

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

FILIFE NUNES FELIFE

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE INVERSOR FOTOVOLTAICO COM
ADIÇÃO DE MALHA DE CONTROLE DE INJEÇÃO DE
COMPONENTE DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA**

FLORIANÓPOLIS, 2022

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

FILIFE NUNES FELIFE

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE INVERSOR FOTOVOLTAICO COM
ADIÇÃO DE MALHA DE CONTROLE DE INJEÇÃO DE
COMPONENTE DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Jackson Lago, Dr. Eng.

Coorientador:
Prof. Bruno S. Dupczak, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2022.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

FELIPE, FILIPE
ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE INVERSOR FOTOVOLTAICO COM
ADIÇÃO DE MALHA DE CONTROLE DE INJEÇÃO DE COMPONENTE DE CORRENTE
DE SEQUÊNCIA NEGATIVA / FILIPE FELIPE; orientação
de Jackson Lago; coorientação de Bruno Dupczak.
- Florianópolis, SC, 2022.

118 p.
Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Componentes simétricas instantâneas. 2. Desequilíbrio
de corrente. 3. Geração fotovoltaica. I. Lago,
Jackson . II. Dupczak, Bruno . III. Instituto Federal
de Santa Catarina. IV. ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE INVERSOR
FOTOVOLTAICO COM ADIÇÃO DE MALHA DE CONTROLE DE
INJEÇÃO DE COMPONENTE DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA.

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE INVERSOR FOTOVOLTAICO COM
ADIÇÃO DE MALHA DE CONTROLE DE INJEÇÃO DE
COMPONENTE DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA**

FILIFE NUNES FELIFE

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 26 de julho, 2022.

Banca Examinadora:



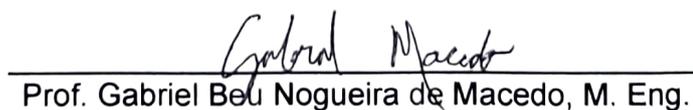
Prof. Jackson Lago, Dr. Eng.



Prof. Bruno S. Dupczak, Dr. Eng.



Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.



Prof. Gabriel Beu Nogueira de Macedo, M. Eng.

À minha família.

AGRADECIMENTOS

À Deus pela vida e sua luz em meu caminho.

À minha família por todo amor e incentivo que me foi dado.

Ao meu orientador, professor Jackson Lago por sua amizade e excelente orientação nesse trabalho.

Ao meu coorientador, professor Bruno S. Dupczak por sua prestatividade de me ensinar e orientar.

Aos professores da banca por suas sugestões para o aperfeiçoamento deste trabalho.

“Eu toco as notas como estão escritas,
mas é Deus quem faz a música”
Johann Sebastian Bach

RESUMO

Com a crescente demanda por energias renováveis, vem também aumentando a quantidade de unidades geradoras de energia fotovoltaica instaladas nas redes de baixa tensão. A instalação de unidades geradoras de energia fotovoltaica monofásicas e bifásicas na rede tem o potencial de piorar a qualidade da energia desta rede, já que quando não planejada, essas podem contribuir para o desequilíbrio de potência na rede. Esses desequilíbrios nas cargas da rede causam diversos prejuízos como contribuir para o desequilíbrio de tensão na rede, aumentar as perdas nos condutores e em enrolamentos de transformadores e causam o disparo de dispositivos de proteção. Quando instalada uma geração fotovoltaica trifásica na rede, essa por sua vez injeta potência equilibrada na rede e contribui de forma neutra com desequilíbrio de potência. Os módulos fotovoltaicos têm sua geração de energia atrelada à incidência solar, de forma que na maior parte do dia geram uma potência inferior à sua capacidade máxima de produção de energia. Assim, os inversores fotovoltaicos trabalham aquém da sua capacidade máxima. A hipótese deste trabalho é que podemos utilizar o inversor fotovoltaico trifásico para reduzir os desequilíbrios de corrente na rede elétrica de baixa tensão, controlando o inversor de forma a esse injetar de forma controlada correntes desequilibradas em oposição ao desequilíbrio original da rede, a fim de reduzir os desequilíbrios de corrente na rede elétrica. Esse trabalho desenvolve uma estratégia de controle e sua comprovação através de uma simulação numérica, que tem como objetivo diminuir os desequilíbrios de potência na rede elétrica de baixa tensão. Com a simulação numérica foi possível validar a estratégia proposta.

