figura 4.6: Esquema para calcular e visualizar sequência negativa.



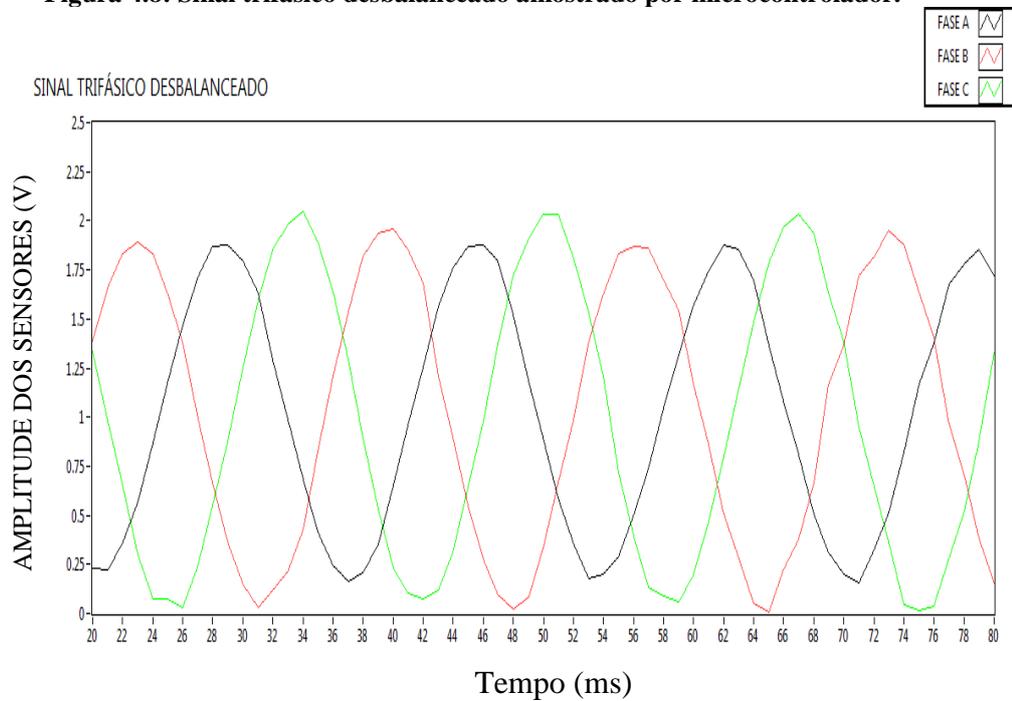
O microcontrolador lê três sinais alternados e defasados como um sistema trifásico em uma taxa de 1000 amostras por segundo na Figura 4.7. Os três sinais são multiplexados com 16 amostras por ciclo. Nota-se que os sinais não estão perfeitamente senoidais na Figura 4.7 em razão, provavelmente, de que 16 amostras em um ciclo são insuficientes para representar perfeitamente uma senoide de 60 Hz. Nota-se que todos possuem componente contínua porque o microcontrolador não lê valores negativos.

Figura 4.7: Sinal trifásico amostrado por microcontrolador.



Na Figura 4.8, mostra-se uma diminuição do valor pico a pico do sinal denominado FASE A (em preto). Esse desequilíbrio do sinal trifásico significa o desbalanço de tensão no PAC e o consequente aparecimento de tensão de sequência negativa.

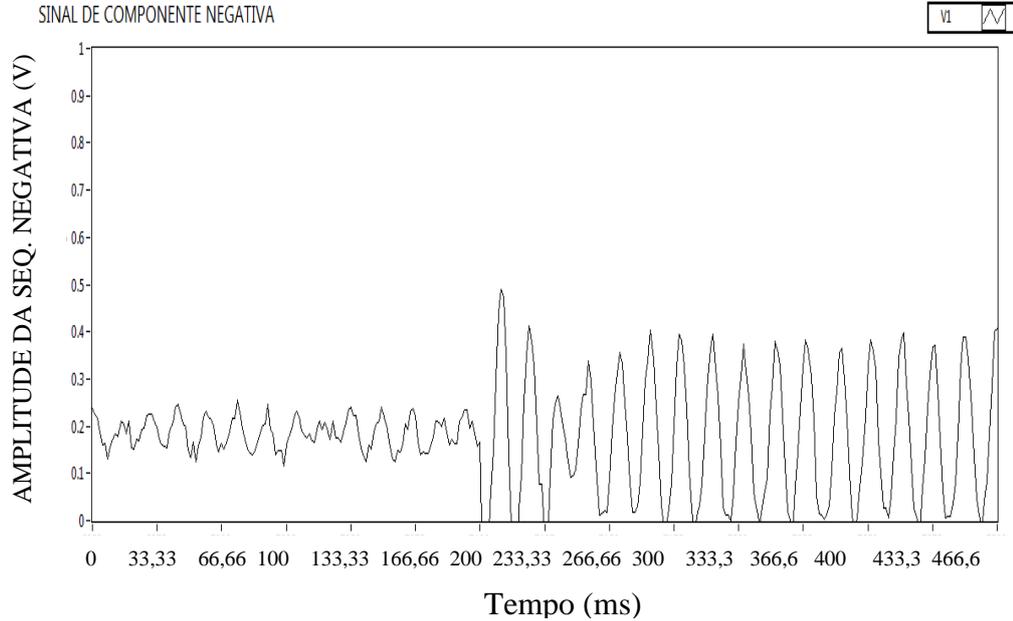
Figura 4.8: Sinal trifásico desbalanceado amostrado por microcontrolador.



Aplica-se o deslocamento angular nas fases B e C conforme (4.1) e o microcontrolador calcula a tensão de sequência negativa variante no tempo. Na Figura 4.9 tem-se o sinal de sequência negativa antes e depois do desbalanço das tensões. Nota-se que os valores pico a

pico do sinal de sequência negativa variante no tempo estão em nível de ruído, porém, quando há o desequilíbrio, seu valor pico a pico se torna perceptível.

Figura 4.9: Sinal de sequência negativa calculado antes e depois do desequilíbrio de tensão.

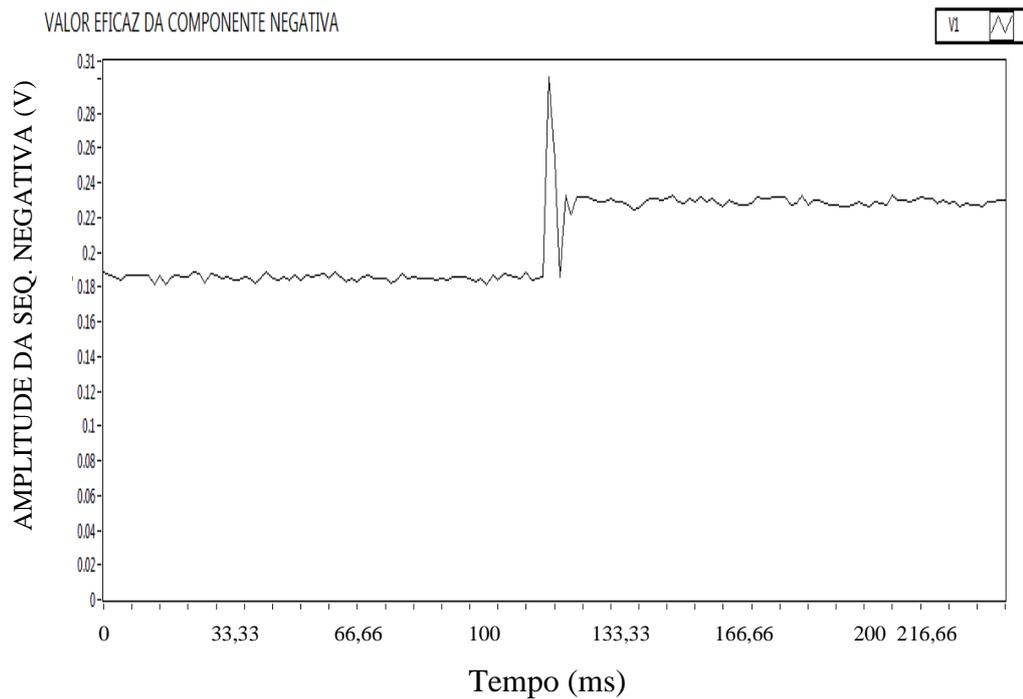


O microcontrolador deve calcular o valor eficaz do sinal de sequência negativa no fim de cada ciclo de 60 Hz. Esse valor eficaz deve ser usado para definir se o GD está ou não ilhado. O cálculo desse valor é feito pela equação (4.5) usando N igual a 33 pontos que o microcontrolador lê em um ciclo do sinal. T_s é o tempo de amostragem do sinal e é igual a 0,0005 s. Esse cálculo de valor eficaz é aplicável tanto a tensão como corrente de sequência negativa e positiva.

$$V_{1eficaz} = \sqrt{\frac{1}{NT_s} \sum_{i=1}^N V_1^2(i)T_s} \quad (4.5)$$

Na Figura 4.10 tem-se o valor eficaz do sinal de sequência negativa antes e depois do desequilíbrio de tensão. Inicialmente, tem-se um valor diferente de zero devido a componente contínua inserida, contudo, em determinado instante, o valor cresce abruptamente até se estabilizar em um novo valor maior do que o anterior como resposta ao desequilíbrio de tensão.

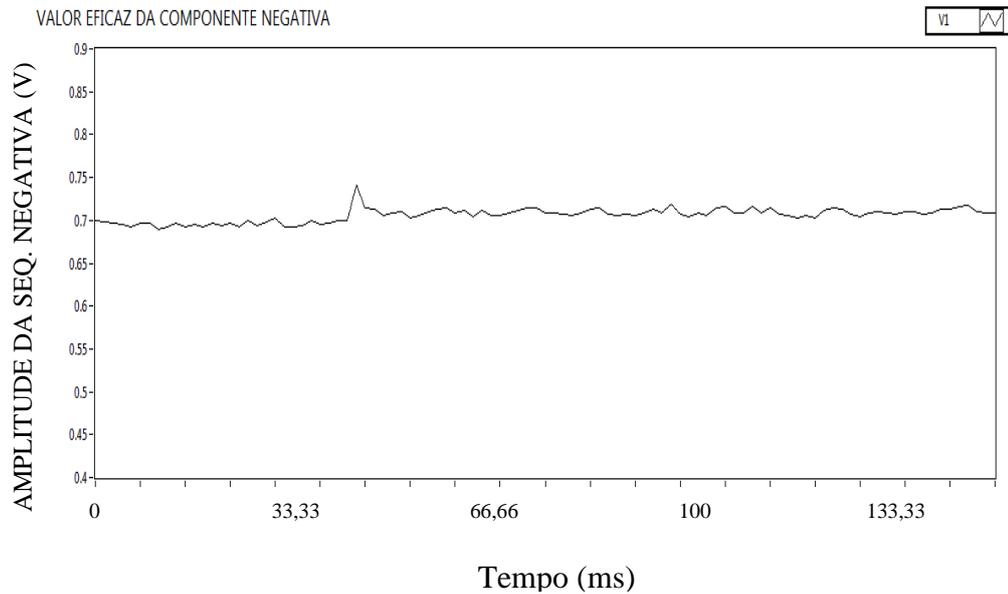
Figura 4.10: Valor eficaz do sinal de sequência negativa calculado antes e depois do desequilíbrio de tensão.



A fim de testar a eficácia do algoritmo e da instrumentação composta pelos circuitos defasadores, produz-se um desequilíbrio de tensão de 3 % em termos de componente de sequência negativa. Esse valor é calculado por meio do programa computacional Matlab e é a razão entre o valor de pico do sinal de sequência negativa calculado por meio das equações (4.1) ou (4.2) e o valor de pico do sinal nominal.

O valor eficaz é calculado e exibido pelo microcontrolador na Figura 4.11. Esse fato evidencia que o DSPIC 3012 usado possui capacidade de amostragem e processamento para detectar esse desequilíbrio que é fundamental para detecção do ilhamento.

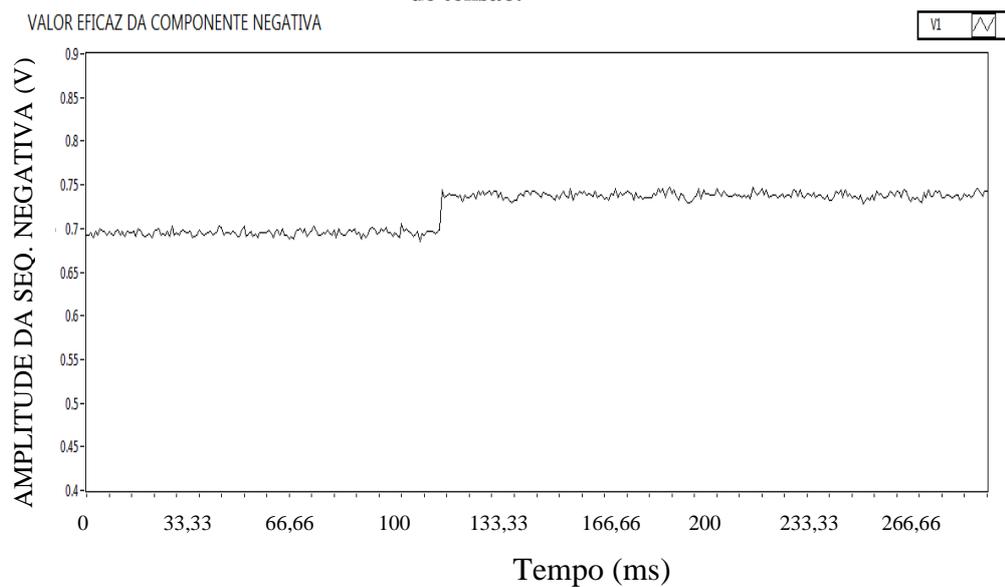
Figura 4.11: Valor eficaz do sinal de sequência negativa de 3 % calculado antes e depois do desequilíbrio de tensão.



Aumentando-se um valor de pico do sinal trifásico, calcula-se um desequilíbrio de tensão de 5 % em termos de componente de sequência negativa. O valor eficaz é calculado e exibido pelo microcontrolador na Figura 4.12. Esse valor de desequilíbrio de tensão permite o cálculo de um valor eficaz de tensão de sequência negativa maior do que no caso de 3 %.

O maior valor de corrente de sequência negativa injetada pelo inversor deve ser escolhido caso a exatidão do cálculo do valor da tensão eficaz de sequência negativa seja insuficiente para a confiável detecção do ilhamento.

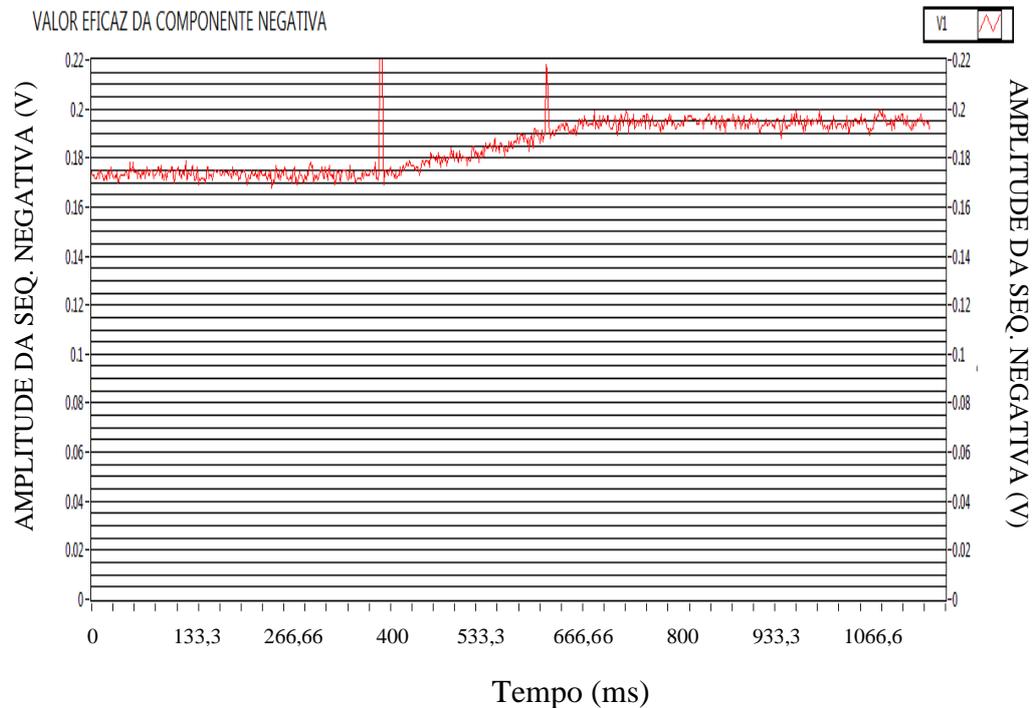
Figura 4.12: Valor eficaz do sinal de sequência negativa de 5 % calculado antes e depois do desequilíbrio de tensão.



Esses desequilíbrios de tensão foram efetuados neste ensaio pela mudança abrupta de valores pico a pico em um gerador de sinal. No ilhamento de um GD, contudo, a componente de tensão de sequência negativa varia ao longo de um tempo de aproximadamente 60 ms, ou seja, é um crescimento gradual conforme Bahrani et al. (2011).

O crescimento gradual de tensão de sequência negativa ao longo do tempo deve ser calculado pelo microcontrolador. A Figura 4.13 exibe essa possibilidade, onde se varia o valor pico a pico de um canal do gerador de sinal e se desequilibra o sinal trifásico de forma gradual. Percebe-se que o valor da tensão eficaz de sequência negativa varia de 0,175 até 0,195.

Figura 4.13: Tensão eficaz de sequência negativa devido a um desequilíbrio de tensão gradual.



Caso o desequilíbrio de tensão em termos de componente de sequência negativa fosse da ordem de 1,5 % do valor eficaz de tensão nominal, haveria uma variação do valor eficaz calculado da tensão de sequência negativa que pode ter a mesma amplitude do ruído de medição, o que impossibilitaria sua medição e levaria a consequente não detecção do ilhamento. Seria preciso utilizar filtros analógicos ou digitais para filtrar o ruído e detectar o ilhamento nesse caso.

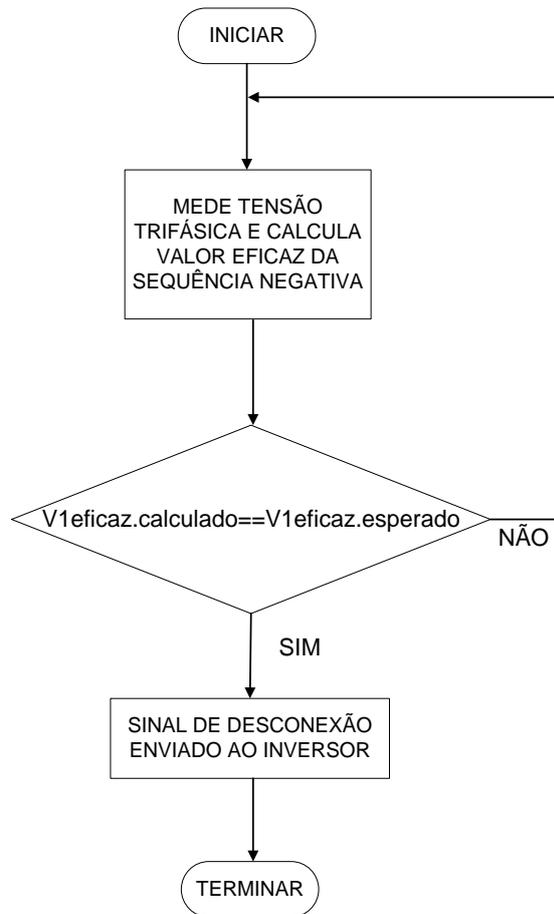
4.2.4 Componente de tensão de sequência negativa para detectar condição de ilhamento

Segundo é proposto em Bahrani et al. (2011), o valor da tensão eficaz de sequência negativa que deve levar ao alerta de ilhamento e a consequente desconexão do inversor ou inversores da rede depende do valor de corrente de sequência negativa injetado. Caso o inversor esteja injetando 3 % de corrente de sequência negativa, uma vez o GD ilhado, o microcontrolador deve calcular 3 % de tensão de sequência negativa para assegurar que o GD está ilhado e evitar alarmes falsos.

O fluxograma da Figura 4.14 é usado para ilustrar o processo de cálculo do valor da tensão eficaz de sequência negativa com a verificação do valor esperado no ilhamento, caso em que o sinal de desconexão do inversor é enviado. Baseado no tempo em que o valor da tensão eficaz de sequência negativa leva para atingir o regime permanente e considerando que o microcontrolador leva um ciclo a mais para calcular o valor eficaz, pode-se concluir que o ilhamento pode ser detectado em 4,6 ciclos ou 77 ms, que continua sendo um tempo bastante aceitável segundo os regulamentos da subsecção 2.6.

O “ $V_{1\text{eficaz. esperado}}$ ” é igual a $I_{1\text{ eficaz}}$ injetada em valores percentuais desde que a carga seja balanceada, portanto, é necessário também medir a corrente trifásica na saída do inversor e calcular o valor da corrente eficaz de sequência injetada na rede.

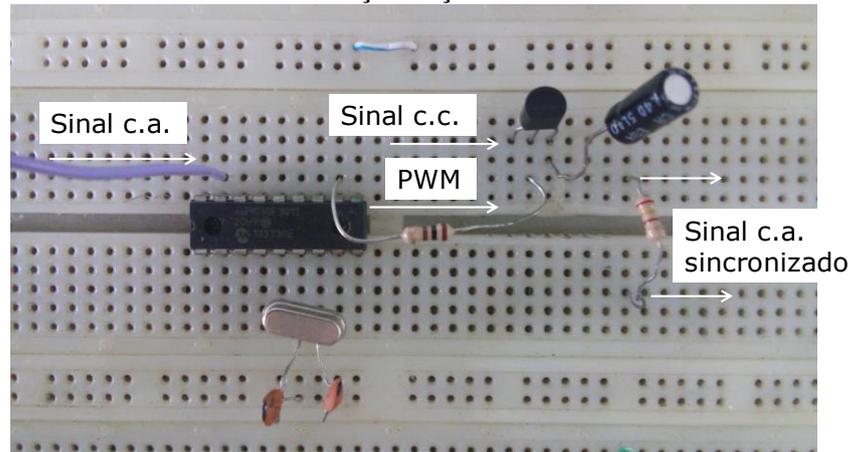
Figura 4.14: Fluxograma para detecção do ilhamento de carga balanceada.



4.2.5 Instrumentação básica de inversor senoidal

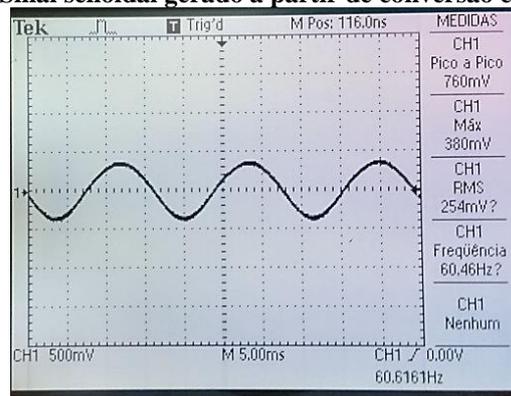
Montou-se um circuito eletrônico para demonstrar o princípio básico de conversão c.c.-c.a. senoidal do tipo autocomutação (Figura 4.15). Esse circuito é composto de entrada c.c. de 5 V que funciona como a geração fotovoltaica, uma chave eletrônica TBJ de modelo BC558 que permite ou não a condução ao comando na sua base. A chave recebe o sinal c.c. da fonte no seu coletor e no seu emissor tem-se um filtro passa-baixa composto por resistor e capacitor. O DSPIC 3012 gera um PWM que segue uma referência senoidal na base do TBJ. É inserido um resistor de 10 k Ω entre o PWM e a base do TBJ para limitar a corrente do DSPIC.

Figura 4.15: Circuito eletrônico para demonstrar o princípio básico de conversão c.c.-c.a. senoidal do tipo comutação forçada.



Graças a uma taxa de amostragem D/A adequada, consegue-se gerar um sinal senoidal na frequência de 60 Hz como pode ser visto na Figura 4.16. O sinal da Figura 4.16 alimenta um resistor como carga.

Figura 4.16: Sinal senoidal gerado a partir de conversão c.c.-c.a.



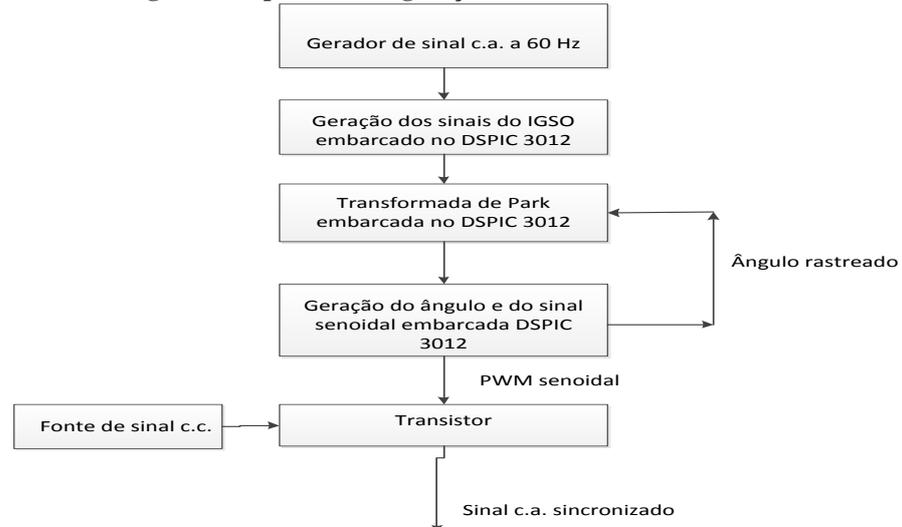
Essa instrumentação demonstra na prática o funcionamento do inversor senoidal de autocomutação via PWM que é usado no VSI controlado por corrente de GD FV. O PWM por meio de um sinal de controle permite o desequilíbrio de corrente em um inversor senoidal trifásico.

4.2.6 Instrumentação de PLL

O gerador de sinal ortogonal baseado em IGSO junto com o PLL foram discretizados por meio de *backward* em um tempo de amostragem (T_s) de 0,0005 s na forma de um código em linguagem C. Este código foi inserido em um DSPIC 3012 a fim de demonstrar a viabilidade prática do gerador de sinal via PLL.

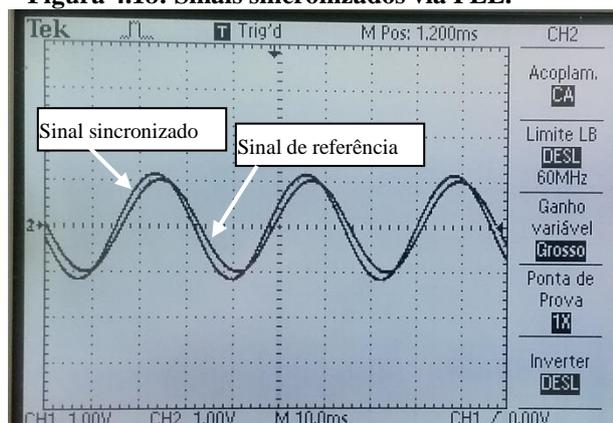
Usando o circuito da Figura 4.15, um sinal senoidal é gerado e amostrado pelo DSP. Os dados amostrados passam pelo código de PLL discreto e geram a referência da senóide. Essa referência é seguida pelo PWM do DSP e por meio de um filtro passa-baixa, composto por resistor e capacitor, tem-se outro sinal senoidal em sincronismo com o primeiro. O fluxograma da Figura 4.17 ilustra esse processo.

Figura 4.17: Fluxograma do processo de geração de sinal sincronizado via PLL.



Observa-se na Figura 4.18 que o sinal de referência que representa a tensão da rede e o sinal sincronizado que representa a corrente do inversor estão em um sincronismo quase perfeito. Há um pequeno adiantamento do sinal sincronizado devido ao capacitor do filtro.

Figura 4.18: Sinais sincronizados via PLL.



O PLL demonstrado é essencial para o funcionamento de um inversor trifásico conectado a rede e fornece o ângulo de referência que é essencial para a estrutura de controle que implementa o método para detecção do ilhamento.

5 PROJETOS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE SFCR

5.1 Introdução

Apresenta-se o projeto dos elementos que serão usados no desenvolvimento do inversor do SFCR. Há o PLL usado por Wang et al. (2012) que fornece a referência de tensão para a sincronização da corrente do inversor trifásico com a rede e fornece a referência angular a ser utilizada na transformada e transformada inversa de Park necessárias para se trabalhar com o controlador na coordenada de referência síncrona dq. Como visto na subsecção 2.5, este PLL possui o IGSO que funciona como um filtro, limpando ruídos da rede para gerar um ângulo de referência confiável.

Utiliza-se célula de *Sallen Key* como filtro passa-baixa a fim de retirar o ruído das tensões e correntes na coordenada dq a fim de se ter um controlador mais eficaz. Utilizam-se circuitos defasadores para se calcular a tensão e corrente de sequência negativa e positiva e para compensar algum atraso dos sinais de controle causado pelos filtros.

Um controlador PID foi projetado por alocação dos polos para que o sistema atenda as especificações desejadas. Essa alocação de polos é feita sobre o modelo do sistema em malha fechada que está na coordenada síncrona dq. As especificações do controlador são as mesmas para os sinais de controle de sequência positiva e sequência negativa.

5.2 Projeto de PLL com IGSO

5.2.1 Projeto do IGSO

O IGSO é um sistema SIMO, pois possui uma entrada e duas saídas que são a tensão vl (em fase) e qvl (defasada de 90°). Portanto, duas funções de transferência são extraídas: uma que relaciona o sinal de referência (sr) com a saída em fase (5.1) e a que relaciona o sr com a saída atrasada em 90° (5.2). k é o ganho do IGSO e ω_o é a frequência do sistema em rad/s.

$$\frac{vl}{sr} = \frac{sk\omega_o}{s^2 + sk\omega_o + \omega_o^2} \quad (5.1)$$

$$\frac{qvl}{sr} = \frac{kwo^2}{s^2 + skwo + wo^2} \quad (5.2)$$

Escolhe-se o ganho k igual a 10 e tem-se nas Figuras 5.1 e 5.2 os diagramas de bode das funções de transferência (5.1) e (5.2) respectivamente. Nota-se que próximo a 377 rad/s, há uma atenuação do sinal que aumenta para altas frequências. Essa propriedade é importante para que o ângulo de referência calculado não esteja contaminado por ruído. Próximo a mesma frequência, há 0° para vl/sr ; e, -90° para qvl/sr . Essa propriedade é necessária para o funcionamento do PLL.

Figura 5.1: Diagrama de bode de vl em relação ao sinal de referência.

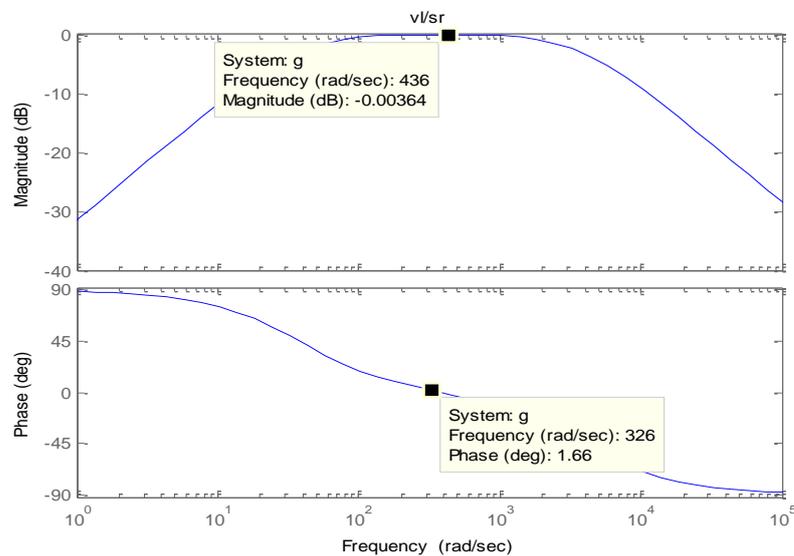
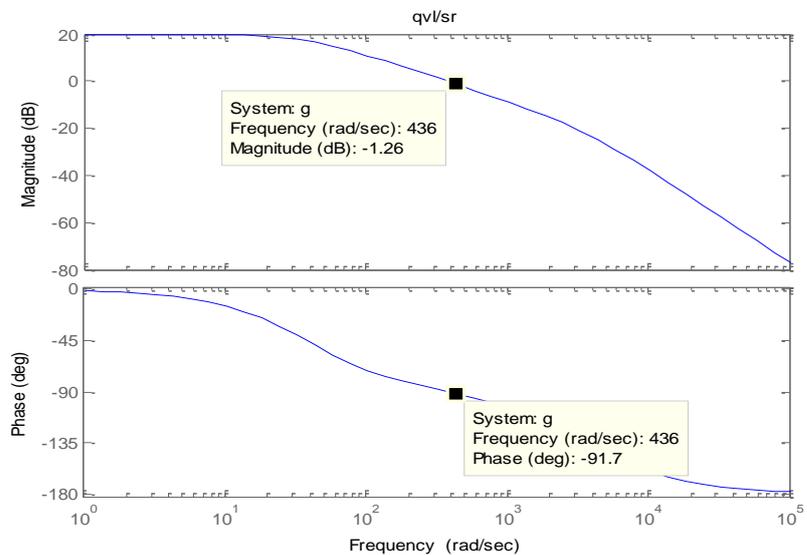


Figura 5.2: Diagrama de bode de qvl em relação ao sinal de referência.