Palavras-chave: Componentes simétricas instantâneas. Desequilíbrio de corrente. Geração fotovoltaica.

ABSTRACT

With a growing demand for renewable energy, the number of photovoltaic generators installed in low voltage grids is also increasing. The installation of single-phase and two-phase photovoltaic (PV) inverters can worsen the quality of the electrical grid, as they can contribute to current unbalance in the electrical grid. The current unbalance in the electrical grid causes several damages such as: increasing loss in electrical conductors, increasing loss in transformer conductors and also causing tripping in protection devices. The installation of three-phase photovoltaic (PV) inverters in the electrical grid contributes neutrally to the current unbalance in the electrical grid. Photovoltaic modules have their energy generation linked to solar incidence, so that most of the day they produce a power lower than their energy production capacity. Thus, photovoltaic inverters operate below their maximum capacity. The hypothesis is that photovoltaic (PV) three-phase inverters can be used to reduce the current unbalance in the electrical grid, controlling the inverter so that it injects unbalanced currents in a controlled manner as opposed to the original grid unbalance, in order to reduce current unbalances in the electrical grid. This work develops a control strategy and its simulation, with the objective of reducing the current unbalance in the low voltage electrical grid. With the numerical simulation it was possible to validate the proposed strategy.

Keywords: Instantaneous symmetrical components. Photovoltaic generation. Current unbalance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Variabilidade das médias sazonais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 na região sul do Brasil (kWh/m ²)	20
Figura 2 - Padrões de geração de energia fotovoltaica para três condições meteorológicas diferentes	21
Figura 3 - Estrutura da geração fotovoltaica	28
Figura 4 – Modelo ideal e prático de célula fotovoltaica (a). Correntes do circuito prático (b).....	29
Figura 5 – Curvas i-v e p-v de uma célula monocristalina.....	30
Figura 6 - Representação de sistemas trifásicos equilibrados e desequilibrados	33
Figura 7 - Sistema trifásico desequilibrado decomposto pelo teorema de Fortescue (1918).....	38
Figura 8 - Representação esquemática de um gerador de sinal ortogonal	43
Figura 9 - Diagrama de simulação do gerador de sinal ortogonal para a fase “a”	45
Figura 10 - Diagrama de simulação da Equação (11) para a fase “a”.....	46
Figura 11 - Diagrama de simulação da tensão da rede elétrica	47
Figura 12 – Sistema trifásico decomposto em componentes simétricas instantâneas [V]	48
Figura 13 - Estrutura de controle da estrutura de eletrônica de potência que representa a geração fotovoltaica	52
Figura 14 – Indicação das variáveis de entrada e saída da eletrônica de potência que representa a geração fotovoltaica	53
Figura 15 – Técnica de MPPT Perturba e Observa - P&O.....	54
Figura 16 – Estrutura convencional para controle de tensão no barramento CC	55
Figura 17 - Estrutura utilizada para controle de tensão no barramento CC	56
Figura 18 - Estrutura convencional para controle de potência ativa e reativa de um inversor fotovoltaico trifásico	57
Figura 19 – Diagrama básico de um PLL	59
Figura 20 - Diagrama do PLL de referencial em quadratura – SRF-PLL.....	60
Figura 21 – Diagrama de simulação de um SRF-PLL	61
Figura 22 – Resultado da simulação SRF-PLL.	63
Figura 23 - Resultado de simulação do SRF-PLL da Figura 21, condição com desequilíbrio de tensão e ruídos na rede.....	64
Figura 24 – Estrutura proposta para a malha de controle de desequilíbrio (sequência negativa).....	65
Figura 25 – Inversor trifásico conectado à rede elétrica a quatro fios	67