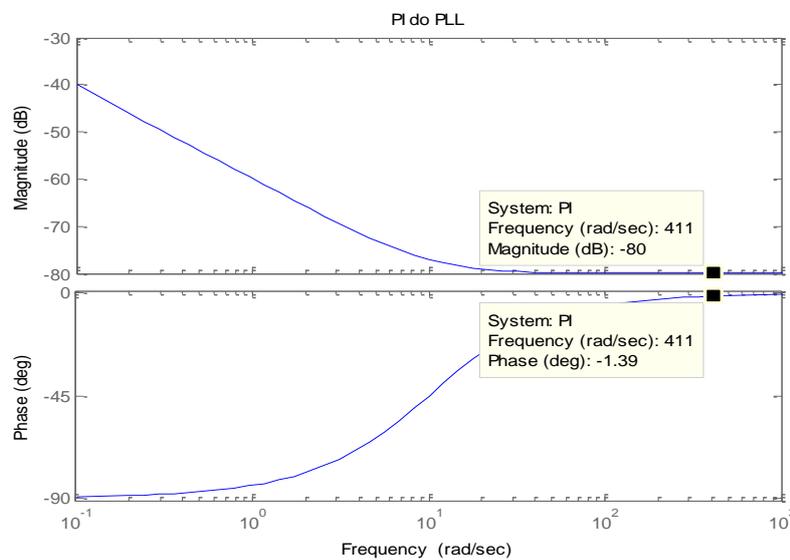


5.2.2 Projeto do PLL

O núcleo do PLL consiste em um controlador PI cuja função de transferência está na equação (5.3). Os ganhos proporcional e integral devem ser ajustados para gerar um ângulo de referência em fase com os períodos de condução da Tabela 2.1. Consegu-se tal ângulo com K_p igual a 0,0001 e K_i igual a 0,001. O diagrama de bode deste PI está na Figura 5.3.

$$PI = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (5.3)$$

Figura 5.3: Diagrama de bode do PI do PLL.



5.3 Projeto do filtro

Optou-se usar um filtro de segunda ordem baseado em amplificador operacional conhecido como célula de *Sallen Key*. Este filtro é um passa-baixa cujo formato da resposta no domínio da frequência é classificado como *Butterworth*. Sua frequência de corte deve ser de 5 rad/seg e sua ordem é oitava. Filtro com frequência de corte mais elevada ou menor ordem permite a passagem de ruído cuja frequência leva a ressonância do sinal de sequência negativa.

As equações (5.4) e (5.5) são para calcular os parâmetros do filtro. Sua frequência de corte f_c é 5 rad/seg e Q é o fator de qualidade que deve ser igual a 0,707 para ter função *Butterworth*. Dessa forma, R_1 e R_2 são iguais a 30094,19 Ω , C_1 igual a 4,7 μF e C_2 igual a 9,39 μF .

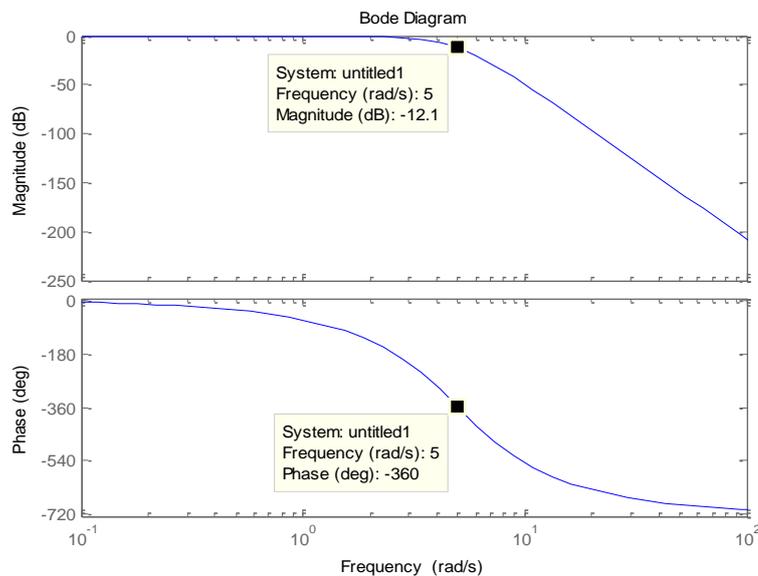
$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{R1.R2.C1.C2}} \quad (5.4)$$

$$Q = \frac{1}{2\pi.f_c.C1(R1+R2)} \quad (5.5)$$

O modelo do filtro ($F(s)$) com os parâmetros de projeto está na equação (5.6). Nota-se no diagrama de bode da Figura 5.4 uma grande atenuação para sinais de frequência a partir de 5 rad/s e um atraso de fase nulo para baixas frequências.

$$F(s) = \frac{390625}{s^8 + 28,31s^7 + 400,5s^6 + 3541s^5 + 21290s^4 + 88530s^3 + 250300s^2 + 442300s + 390625} \quad (5.6)$$

Figura 5.4: Diagrama de bode do filtro passa-baixa célula de Sallen Key.



5.4 Projeto dos defasadores

Os defasadores $CD(s)$ devem ser usados para calcular a corrente de sequência negativa e positiva na saída do inversor e a tensão de sequência negativa e positiva no PAC. O modelo do circuito defasador no seu modo adiantado está na equação (5.7) onde Rx é ajustado é calculado e C possui um valor comercial de 4,7 μ F. Pela equação (4.4), calculou-se Rx igual a 325,85 Ω para que $CD(s)$ cause um adiantamento de 120° em um sinal senoidal de 60 Hz.

$$CD(s) = \frac{sRx C - 1}{sRx C + 1} \quad (5.7)$$

As Figuras 5.5 e 5.6 apresentam os diagramas de bode de $CD(s)$ para a fase B e o produto $CD(s) CD(s)$ para a fase C para gerar a sequência negativa. Para a sequência positiva é $CD(s)$ para fase C e $CD(s) CD(s)$ para a fase B. Nota-se que o ganho é nulo para qualquer frequência, dispensando compensação de ganho. Nota-se que ambos realizam o deslocamento de fase necessário para o cálculo da componente de sequência negativa e positiva conforme as equações (3.1) ou (3.2).

Figura 5.5: Diagrama de bode do $CD(s)$.

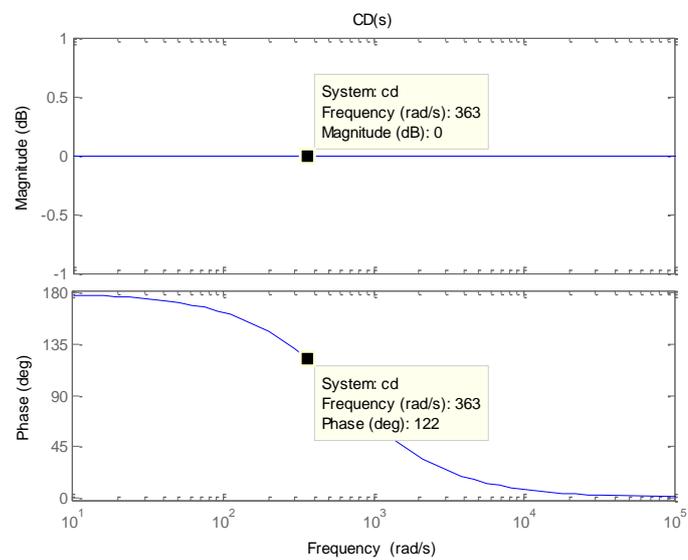
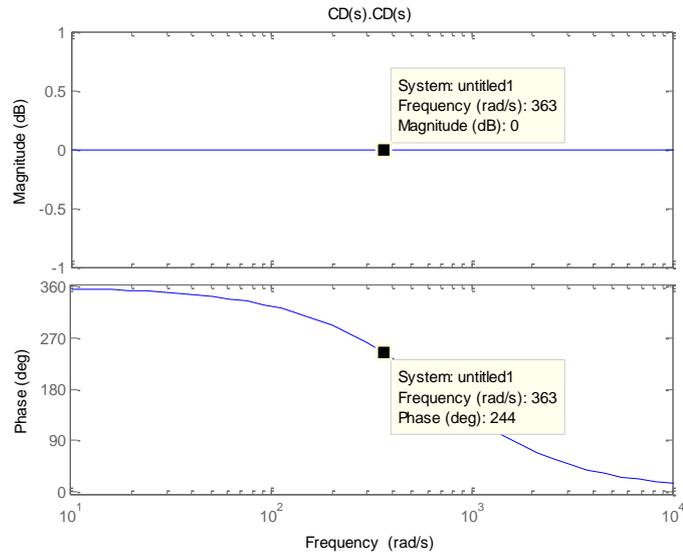


Figura 5.6: Diagrama de bode do $CD(s)CD(s)$.



O controlador que será projetado na próxima subseção causa uma mudança de fase. Tal mudança faria que o sinal de controle do inversor estivesse não sincronizado com os tempos de condução da Tabela 2.1, gerando uma corrente trifásica distorcida. Para corrigir esse problema, utiliza-se o circuito defasador do modelo da (5.7) para corrigir esse problema.

Os defasadores são usados para calcular sinais tanto de corrente como de tensão de sequência positiva e negativa variantes no tempo. Por meio de (4.5) calcula-se os valores eficazes desses sinais. Este trabalho fará uso de (5.8) e (5.9) como os valores de corrente eficaz de sequência negativa e tensão eficaz de sequência negativa que são adimensionais (*ad*). Essa definição de desequilíbrio é semelhante a definida em PRODIST-Módulo 8 (2010).

$$I1_{eficaz(ad)} = \frac{I1_{eficaz}}{I2_{eficaz}} \quad (5.8)$$

$$V1_{eficaz(ad)} = \frac{V1_{eficaz}}{V2_{eficaz}} \quad (5.9)$$

5.5 Projeto do Controlador

5.5.1 Estrutura de controle e atuação

O controlador PID (Proporcional-Integral-Derivativo) foi projetado para o sistema composto por inversor e filtro nas coordenadas de referência síncrona dq. Os valores das

tensões de fase no PAC (V_a , V_b e V_c) e as correntes de fase na saída do inversor (I_a , I_b e I_c) que são alternados, são transformados em valores constantes nas coordenadas dq uma vez que o controlador PID possui um desempenho satisfatório na regulação de variáveis constantes de acordo com Hauser (2014) e Almeida et al. (2010). Essa transformação de coordenadas $abc \rightarrow dq$ é realizada pela transformada de Park. Essa transformada faz uso do ângulo de referência (θ) calculado pelo PLL.

A transformada de Park é aplicada tanto para o cálculo das tensões quanto para as correntes nas coordenadas dq, conforme as equações (5.10) e (5.11). As equações (5.12) e (5.13) calculam as tensões e correntes de sequência negativa nas coordenadas dq. Isso é feito por meio do sinal negativo no ângulo (θ) calculado pelo PLL. Portanto, as equações (5.10) e (5.11) calculam as tensões e correntes dq de sequência positiva e as (5.12) e (5.13) calculam as tensões e correntes dq de sequência negativa.

$$\begin{pmatrix} Vd^+ \\ Vq^+ \\ V0 \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{pmatrix} \quad (5.10)$$

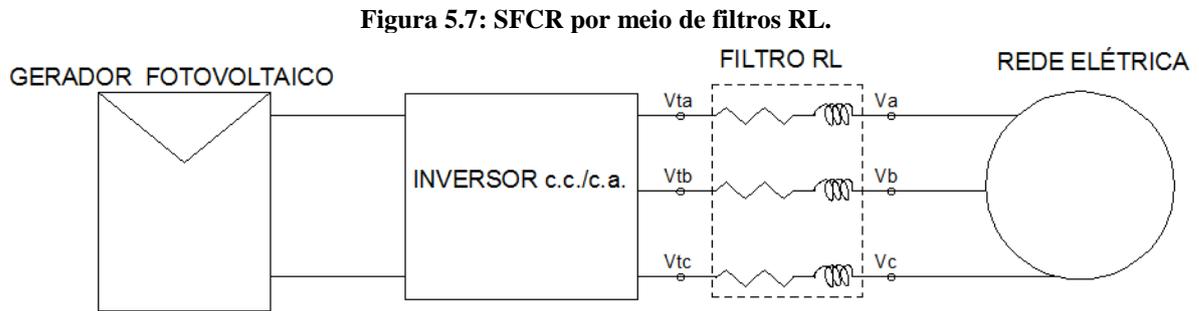
$$\begin{pmatrix} Id^+ \\ Iq^+ \\ I0 \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{pmatrix} \quad (5.11)$$

$$\begin{pmatrix} Vd^- \\ Vq^- \\ V0 \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(-\theta) & \cos(-\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(-\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(-\theta) & -\text{sen}(-\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(-\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{pmatrix} \quad (5.12)$$

$$\begin{pmatrix} Id^- \\ Iq^- \\ I0 \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(-\theta) & \cos(-\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(-\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(-\theta) & -\text{sen}(-\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(-\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{pmatrix} \quad (5.13)$$

O controle por corrente é mais usado em SFCR devido a maior estabilidade frente a perturbações e Hauser (2014) afirma que o controle por corrente fornece maior qualidade da potência devido a compensação harmônica e dinâmica desse controlador. Portanto, usar-se-á a corrente como referência para o controlador tanto em sequência positiva como em sequência negativa.

O sistema composto por inversor e filtro conectado à rede e alimentado por gerador fotovoltaico está ilustrado na Figura 5.7. As equações dinâmicas (5.14), (5.15) e (5.16) descrevem as correntes da saída do inversor nas fases A, B e C, respectivamente, ao longo do tempo.



$$Vta(t) - Va = R.Ia(t) + L \frac{dIa}{dt} \quad (5.14)$$

$$Vtb(t) - Vb = R.Ib(t) + L \frac{dIb}{dt} \quad (5.15)$$

$$Vtc(t) - Vc = R.Ic(t) + L \frac{dIc}{dt} \quad (5.16)$$

Como feito em Hauser (2014), aplica-se a transformada $abc \rightarrow dq$ sobre o conjunto de equações do sistema trifásico (5.14), (5.15) e (5.16) e as reescreve no domínio da frequência, obtendo-se as equações (5.17) e (5.18) que relacionam as tensões e correntes dos eixos d e q, respectivamente, onde ω é a frequência da rede em rad/s. Observa-se nas equações (5.17) e (5.18) que existe acoplamento entre os eixos d e q. Em frente, realizar-se-á o desacoplamento para que a corrente d e q sejam controladas independentemente.

$$Vtd(s) - Vd(s) = RId(s) + sLId(s) - \omega LIq(s) \quad (5.17)$$

$$Vtq(s) - Vq(s) = RIq(s) + sLIq(s) + \omega LId(s) \quad (5.18)$$

O diagrama de blocos da Figura 5.8 e 5.9 apresentam o esquema de controle das correntes dos eixos d e q tanto para a sequência positiva quanto para a sequência negativa

proposto em Bahrani (2008). Aos sinais de controle do PID (U_d e U_q), são acrescentados os termos cruzados ($\omega L I_q(s)$ e $\omega L I_d(s)$). Isso é feito para que os controles das correntes d e q possam ser feitos independentemente. Soma-se também os sinais $V_d(s)$ e $V_q(s)$ que atuam compensando o sinal de perturbação (compensação *feedforward*) como feito em Hauser (2014). Os sinais de controle resultantes serão (\hat{U}_d e \hat{U}_q) para as componentes simétricas de sequência positiva e negativa, respectivamente.

Figura 5.8: Diagrama de blocos de controle de corrente dq em sequência positiva.

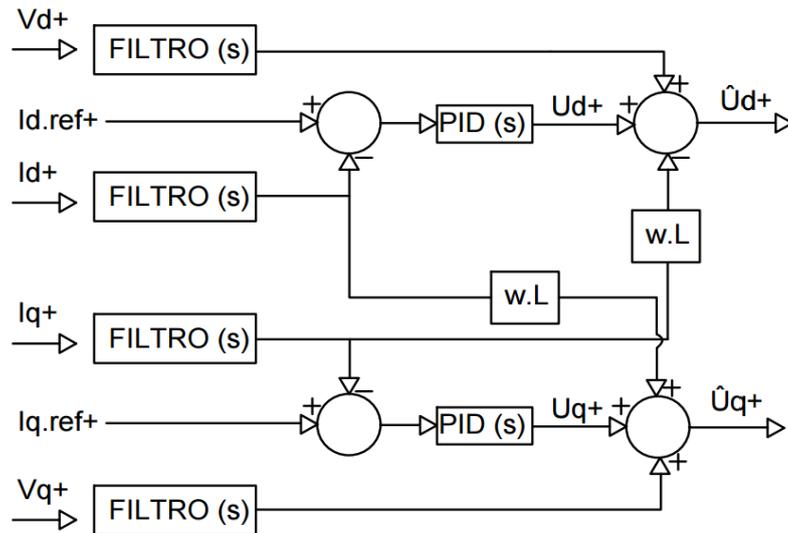
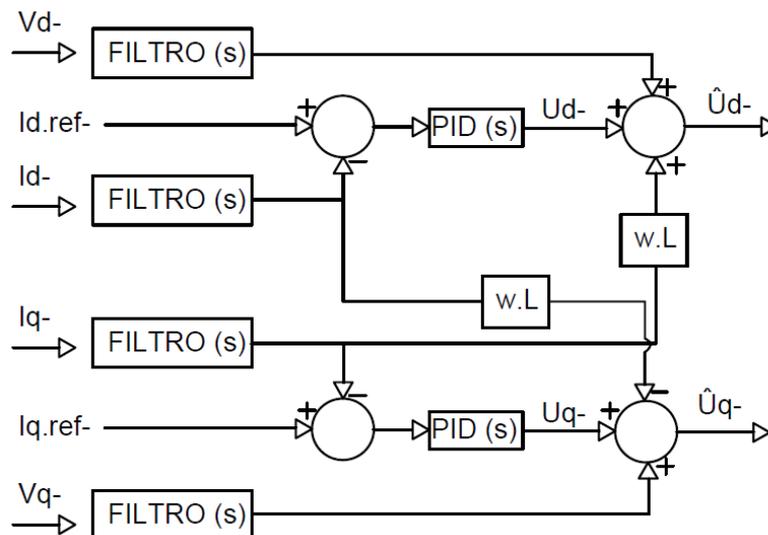


Figura 5.9: Diagrama de blocos de controle de corrente dq em sequência negativa.



Aplica-se sobre os sinais de controle (\hat{U}_d+ , \hat{U}_q+) a transformada inversa de Park para a sequência positiva (5.19) e aplica-se sobre os sinais de controle (\hat{U}_d- , \hat{U}_q-) a transformada

inversa de Park para a sequência negativa (5.20). A equação (5.19) gera um sinal trifásico equilibrado de sequência positiva e a equação (5.20) gera um sinal trifásico equilibrado de sequência negativa.

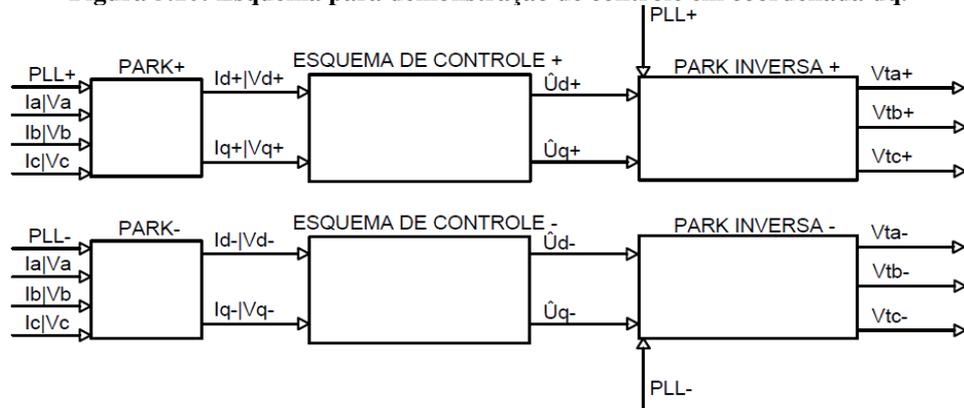
As correntes trifásicas são variáveis de estado do sistema, cuja amplitude e desequilíbrio são influenciados pelos valores de referência escolhidos para corrente do eixo d de sequência positiva (I_{d+}) e para corrente do eixo d de sequência negativa (I_{d-}). Conforme é demonstrado em Almeida et al. (2010) e (Aguiar et al. (2012), a corrente do eixo d está relacionada a potência ativa e a do eixo q está relacionada a potência reativa. Trabalhar-se-á apenas com potência ativa que é limitada pela geração fotovoltaica. Em outras palavras, o inversor trabalhará com fator de potência unitário como feito em Karimi et al. (2011) e Faqhruldin et al. (2014).

$$\begin{pmatrix} V_{ta}^+ \\ V_{tb}^+ \\ V_{tc}^+ \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \text{sen}(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{U}_{d+} \\ \hat{U}_{q+} \\ V_0 \end{pmatrix} \quad (5.19)$$

$$\begin{pmatrix} V_{ta}^- \\ V_{tb}^- \\ V_{tc}^- \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(-\theta) & \text{sen}(-\theta) & 1 \\ \cos(-\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(-\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(-\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(-\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{U}_{d-} \\ \hat{U}_{q-} \\ V_0 \end{pmatrix} \quad (5.20)$$

Na Figura 5.10 está um esquema que demonstra como é feito o controle de corrente de sequência negativa usando a transformada de Park e sua inversa. O ângulo de referência é fornecido pelo PLL. As correntes (I_a , I_b e I_c) são as de saída do inversor, as tensões (V_a , V_b e V_c) são as do PAC. O bloco "Park+" usa (5.9) e (5.10) e o "Park-" usa (5.11) e (5.12). Os esquemas de controle + e - são os mesmos das Figuras 5.8 e 5.9. Além de usar novamente o ângulo PLL, o bloco "Park Inversa+" e o "Park Inversa-" usam (5.19) e (5.20), respectivamente. As saídas serão somadas conforme as equações (5.21), (5.22) e (5.23). Os sinais (V_{ta} , V_{tb} e V_{tc}) são as referências para os PWMs que gerarão as tensões trifásicas que permitem o desequilíbrio de corrente.

Figura 5.10: Esquema para demonstração de controle em coordenada dq.



$$V_{ta} = V_{ta}^+ + V_{ta}^- + V_{ta}^0 \quad (5.21)$$

$$V_{tb} = V_{tb}^+ + V_{tb}^- + V_{tb}^0 \quad (5.22)$$

$$V_{tc} = V_{tc}^+ + V_{tc}^- + V_{tc}^0 \quad (5.23)$$

5.5.2 Projeto do PID

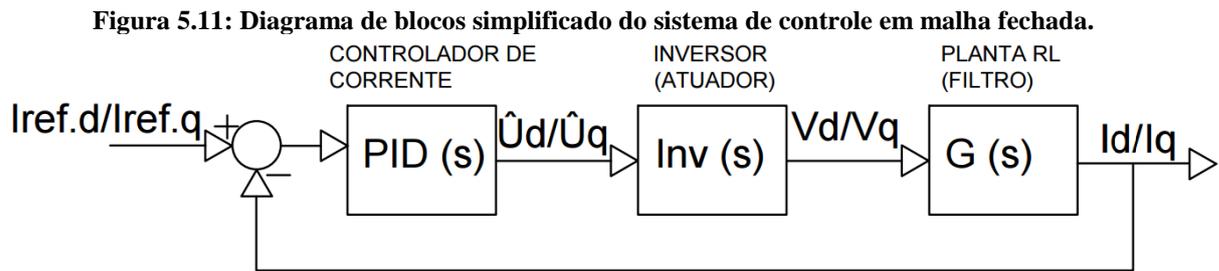
De acordo com Hauser (2014), o inversor (atuador) pode ser modelado por um sistema de primeira ordem cuja constante de tempo (Ti) é igual à metade do período de chaveamento do inversor (Ts). Sendo Ts igual a 0,1 ms, logo Ti é igual a 0,05 ms. O ganho kc do inversor é escolhido para que o inversor injete uma potência próxima a da entrada. O modelo do inversor está na equação (5.24).

$$Inv(s) = \frac{kc}{sTi + 1} \quad (5.24)$$

São acrescentados os termos cruzados e a compensação *feedforward* nas equações (5.17) e (5.18) como ilustra a Figuras 5.8 para sequências positiva e a Figura 5.9 para sequência negativa. Obtêm-se as relações desacopladas entre tensão dq e corrente dq para ambas componentes simétricas. Essas quatro relações são todas iguais e é a planta do sistema. A planta é o filtro RL usado para todas as fases. A resistência escolhida é de 5 Ω e a indutância é de 0,08 H. O modelo da planta está na equação (5.25).

$$G(s) = \frac{1/R}{s(L/R) + 1} \quad (5.25)$$

O sistema em malha fechada composto por controlador de corrente PID(s), inversor Inv(s) e planta G(s) está ilustrado na Figura 5.11. Nota-se que esse esquema é válido tanto para sequência positiva quanto para sequência negativa. O sistema composto por controlador, atuador e planta está em malha fechada com realimentação unitária. Nota-se que o inversor é uma fonte de tensão, contudo, seu controlador rastreia referência de corrente.



Do diagrama da Figura 5.11, tem-se a equação (5.26) do sistema em malha fechada. Determinam-se os ganhos proporcional, integral e derivativo por alocação de polos, ou seja, os polos do denominador de (5.26) devem ser iguais aos polos da função $Pd(s)$ (5.27) que contém as especificações do projeto, ou seja, os polos desejados. O coeficiente de amortecimento ξ deve ser igual a 2 e a frequência natural ω_n deve ser calculada pela equação (5.28) de Ogata (1985) para que o sistema tenha tempo de estabilização t_s de 0,06 s, ou seja, atinja 2 % de erro de regime em 60 ms. O polo f deve ter valor quatro vezes maior do que ω_n para que a resposta do sistema de segunda ordem seja dominante. Os valores calculados para K_p , K_i e K_d são respectivamente -16,4148; 1,9753 e -0,5314.

$$\frac{kp + kds + \frac{ki}{s}}{1 + (kp + kds + \frac{ki}{s}) \frac{kc}{sTi + 1} \frac{1/R}{s(L/R) + 1}} \quad (5.26)$$

$$Pd(s) = (s^2 + 2.s\xi\omega_n + \omega_n^2)(s - f) \quad (5.27)$$

$$\omega_n = \frac{4}{\xi t_s} \quad (5.28)$$

Os polos do sistema projetado são -132,5131; -125,2117 e -8,9292, portanto, o sistema em malha fechada é estável na frequência de operação. O sistema possui os zeros -31,0122 e 0,1199, logo é sistema de fase não mínima uma vez que um dos zeros está no lado de instabilidade. O objetivo do controlador é produzir sinal de sequência positiva e negativa e seu desempenho deve estar dentro das especificações do projeto (Tabela 5.1).

Tabela 5.1: Dados do PID e do sistema em malha fechada.

K_p	K_i	K_d	ts (ms)	ω_n (rad/s)	ξ
16,41	1,97	-0,53	60	33,33	2

6 RESULTADOS E ANÁLISE DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE SFCR

6.1 Ambiente de simulação

Utiliza-se o ambiente computacional Matlab/Simulink para implementar os controladores, filtros, PLL, medidores, defasadores e transformadas. Esse ambiente permite os cálculos das tensões e correntes de sequência negativa e positiva bem como seu valor eficaz.

Utiliza-se a biblioteca SimPowerSystems para modelar a rede: transformador, disjuntores, chaves eletrônicas, carga e barramento infinito.

Utiliza-se a biblioteca SimElectronics para formar o gerador FV a partir do modelo da equação (2.4).

6.2 Sistema de potência da simulação

O sistema de potência inclui o SFCR e a rede elétrica. O sistema fotovoltaico faz uso de um módulo que possui 72 células em série. Há uma associação de três módulos em série que formam um gerador FV. Os parâmetros da célula fotovoltaica são baseados nos dados de Tabela 6.1 que apresenta os parâmetros do módulo fotovoltaico monocristalino MSMD290AS-36.EU do fabricante *München Solarenergie GmbH*. O gerador fotovoltaico trabalha com sua potência nominal a 1000 W/m^2 de irradiância e a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura da célula.

Tabela 6.1: Dados do módulo fotovoltaico monocristalino MSMD290AS-36.EU.

PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	VALORES
N	1,6
$R_s (\Omega)$	0,13
$R_p (\Omega)$	316
$I_0 (A)$	$2,3610^{-9}$
$I_{pv}(A)$	8,24
$I_{c.c.} (A)$	8,24
$V_{c.a} (V)$	44,68
$I_{m.p.} (A)$	7,70
$V_{m.p.} (V)$	37,66
$P_{m.p.} (V)$	290

Fonte: adaptada de Cubas et al. (2014).

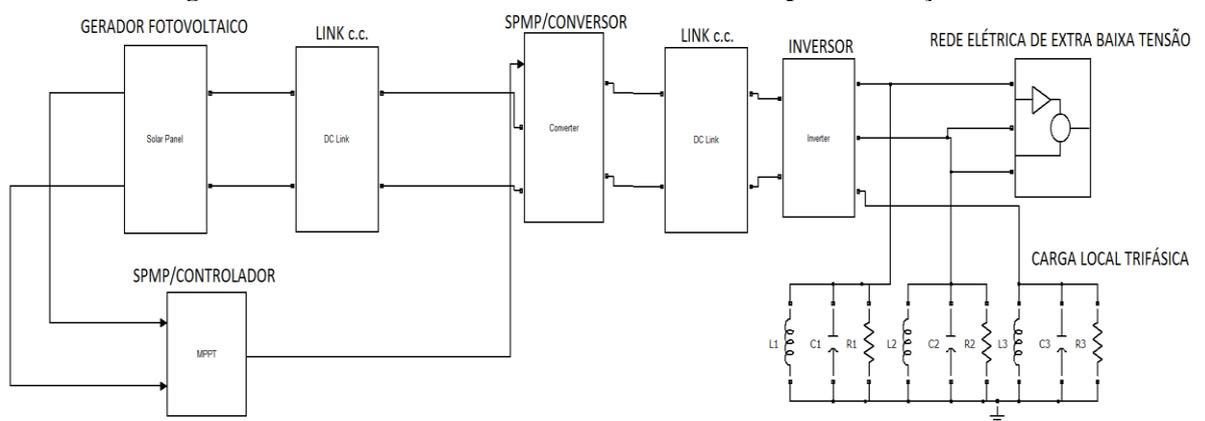
A rede elétrica na qual o SFV está conectado trabalha com 127 volts eficaz entre fase e neutro e opera com 60 Hz. É necessário um transformador elevador na saída do inversor para ele trabalhar na tensão da rede. Esse transformador tem a configuração estrela-estrela aterrada. A carga local trifásica possui resistência nominal (R) de 60Ω e a carga indutiva (L) e capacitiva (C) são calculadas pela equação (3.3) a fim de que carga não solicite nem forneça potência reativa para o sistema e pela equação (2.1) para que o FQ da carga seja igual a 2,5. A Tabela 6.2 organiza os dados do sistema de potência que inclui o SFCR.

Tabela 6.2: Dados do sistema de potência.

INDUTOR DO FILTRO RL DO INVERSOR (mH)	80
RESISTOR DO FILTRO RL DO INVERSOR (Ω)	5
FREQUÊNCIA DE CHAVEAMENTO DO INVERSOR (kHz)	10
CORRENTE EFICAZ DO INVERSOR POR FASE (A)	38,6
POTÊNCIA DE ENTRADA DO INVERSOR (W_p)	890
POTÊNCIA DE SAÍDA DO INVERSOR (W)	815
RENDIMENTO DO INVERSOR (%)	91,6
CARGA RESISTIVA (Ω)	60
CARGA INDUTIVA (H)	0,0639
CARGA CAPACITIVA (μF)	110
FATOR DE QUALIDADE DA CARGA	2,5
FREQUÊNCIA DA REDE (Hz)	60
TENSÃO EFICAZ DE FASE DA REDE (V)	127
POTÊNCIA DE CURTO CIRCUITO TRIFÁSICO DA REDE (MVA)	1000

Fonte: adaptada de Bahrani (2008).

A Figura 6.1 apresenta o sistema para simulação no Matlab/Simulink. Esse sistema inclui o SPPM do gerador FV e o inversor que trabalha em uma frequência de chaveamento de 10 kHz e utiliza chave MOSFET em sua autocomutação. O inversor trifásico trabalha com uma potência de 815 W que é valor de potência de inversores monofásicos e bifásicos, contudo, utilizou-se essa potência para diminuir o trabalho computacional da simulação já que maior potência exige mais células fotovoltaicas que são resolvidas numericamente no Matlab/Simulink.

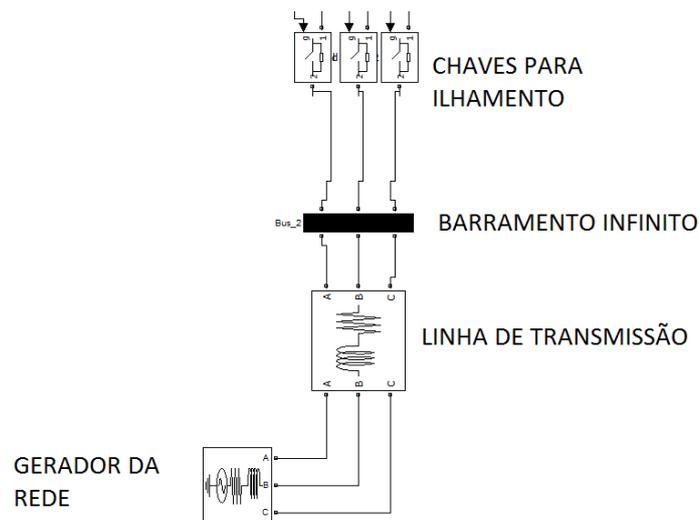
Figura 6.1: SFCR montado no MATLAB/SIMULINK para simulação.

A rede elétrica de extra baixa tensão é modelada por um barramento infinito que representa um gerador de inércia infinita seguido por uma linha de transmissão (Figura 6.2).

Observa-se a presença das chaves trifásicas que permitem o ilhamento do GD conforme o esquema da IEEE std. 929-2000. O uso de SimPowerSystems para modelar a rede elétrica é observada também em Benkhelil e Gherbi (2012).

A rede elétrica atende os requisitos da ABNT NBR 62116 (2012) que limita os seguintes valores máximos: variação de 2 % de tensão, THD menor do que 2,5 %, variação de frequência de 0,1 Hz e variação de $1,5^\circ$ sobre 120° para defasagem.

Figura 6.2: Rede elétrica modelada no SimPowerSystems.



O SFCR consegue injetar potência na rede elétrica para alimentar a carga local trifásica. A sincronia entre tensão e corrente é possível devido ao PLL. Nas Figuras 6.3, 6.4 e 6.5 nota-se a sincronia da tensão das fases A, B e C com as respectivas correntes na saída do inversor.

Figura 6.3: Corrente da fase A sincronizada com tensão.

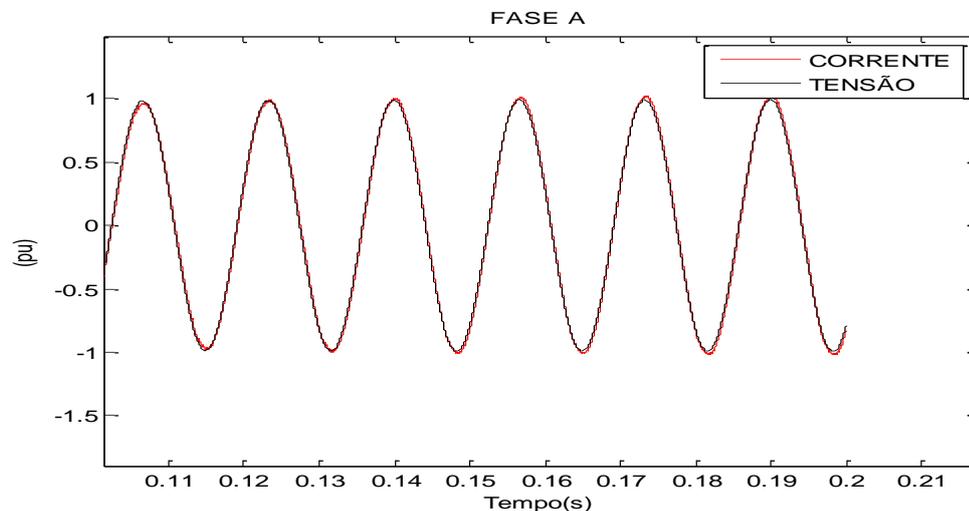


Figura 6.4: Corrente da fase B sincronizada com tensão.

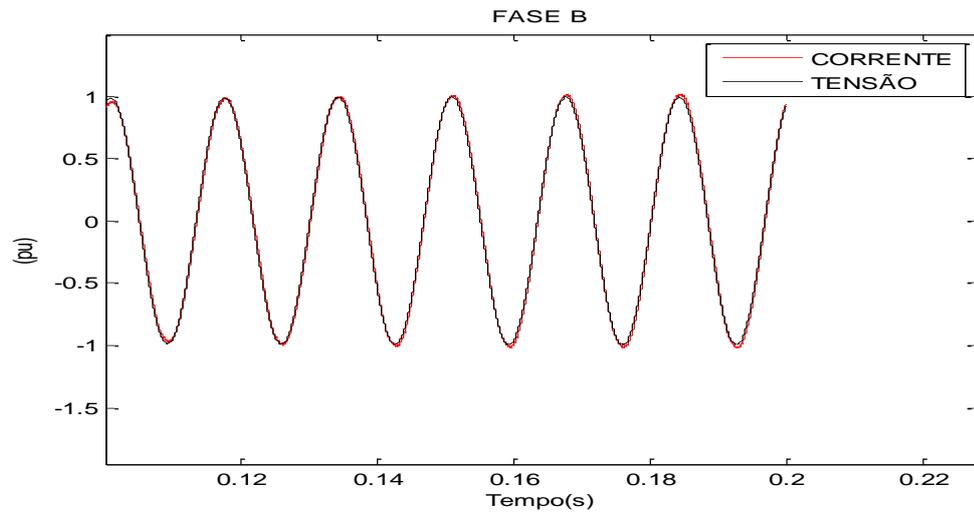
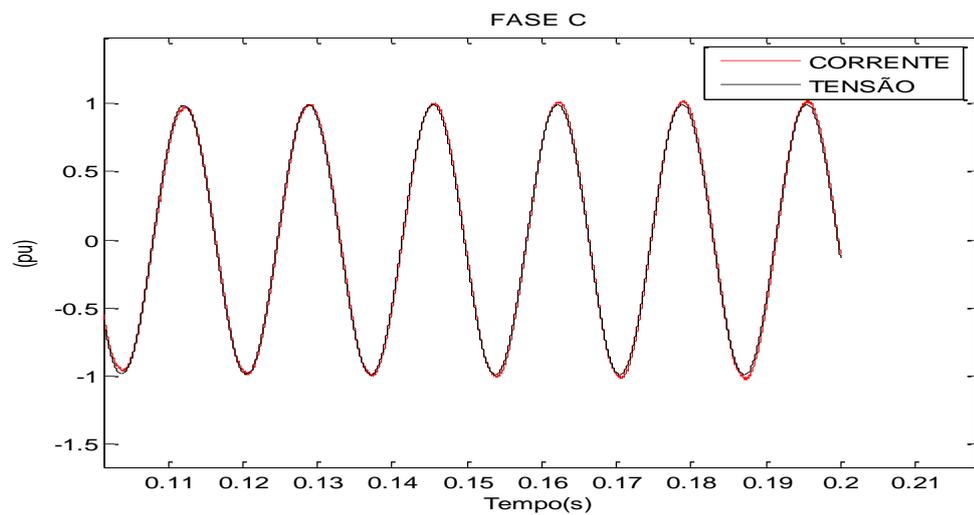


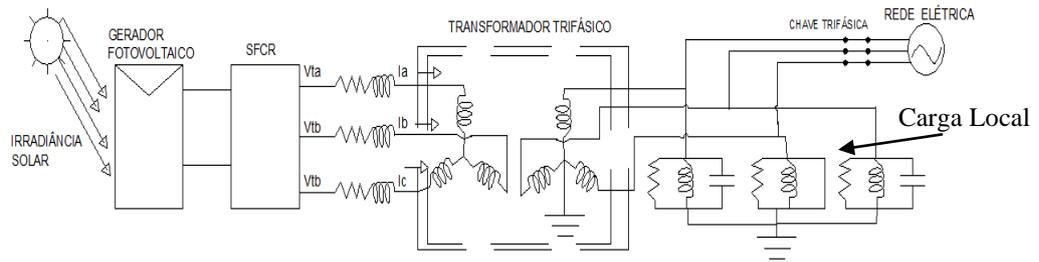
Figura 6.5: Corrente da fase C sincronizada com tensão.



6.3 Detecção de ilhamento

Nessa detecção de ilhamento far-se-ão alterações na irradiância solar sobre o gerador fotovoltaico, sobreamento de célula do gerador fotovoltaico e mudanças na carga local do GD FV (Figura 6.6) para cada ensaio. Todavia, em cada ensaio para detecção de ilhamento, não haverá variação de irradiância solar como determina a ABNT NBR 621116 (2012).

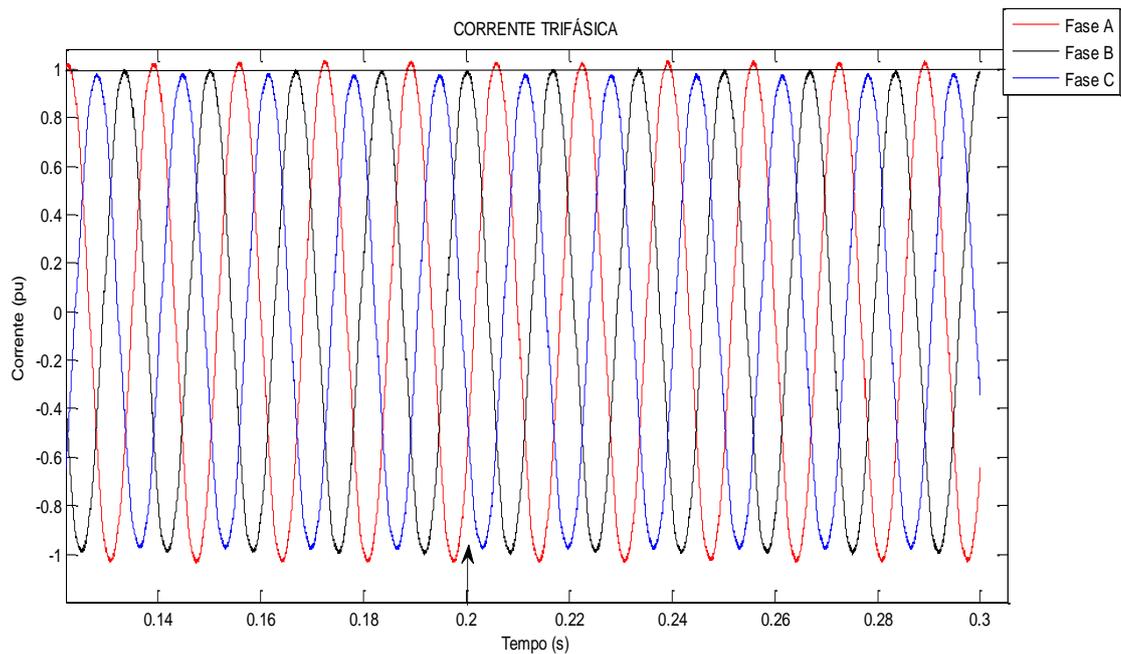
Figura 6.6: GD FV para testes de ilhamento.



6.3.1 Caso nominal: condições nominais de temperatura e irradiância

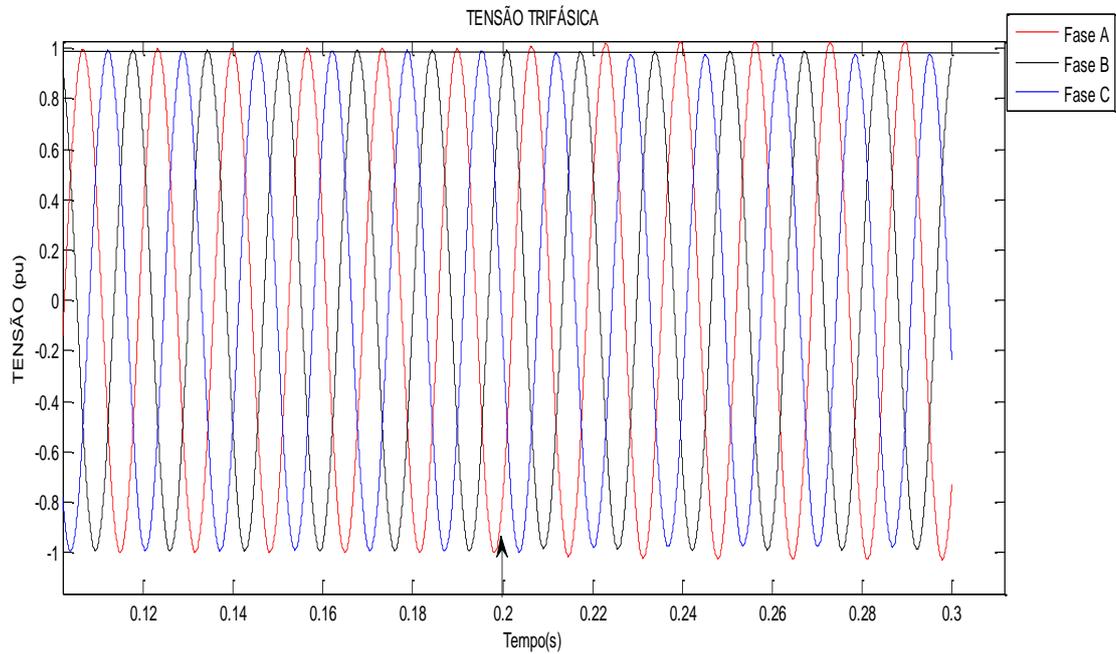
Está incidindo 1000 W/m^2 sobre o gerador fotovoltaico e a temperatura das células FV se mantém em $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Ajustam-se os valores de referência de I_{d+} de sequência positiva (Figura 5.8) e de I_{d-} de sequência negativa (Figura 5.9) para que o controlador injete 3 % de $I_{1_{eficaz(ad)}}$. Nota-se na Figura 6.7 que os picos de corrente das fases não são os mesmos, pois a corrente trifásica está desequilibrada propositalmente.

Figura 6.7: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor.



Ocorre o ilhamento do GD em 0,2 segundos. Percebe-se na Figura 6.8 que as tensões trifásicas do PAC passam a apresentar um comportamento desbalanceado também após o ilhamento embora antes do ilhamento já havia um pequeno desbalanceamento de tensão. Na Figura 6.8 pode-se ver a transição entre a tensão da rede para a tensão produzida pelo inversor sobre a carga local. Essa transição é bem suave em todas as fases devido ao sincronismo entre corrente do inversor e tensão da rede e ao fato de o GD e a carga local estarem quase perfeitamente acoplados.

Figura 6.8: Tensão trifásica sobre a carga local antes e depois do ilhamento.



Os reguladores PID para o eixo q trabalham com regulação de reativo e, portanto, sua ação de controle será desconsiderada. Os sinais de controle desacoplados e compensados tanto de sequência positiva (\hat{U}_{d+}) quanto de sequência negativa (\hat{U}_{d-}) estão nessa ordem nas Figuras 6.9 e 6.10, respectivamente. Chama-se atenção para a resposta sem pico de oscilação para a sequência positiva e negativa devido ao projeto que usa coeficiente de amortecimento ξ igual a 2 e para o tempo de estabilização de 60 ms. Nota-se os valores negativos nos comandos devido a característica de sistema de fase não mínima resultante do projeto do PID.

Figura 6.9: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d .

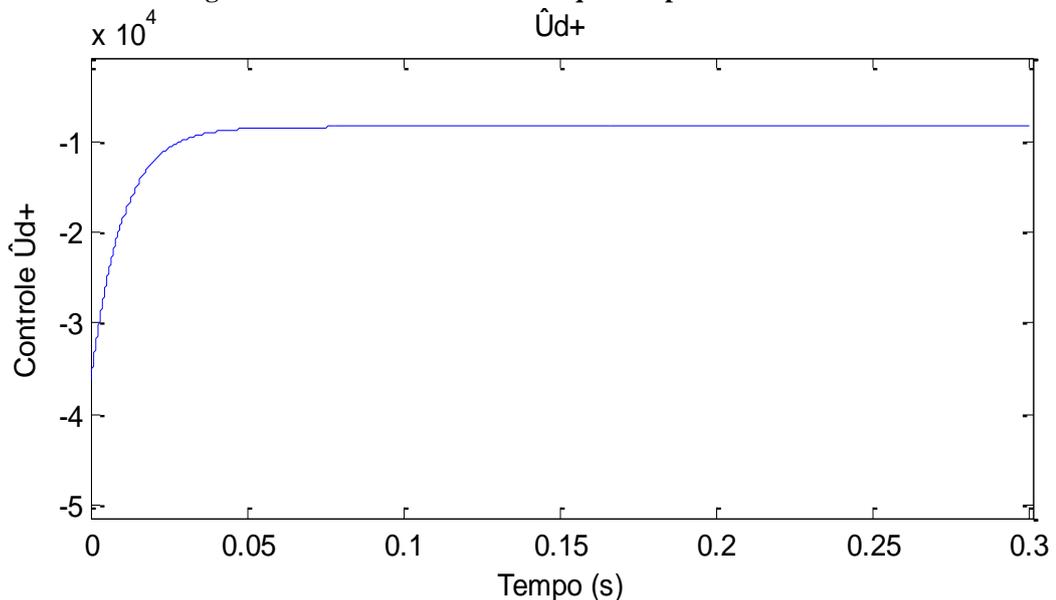
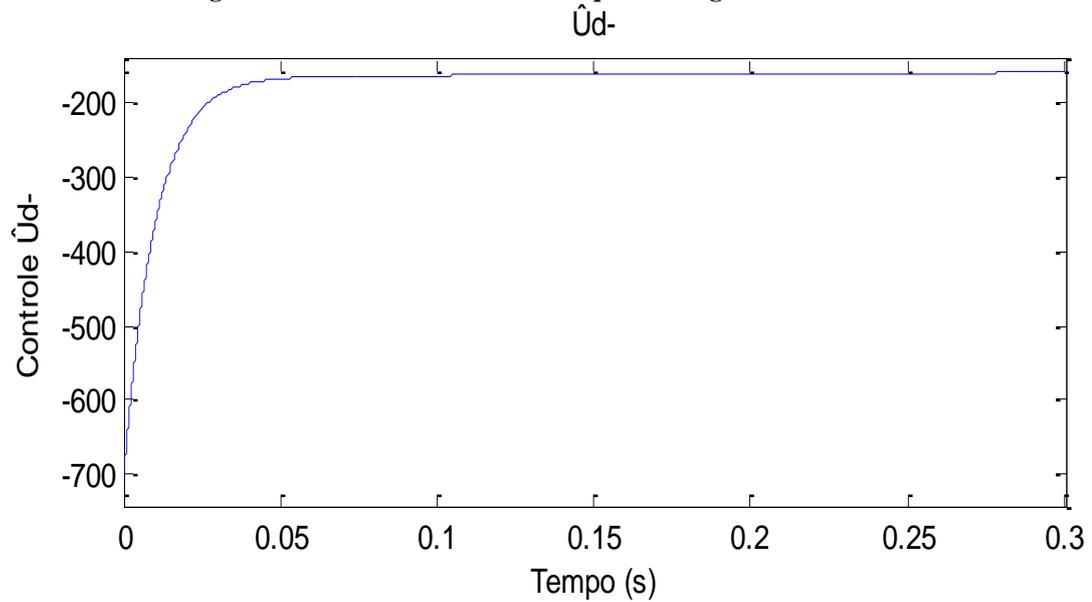
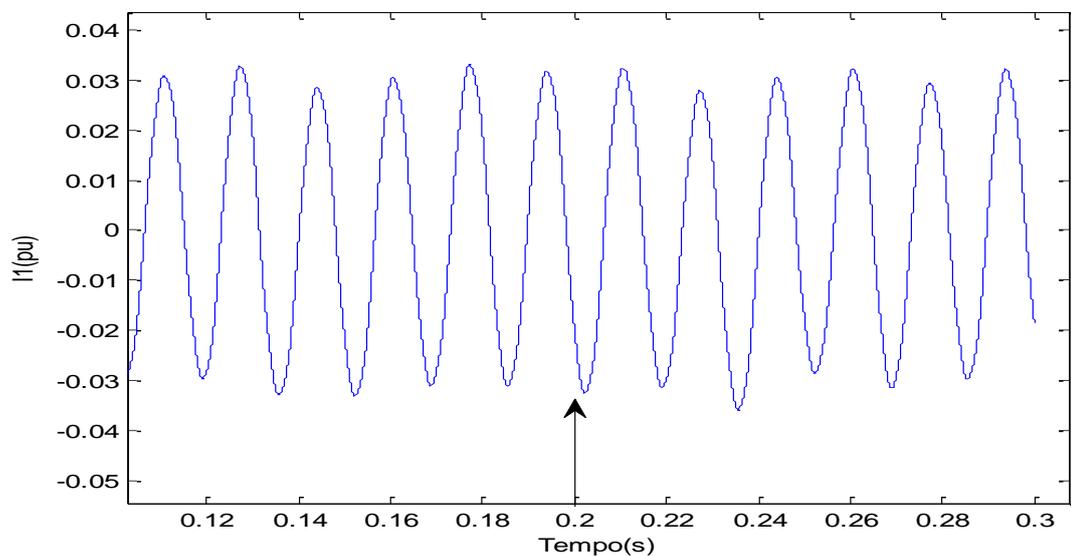


Figura 6.10: Sinal de controle de sequência negativa do eixo d .



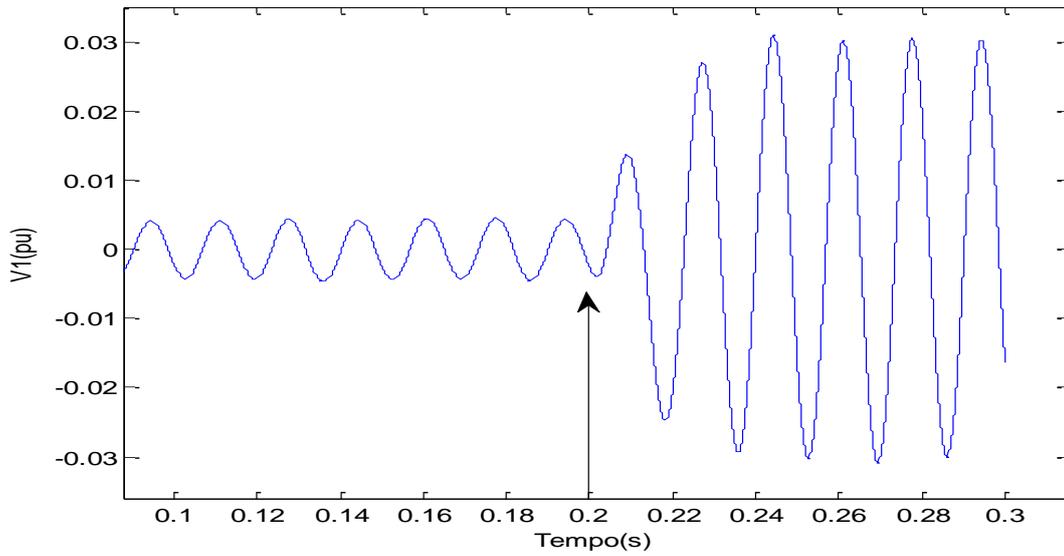
A corrente de sequência negativa da fase A em pu está na Figura 6.11. A corrente já está sendo injetada na rede antes do ilhamento e deve permanecer sendo até o inversor se desconectar.

Figura 6.11: Corrente de sequência negativa injetada na rede.



Quando o GD se torna ilhado, surge a tensão de sequência negativa no PAC como aparece na Figura 6.12 porque a corrente de sequência negativa passa a ser absorvida totalmente pela carga. Antes do ilhamento havia um desequilíbrio de tensão no PAC devido a uma pequena parte da corrente de sequência negativa ser absorvida pela carga, contudo, poderia ter sido um desequilíbrio de tensão comum na rede conforme Ribeiro et al. (2006).

Figura 6.12: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento.



$V1_{eficaz(ad)}$ atinge o valor esperado de 3 % 70 ms após o ilhamento (Figura 6.13). Ainda que já exista um pequeno valor de $V1_{eficaz(ad)}$, seu valor se torna igual a $I1_{eficaz(ad)}$ (Figura 6.14) apenas 70 ms após o ilhamento garantindo a detecção com boa velocidade e seletividade.

Figura 6.13: Tensão eficaz de sequência negativa no PAC crescendo após o ilhamento.

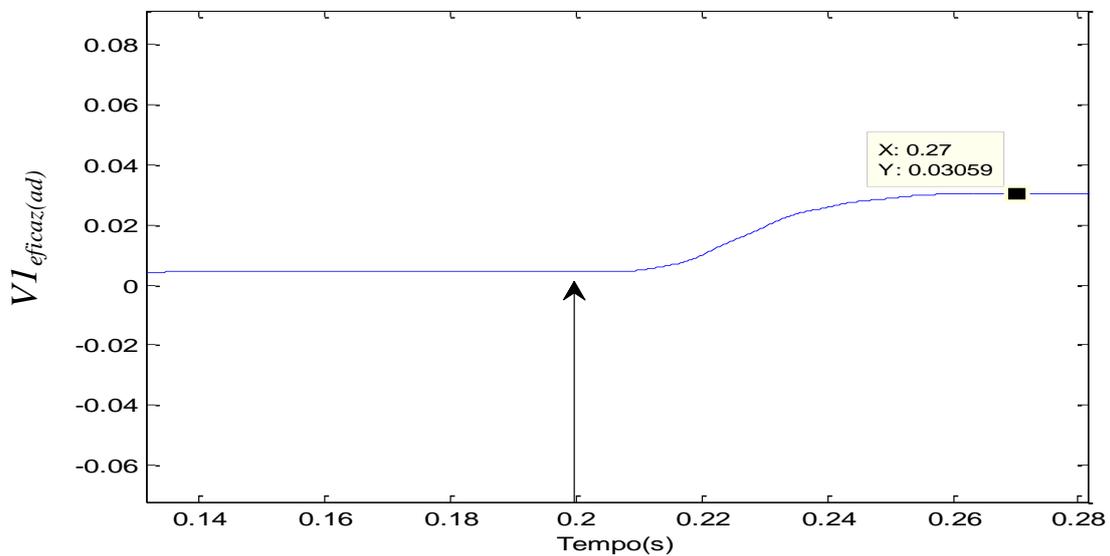
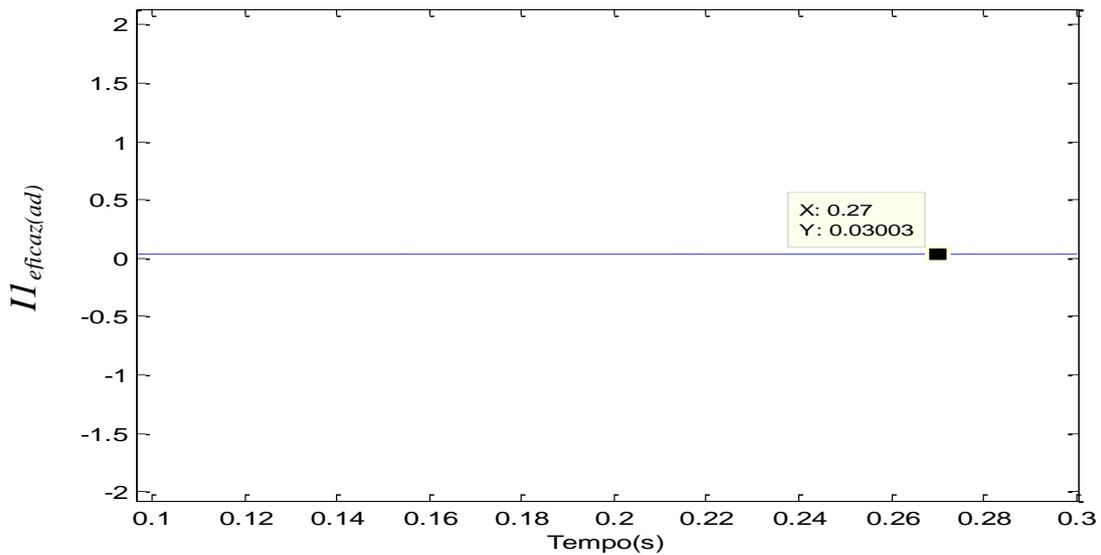
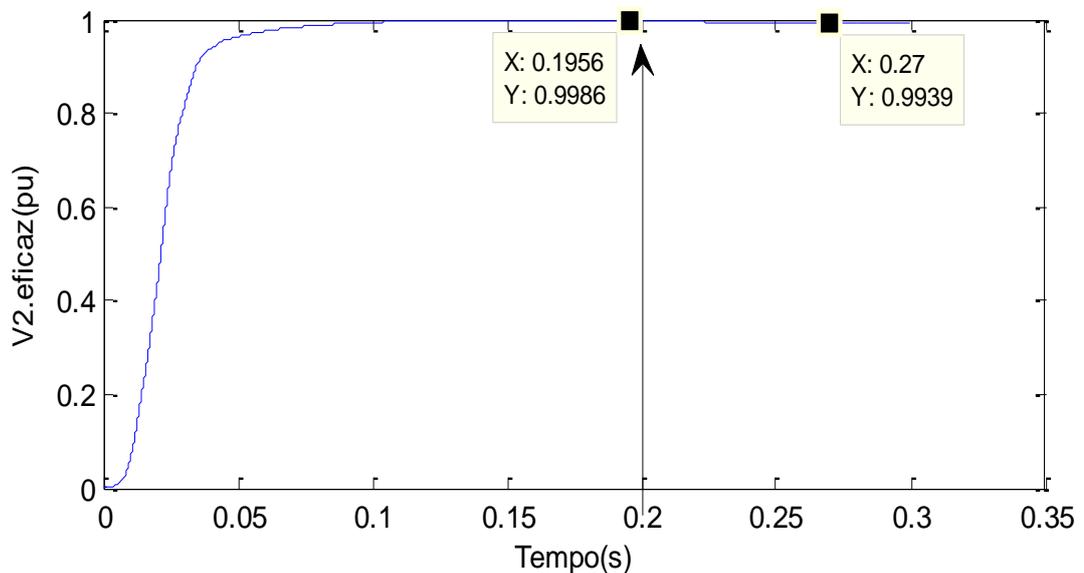


Figura 6.14: Corrente eficaz de sequência negativa injetada pelo inversor.