Figura 26 – Bloco de inserção de código em linguagem C, no <i>software</i> PSIM	68
Figura 27 – Bloco Zero-Order Hold - ZOH do <i>software</i> PSIM	69
Figura 28 – Indicação das variáveis de controle do bloco SRF-PLL	70
Figura 29 - Código da implementação em linguagem C do SRF-PLL.....	71
Figura 30 - Indicação das variáveis de controle do bloco “Controle de Tensão”	74
Figura 31 - Código da implementação em linguagem C do bloco “Controle de Tensão”	75
Figura 32 - Indicação das variáveis de controle do bloco “Controle seq +”	77
Figura 33 - Código da implementação em linguagem C do controle de sequência positiva.....	78
Figura 34 - Indicação das variáveis de controle do bloco de transformada.....	79
Figura 35 - Código em linguagem C da implementação da transformada da Figura 34	79
Figura 36 - Indicação das variáveis de controle do gerador de sinal ortogonal.....	80
Figura 37 – Código da implementação em linguagem C do gerador de sinal ortogonal	80
Figura 38 - Indicação das variáveis de controle do bloco Componentes simétricas instantâneas.....	81
Figura 39 - Código da implementação em linguagem C do bloco Componentes simétricas instantâneas.....	81
Figura 40 - Indicação das variáveis de controle do controle de sequência negativa	82
Figura 41 - Código da implementação em linguagem C do controle de sequência negativa	83
Figura 42 - Oscilação sustentada com período <i>Pcr</i> [s]	84
Figura 43 – Estrutura de potência simulada no PSIM.	88
Figura 44 – Tensões de linha no ponto de conexão do inversor com a rede (vrs [V], vts [V]) e o ângulo de fase da rede estimado pelo PLL (th [rad])	90
Figura 45 – Resultado de simulação do bloco “Controle de Tensão”.....	92
Figura 46 – Referenciais de corrente de eixo direto e em quadratura da corrente de sequência positiva a ser injetada na rede	94
Figura 47 – Componente de sequência negativa da tensão da rede e referenciais de corrente de eixo direto e em quadratura da corrente de sequência negativa a ser injetada na rede.....	95
Figura 48 – Potência fornecida à carga pela rede elétrica e potência fornecida pelo inversor fotovoltaico à rede elétrica.....	96
Figura 49 - Medições de corrente no ponto de conexão do inversor fotovoltaico trifásico.....	98
Figura 50 – Medições de correntes na saída do transformador de baixa tensão	98

Figura 51 - Medições de correntes na saída do inversor (i_{r2} , i_{s2} , i_{t2}) e na saída do transformador de baixa tensão (i_r , i_s , i_t), mediante a uma mudança no desequilíbrio de carga na rede.....	100
Figura 52 – Circuito trifásico simétrico (a) e circuito bifásico simétrico (b).	115
Figura 53 - Representação da transformada de Park.	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Regra de sintonia de Ziegler-Nichols	85
Tabela 2 – Ganhos dos controladores determinados através das regras de ajuste de Ziegler-Nichols	86
Tabela 3 – Sequência de eventos da simulação numérica	87
Tabela 4 – Resumo do valor das variáveis da parte de potência.....	89
Tabela 5 – Resumo do valor das constantes do controle.....	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DSP	<i>Digital Signal Processor</i> (Processador Digital de Sinais)
IGBT	<i>Insulated gate bipolar transistor</i> (Transistor Bipolar de Porta Isolada)
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LCL	Indutivos Capacitivos Indutivos
MPP	<i>Maximum Power Point</i> (Ponto de máxima potência)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (rastreamento do ponto de máxima potência)
PI	Controlador Proporcional Integral
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i> (Malha de bloqueio de fase)
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOGI	Integrador generalizado de segunda ordem
SRF-PLL	<i>Synchronous Reference Frame PLL</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Unidade	Descrição
K_p	-	Ganho proporcional
T_d	-	Tempo derivativo
T_i	-	Tempo integrativo
K_{cr}	-	Ganho crítico
P_{cr}	-	Período crítico
$v_{sn}[i]$	[V]	Componente de sequência negativa da tensão da rede na fase $i = \{0, 1, 2\}$
v_{dn}	[V]	Componente de eixo direto das tensões $v_{sn}[i]$
v_{qn}	[V]	Componente em quadratura das tensões $v_{sn}[i]$
θ	[rad]	Ângulo de fase da rede elétrica, estimado pelo SRF-PLL
$v_0[i]$	[V]	Tensão estimada pelo gerador de sinal ortogonal e que corresponde a tensão na fase "i" da rede
$v_{90}[i]$	[V]	Tensão estimada pelo gerador de sinal ortogonal e que corresponde a um sinal de tensão atrasado em 90° da tensão na fase "i" da rede
$v_g[i], v_x, v_x$	[V]	Tensão da fase "i" da rede elétrica
ω	[Rad/s]	Frequência angular da rede elétrica, estimada pelo SRF-PLL
v_{xy}, v_{xy}	[V]	Tensão instantânea medida entre as fases x e y da rede
v_x, v_x	[V]	Tensão instantânea na fases x da rede elétrica
v_{x_sogi}	[V]	Tensão da rede elétrica na fase x, filtrada pelo SOGI
v_{x90_sogi}	[V]	Tensão da rede elétrica na fase x, filtrada pelo SOGI e atrasada em 90° em relação a v_{x_sogi}