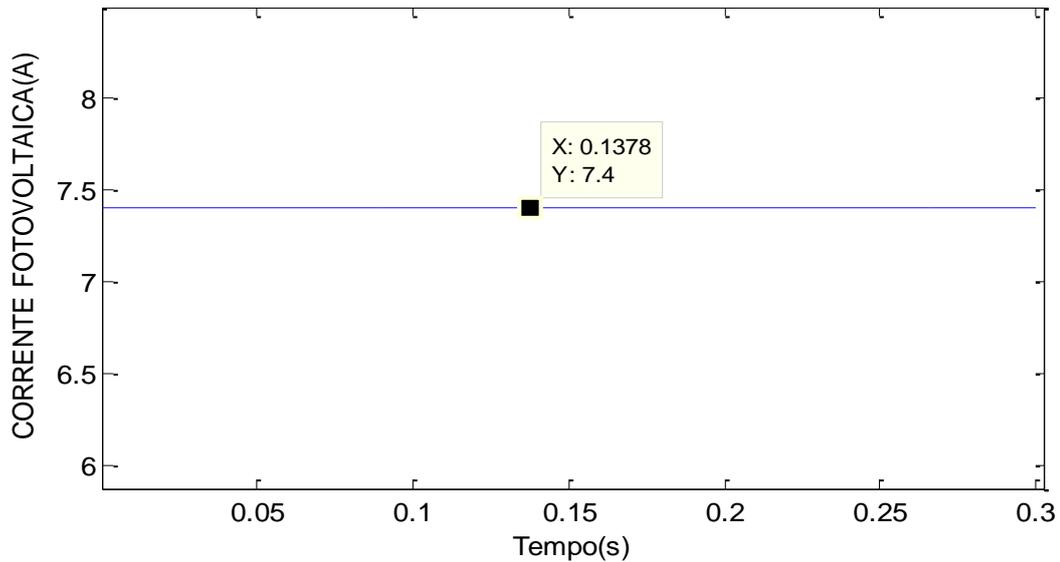
A carga local e o GD fotovoltaico estão quase perfeitamente acoplados, uma vez que o valor eficaz de tensão de sequência positiva que indica o nível de potência ativa na carga varia -0,47 % conforme Figura 6.15. A carga já era alimentada quase que totalmente pelo GD fotovoltaico. Outros métodos passivos baseados em variação de tensão poderiam estar na ZND, contudo, o método proposto se mostrou eficaz para as condições nominais de operação de tensão, pois também detecta o ilhamento dentro do tempo exigido pelos regulamentos da subsecção 2.6. Embora a variação de tensão da Figura 6.15 é considerada operação normal para os regulamentos, o método proposto detecta a anormalidade na rede como um ilhamento.

Figura 6.15: Tensão eficaz de sequência positiva antes e após o ilhamento no PAC.



A Figura 6.16 apresenta a corrente contínua (c.c.) do gerador FV que alimenta o inversor conectado a rede. Nota-se que a corrente proveniente dos três módulos fotovoltaicos em série é próxima da corrente de máxima potência (Tabela 6.1) de 7,7 A.

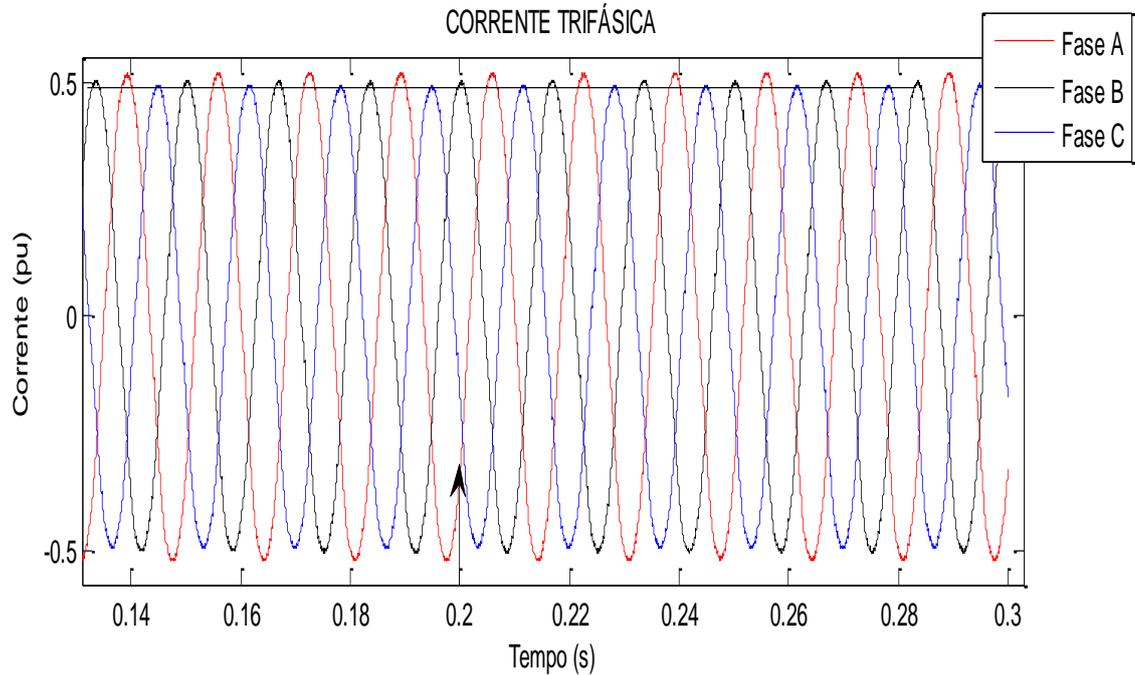
Figura 6.16: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência.



6.3.2 Condições nominal de temperatura e baixa irradiância

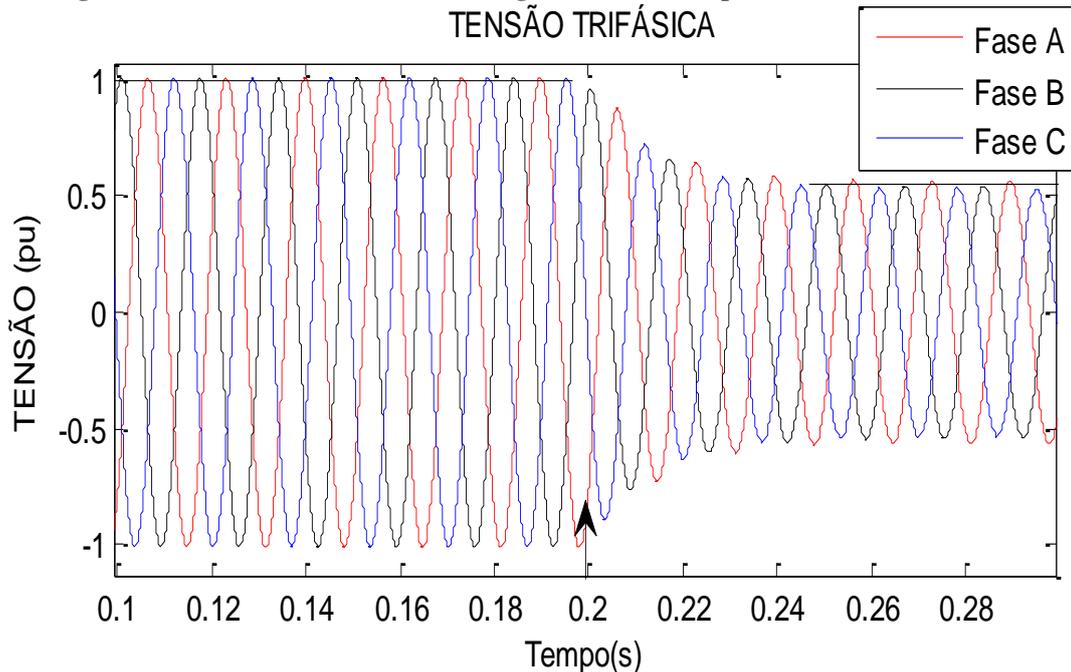
Está incidindo 500 W/m^2 sobre o gerador fotovoltaico e mantém-se a temperatura das células FV em $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ao longo de toda simulação. A primeira diferença notável está na Figura 6.17 onde a corrente trifásica na saída do inversor, embora continue desequilibrada, apresenta um valor menor. Isso é esperado uma vez que diminuiu a potência de entrada dada pelo gerador FV.

Figura 6.17: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor a 500 W/m^2 .



Nota-se também na Figura 6.18 que devido à potência ativa transmitida a carga no ilhamento ser menor, há uma diminuição da tensão sobre a carga no ilhamento, todavia, isso não impede que a tensão no PAC se torne desbalanceada e leve a detecção do ilhamento. Essa tensão por ser próximo de 0,5 pu pico não é adequada para operação ilhada, mas serve para detecção da ilha. Nota-se também que os valores de picos das tensões são os mesmos ao longo do tempo e se alterariam apenas se houvesse mudança de carga no ilhamento.

Figura 6.18: Tensão trifásica sobre a carga local antes e depois do ilhamento a 500 W/m^2 .



Os sinais de controle desacoplados e compensados tanto de sequência positiva (\hat{U}_{d+}) quanto de sequência negativa (\hat{U}_{d-}) estão nessa ordem nas Figuras 6.19 e 6.20 respectivamente. Nota-se que com a diminuição de irradiância não houve mudança na ação de controle (transitório e regime permanente idênticos) tanto do controlador PID de sequência positiva quanto de sequência negativa. Entende-se que os controladores não alteram suas ações porque os valores de referência de I_{d+} e I_{d-} não são alterados.

Figura 6.19: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d a 500 W/m^2 .

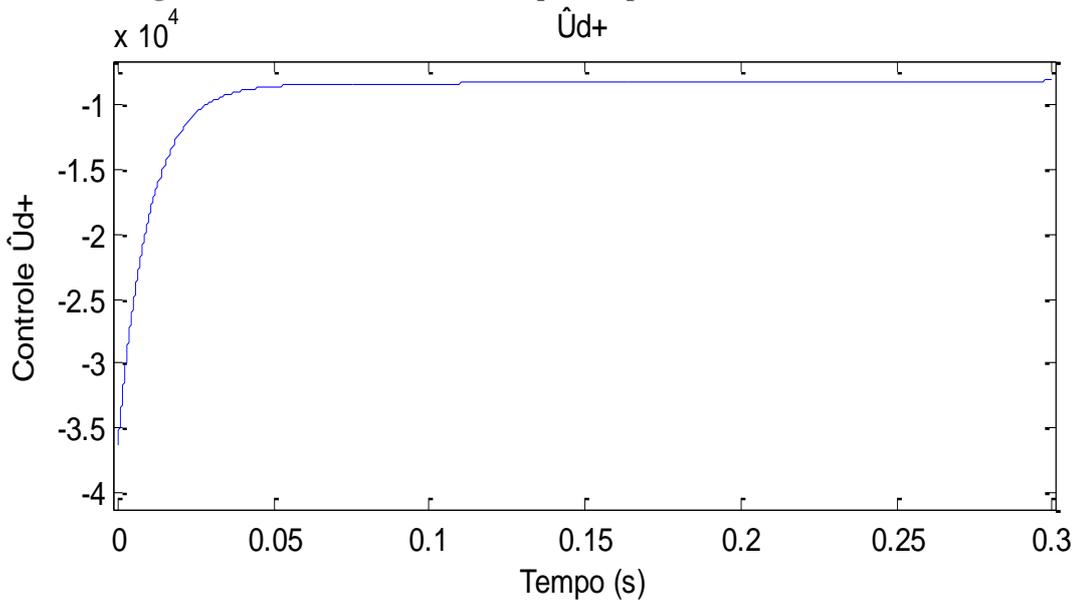
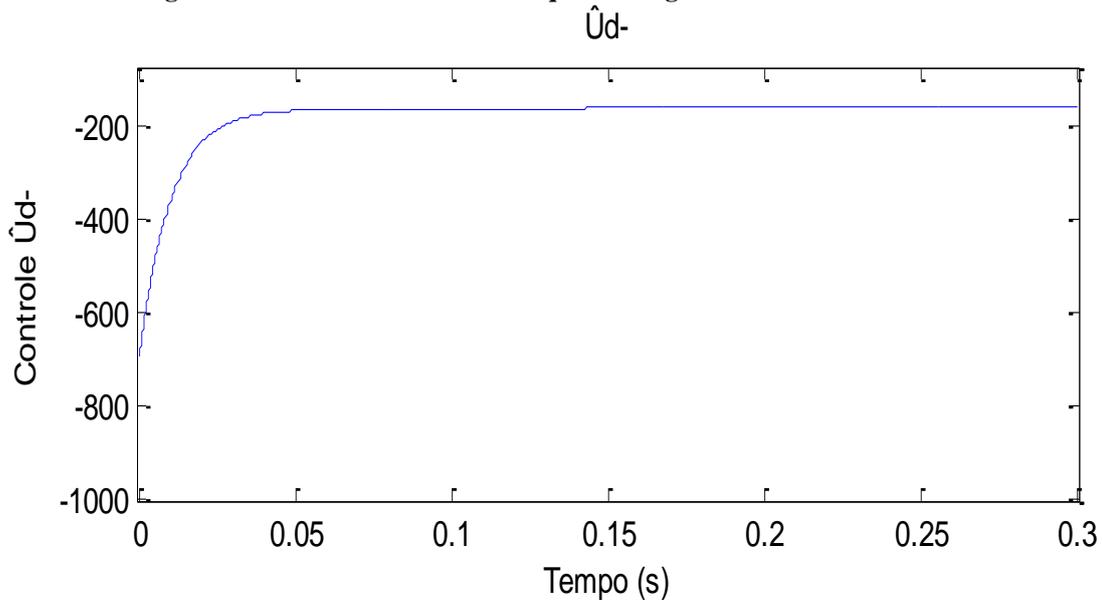


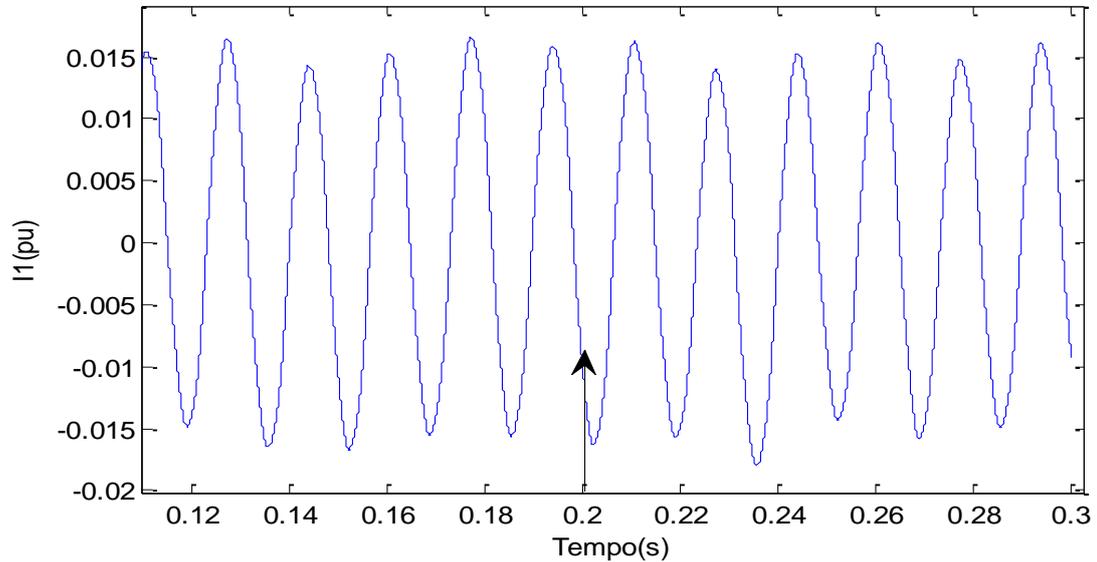
Figura 6.20: Sinal de controle de sequência negativa do eixo d a 500 W/m^2 .



Nota-se na Figura 6.21 que com a diminuição da irradiância, diminui também a corrente de sequência negativa. Isso ocorre porque esta é gerada por meio da referência de

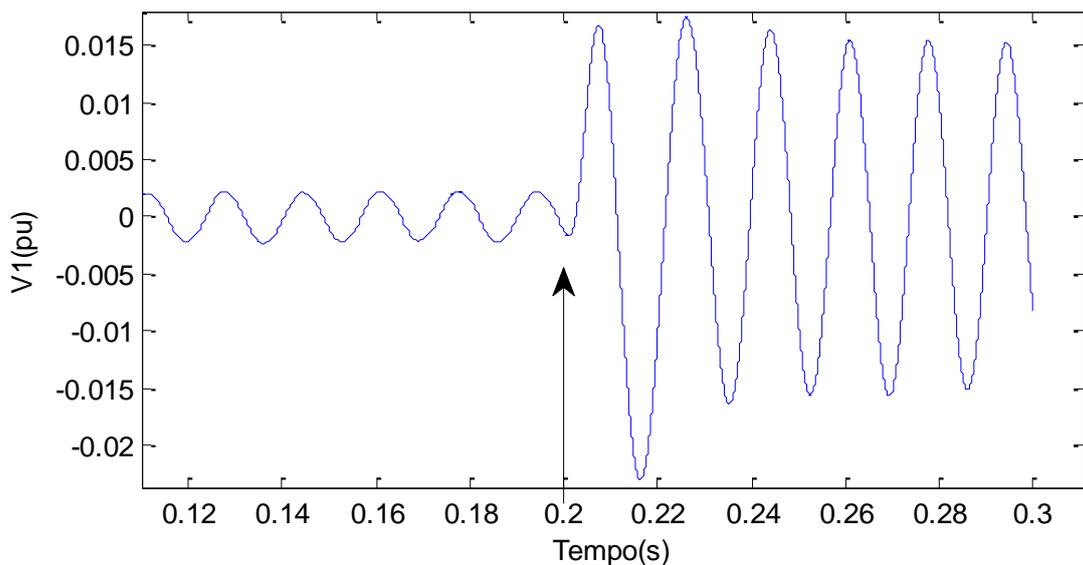
corrente do eixo d que está relacionada a potência ativa. Logo, a tensão de sequência negativa da Figura 6.22 também diminui.

Figura 6.21: Corrente de sequência negativa injetada na rede a 500 W/m^2 .



Nota-se na Figura 6.22 que já há desequilíbrio de tensão antes do ilhamento devido à presença da tensão de sequência negativa como ocorreu no caso nominal. Após o ilhamento em 0,2 s, a tensão de sequência negativa se torna maior devido a corrente de sequência negativa ser absorvida totalmente pela carga.

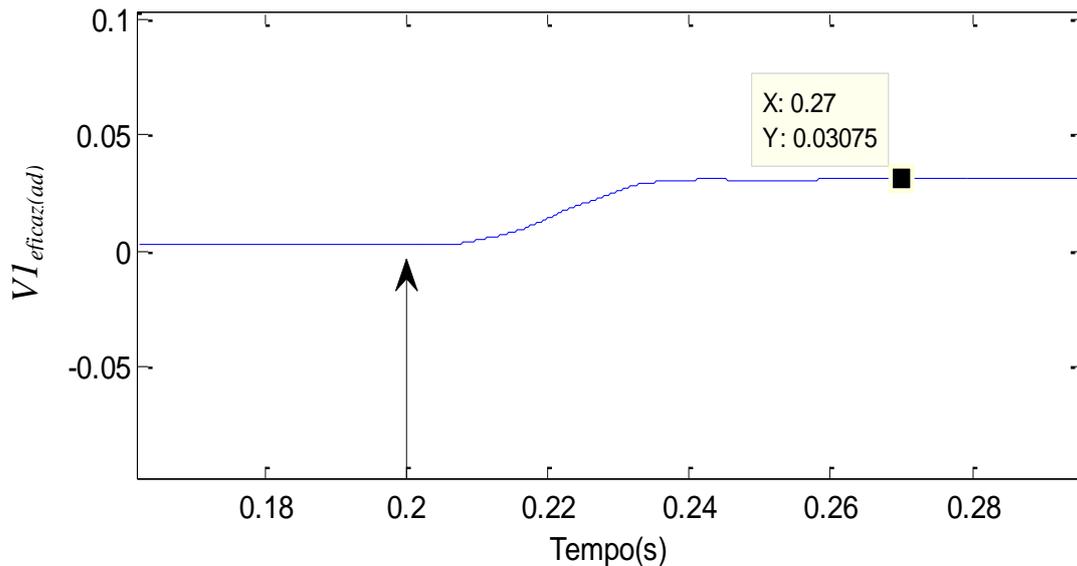
Figura 6.22: Tensão de sequência negativa antes e depois do ilhamento a 500 W/m^2 .



Na Figura 6.23 observa-se que a $V_{1_{eficaz(ad)}}$ obtida 70 ms após o ilhamento continua sendo de 3 %. Isso ocorre porque embora a corrente e tensão de sequência negativa diminuam com a diminuição da geração fotovoltaica, a corrente e tensão de sequência positiva

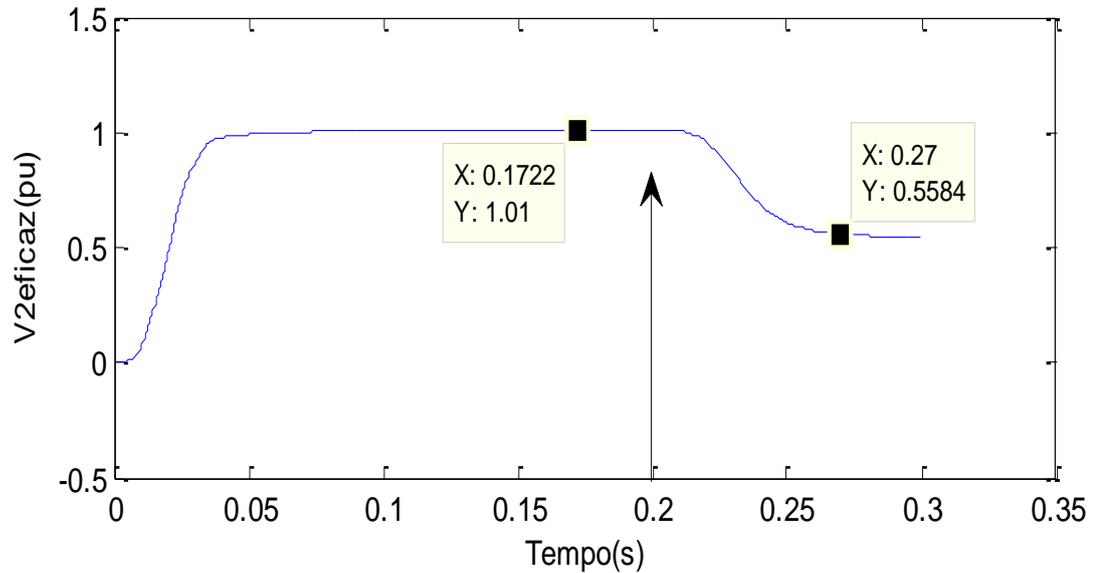
diminuem na mesma proporção, logo a $V_{I_{eficaz(ad)}}$ permanece constante. Conclui-se que a diminuição da geração fotovoltaica não influencia no tempo de detecção do ilhamento nem no desempenho do método proposto. O método para detecção do ilhamento deste trabalho é eficaz para baixa irradiância solar enquanto o inversor FV está conectado na rede.

Figura 6.23: Tensão eficaz de sequência negativa crescendo no PAC após o ilhamento a 500 W/m^2 .



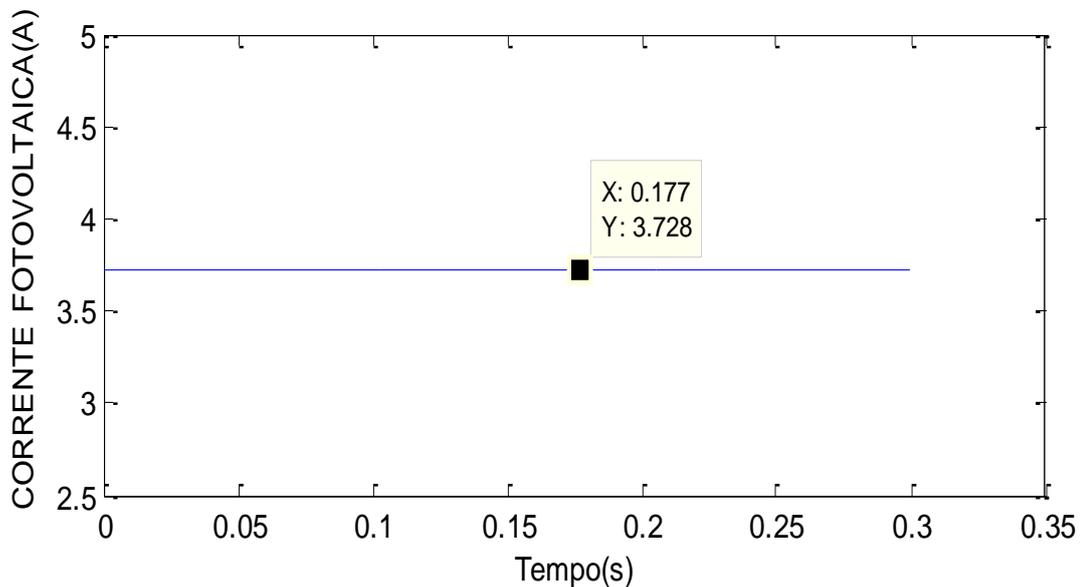
A carga local e o GD fotovoltaico estão claramente desacoplados (*mismatched*) uma vez que após o ilhamento, houve uma diminuição de 45 % do valor eficaz da tensão de sequência positiva eficaz conforme Figura 6.24, indicando que parte significativa da demanda da carga de potência ativa era suprida pela rede antes do ilhamento. Nesse caso, métodos de detecção de ilhamento baseados em tensão poderiam ser usados sem cair na ZND, contudo, o método proposto continua se mostrando eficiente e atende os regulamentos que exigem tempo de desconexão máximo de 2 s para essa queda de tensão.

Figura 6.24: Tensão eficaz de sequência positiva antes e após o ilhamento a 500 W/m^2 .



Observa-se na Figura 6.25 a c.c. do gerador fotovoltaico apresentando apenas 50 % do seu valor nominal devido à diminuição da irradiância solar nesse mesmo percentual.

Figura 6.25: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência a 500 W/m^2 .



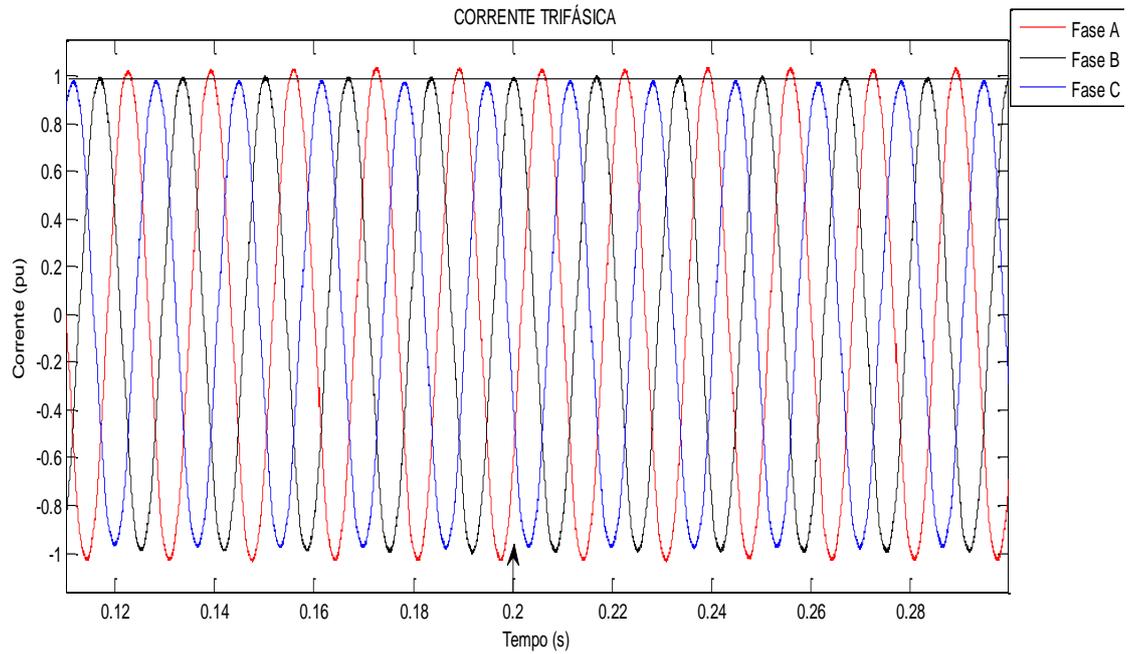
6.3.3 Condições nominal de temperatura e irradiância com carga acima da nominal

Está incidindo 1000 W/m^2 sobre o gerador fotovoltaico e a temperatura das células FV se mantém em $25 \text{ }^\circ\text{C}$., contudo, a carga resistiva aumenta em 20 % em todas as fases,

mantendo a carga trifásica equilibrada. O aumento de carga resistiva nas três fases significa que o valor da resistência diminui em todas as fases.

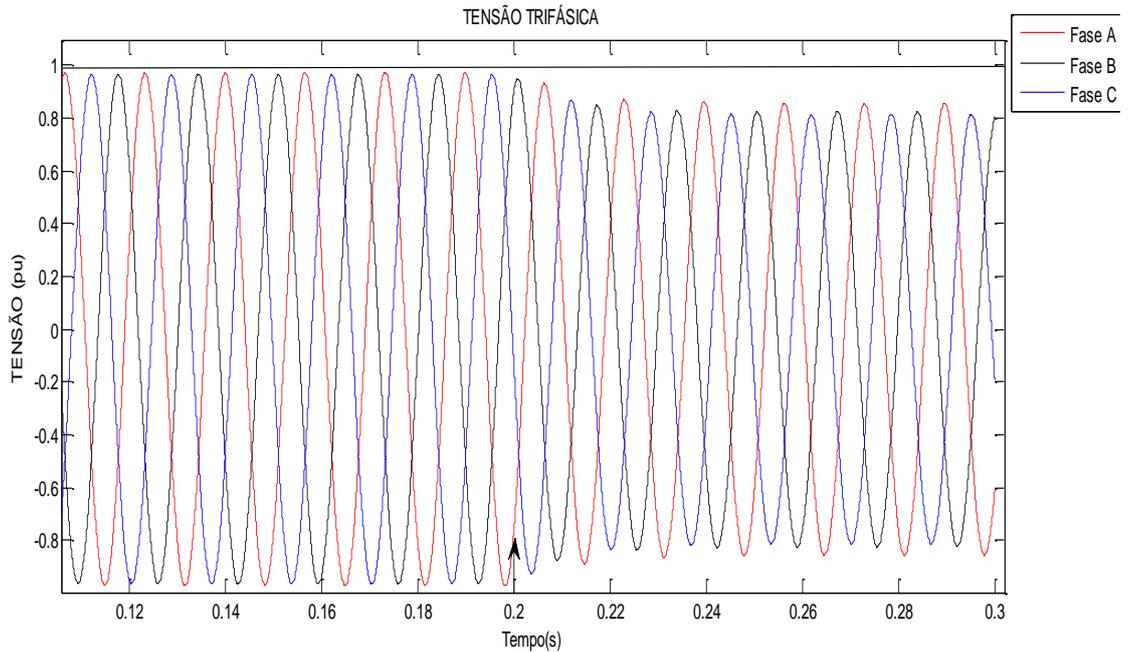
Nota-se na Figura 6.26 que a corrente trifásica continua sendo a mesma do caso nominal uma vez que a corrente fornecida pelo inversor do GD é limitada pelo gerador fotovoltaico. Todavia, como a carga aumentou, o consumo de potência ativa aumentou e, conseqüentemente, a potência ativa suprida pela rede elétrica cresce.

Figura 6.26: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor com carga aumentada.



Na Figura 6.27 nota-se que quando o GD se torna ilhado em 0,2 segundos, há diminuição significativa dos valores das tensões trifásicas. Embora a irradiância solar seja a mesma do caso nominal, a potência fornecida pelo SFCR não é suficiente para manter a tensão nominal na carga, contudo, isso não impede o desequilíbrio de tensão no PAC.

Figura 6.27: Tensão trifásica sobre a carga local aumentada antes e depois do ilhamento.



Os sinais de controle das Figuras 6.28 e 6.29 são idênticos aos do caso nominal (transitório e regime permanente), pois suas ações só são alteradas pela referência de corrente i_{d+} e i_{d-} . No ilhamento, o aumento da carga não influencia na ação dos controladores porque eles não são projetados para regular o valor de tensão na situação de ilhamento, mas apenas para detecção de ilhamento por meio da injeção de corrente de sequência negativa.

Figura 6.28: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d com carga aumentada.