x_p, mx_+	-	Sinal modulante da fase $x = \{a, b, c\}$ do controle de sequência positiva
x_n, mx_-	-	Sinal modulante da fase $x = \{a, b, c\}$ do controle de sequência negativa
i_{pref}, i_d^*	[A]	Referencial de corrente de eixo direto a ser adicionado no controle de sequência positiva
i_Q, i_q^*	[A]	Referencial de corrente de eixo em quadratura a ser adicionada no controle de sequência positiva
i_x, i_x	[A]	Medição ou cálculo da corrente na saída do inversor na fase $x = \{a, b, c\}$ da rede elétrica
v_{dc}, v_{dc}	[V]	Medição de tensão no barramento CC do inversor
S_x	-	Interruptor eletrônico da ponte inversora trifásica, onde $x = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ indica cada interruptor eletrônico
s_x	-	Estado (aberto ou fechado) do interruptor eletrônico da ponte inversora trifásica, onde $x = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ indica cada interruptor eletrônico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Justificativa	22
1.2	Definição do Problema	23
1.3	Objetivo Geral	24
1.4	Objetivos Específicos	24
1.5	Estrutura do Trabalho	25
1.6	Metodologia	26
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	27
2.1	Estrutura de eletrônica de potência utilizada para a geração fotovoltaica	27
2.2	Desequilíbrios na Rede Elétrica	32
2.3	Teorema de Fortescue	34
2.4	Conclusão	39
3	COMPONENTES SIMÉTRICAS INSTANTÂNEAS	40
3.1	Decomposição instantânea de um sistema trifásico em componentes simétricas	40
3.2	Geração de sistema trifásico ortogonal	42
3.3	Simulação da decomposição instantânea de um sistema trifásico em componentes simétricas	44
3.4	Conclusão	49
4	CONTROLE DO INVERSOR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO	50
4.1	MPPT	54
4.2	Controle da tensão no barramento CC	55
4.3	Controle de potência ativa e reativa	56
4.4	Malha de captura de fase - PLL	58
4.4.1	Princípio de funcionamento de um PLL	58
4.4.2	PLL de referencial em quadratura	59
4.4.3	Simulação do SRF-PLL	61
4.5	Malha de controle de desequilíbrio (sequência negativa)	64
4.6	Modulação PWM	66
4.7	Limitação da estrutura de controle proposta	66
4.8	Conclusão	67
5	SIMULAÇÃO DO CONTROLE DO INVERSOR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO	68
5.1	Implementação do controle do inversor fotovoltaico	68
5.1.1	Implementação do bloco de PLL	69
5.1.2	Implementação do controle de tensão	73
5.1.3	Implementação do controle de potência ativa e reativa	75
5.1.4	Implementação do bloco de transformada (r_s, t_s) para (a, b, c)	78
5.1.5	Implementação de bloco para geração de sistema trifásico ortogonal	79
5.1.6	Implementação do bloco “Componentes simétricas instantâneas”	81
5.1.7	Implementação da malha de controle de desequilíbrio	82
5.2	Metodologias de ajuste de Ziegler-Nichols	84
5.3	Resumo dos dados e sequência de eventos para simulação	86
5.4	Resultados da simulação numérica do controle do inversor	90

5.5	Conclusão.....	101
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	102
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	102
	REFERÊNCIAS	105
	APÊNDICES	109
	APÊNDICE A – Código em linguagem C, do controle do inversor fotovoltaico	110
	APÊNDICE B – Transformadas de Clark e Park.....	115