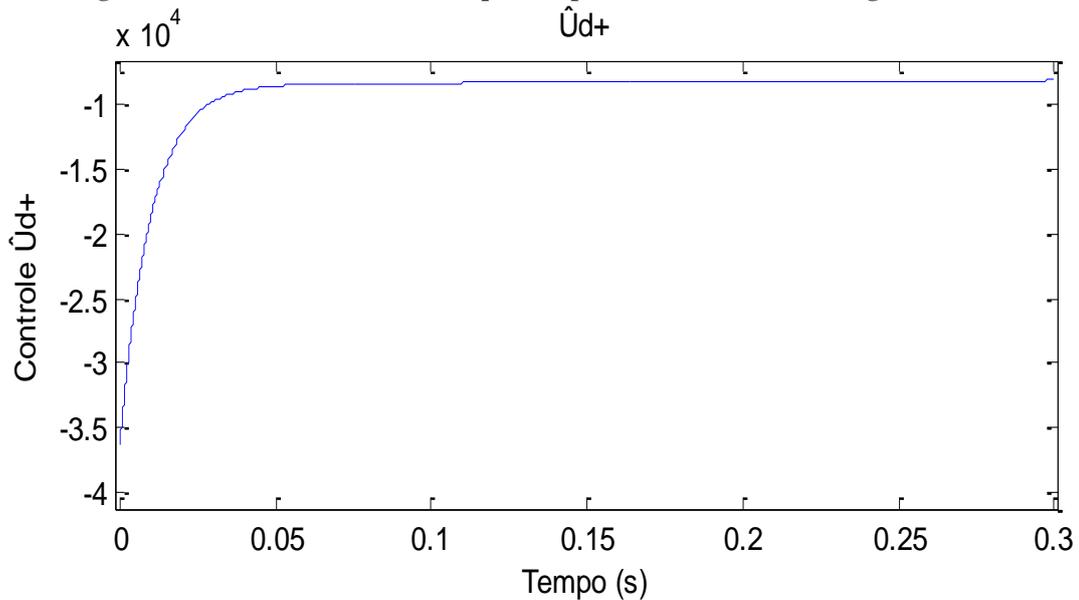
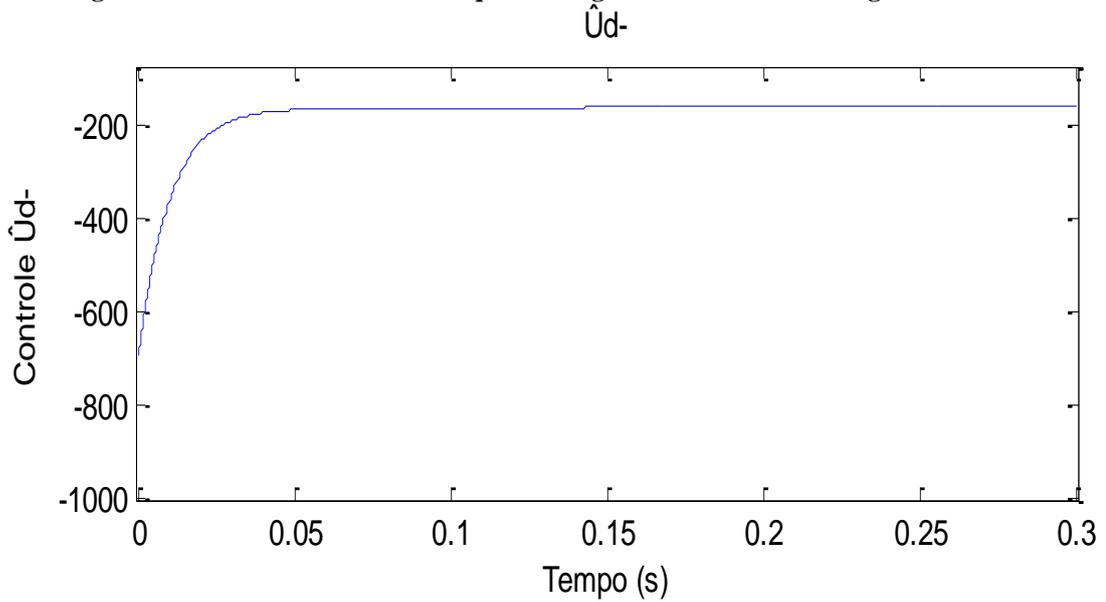
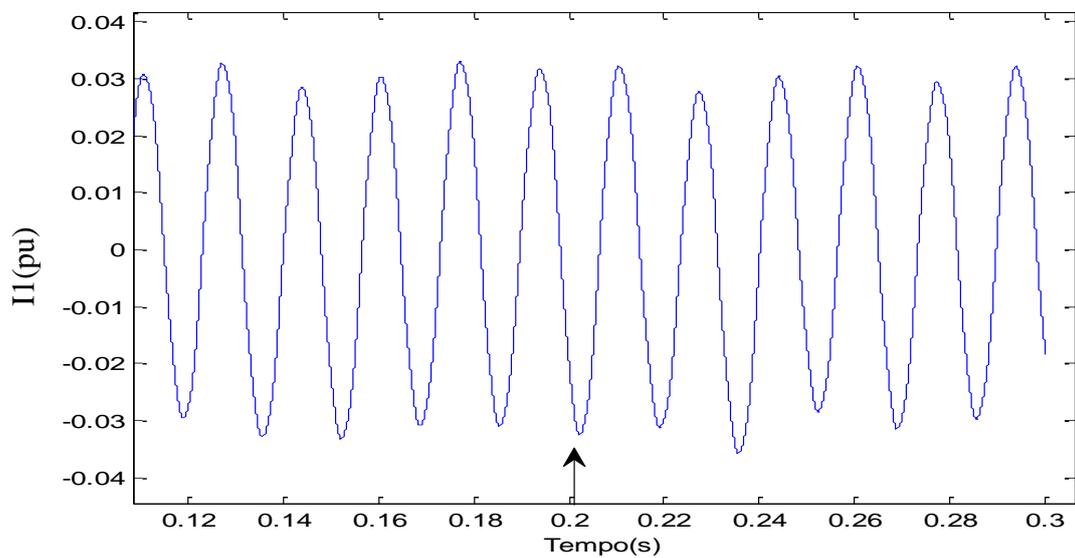


Figura 6.29: Sinal de controle de seqüência negativa do eixo d com carga aumentada.



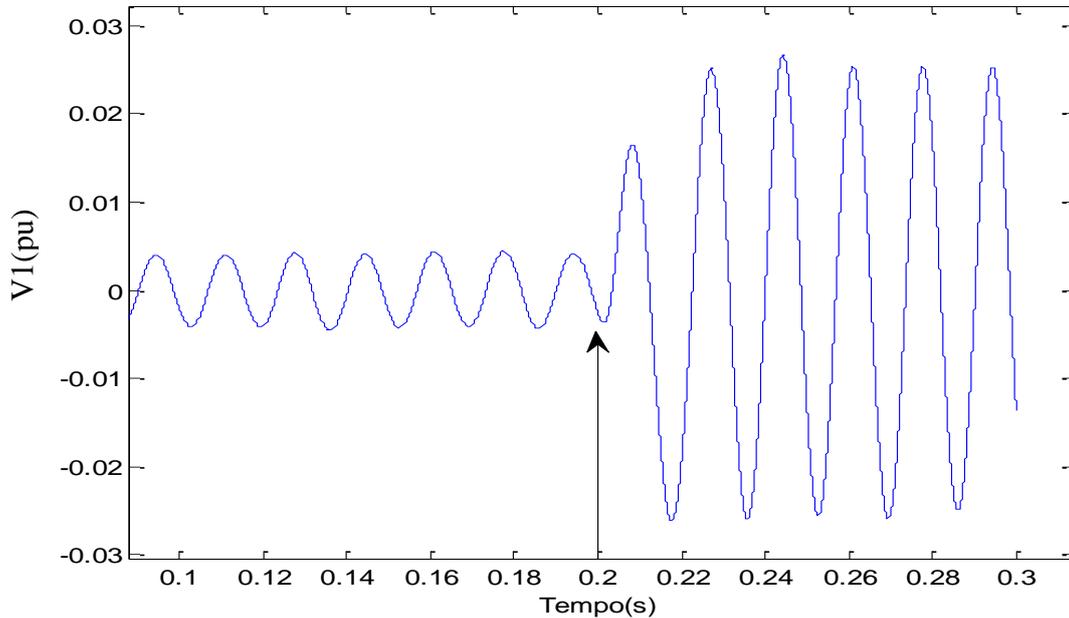
O sinal de corrente de seqüência negativa (Figura 6.30) não é alterado quando comparado com o caso nominal, pois o controlador mantém fixo a quantidade de corrente de seqüência negativa.

Figura 6.30: Corrente de seqüência negativa injetada na rede com carga aumentada.



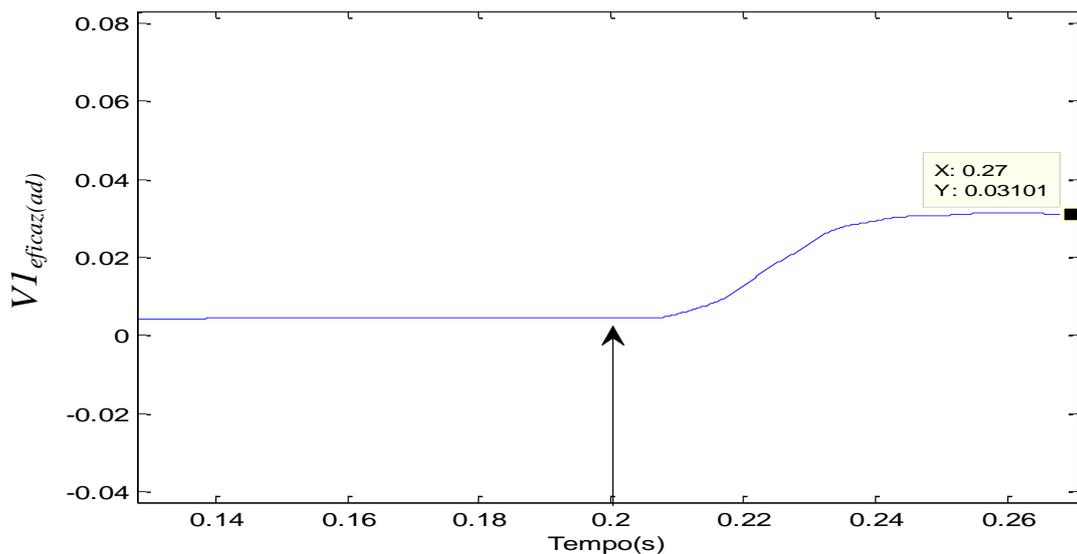
A tensão de seqüência negativa diminui (Figura 6.31) porque o valor da resistência da carga diminui. Tanto antes como após o ilhamento em 0,2 s, a tensão de seqüência negativa variante no tempo passa a ter menores valores de pico devido a corrente de seqüência negativa ser constante e a resistência ter diminuído.

Figura 6.31: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento com carga aumentada.



Por meio de $V1_{eficaz(ad)}$, tem-se como nos casos anteriores, 3 % de tensão eficaz de sequência negativa sendo atingida em 70 ms após o ilhamento (Figura 6.32). Isso sinaliza que o GD fotovoltaico está ilhado. Tanto a tensão de sequência negativa como positiva diminuem na mesma proporção, logo $V1_{eficaz(ad)}$ é um parâmetro para uma confiável detecção do ilhamento.

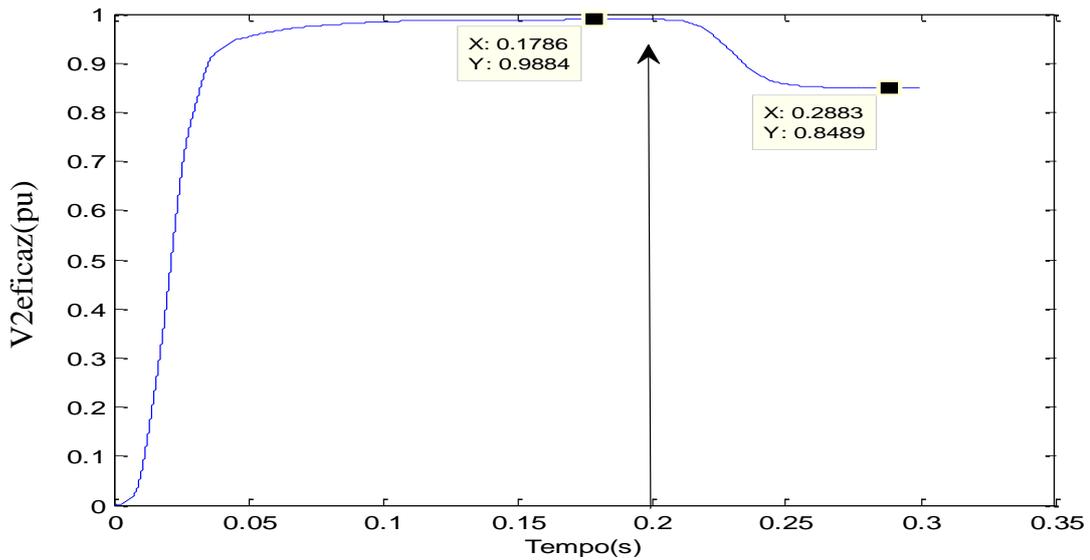
Figura 6.32: Tensão eficaz de sequência negativa crescendo após o ilhamento com carga aumentada.



Na Figura 6.33 observa-se a diminuição da tensão eficaz de sequência positiva (-14%), indicando que parte significativa da potência ativa era suprida pela rede antes do ilhamento,

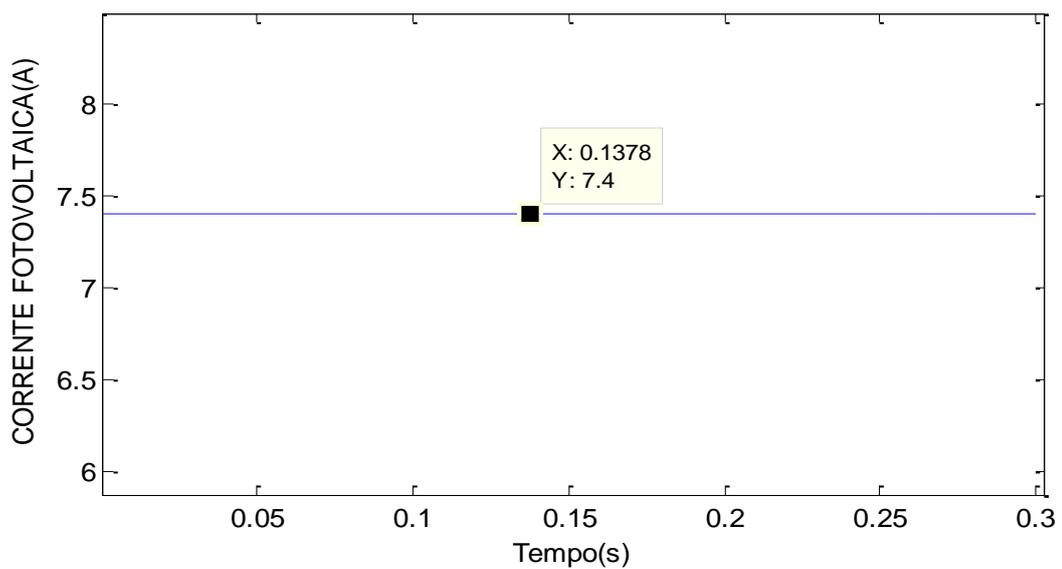
assim como ocorreu na diminuição de irradiância. Entretanto, o método de detecção de ilhamento continua se mostrando eficaz para mais esse caso e o tempo máximo de desconexão exigido pelos regulamentos continua sendo atendido.

Figura 6.33: Tensão eficaz de sequência positiva no PAC diminuindo após o ilhamento com carga aumentada.



A corrente fotovoltaica (Figura 6.34) depende apenas da irradiância solar e da temperatura das células, portanto, a corrente fotovoltaica continua a mesma do caso nominal.

Figura 6.34: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência com carga aumentada.

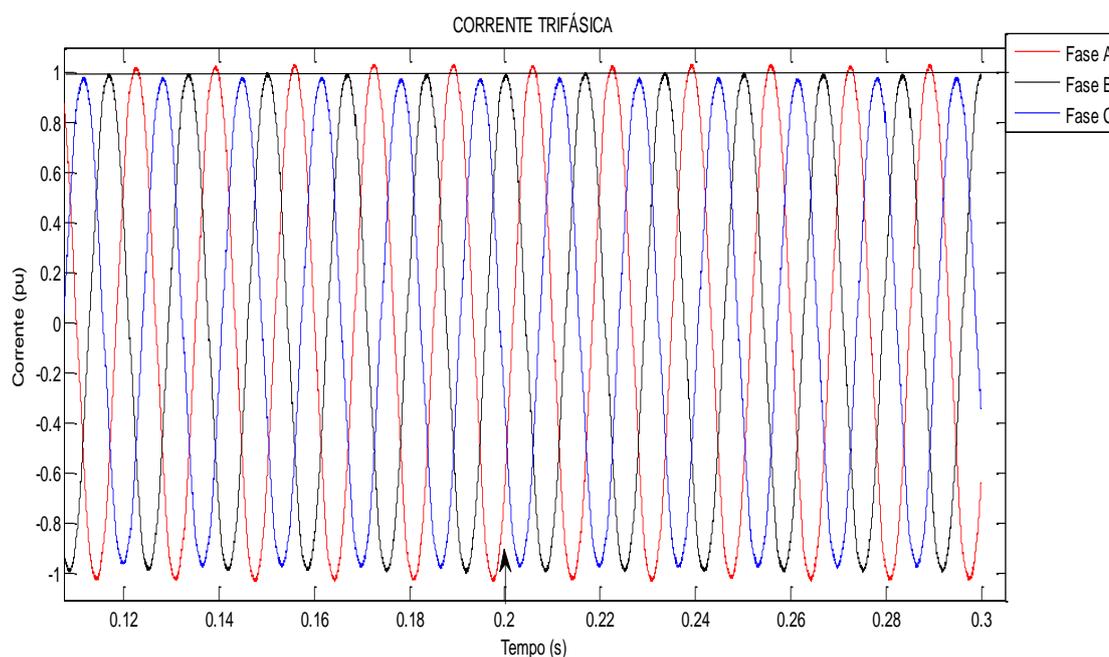


6.3.4 Condições nominal de temperatura e irradiância com carga abaixo da nominal

Está incidindo 1000 W/m^2 sobre o gerador fotovoltaico e a temperatura das células FV se mantém em $25 \text{ }^\circ\text{C}$., contudo, a carga resistiva diminui 20 % em todas as fases, mantendo a carga trifásica equilibrada. A diminuição da carga resistiva significa que o valor da resistência em todas as fases aumentou.

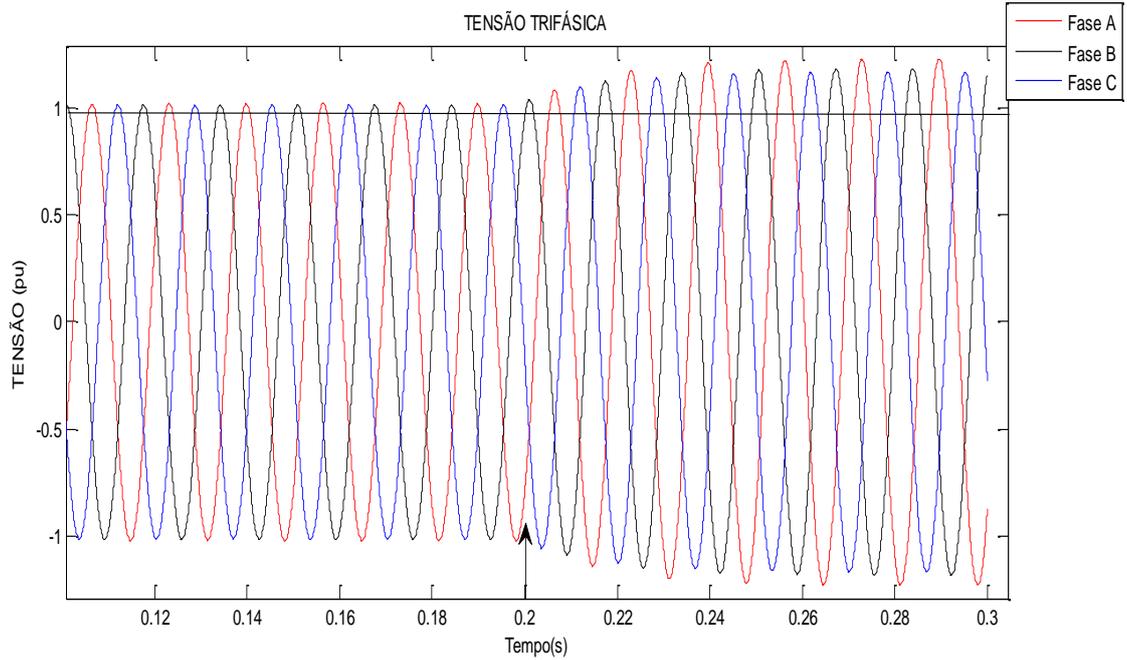
Nota-se na Figura 6.35 que a corrente trifásica injetada pelo inversor continua sendo a mesma do caso nominal uma vez que a corrente fornecida pelo GD é limitada pelo gerador fotovoltaico. Todavia, como a carga diminuiu, o consumo de potência ativa diminuiu e, consequentemente, o GD fornece maior potência ativa do que a carga demanda na tensão nominal, logo parte dessa potência é direcionada para a rede antes do ilhamento ocorrer.

Figura 6.35: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor com carga diminuída.



Quando o GD se torna ilhado em 0,2 s, há aumento dos valores das tensões trifásicas devido ao aumento da potência ativa sobre a carga local conforme Figura 6.36. Em outras palavras, a carga demanda menor potência do que o SFCR fornece para estar em sua tensão nominal. Todavia, o desbalanço de tensão continua perceptível no ilhamento.

Figura 6.36: Tensão trifásica sobre a carga local diminuída antes e depois do ilhamento.



Os sinais de controle das Figuras 6.37 e 6.38 são idênticos aos do caso nominal. Isso significa que a diminuição da carga não influencia na ação dos controladores, pois eles não são projetados para regular o valor de tensão na situação de ilhamento.

Figura 6.37: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d com carga diminuída.

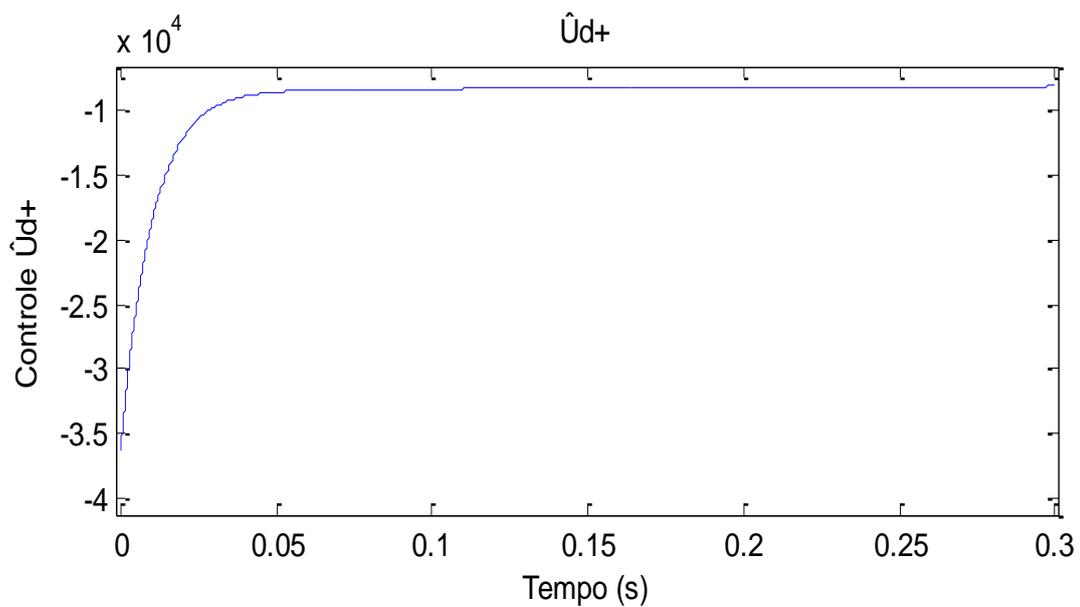
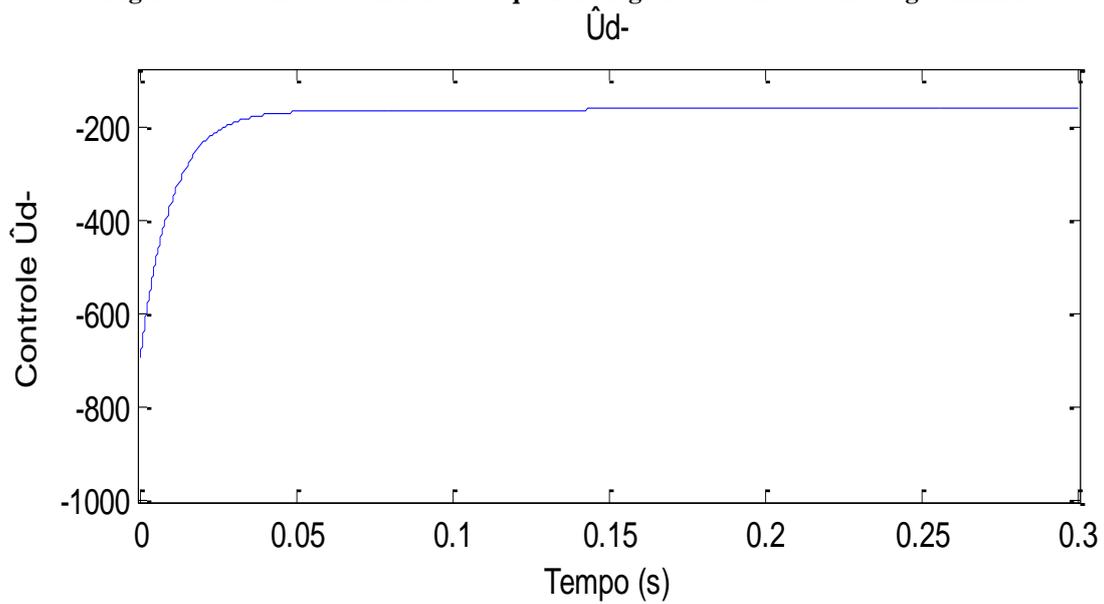
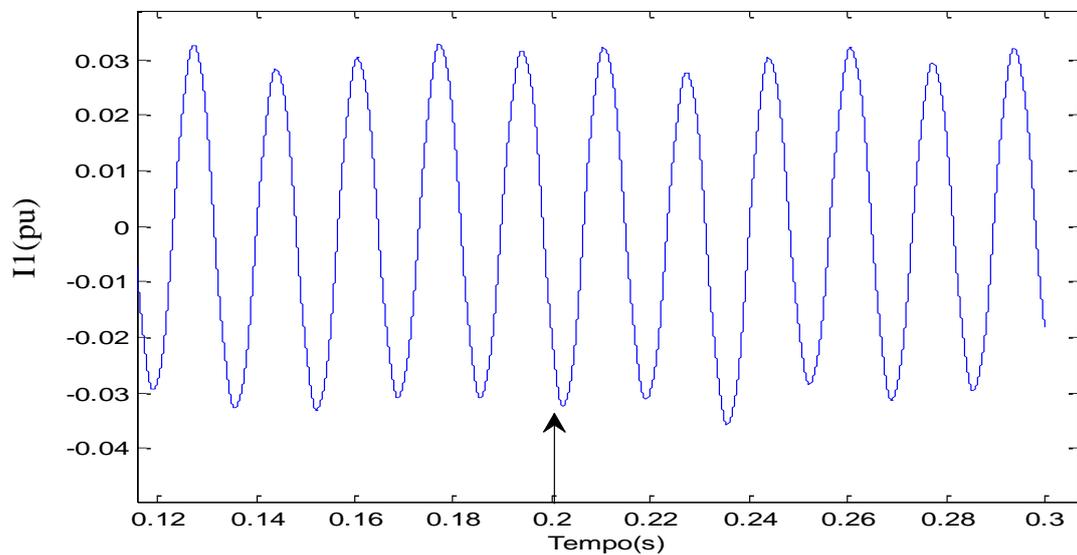


Figura 6.38: Sinal de controle de seqüência negativa do eixo d com carga diminuída.



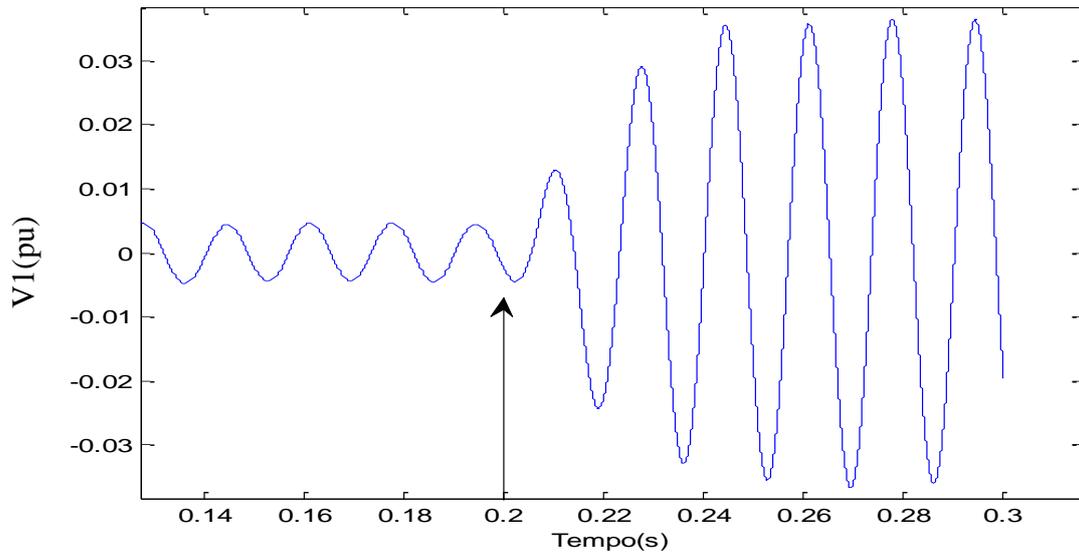
A corrente de seqüência negativa (Figura 6.39) não sofre alteração devido à ação do controlador que mantém constante a quantidade de corrente de seqüência negativa.

Figura 6.39: Corrente de seqüência negativa injetada na rede com carga diminuída.



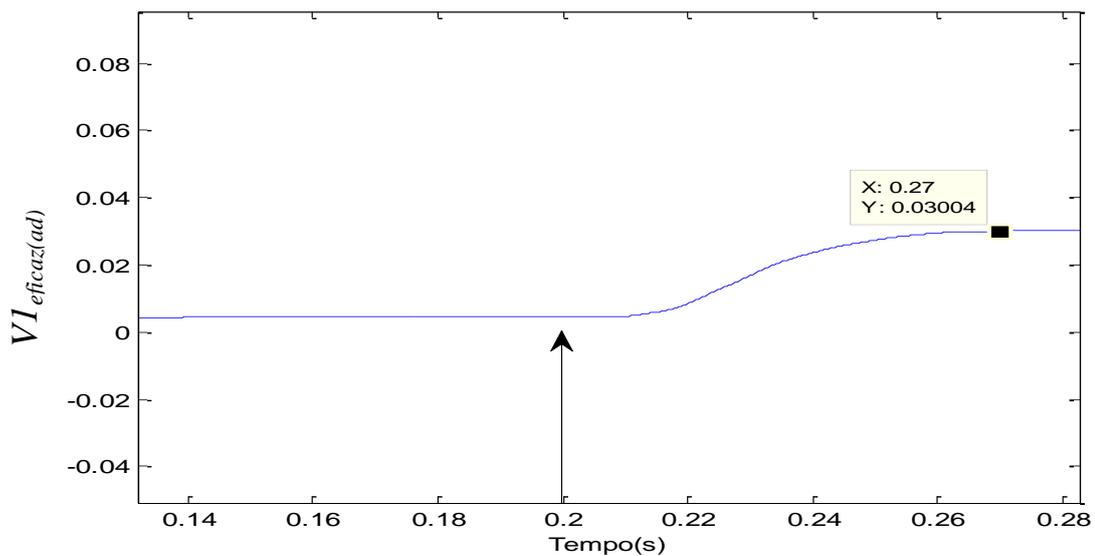
Houve aumento da tensão de seqüência negativa (Figura 6.40) em razão do aumento do valor da resistência, ou seja, se a I_1 injetada é constante, com o aumento da resistência trifásica, V_1 cresce.

Figura 6.40: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento com carga diminuída.



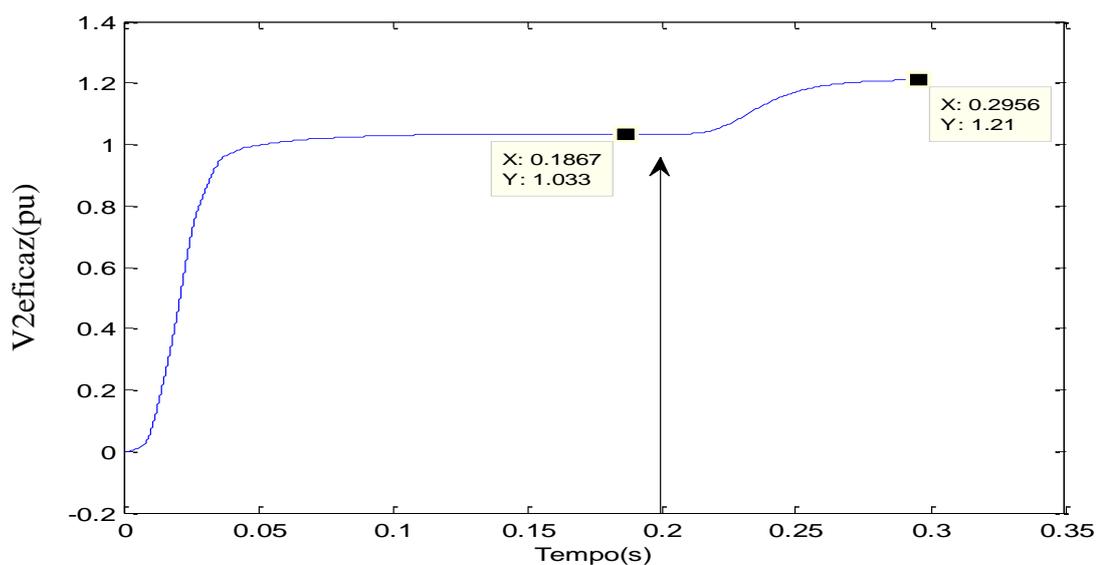
A divisão entre $V1_{eficaz}$ por $V2_{eficaz}$ fornece 3 % de $V1_{eficaz(ad)}$ 70 ms após o ilhamento como se observa na Figura 6.41. Esse valor é o mesmo do caso nominal porque $V1$ e $V2$ aumentam nas mesmas proporções. Em 0,27 ms pode-se desconectar o inversor da rede porque $V1_{eficaz(ad)}$ é igual a $I1_{eficaz(ad)}$. Em 70 ms após o ilhamento, a corrente de sequência negativa já foi totalmente absorvida pela carga.

Figura 6.41: Tensão eficaz de sequência negativa no PAC crescendo após o ilhamento com carga diminuída.



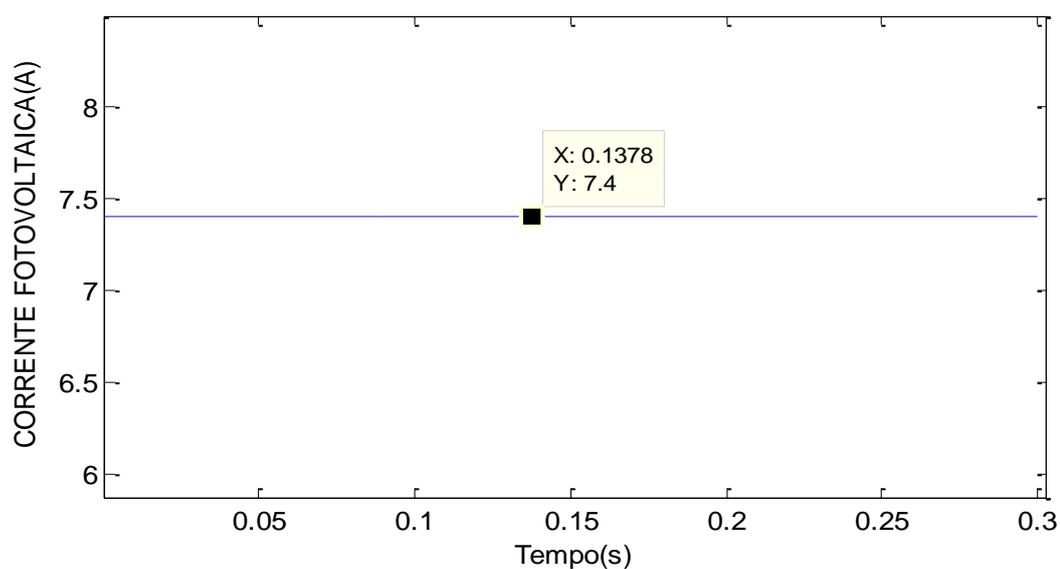
Na Figura 6.42 observa-se o aumento da tensão eficaz de sequência positiva (17,7 %), indicando o excesso de potência ativa no ilhamento. O crescimento da tensão próximo de 18 % viola a operação normal dos regulamento IEEE 929 que exigem tempo máximo de 2 segundos para desconexão e IEEE 1547 que exige tempo máximo de 1 segundo. Todavia, o tempo de desconexão do inversor de 70 ms atende os regulamentos.

Figura 6.42: Tensão eficaz de sequência positiva aumentando após o ilhamento com carga diminuída.



A corrente do gerador fotovoltaico (Figura 6.43) depende apenas da irradiância solar e da temperatura das células, portanto, a corrente fotovoltaica continua a mesma do caso nominal.

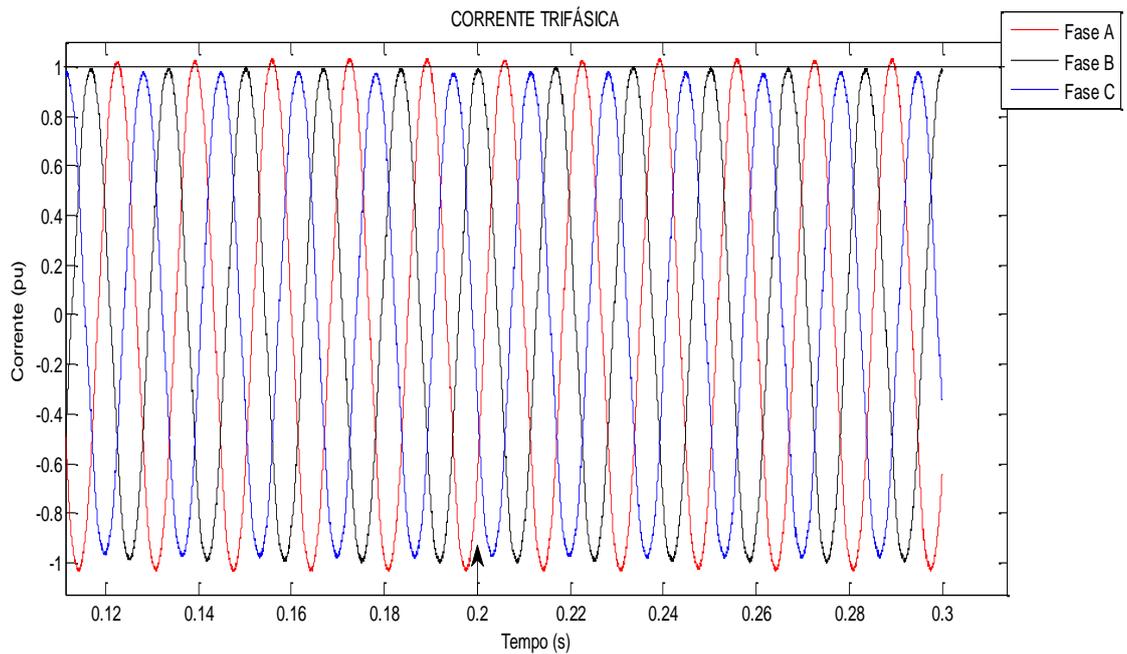
Figura 6.43: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência com carga diminuída.



6.3.5 Condições nominal de temperatura e irradiância com carga resistiva desbalanceada

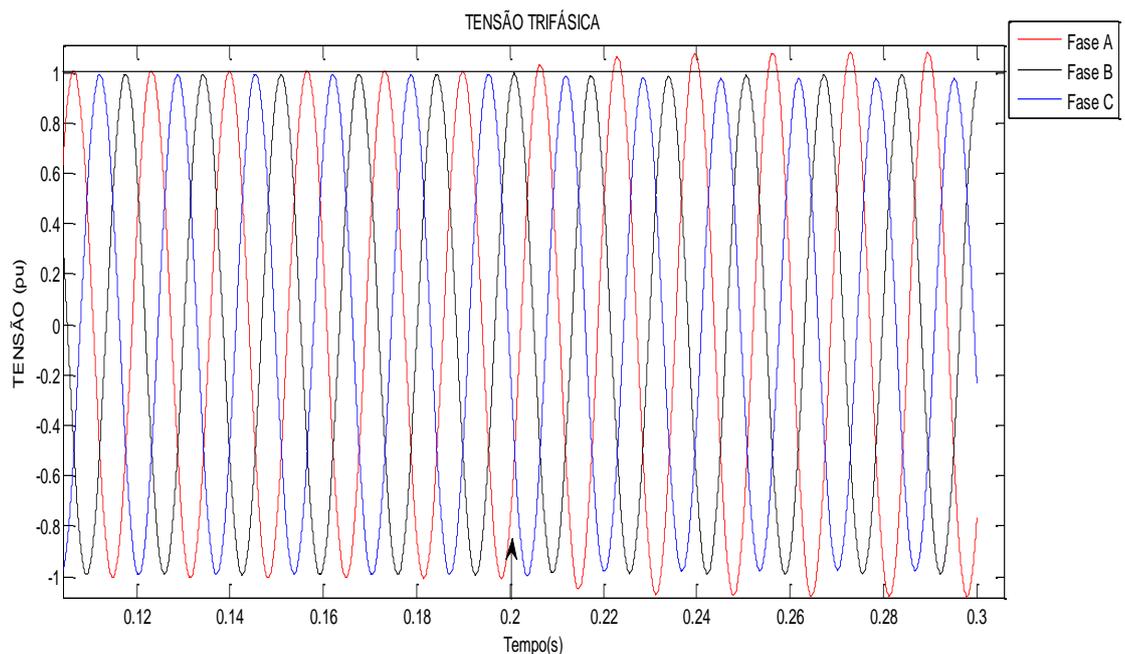
Está incidindo 1000 W/m^2 sobre o gerador fotovoltaico e a temperatura das células FV se mantém em $25 \text{ }^\circ\text{C}$. A carga resistiva apenas da fase A está com seu valor diminuído de 5 %. Tal diminuição está sugerida em Pinto Neto (2012) para ensaio de ilhamento com carga desbalanceada. Nota-se na Figura 6.44 que os picos de corrente das fases não são os mesmos, pois a corrente trifásica está desequilibrada propositalmente. A diminuição da carga resistiva em uma fase significa aumento da resistência na mesma fase.

Figura 6.44: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor com carga desbalanceada.



Ocorre o ilhamento do GD em 0,2 s. Percebe-se na Figura 6.45 que as tensões trifásicas do PAC passam a apresentar um comportamento desbalanceado no instante 0,2 s. Nota-se que os valores de pico de tensão da fase A são maiores do que no caso nominal. Isso ocorre devido a um menor consumo de potência ativa pela carga da fase A antes do ilhamento.

Figura 6.45: Tensão trifásica sobre a carga local desbalanceada antes e depois do ilhamento.



Os sinais de controle das Figuras 6.46 e 6.47 são idênticos aos do caso nominal por que as referências de I_{d+} e i_{d-} são as mesmas. O desbalanceamento da carga não influencia na ação dos controladores, pois eles não são projetados para regular o valor da tensão de sequência negativa do PAC, mas apenas para regular o valor da corrente de sequência negativa injetada na rede ou no sistema ilhado.

Figura 6.46: Sinal de controle de sequência positiva do eixo d com carga desbalanceada.

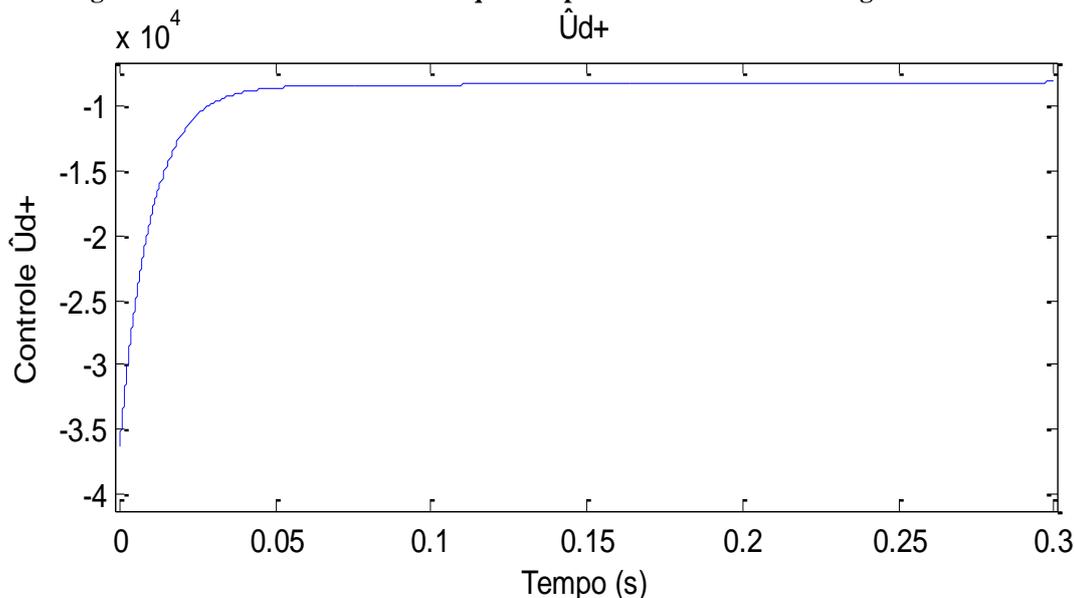
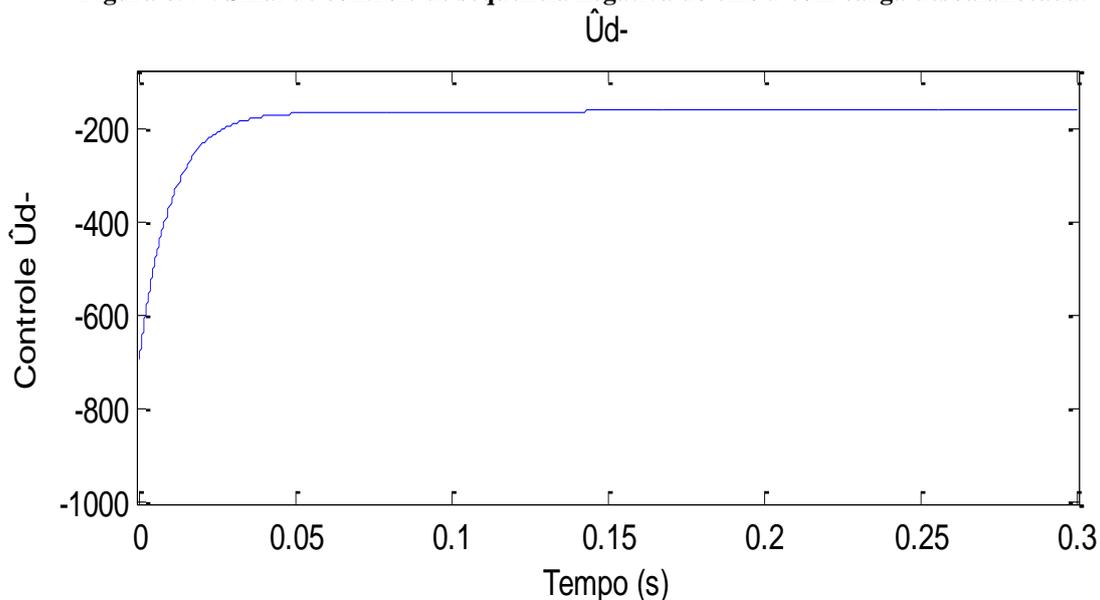


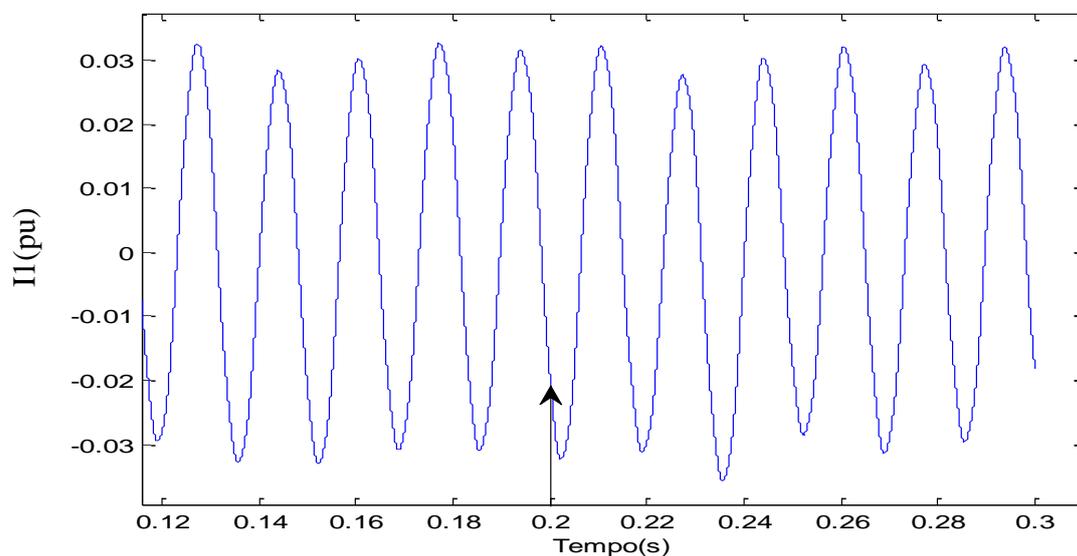
Figura 6.47: Sinal de controle de sequência negativa do eixo d com carga desbalanceada.



O sinal de corrente de sequência negativa (Figura 6.48) permanece o mesmo do caso nominal, todavia, o de tensão de sequência negativa (Figura 6.49) apresenta valores de pico maiores do que no caso nominal. Isso é decorrência da soma entre tensão de sequência

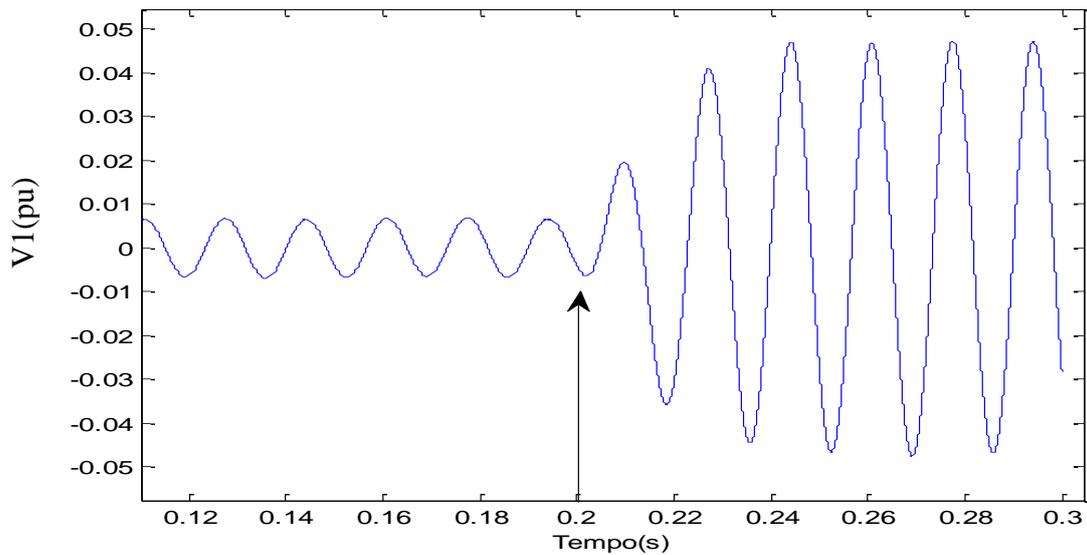
negativa imposta pelo inversor e a tensão de sequência negativa produzida pela carga desbalanceada (Bahrani et al. 2011).

Figura 6.48: Corrente de sequência negativa injetada na rede com carga desbalanceada.



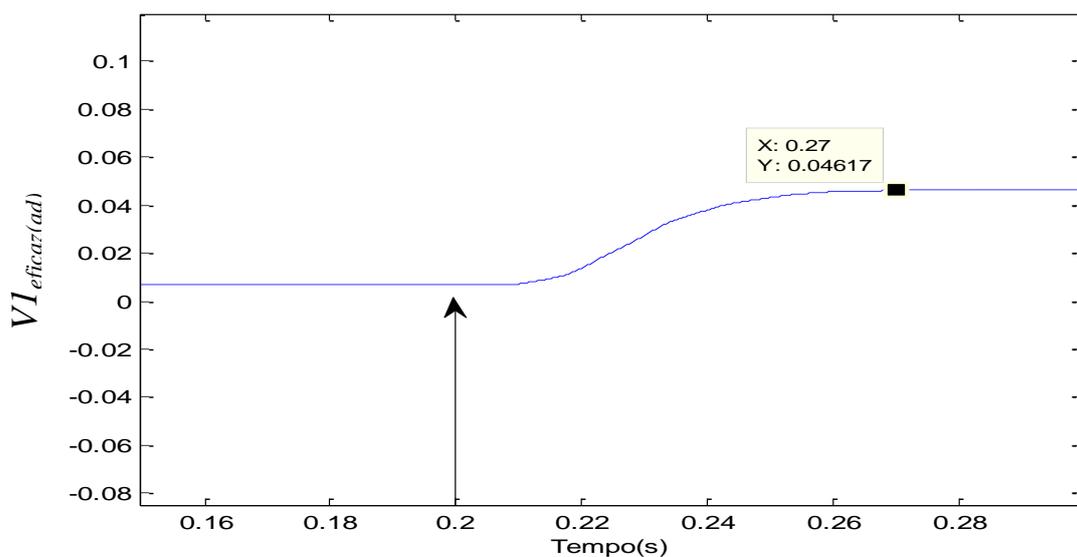
O fluxograma da Figura 4.14 deve ser modificado para atender o ilhamento com carga desbalanceada. Onde está o bloco de decisão para desconectar o inversor caso ($V_{1\text{eficaz.calculado}} == V_{1\text{eficaz.esperado}}$), muda-se para desconectar o inversor caso ($V_{1\text{eficaz.calculado}} \geq V_{1\text{eficaz.esperado}}$). O $V_{1\text{eficaz(ad)}}$ deve ser maior ou igual a $I_{1\text{eficaz(ad)}}$ para confirmar o ilhamento.

Figura 6.49: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento com carga desbalanceada.



A Figura 6.50 apresenta um valor de $V1_{eficaz(ad)}$ de 4,6 % no instante de 70 ms após o ilhamento, quando a anormalidade deve ser detectada e o inversor desconectado. Esse valor é maior do que a $I1_{eficaz(ad)}$ que é de 3 %. Portanto, há um crescimento da tensão eficaz de sequência negativa enquanto a corrente de sequência negativa eficaz permanece a mesma do caso nominal.

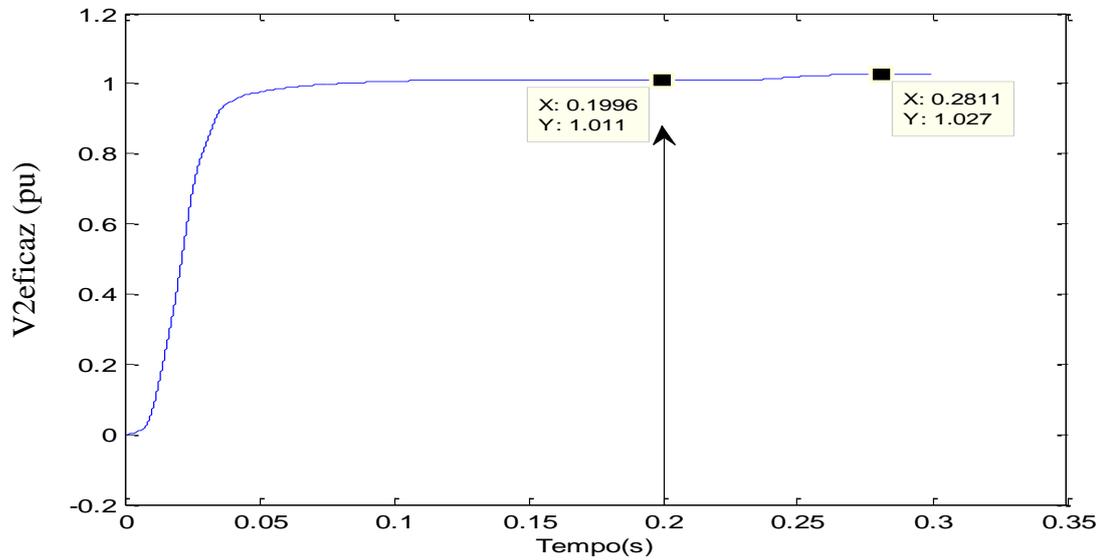
Figura 6.50: Tensão eficaz de sequência negativa crescendo após o ilhamento com carga desbalanceada.



Na Figura 6.51 observa-se uma elevação da tensão eficaz de sequência positiva de 1,6 % após o ilhamento. Embora essa variação seja tratada pelos regulamentos como condição

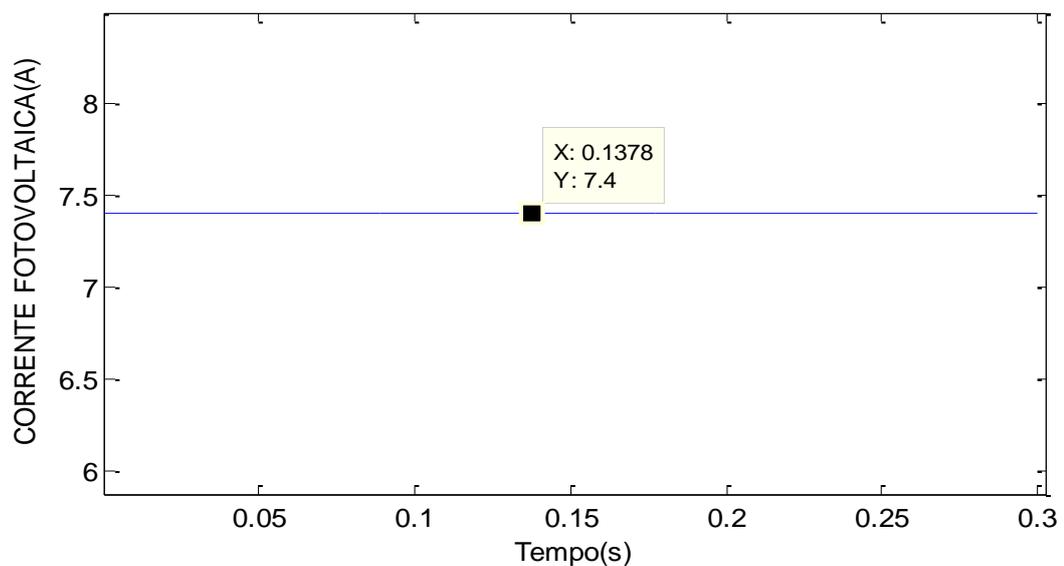
normal de operação, o método proposto detecta a situação anormal da rede como ilhamento e permite a desconexão do inversor.

Figura 6.51: Tensão eficaz de sequência positiva antes e após ilhamento com carga desbalanceada.



A corrente fotovoltaica (Figura 6.52) depende apenas da irradiância solar e da temperatura das células, portanto, a corrente do gerador fotovoltaico continua a mesma do caso nominal.

Figura 6.52: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência com carga desbalanceada.

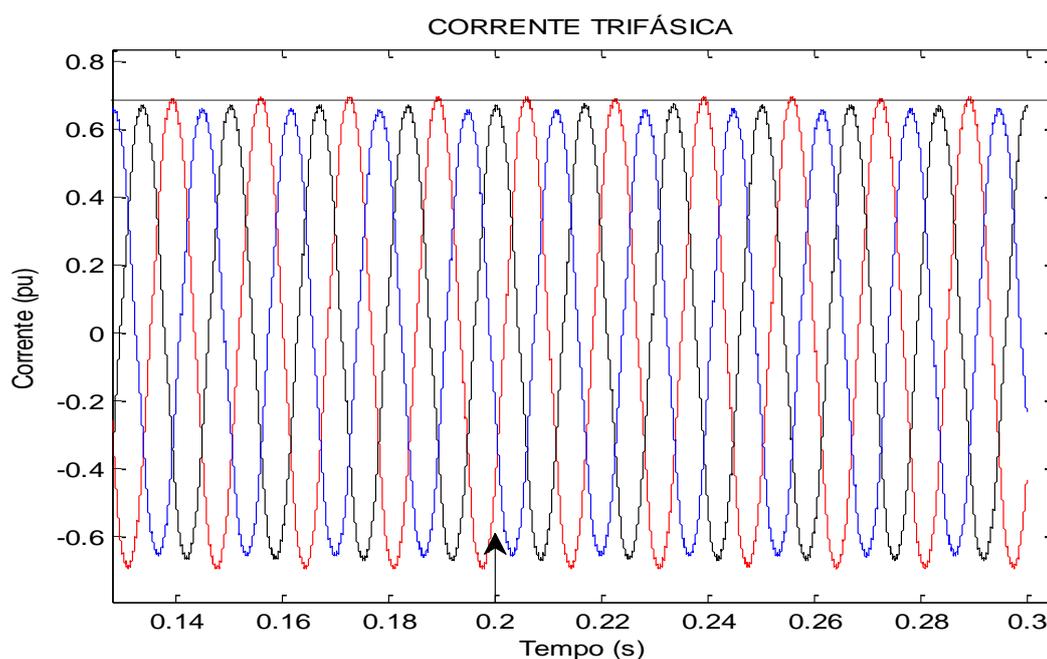


6.3.6 Condição anormal: sobreamento de célula

Mantém-se a irradiância solar igual a 1000 W/m^2 , a temperatura das células FVs igual a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e a carga igual ao do caso nominal, contudo, sombreia-se uma célula fotovoltaica. O objetivo é verificar a detecção do ilhamento neste caso. O sobreamento de uma célula FV sem diodo de *by-pass* em um módulo de 72 células leva a retirada do módulo inteiro por meio de diodo de *by-pass* para que a associação em série continue fornecendo potência.

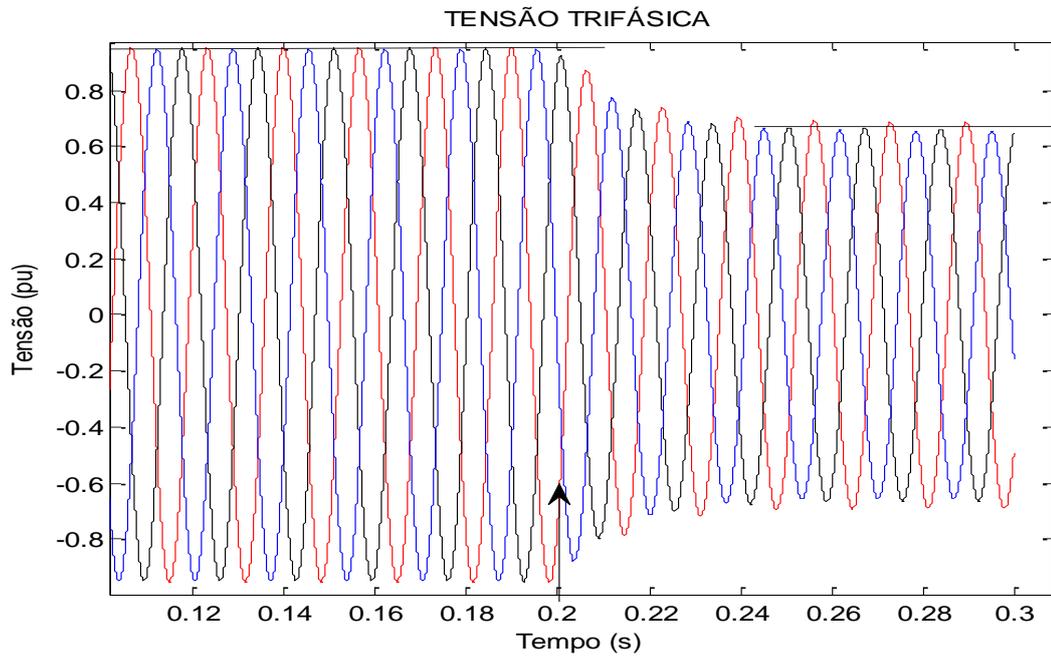
A primeira mudança é observada na Figura 6.53 onde a corrente trifásica cai significativamente. Os picos de corrente diminuem um terço de seu valor nominal uma vez que o sobreamento de uma célula leva a diminuição de um terço da potência de entrada do inversor. Contudo, o sobreamento da célula fotovoltaica não altera o desequilíbrio de corrente imposto pelo controlador.