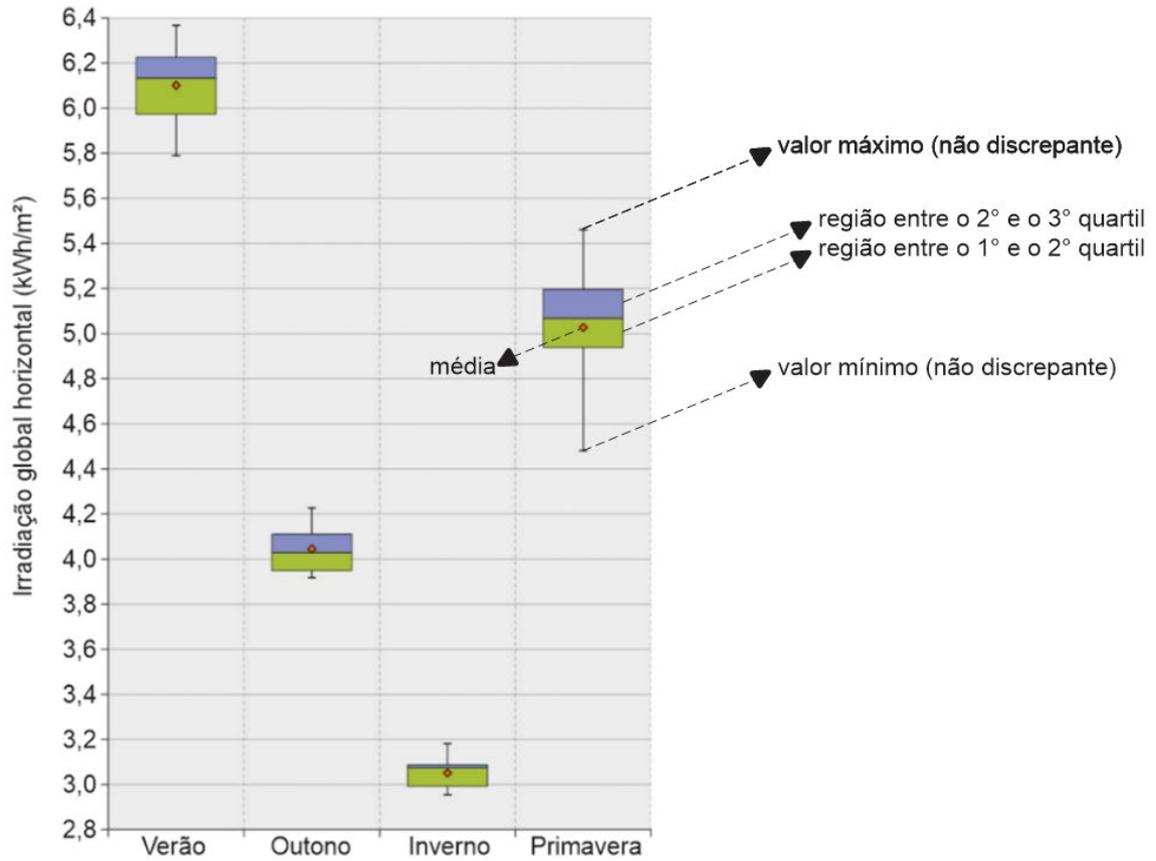
1 INTRODUÇÃO

A geração fotovoltaica tem se popularizado no Brasil nos últimos anos, segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica entre os anos 2020 e 2021 a potência instalada de geração fotovoltaica teve um aumento de 71,08% (ABSOLAR, 2022). Um aliado a este crescimento é a propaganda de que possuir um sistema de geração fotovoltaica levaria uma maior economia dos gastos pagos por energia elétrica consumida da rede.

Um sistema de geração fotovoltaica de apenas 2 kWp instalado em uma residência ou em um parque fotovoltaico com capacidade instalada de 1200 MWp, têm usualmente em comum os elementos básicos para se converter a energia provinda da irradiação solar em energia elétrica em Corrente Alternada – CA. Os elementos básicos para geração de energia fotovoltaica convencional são: um arranjo de módulos fotovoltaicos, que convertem a energia irradiada do sol em energia elétrica de Corrente Contínua – CC, um conversor CC/CC que é responsável por extrair a máxima potência do arranjo de módulos fotovoltaicos e um inversor solar fotovoltaico que converte a energia em CC, vinda do conversor CC/CC, em CA que será injetada na rede elétrica.

A geração fotovoltaica tem a sua capacidade de produção de energia elétrica proporcional à incidência solar. Na Figura 1 temos um estudo apresentado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, que mostra o quanto é diferente a variabilidade da incidência solar ao longo do ano na região sul do Brasil. Esta diferença de intensidade entre a geração fotovoltaica no período do inverno e do verão, conforme a Figura 1, faz com que o inversor solar fotovoltaico fique com uma capacidade de geração ociosa em pelo menos duas estações, outono e inverno na região sul do Brasil.

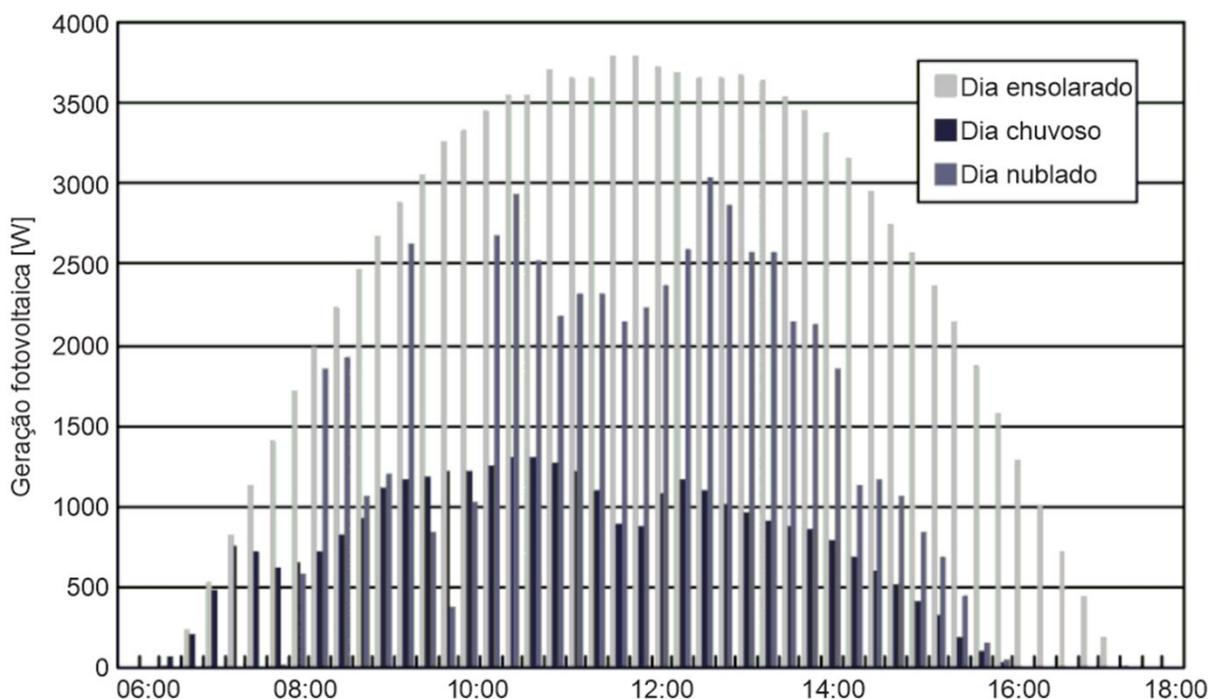
Figura 1 - Variabilidade das médias sazonais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 na região sul do Brasil (kWh/m²)



Fonte: INPE (2021).

A Figura 2 mostra como a geração fotovoltaica é sensível a variações climáticas, em um dia nublado o inversor trabalha todo o dia com menos de 50% da sua capacidade de processamento, em um dia ensolarado o inversor usará a sua capacidade máxima apenas entre as 10h e 14h.

Figura 2 - Padrões de geração de energia fotovoltaica para três condições meteorológicas diferentes



Fonte: Adaptado de Yang (2014).

O inversor fotovoltaico é normalmente conectado à rede elétrica, pela vantagem de em momentos que a energia elétrica gerada pela geração fotovoltaica instalada for maior do que a energia consumida, injetar a potência resultante na rede elétrica. Assim, temos um conversor de energia ligado à rede elétrica que opera boa parte do dia e ano abaixo de sua capacidade nominal, essa ociosidade na capacidade de processamento de potência poderia ser empregada para outros fins, como de contribuir para a compensação de reativos da rede. Inversores fotovoltaicos disponíveis no mercado como o modelo Symo da marca Fronius, o modelo EGT 3212X e EGT 3215X da marca Intelbras já podem ser utilizados para correção do fator de potência, injetando reativos na rede (FRONIUS, 2021; INTELBRAS, 2020). Além desta função, a premissa desse trabalho é que se pode utilizar esta capacidade de processamento ociosa para corrigir desequilíbrios na rede elétrica.