Figura 6.53: Corrente trifásica desequilibrada injetada pelo inversor com sobreamento de célula.



Devido à diminuição da potência ativa, a tensão da carga trifásica cai no ilhamento (Figura 6.54). Nota-se o regime permanente das tensões trifásicas no ilhamento. Embora a potência do SFCR tenha diminuído significativamente, levando os picos das tensões a ficarem próximos de 0,6 pu, o desequilíbrio é mantido pelos controladores de corrente.

Figura 6.54: Tensão trifásica sobre a carga antes e depois do ilhamento com sombreamento de célula.



Devido ao sombreamento da célula fotovoltaica, a corrente de sequência negativa diminui (Figura 6.55) e, conseqüentemente, a tensão de sequência negativa também diminui (Figura 6.56).

Figura 6.55: Corrente de sequência negativa injetada na rede com sombreamento.

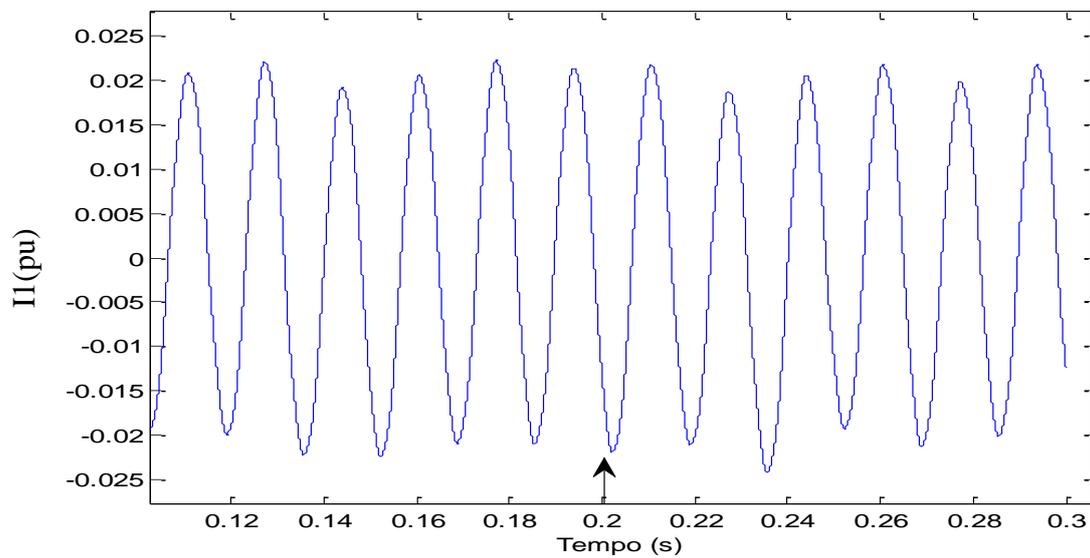
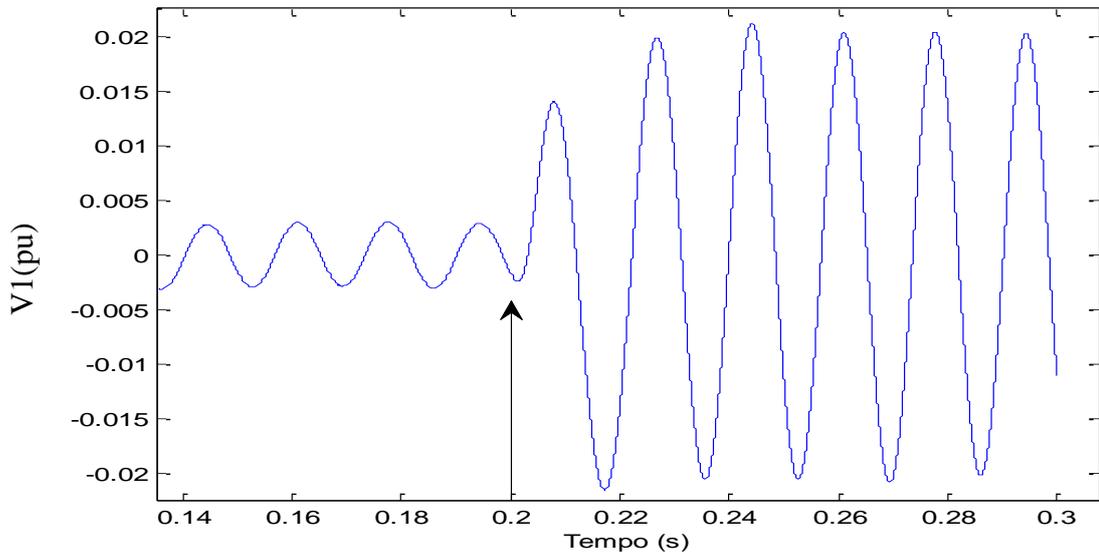
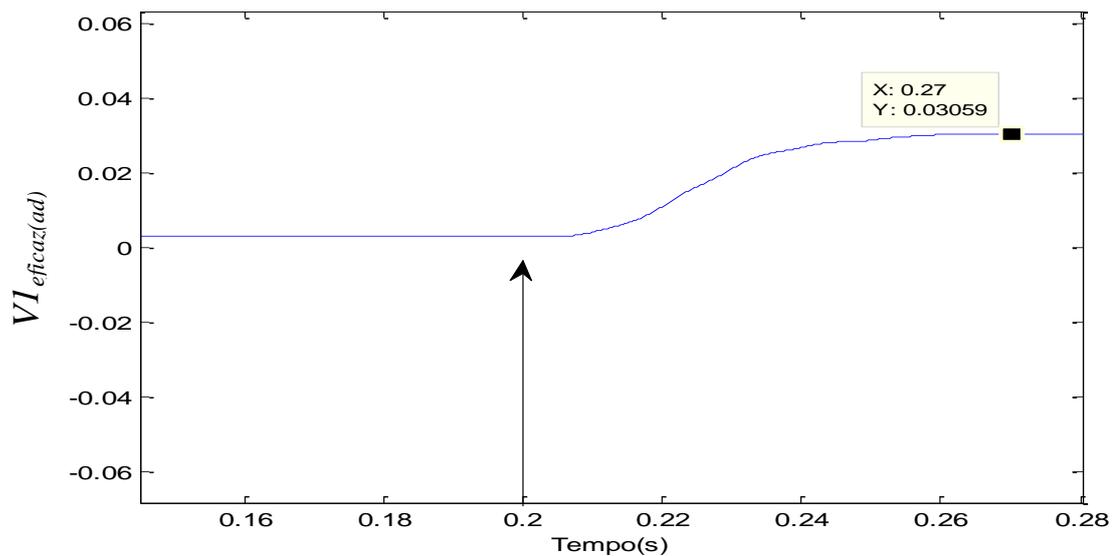


Figura 6.56: Tensão de sequência negativa no PAC antes e depois do ilhamento com sombreamento de célula.



O ilhamento continua sendo detectado 70 ms após sua ocorrência por meio do valor de $V1_{eficaz(ad)}$ que atinge 3 % (Figura 6.57). Nota-se que uma diminuição da corrente de sequência negativa devido a problemas na geração FV não retarda o tempo para detecção do ilhamento.

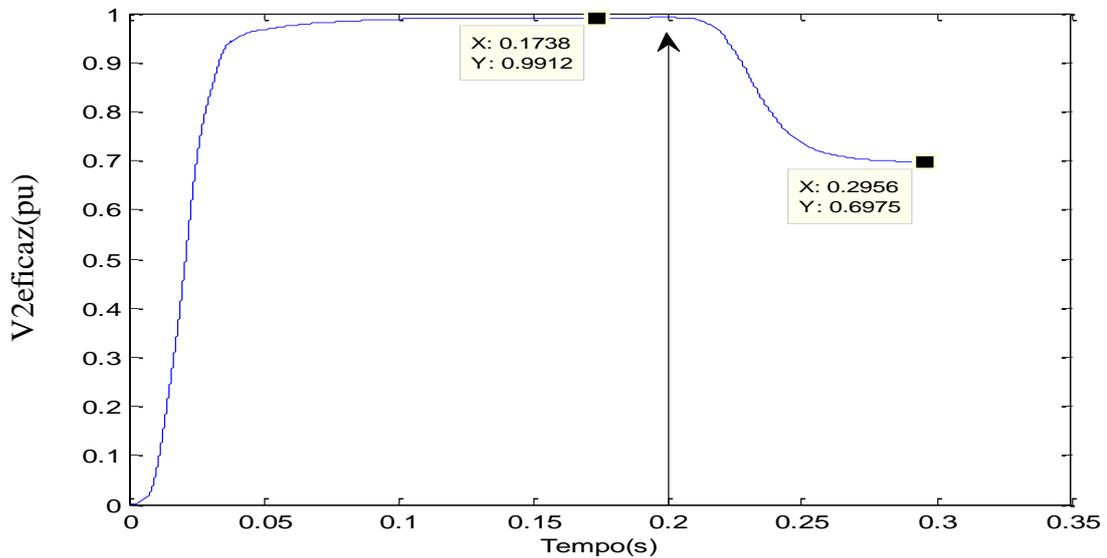
Figura 6.57: Tensão eficaz de sequência negativa crescendo no PAC após o ilhamento com sombreamento de célula.



Na Figura 6.58 observa-se uma significativa queda de tensão eficaz de sequência positiva de aproximadamente 30 % que é uma operação anormal de tensão e que os

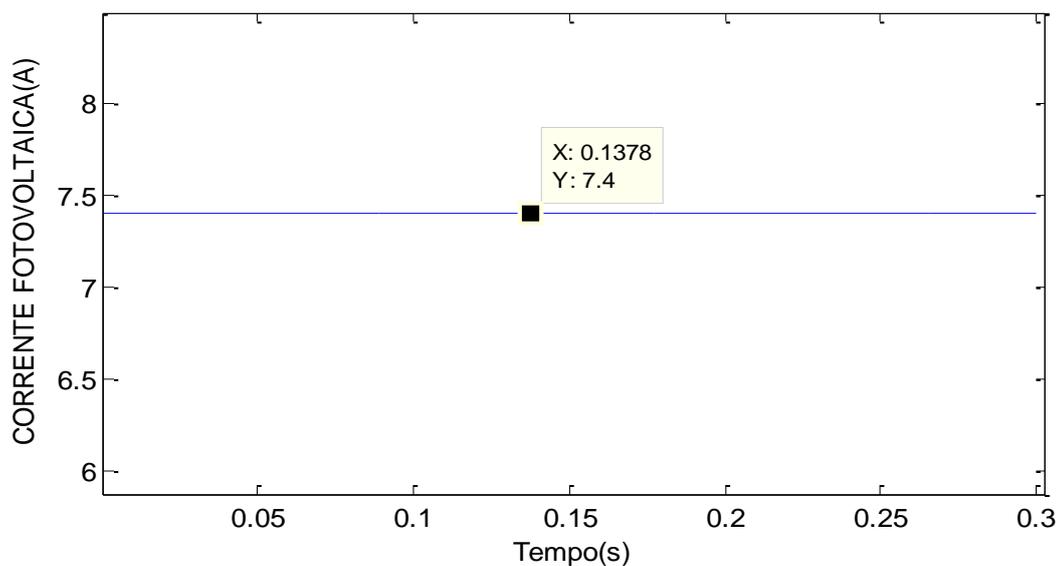
regulamentos exigem 2 segundos no máximo para desconexão. O método consegue desconectar em 70 ms, atendendo as normas.

Figura 6.58: Tensão eficaz de sequência positiva antes e após ilhamento com sombreamento de célula.



Na Figura 6.59 observa-se que o sombreamento de uma célula fotovoltaica em uma associação de módulos em série não afeta a corrente fotogerada, contudo, a potência produzida pelo gerador FV é diminuída.

Figura 6.59: Corrente do gerador FV no ponto de máxima potência com sombreamento de célula.

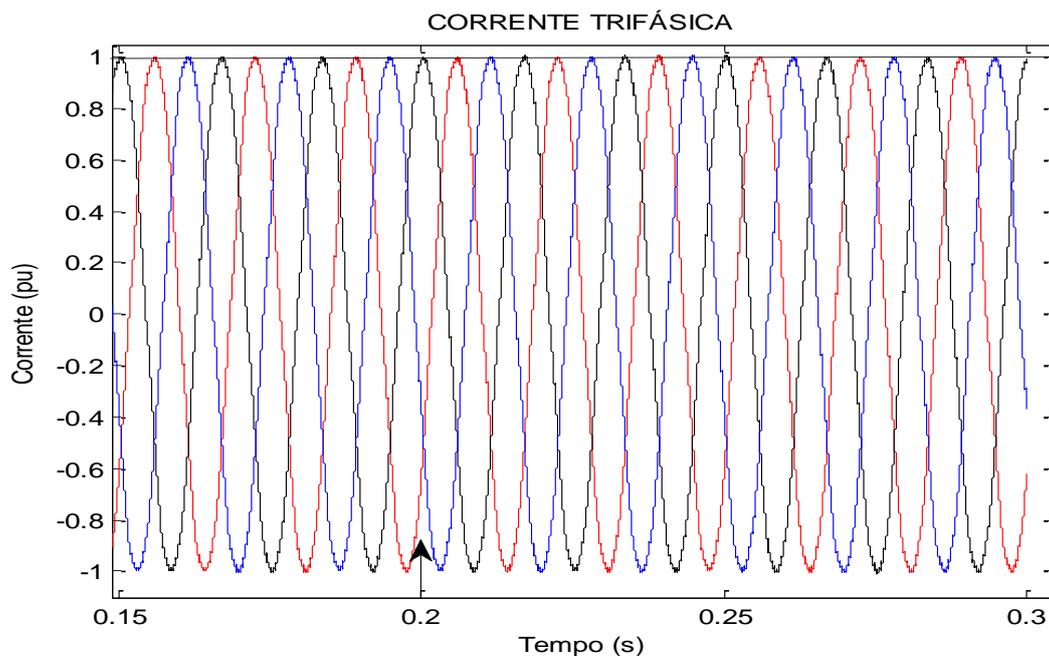


6.3.7 Efeito na THD de corrente

O método de detecção de ilhamento para GD fotovoltaico baseado em corrente de sequência negativa é um método ativo e, portanto, deve perturbar minimamente a rede, ou seja, degradar o mínimo possível a qualidade de energia. Um índice de qualidade relevante para inversor trifásico e para o método de detecção é o THD.

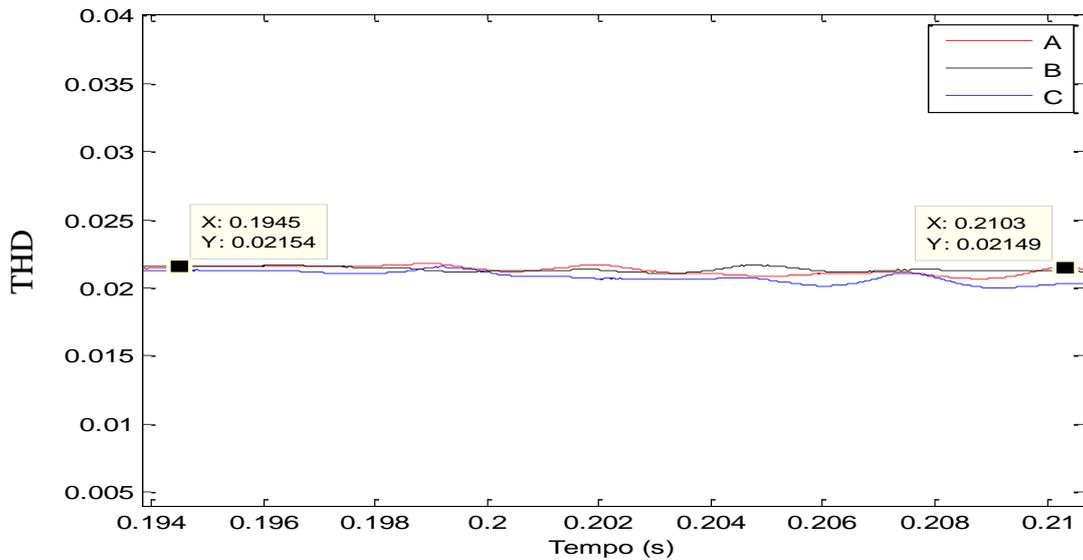
Na Figura 6.60 tem-se a corrente de saída do inversor fotovoltaico quando o I_d é zero, ou seja, a referência para injeção de corrente de sequência negativa é nula. O inversor injeta uma corrente trifásica na rede perfeitamente equilibrada. Decide-se nessa condição verificar a THD de corrente de cada fase a fim de conhecer seu valor e sua adequação ao regulamento.

Figura 6.60: Corrente trifásica equilibrada injetada pelo inversor.



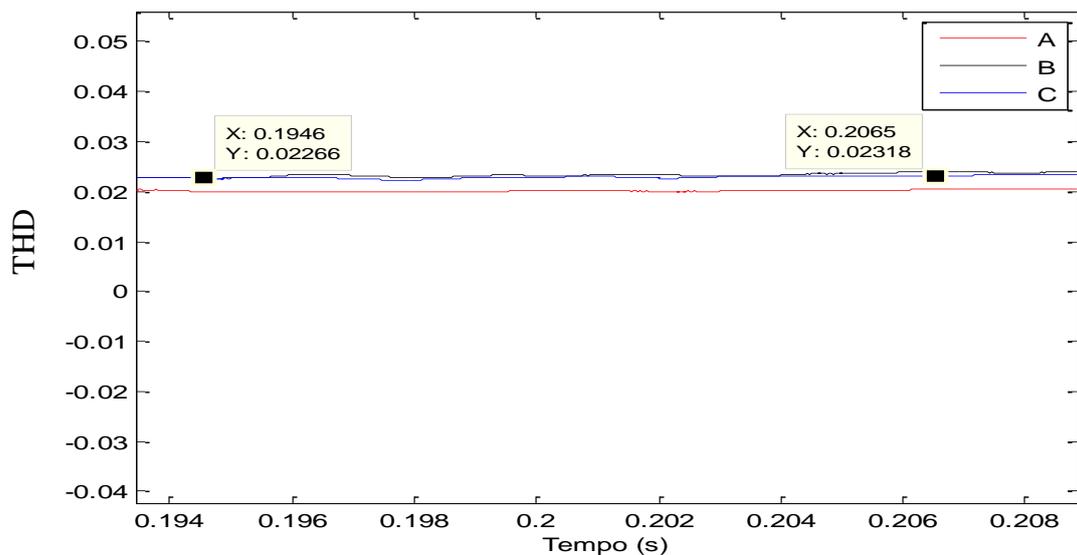
Observa-se na Figura 6.61 que a THD das correntes nas três fases está abaixo de 3 %, portanto, o inversor controlado por corrente em coordenadas dq não viola a THD prevista em regulamento.

Figura 6.61: THD de corrente nas três fases sem desequilíbrio de corrente.



Decide-se modificar a referência da corrente i_d para atingir 3 % de $I_{eficaz(ad)}$. Novamente observa-se que a THD das três fases continua abaixo de 3 % e não houve mudança significativa em seu valor. Portanto, o método de detecção de ilhamento de GD fotovoltaico não altera a THD decorrente do próprio inversor. Antes, no instante e depois do ilhamento, a THD é mantida dentro de valor aceito pelo regulamento (Figura 6.62).

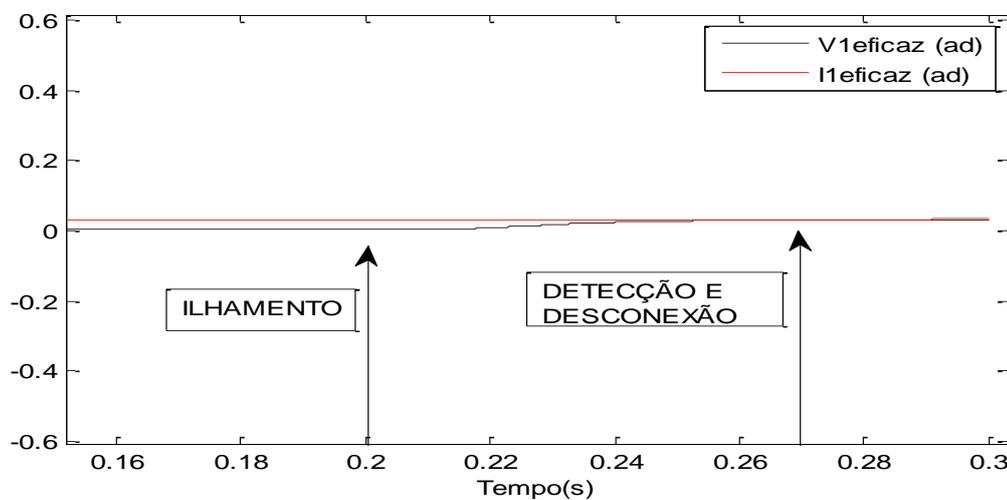
Figura 6.62: THD de corrente nas três fases com desequilíbrio de corrente.



6.3.8 Ação anti-ilhamento

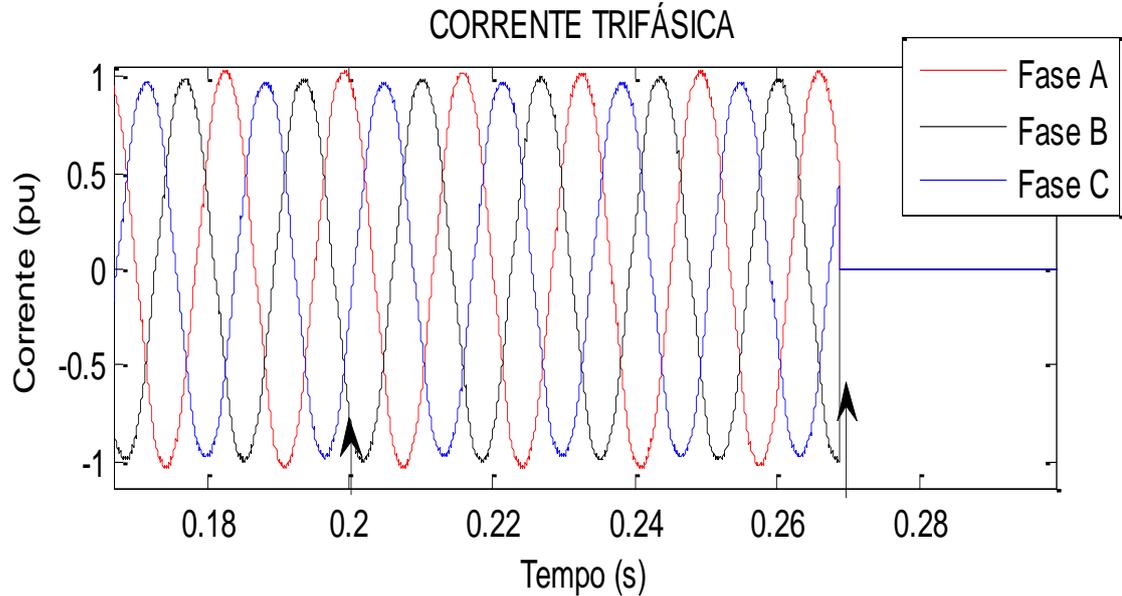
Em uma situação real, o ilhamento deve ser detectado e o inversor deve cessar de energizar a rede no mesmo instante. Nas subsecções anteriores, mostrou-se como se aplica o método de sequência negativa e os parâmetros para detecção. Nessa subsecção, haverá a atuação de uma chave que desconecta o SFCR da rede ilhada assim que $V1_{eficaz(ad)}$ for igual a $I1_{eficaz(ad)}$ (Figura 6.63).

Figura 6.63: $V1_{eficaz(ad)}$ igual a $I1_{eficaz(ad)}$ para desconexão do inversor.



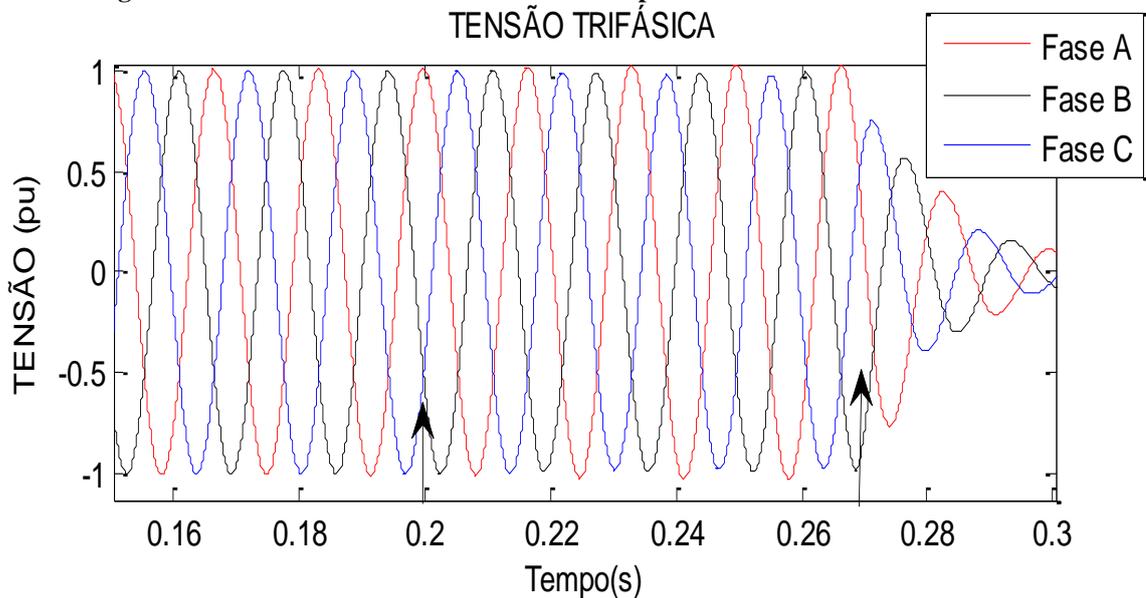
A desconexão do inversor em aproximadamente 70 ms após o ilhamento cessa a transmissão de corrente e tensão para a carga local ilhada (Figura 6.64). Uma vez o ilhamento detectado e o inversor desconectado, não se injeta na rede mais corrente desequilibrada.

Figura 6.64: Corrente de saída do inversor.



Depois da desconexão do inversor em aproximadamente 70 ms após o ilhamento, a tensão trifásica diminui gradualmente devido a energia armazenada na carga RLC trifásica que oscila na sua frequência de ressonância conforme Figura 6.65.

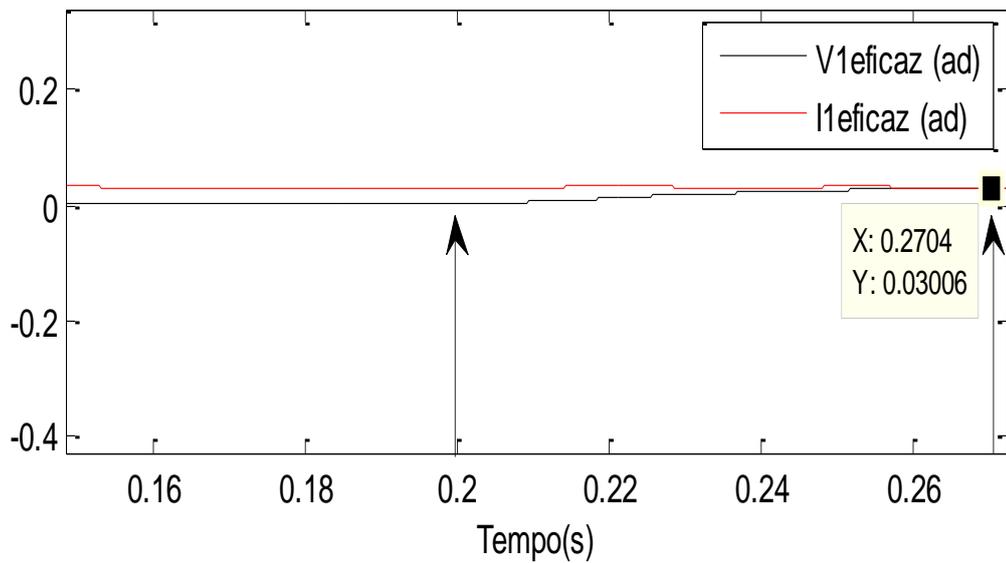
Figura 6.65: Tensão trifásica no PAC antes e depois da desconexão da rede ilhada.



Em situações reais é comum a presença de carga não linear tanto antes como depois do ilhamento. O método proposto deve permitir que $V_{1_{eficaz(ad)}}$ seja numericamente igual a $I_{1_{eficaz(ad)}}$ ainda sob a presença de carga não linear. Obtém-se carga não linear aumentando em

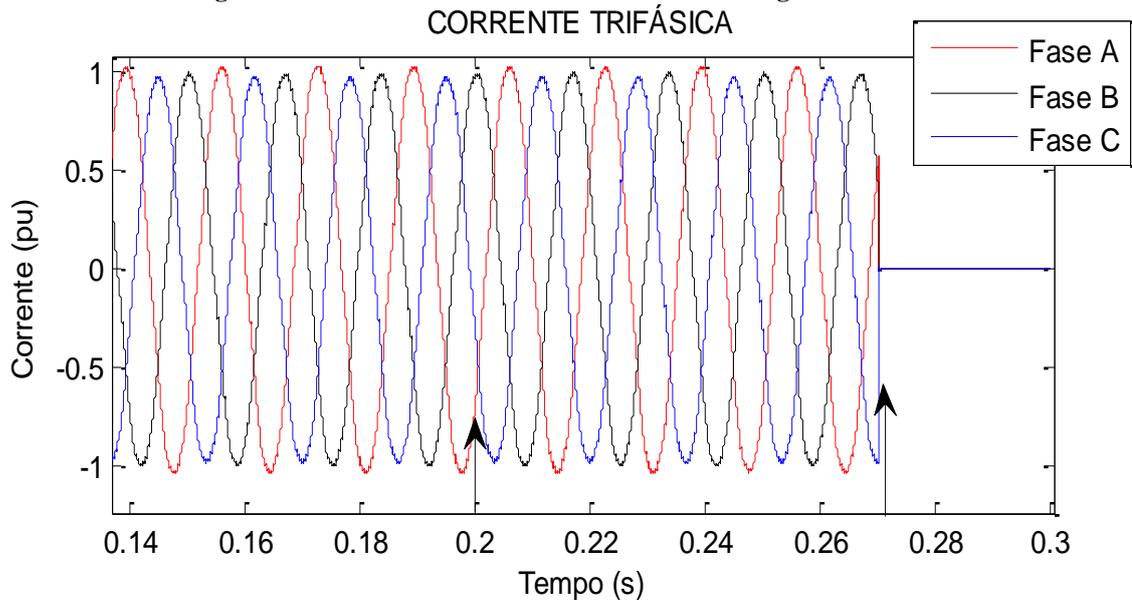
10 % o valor das indutâncias das três fases. A figura 6.66 mostra a detecção do ilhamento pelo método proposto em situação de carga não linear.

Figura 6.66: $V_{I_{eficaz(ad)}}$ igual a $I_{I_{eficaz(ad)}}$ para desconexão do inversor com carga não linear.



Na Figura 6.67 observa-se a corrente trifásica desequilibrada injetada na rede sendo interrompida 70 ms após o ilhamento. Uma vez o ilhamento detectado e o inversor desconectado, não se injeta na rede mais corrente desequilibrada.