Os desequilíbrios na rede elétrica podem ser de tensão e/ou corrente. Um sistema trifásico operando em regime permanente senoidal de corrente ou tensão é

equilibrado quando as amplitudes das tensões ou correntes são iguais e defasadas em 120° entre si. Se estas duas condições não forem atendidas é dito que o sistema trifásico possui tensões ou correntes desequilibradas.

O desequilíbrio de corrente na rede é gerado por cargas monofásicas ou bifásicas, que drenam potência da rede de uma fase ou duas fases da rede. Da mesma forma, tem-se o desequilíbrio pelas gerações de energia monofásicas ou bifásicas, que por sua vez injetam corrente em uma ou duas fases da rede. A inserção dessas gerações de energia está em crescimento (ABSOLAR, 2022), assim, embora este seja um problema mais contemporâneo, tem a tendência de aumentar junto com a popularização da geração fotovoltaica.

1.1 Justificativa

Embora muitos dos inversores fotovoltaicos trifásicos disponíveis no mercado atualmente já possuam a capacidade de contribuir com a injeção de reativo na rede, nada fazem para melhorar os desequilíbrios de potência da rede elétrica.

Com este trabalho busca-se apresentar estratégia de controle para adicionar uma funcionalidade a inversores fotovoltaicos trifásicos. Essa solução que foi apresentada tem seu alvo em corrigir desequilíbrios de corrente na rede elétrica e se utilizará da capacidade de hardware já presente nos inversores fotovoltaicos disponíveis no mercado, apenas se tratará da reprogramação de seu *software* de controle.

Atualmente não existe nenhum incentivo ou regulamentação por parte das distribuidoras de energia e da ANEEL que retribua ou regulamente o consumidor para corrigir desequilíbrios de corrente na rede. A resolução normativa número 697, de 22/12/2015 da ANEEL que estabelece os procedimentos para prestação e remuneração de serviços ancilares para centrais geradoras de energia elétrica integradas ao Sistema Interligado Nacional – SIN não contempla a remuneração de serviços ancilares para baixa tensão (ANEEL, 2015). Ainda não se tem previsão de remuneração para esse tipo de serviço e a proposta do trabalho se restringe a

demonstrar a viabilidade técnica para essa funcionalidade, que um dia poderá ser necessária e/ou interessante para a rede elétrica de baixa tensão ou em microrredes.

1.2 Definição do Problema

O desequilíbrio de corrente na rede pode gerar diversos problemas, como por exemplo contribuir para o desequilíbrio das tensões, perdas adicionais no transformador, perdas adicionais nos próprios condutores e disparos nos dispositivos de proteção. Um transformador com uma distribuição desequilibrada de cargas, onde as correntes nas fases estão com a seguinte proporção (0,8; 1; 1,2), obterá uma perda nos enrolamentos de 2,67% a mais quando comparado a uma mesma demanda, porém com cargas equilibradas. Essa elevação das perdas no transformador leva as distribuidoras de energia estabelecerem limites aceitáveis para o desequilíbrio de corrente (CEMIG, 2020).

Para reduzir o desequilíbrio de corrente na rede de baixa tensão é necessário documentar a instalação elétrica e as cargas conectadas, inclusive as gerações fotovoltaicas monofásicas ou bifásicas. Dessa forma é possível identificar a quantidade de potência instalada por fase e assim remanejar a distribuição de cargas monofásicas e bifásicas. Porém, mesmo com as cargas dispostas de forma equilibrada na rede, isto não impede que durante o uso, aumente a demanda de energia drenada de uma determinada fase já que as cargas da rede são ligadas e desligadas ao longo do tempo. Portanto o desequilíbrio de potência na rede é dinâmico e para corrigi-lo é preciso compensá-lo também de forma dinâmica.

A hipótese deste trabalho é que podemos utilizar o inversor fotovoltaico trifásico para reduzir os desequilíbrios de corrente na rede elétrica de baixa tensão, controlando o inversor de forma a esse injetar de forma controlada correntes desequilibradas em oposição ao desequilíbrio original da rede, a fim de reduzir os desequilíbrios de corrente na rede elétrica.

1.3 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é apresentar técnicas de controle e sua implementação digital que permita conectar uma geração fotovoltaica trifásica com a rede elétrica, estimar desequilíbrios da rede e injetar correntes desequilibradas nessa rede com o objetivo de auxiliar a rede diminuindo em tempo real o desequilíbrio de corrente entre suas fases.