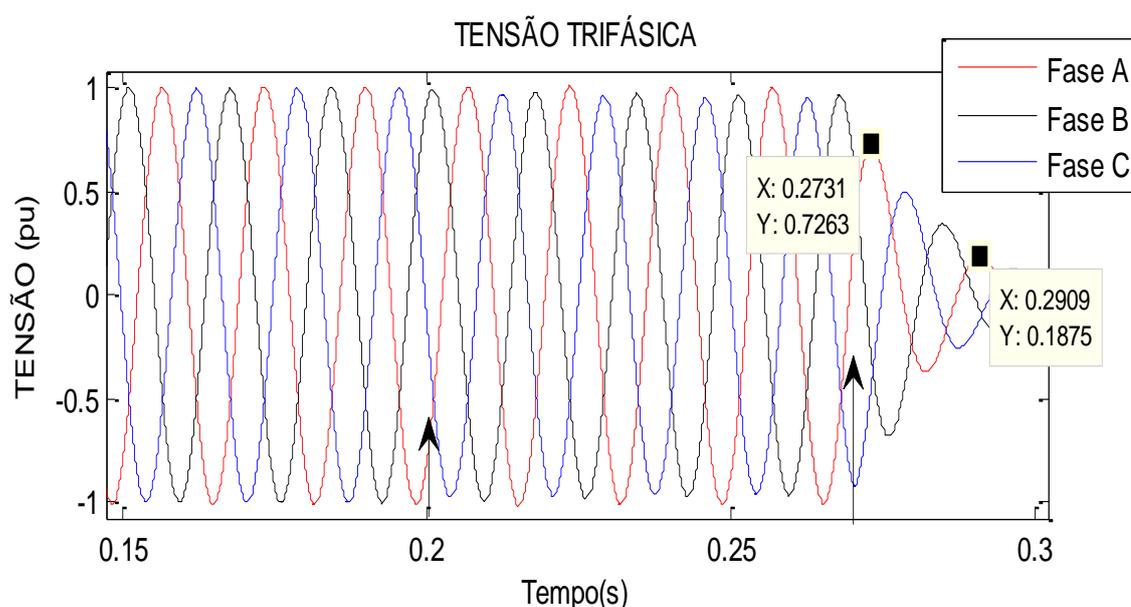
Figura 6.67: Corrente de saída do inversor com carga não linear.



Na Figura 6.68 observa-se que tanto antes como depois do ilhamento, a frequência da tensão é mantida constante devido à frequência da corrente também ser constante em razão do

PLL usado que possui integrador (memória). Observa-se também que apenas após a desconexão do inversor, a frequência da tensão no PAC cai para 56,18 Hz. A ocorrência dessa diminuição de frequência é devida a tentativa da carga RLC entrar em uma nova frequência de sintonia ou ressonância na qual não há nem fornecimento e nem solicitação de potência reativa conforme a (3.3).

Figura 6.68: Tensão trifásica no PAC antes e depois da desconexão da rede ilhada com carga não linear.



6.3.9 Estudo comparativo do método ativo empregado

Compara-se na Tabela 6.3 o método aplicado neste trabalho com o de medição de impedância (*PLL-Based Islanding Detention*) proposto em Ciobotaru et al. (2010) e o RF (*Random Forest*) apresentado por Faqhruldin et al. (2014) que é um método inteligente. Nota-se que em todos os requisitos o método de sequência negativa mostra-se eficiente e competitivo com outros que podem ser aplicados a GD fotovoltaico. O método usado é mais apropriado para inversores de maior potência que trabalham com três fases. Não há como o método usado perturbar menos a rede do que o RF que analisa de 4 (180 ms para detecção) até 21 (370 ms para detecção) características da rede, porém, consegue ser mais rápido nas situações simuladas.

Tabela 6.3: Comparação do método empregado com outros para detecção de ilhamento.

MÉTODO	SEQUÊNCIA NEGATIVA	MEDIDA DE IMPEDÂNCIA	RF
FORMA	Injeta corrente de sequência negativa.	Estima a impedância da rede.	Extrair até 21 características.
ZND	Nula para quase todos os casos.	Resolvida com variação senoidal da fase.	Nula.
THD (%)	2,3	2,5	Nula.
TEMPO DE DETECÇÃO (ms)	70	200	370
IMPLEMENTAÇÃO	Realizada em simulação	Fácil	Classificador complexo.
TIPO DE CONVERSOR	Inversor trifásico.	Inversor monofásico.	CSP ou conversor síncrono.

7 CONCLUSÕES

O método proposto e aplicado em geração fotovoltaica mostra-se eficaz para detecção de ilhamento de inversor trifásico independentemente se há ou não um acoplamento perfeito de potência entre GD e carga local. O tempo de detecção foi estimado em 70 ms. Na prática, esse tempo de estimação é de no máximo 86,66 ms devido a mais um ciclo que o microcontrolador precisa para calcular o valor eficaz da corrente e tensão de sequência negativa.

O tempo de 86,66 ms é menor do que o tempo mínimo de desconexão exigido pela IEEE 1547 para queda de tensão menor do que 50 % que é de 160 ms e menor do que o exigido pela IEEE 929 para queda de tensão menor do que 50 % que é de 100 ms. Esses tempos são os da queda de tensão que também exigem desconexão do inversor com ou sem ilhamento. Portanto, a técnica consegue detectar ilhamento se a tensão está na sua faixa normal de operação em um tempo bem menor do que o exigido pelos regulamentos e consegue ainda detectar ilhamento, e permitir a desconexão do inversor, em um tempo menor do que quase todos os exigidos pelos regulamentos nos casos de operação anormal de tensão.

As ferramentas usadas para medição e cálculo de sinais de sequência negativa se mostraram promissoras para o objetivo de detectar ilhamento dentro de um tempo muito bom quando comparado ao da maioria de técnicas de detecção. Mostram-se ferramentas que auxiliam a medição do desequilíbrio tanto de tensão como de corrente e dispensam outras técnicas de controle para detectar ilhamento. Por meio da relação entre sequência negativa e positiva tanto de corrente como de tensão tem-se uma forma para detectar o ilhamento de forma confiável. $V_{1\text{eficaz}(ad)}$ no ilhamento só varia caso se altere a referência id- e apenas diferencia-se de $I_{1\text{eficaz},pu}$ caso a carga esteja desbalanceada. Embora a instrumentação aplicada tenha sido limitada e ainda precise de testes mais completos, mostrou-se promissora uma vez que uma aplicação prática futura deve trabalhar com DSPs.

Apresentou-se o funcionamento do inversor trifásico baseado em PLL e controle em coordenada dq. O mecanismo de controle de inversor trifásico baseado em PWM, e que utiliza a coordenada dq, dispensa a coordenada $\alpha\beta$ que é usada em Wang et al. (2012), tornando a modulação do inversor menos trabalhosa computacionalmente. A aplicação demonstrativa do inversor senoidal com o PLL baseado em IGSO demonstra a viabilidade de se fazer mais aplicações práticas envolvendo inversor conectado à rede e lidando com o problema de detecção de ilhamento. Aborda-se o inversor sendo controlado e auxiliado por

ferramentas projetadas para que o inversor injete a corrente de sequência negativa desejada. Todos os filtros e controladores podem ser discretizados e embarcados para o caso de uma aplicação prática.

A diminuição de irradiância faz com que a corrente de sequência positiva e negativa diminuam, contudo, por meio da divisão da sequência negativa pela sequência positiva, tem-se o mesmo valor eficaz de tensão de sequência negativa no ilhamento. Fato semelhante ocorre para elevação ou diminuição de carga quando a tensão de sequência negativa pode diminuir ou crescer, entretanto, a divisão proposta sempre fornece o mesmo valor eficaz de tensão de sequência negativa desde que a carga não esteja desbalanceada.

O controlador do inversor do SFCR é projetado para regular a corrente de sequência negativa injetada. Por isso são alcançados, em regime permanente, valores de pico de corrente das três fases que embora desiguais, permanecem constantes. A corrente de sequência negativa não busca causar instabilidade na rede e seu desequilíbrio está dentro de limites adequados aceitáveis segundo Bahrani et al. (2011).

Após o ilhamento, a frequência permanece constante devido ao integrador do PLL, contudo, a tensão sofre variação já que o controlador do inversor não pode regular a tensão. Nos casos em que há um claro desacoplamento entre potência do GD fotovoltaico e a consumida pela carga devido ao aumento ou diminuição da carga nominal, os controladores apresentam a mesma ação já que as correntes de referência i_{d+} de sequência positiva e i_{d-} de sequência negativa não são alteradas.

O desbalanceamento da carga trifásica gera uma tensão de sequência negativa que se soma a produzida pela corrente do inversor. O paradigma para detectar ilhamento passa a ser calcular $I_{eficaz(ad)}$ e $V_{1eficaz(ad)}$ para afirmar o ilhamento se a $V_{1eficaz(ad)}$ for maior do que $I_{eficaz(ad)}$. Entretanto, a corrente de sequência negativa deve ser maior do que eventuais tensões de sequência negativa que surgem devido aos desequilíbrios da carga ou desbalanceamento da rede em um sistema de distribuição. Assim, evitam-se alarmes falsos e o método se torna mais seletivo.

Considerando que a geração fotovoltaica é intermitente e o ilhamento pode ocorrer em situações de irradiância solar elevada ou baixa, pode-se ter desprezível ou significativa variação de tensão no ilhamento. Verificou-se que os ilhamentos que podem levar ou não a uma variação de tensão inadequada ao funcionamento do inversor fotovoltaico sempre podem ser detectados com o método proposto.

Por fim, mostrou-se a que a THD de corrente de saída do inversor está dentro dos limites definidos em regulamento tanto com ou sem injeção de corrente desbalanceada. Mostrou-se que uma carga não linear não altera a frequência da tensão no ilhamento enquanto o inversor que usa PLL baseado em IGSO estiver conectado a esta. Isto evita que o inversor trabalhe fora dos valores de frequência exigidos pela ABNT NBR 16112 (2012).

7.1 Trabalhos futuros

A principal contribuição deste trabalho é fornecer as ferramentas, usadas em simulação, para se montar uma aplicação prática de detecção de ilhamento de SFCR baseado em sequência negativa. O controle e filtros consistiriam no *software* a ser embarcado no DSP. A instrumentação permitiria a medição em tempo real dos parâmetros pertinentes a detecção do ilhamento. O *hardware* da aplicação consistiria no inversor e gerador FV.

O método apresentado neste trabalho poderia ser aplicado em modelos simulados e na prática a outras fontes de geração renováveis e não despacháveis como a geração eólica ou despacháveis como a PCH (Pequena Central Hidrelétrica). No caso da simulação, seria necessário modelar geradores síncronos ou assíncronos que seriam usados como conversor de energia. O comportamento sazonal de algumas fontes pode levar a uma nova adaptação do método para que continue confiável e seletivo.

Sugerem-se para futuros trabalhos de detecção de ilhamento, abordagens mais realistas que envolvam detecção de ilhamento com diversas GDs de fontes diferentes e técnicas para detecção diferentes. Acrescentando a este cenário, as diferentes fontes que levam a falsos alarmes de ilhamento.

Sugere-se a aplicação de um método de controle mais complexo como redes neurais, Lógica *Fuzzy* ou LQG (*Linear Quadratic Gaussian*). Essas técnicas de controle se bem projetadas podem melhorar o desempenho do controlador no que tange a detecção do ilhamento de forma precisa e com menor gasto de energia dos controladores e atuadores. O LQG pode inclusive ser usado para a detecção do ângulo de referência já que é uma variável de estado. Propõe-se o uso de um método para detecção de ilhamento de SFCR baseado em inteligência artificial que tem apresentado resultados muito satisfatórios sem interferência na rede elétrica.

O controle proposto nesse trabalho pode ser ampliado para permitir o ilhamento autônomo, ou seja, a partir da detecção do ilhamento, funcionar como uma ferramenta de

controle que ajusta o valor da tensão e frequência para valores aceitáveis ainda que a carga tenha fator de potência diferente de 1 ou haja injeção de potência reativa na rede.

8 BIBLIOGRAFIA

ABNT NBR IEC 16116, “Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica,” 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, “Resolução normativa nº 687,” de 24 de novembro de 2015. Artigo 1º e inciso I.

Aguiar. C. R, Neves. R. V. A, Reis. G. B, Bastos. R. F, e Machado. R. Q, “Controle e detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída conectados em redes de distribuição,” XIX Congresso Brasileiro de Automática, 2012.

Alam. M. R, Muttaqi. K. M, and Bouzerdoum. A, “An approach for assessing the effectiveness of multiple-feature-based SVM method for islanding detection of distributed generation,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, pp. 2844–2852, July 2014.

Azevedo. T. P. S, “Bancada experimental para ensaios em geradores elétricos utilizados em aerogeradores de pequeno porte,” dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, PPGEE, Belém, 2012.

Bahrani. B, “*Islanding detection and control of islanded single and two parallel distributed generation units*,” Master thesis, Dept. of Electrical and Computing Engineering, Univ. of Toronto, 2008.

Bahrani. B, Karimi. H, and Iravani. R, “Nondetection Zone Assessment of an Active Islanding Detection Method and its Experimental Evaluation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, pp. 517– 525, April 2011.

Benkhelil. E, and Gherbi. A, “Modeling and simulation of grid-connected photovoltaic generation system”, *Revue des Energies Renouvelables SIENR’12 Ghardaïa*, 2012.

Ciobotaru. M, Teodorescu. R, and Blaabjerg. F, “A New Single-Phase PLL Structure Based on Second Order Generalized Integrator,” *IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*, pp. 1–6, July 2006.

Ciobotaru. M, Agelidis. V. G, Teodorescu. R, and Blaabjerg. F, “*Accurate and less-disturbing active antiislanding method based on PLL for grid-connected converters,*” *IEEE Transaction on power electronics*, vol. 25, pp. 1576–1584, June 2010.

Costa. C. A, "Controle do fluxo de potência ativa e reativa de um inversor de 5 kVA conectado a rede elétrica local," TCC, UFPA, Faculdade de Engenharia Elétrica, Belém, 2012.

Cubas. J, Pindado. S, e de Manuel . C, ”*Explicit expressions for solar panel equivalent circuit parameters based on analytical formulation and the Lambert w-function,*” 2014, *Energies*, ISSN 1996-1073.

de Almeida. P. M, Mattos. F. C, Barbosa. P. G, Ferreira. A. A, e Braga. H. A. C, ” Desempenho de métodos ativos de detecção de ilhamento para sistemas de geração fotovoltaicos baseados em realimentação positiva da tensão e da frequência,” XVIII Congresso Brasileiro de Automática, 2010.

Demirok. E, Sera. D, Teodorescu. R, Rodriguez. P, and Borup. U, ”*Clustered PV Inverters in LV Networks: An Overview of Impacts and Comparison of Voltage Control Strategies,*” *IEEE Electrical Power & Energy Conference*, pp. 1–6, 22-23 Oct. 2009.

Estébanez. E. J, Moreno. V. M, Pigazo. A, Liserre. M, and Aquila. A. D, ”*Performance Evaluation of Active Islanding Detection Algorithms in Distributed Generation Photovoltaic Systems: Two Inverters Case,*” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 1185– 1193, April 2011.

Faqhruldin. O. N, El-Saadany. E. F, and Zeineldin. H. H, ”*A Universal islanding detection technique for distributed generation using pattern recognition,*” *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 5, no. 4, July 2014.

Hauser. D, “Controle de um sistema fotovoltaico trifásico conectado à rede elétrica,” TCC, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2014.

Hung. G. K, Chang. C. C, and Chen. C. L, “*Automatic phase-shift method for islanding detection of grid-connected photovoltaic inverters,*” *IEEE Transaction on energy conversion*, vol. 18, pp. 169– 173, March 2003.

IEA (International Energy Agency), 2013, *World Energy Outlook*. Disponível em: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2013/weo2013_ch06_renewables.pdf. Acessado em: 04/07/2016.

IEA (International Energy Agency), 2015, *World Energy Outlook*. Disponível em: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2015SUM.pdf>. Acessado em: 07/11/2016.

IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, “IEEE Std. 929-2000”, Jan. 2000.

Inverters, Converters, and Controllers for Use in Independent Power Systems,” UL Std.1741”, June 2002.

Júnior. F. J. C, "Desenvolvimento de um sistema multiconversor para realização de estudos experimentais em microrredes de corrente contínua," dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, PPGEE, Belém, 2015.

Karimi. H, “*Islanding Detection and Control of an Islanded Electronically-Coupled Distributed Generation Unit,*” *Ph.D. Dissertation, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Toronto, 2008.*

Karimi. H, Nikkhajoei. H, and Iravani. R, “*Control of an Electronically-Coupled Distributed Resource Unit Subsequent to an Islanding Event,*” *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 23, no. 1, January 2008.

Khamis. A, Shareef. H, Bizkevelci. E, and Khatib.T, “*A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems,*” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28, pp. 483– 493, December 2013.

Lima. R. L, "Análise de requisitos técnicos para ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos," Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica e da Computação, São Carlos, 2013.

Mahat. P, Chen. Z, and Jensen. B. B, “*A hybrid islanding detection technique using average rate of voltage change and real power shift,*” *IEEE Transaction on power delivery*, vol. 24, pp. 764–771, March 2009.

Medeiros. R. L. P, "Estratégia de identificação paramétrica aplicada a modelagem fenomenológica de um sistema do tipo correia transportadora industrial para fins de detecção de faltas," dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, PPGEE, Belém, 2014.

Mota. I. L, Kopcak. I, Baleeiro. A. C, e dos Santos. B. L, "Proteção de redes de distribuição: detecção de ilhamento pela proteção de subtensão para uma CGH – um estudo de caso," *Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Foz do Iguaçu – PR, Brasil.

Motter. D, Netto. U. C, Monaro. R. M, Vieira. Jr. C. M, e Coury. D. V, "Validação de modelos de sub/sobre frequência para proteção anti-ilhamento de geração distribuída usando o RTDS," *Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Foz do Iguaçu – PR, Brasil.

Ogata. K, "Engenharia de Controle Moderno", Prentice/Hall do Brasil, 1985, pp. 268 e 284.

Pham. J. P, Denboer. N, Lidula. N. W. A, Perera. N, and Rajapakse. A. D, "*Hardware implementation of an islanding detection approach based on current and voltage transients*," In: *Electrical power and energy conference (EPEC)*; 2011. p. 152–157.

Pinho. J. T, e Galdino. M. A, "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos," Rio de Janeiro, CEPEL, 2014, pp. 222-229.

Pinto Neto. A. F. C, "Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede," Dissertação de mestrado, Programa de pós-graduação em energia (EP/FEA/IEE/IF), São Paulo, 2012.

PRODIST- Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional- Módulo 8, "Qualidade de energia elétrica," 2012.

Ribeiro. P, Ferreira. F, e Medeiros. F, "Geração distribuída e impacto na qualidade de energia," *Anais do VI SBQEE*, pp. 781-788, Belém, Pará, 2006.

Teodorescu. R, Lisserre. M, Rodrigues. P, "*Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*," New Delhi: John Wiley & Sons, 2011, pp. 93-121.

Vieira. Jr. C. M, "Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema," *Revista eletrônica de Energia*, vol. 1, pp. 3-14, Dez. 2011.

Villalva. M. G. e Gazoli. J. R, “Energia Solar Fotovoltaica-Conceitos e Aplicações-Sistemas Isolados e Conectados à Rede,” Editora Érica, 2012, pp. 171.

Wang. Z, Fan. S, Zou. Z, Huang. Y, and Cheng. M, ”*Control strategies of current-source inverters for distributed generation under unbalanced grid conditions,*” 2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, pp-4671-4675, 2012.

Willis. H. L, “*Power Distribution Planning Reference Book: Second Edition, Revised and Expanded,*” Marcel Dekker, Inc: Raleigh, North Carolina, U.S.A, 2004, pp. 16-17.

Zilles. R, Macêdo. W. N, Galhardo. M. A. B, e Oliveira. S. H. F, “Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica,” Oficina de Textos. 2012.

APÊNDICE

Neste apêndice são apresentados os códigos fontes escritos em linguagem C e implementados em microcontrolador. Expõe-se o código que permite o cálculo do valor eficaz do sinal de sequência negativa por meio de DSPIC 3012, em seguida, exibe-se o código fonte que permite a geração de um sinal senoidal por meio de PWM e ao mesmo tempo a geração de outro sinal senoidal sincronizado com o primeiro por meio de PLL. Por fim, exibe-se o código em *file* escrito no MATLAB para o projeto do PID implementado no inversor trifásico na simulação.

A.1 Código fonte para cálculo de sinal de sequência negativa

```
#include <p30f3012.h>
#include <uart.h>
#include <stdio.h>
#include <stdlib.h>
#include <adc12.h>
#include <timer.h>
#include <incap.h>
#include <outcompare.h>
#include <math.h>

#define UART_RX_TX      0xFBE7
_FOSC(CSW_FSCM_OFF & HS2_PLL16);/* Frequência de clock multiplicada por 8 */
_FWDT(WDT_OFF); /* Watch dog desligado */
_FBORPOR(MCLR_DIS & PBOR_OFF & PWRT_OFF);
_FGS(CODE_PROT_OFF); /* Proteção de código desligado */
/*-Rotina de tratamento da Interrupção da transmissão de dados-*/
void _ISR_U1TXInterrupt(void)
{
    _U1TXIF = 0; //limpa o flag da interrupção
    //da transmissão de dados pela UART
}
/*-Rotina de tratamento da Interrupção da recebimento de dados-*/
void _ISR_U1RXInterrupt(void)
{
    _U1RXIF = 0; //limpa o flag da interrupção
```

```

//do recebimento de dados pela UART
}

void inicia_UART()
{
unsigned int ubrg;
unsigned int config1;
unsigned int config2;

CloseUART1();//desabilita UART1
ubrg = 10; //taxa de baud (BR) 128000 bps
//ubrg=fclock/16(BR+1)
ConfigIntUART1(UART_RX_INT_EN & // habilita a interrupção de recebimento da uart
UART_RX_INT_PR6 & //define a prioridade da interrupção de recebimento como 6
UART_TX_INT_EN & //Habilita interrupção de transmissão da uart
UART_TX_INT_PR2); //define a prioridade da interrupção da transmissão como 2

config1 = UART_EN & //habilita uart1
UART_IDLE_CON & //uart funciona no modo IDLE
UART_RX_TX & //configura a operação nos pinos padrões rx tx
UART_DIS_WAKE & //desabilita o "wake-up" qdo inicia a UART
UART_DIS_LOOPBACK & //Desabilita o modo loop back
UART_DIS_ABAUD & //desabilita o modo autobaud
UART_NO_PAR_8BIT & // define dados com 8bits e sem bit de paridade
UART_1STOPBIT;//define o stopbit como 1

config2 = UART_INT_TX_BUF_EMPTY & //interrupção tx qdo o buffer estiver vazio
UART_TX_PIN_NORMAL & //define o bit tx break como normal
UART_TX_ENABLE & // habilita a transmissão da uart
UART_INT_RX_3_4_FUL & // define a interrupção RX qdo o buffer tiver 3 ou 4 caracteres
UART_ADR_DETECT_DIS & //desabilita o modo adres detect
UART_RX_OVERRUN_CLEAR;// limpa o flag de overrun
OpenUART1(config1, config2, ubrg);//configura a UART1
}

//Configurar conversor A/D
void inicia_ADC12(){
unsigned int ConfigPort;
unsigned int Scanselected;
unsigned int Config1;
unsigned int Config2;

```

```

unsigned int Config3;
CloseADC12();

ConfigIntADC12(ADC_INT_DISABLE&ADC_INT_PRI_6);
SetChanADC12(ADC_CH0_POS_SAMPLEA_AN3&ADC_CH0_POS_SAMPLEA_AN1&ADC_CH0_POS_SAMPLEA_AN2&ADC_CH0_NEG_SAMPLEA_NVREF);
Config1=ADC_MODULE_ON&ADC_IDLE_CONTINUE&ADC_FORMAT_INTG&ADC_CLK_AUTO&ADC_CLK_AUTO&ADC_AUTO_SAMPLING_ON&ADC_SAMP_ON;
Config2=ADC_VREF_AVDD_AVSS&ADC_SCAN_ON&ADC_ALT_BUF_OFF&ADC_ALT_INPUT_OFF&ADC_SAMPLES_PER_INT_8;
Config3=ADC_SAMPLE_TIME_2&ADC_CONV_CLK_SYSTEM&ADC_CONV_CLK_10Tcy;
ConfigPort=ENABLE_AN0_ANA&ENABLE_AN1_ANA&ENABLE_AN2_ANA;
Scanselected=SCAN_NONE|~SKIP_SCAN_AN0|~SKIP_SCAN_AN1|~SKIP_SCAN_AN2;
OpenADC12(Config1,Config2,Config3,ConfigPort,Scanselected);
}
//variáveis globais
float v1[83]; float v2[83]; float v3[83];int x=0;int i=0;float in; float inef;

/*-----Rotina Principal-----*/
int main(void)
{
// Configurando tempo de amostragem
T1CON = 0; // Clear Timer 1 configuration
T1CONbits.TCKPS = 0; // Set timer 1 prescaler (0=1:1, 1=1:8, 2=1:64, 3=1:256)
// tempo de amostragem = PR1 * prescaler * Tcy = 10000*1* 0.5us = 0.5 ms
PR1 = 10000; // Set Timer 1 period (max value is 65535)
_T1IP = 1; // Set Timer 1 interrupt priority
_T1IF = 0; // Clear Timer 1 interrupt flag
_T1IE = 1; // Enable Timer 1 interrupt
T1CONbits.TON = 1; // Turn on Timer 1
inicia_UART();
inicia_ADC12();
while(1){
}}

void __attribute__((__interrupt__)) _T1Interrupt(void)
{
x=x+1;
//rotina para medição de sinal trifásico e apresentação na interface
//cálculo

```

```

//fase a
v0(x)=ReadADC12(0);
v0(x)=(5*v0(x))/4095;
//fase b
v1(x)=ReadADC12(1);
v1(x)=(5*v1(x))/4095;
//fase c
v2(x)=ReadADC12(2);
v2(x)=(5*v2(x))/4095;
//apresentação
if(x==83){
for (i=0;i<83;i++){
char men[16];
sprintf(men,"%0.3f%0.3f%0.3f\n",v0[i],v1[i],v2[i]);
putsUART1 ((unsigned int *)men); // envia dado calculado PARA UART
while(BusyUART1());} //aguarda até desocupar UART
x=0;}
//ou v0, v1 e v2 devem ser float escalares
// sinal de sequência negativa variante no tempo
in=(v0+v1+v2)/3;

x=x+1;
//N=33
//0.0005 é tempo de amostragem
// 1/N*0.0005=60
inef=0.0005*in*in+inef;
if(x==33){
//cálculo de sinal de sequência negativa eficaz
inef=sqrt(60*inef);
char men[5];
sprintf(men,"%0.3f\n",inef);
putsUART1 ((unsigned int *)men); // envia eficaz de sequência negativo pela UART
while(BusyUART1()); //aguarda até desocupar UART
inef=0;
x=0;}
_T1IF = 0;}

```

A.2 Código fonte da geração senoidal com PLL

```

#include <p30f3012.h>
#include <stdio.h>

```

```

#include <stdlib.h>
#include <adc12.h>
#include <timer.h>
#include <incap.h>
#include <outcompare.h>
#include <math.h>

_FOSC(CSW_FSCM_OFF & HS2_PLL16); /* Frequência de clock multiplicada por 8 */
_FWDT(WDT_OFF); /* Watch dog desligado */
_FBORPOR(MCLR_DIS & PBOR_OFF & PWRT_OFF);
_FGS(CODE_PROT_OFF); /* Proteção de código desligado */
#define PWM_ON_RD0
#define PWM_ON_RB7

//Configurar conversor A/D
void inicia_ADC12(){
unsigned int ConfigPort;
unsigned int Scanselected;
unsigned int Config1;
unsigned int Config2;
unsigned int Config3;
CloseADC12();

ConfigIntADC12(ADC_INT_DISABLE&ADC_INT_PRI_6);
SetChanADC12(ADC_CH0_POS_SAMPLEA_AN3&ADC_CH0_POS_SAMPLEA_AN1&ADC_CH0
_POS_SAMPLEA_AN2&ADC_CH0_NEG_SAMPLEA_NVREF);
Config1=ADC_MODULE_ON&ADC_IDLE_CONTINUE&ADC_FORMAT_INTG&ADC_CLK_AUTO&ADC_CLK_AUTO&ADC_AUTO_SAMPLING_ON&ADC_SAMP_ON;
Config2=ADC_VREF_AVDD_AVSS&ADC_SCAN_ON&ADC_ALT_BUF_OFF&ADC_ALT_INPUT_OFF&ADC_SAMPLES_PER_INT_8;
Config3=ADC_SAMPLE_TIME_2&ADC_CONV_CLK_SYSTEM&ADC_CONV_CLK_10Tcy;
ConfigPort=ENABLE_AN0_ANA;
Scanselected=SCAN_NONE|~SKIP_SCAN_AN0;
OpenADC12(Config1,Config2,Config3,ConfigPort,Scanselected);
}

void inicia_PWM(){
T2CON=0b1000000000000000;
TMR2=0;
PR2=250; /* PWM Period = [(PR2) + 1] • 4 • TOSC • (TMR2 Prescale Value) */
OC1CON=0b0000000000000110;

```

```

OC2CON=0b0000000000000110;
}
//variáveis globais
float qv1=0; float qv2=0; float v0;float e2;float e; float vq; float ec; float ecc; float u; float s; float a;
float b; float teta=0; float t; float tpwma; float tpwmb; int k;
int main(void)
{
// Configurando tempo de amostragem
T1CON = 0; // Clear Timer 1 configuration
T1CONbits.TCKPS = 0; // Set timer 1 prescaler (0=1:1, 1=1:8, 2=1:64, 3=1:256)
// tempo de amostragem = PR1 * prescaler * Tcy = 10000*1* 0.5us = 0.5 ms
PR1 = 10000; // Set Timer 1 period (max value is 65535)
_T1IP = 1; // Set Timer 1 interrupt priority
_T1IF = 0; // Clear Timer 1 interrupt flag
_T1IE = 1; // Enable Timer 1 interrupt
T1CONbits.TON = 1; // Turn on Timer 1
inicia_ADC12();
inicia_PWM();
while(1){
}}
void __attribute__((__interrupt__)) _T1Interrupt(void)
{
//medição do sinal de referência
V0=ReadADC12(0);
V0=(5*v0)/4095;
//IGSO com k unitário
e=v0-qv1;
e2=e-qv2;
qv1=qv1+0.0005*e2;
qv2=qv2+0.0005*qv1;
//Transformada de Park
vq=-qv1*sin(teta)+qv2*cos(teta);
//erro do PLL
ec=-vq+0;
//Sinal do PI discretizado por backward com ki e kp unitário
u=u+1.0005*ec-ecc;
ecc=ec;
//
s=u+2*60*3.1416;
//cálculo do ângulo de referência

```

```

teta=teta+0.0005*s;
//sinal sincronizado
b=sin(teta)+1;
tpwmb=124*b;
OC2RS =tpwmb;
//sinal de referência
a=sin(t*2*3.14)+1;
tpwma=124*a;
OC1RS =tpwma;
// rotina para repetição do ciclo da senóide
t=t+0.03;
k=k+1;
if(k==33){
k=0;
t=0;
teta=0;}
_T11F = 0;}

```

A.3 Código fonte do projeto do PID

```

clear
% IRRADIÂNCIA SOLAR
irr=1000;
ir=1000;
% TEMPERATURA DE TRABALHO DOS MÓDULOS
temp=25;
% FATOR DE IDEALIDADE DO DIODO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA
qf=1.1;
% CORRENTE FOTOGERADA NA REGIÃO DE DEPLEÇÃO
ipv=8.24;
% CORRENTE DE SATURAÇÃO DO DIODO
io=2.36e-9;
% RESISTÊNCIA SÉRIE DA CÉLULA FOTOVOLTAICA
rs=0.13/72;
% RESISTÊNCIA PARALELO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA
rp=316;
% GANHO DO INVERSOR
kc=0.3;
s=tf('s');
% FREQUÊNCIA NATURAL DO SISTEMA EM MALHA FECHADA PARA COEFICIENTE DE
AMORTECIEMNTTO 2 E ts igual % a 60 ms
wn=4/(2*0.06);
% POLO NÃO DOMINANTE
f=4*wn;
% POLOS DESEJADOS DO SISTEMA EM MALHA FECHADA
dg=conv([1 2*2*wn wn^2],[1 f]);
% GANHOS DO PID E SISTEMA EM MALHA FECHADA COM PID
kd=(-40125+dg(2))/(250000*kc);
kp=(-125e4+dg(3))/(250000*kc);
ki=dg(4)/(250000*kc);
g=(kc*kd*250000*(s^2+s*kp/kd+ki/kd))/(s^3+s^2*(40125+kc*kd*250000)+s*(125e4
+kc*kp*250000)+kc*ki*250000)

```