1.4 Objetivos Específicos

Para cumprir com o objetivo do trabalho, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- a) introduzir a estrutura de eletrônica de potência utilizada para a geração fotovoltaica;
- b) compreender o teorema de Fortescue para caracterizar um sistema trifásico desequilibrado;
- c) pesquisar técnica de sincronização do inversor com a rede;
- d) estudar as transformadas de Clarke e Park;
- e) aprender o método de Tustin para discretização de controladores;
- f) pesquisar método de mensurar desequilíbrios na rede de forma instantânea;
- g) pesquisar método convencional de controle de inversor fotovoltaico;
- h) propor método de controle de um inversor fotovoltaico;
- i) adaptar o método proposto para que possa ser implementado de forma digital em controladores digitais de sinais;
- j) validar por simulação o método de controle proposto.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em 6 capítulos. O primeiro capítulo contém a justificativa, definição do problema, objetivo geral, objetivos específicos que esse trabalho pretende alcançar e a metodologia que foi utilizada para cumprir o objetivo deste trabalho.

No capítulo 2 é apresentada a fundamentação teórica, como é formada a estrutura de eletrônica de potência utilizada para a geração fotovoltaica, a caracterização de um sistema trifásico desequilibrado, possíveis causas de um sistema trifásico ser desequilibrado e o teorema de Fortescue que transforma um sistema trifásico desequilibrado em três sistemas trifásicos equilibrados de fácil análise.

O capítulo 3 apresenta uma generalização do teorema de Fortescue intitulada teoria das componentes simétricas instantâneas. Este método se utiliza dos valores da tensão trifásica da rede defasados em 90° , para isto é apresentado ainda um algoritmo para geração de sistema trifásico ortogonal.

O quarto capítulo é destinado a apresentar o controle do inversor convencional de um inversor fotovoltaico trifásico e o controle para corrigir desequilíbrios de corrente na rede elétrica.

No quinto capítulo é implementado em linguagem C e simulado no software PSIM o controle proposto para um inversor fotovoltaico trifásico. Neste capítulo também é apresentado um teorema para discretizar uma função de transferência no domínio da frequência e metodologias para sintonia de controladores.

No sexto capítulo são apresentadas as considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

1.6 Metodologia

Foi pesquisado em artigos, revistas e livros o conhecimento necessário para a fundamentação teórica, que resgatou técnicas de identificar os desequilíbrios na rede elétrica e técnicas convencionais de controle de inversores fotovoltaicos, para possibilitar o desenvolvimento da estratégia de controle proposta.

A simulação numérica teve por finalidade validar a estratégia de controle do inversor fotovoltaico trifásico, buscando modelar um sistema físico o mais próximo de uma implementação real, onde o inversor é controlado de forma discreta. Inicialmente os controladores foram simulados em tempo contínuo, ajustados a partir da metodologia de Ziegler-Nichols e depois foram discretizados para melhor representar uma implementação prática em um *Digital Signal Processor* - DSP.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para se desenvolver o controle do inversor fotovoltaico com a inclusão da funcionalidade de auxílio no equilíbrio das correntes da rede elétrica de baixa tensão, inicialmente é necessário compreender a estrutura de eletrônica de potência utilizada para a geração fotovoltaica utilizada, como ela se conecta à rede elétrica e quais os controles necessários para injeção da potência gerada nessa rede de forma controlada. Na sequência é apresentado a caracterização e possíveis causas de um sistema trifásico desequilibrado e como mensurar o desequilíbrio de corrente na rede elétrica. Por fim, é apresentado uma ferramenta matemática capaz de desmembrar um sistema trifásico desequilibrado em três sistemas trifásicos equilibrados de fácil análise.

2.1 Estrutura de eletrônica de potência utilizada para a geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica obtém a energia elétrica a ser injetada na rede através da energia irradiada do sol. Segundo Villalva (2019) a incidência da luz solar sobre as células fotovoltaicas gera uma tensão elétrica (efeito fotovoltaico) que quando conectada a uma carga faz circular corrente (CC). Para injetar essa energia elétrica provinda das células fotovoltaicas na rede elétrica, usualmente é necessário que a tensão seja em CA e com módulo, amplitude e fase controladas.

Para isto existe uma estrutura de eletrônica de potência que viabiliza a geração conectada à rede elétrica convencional, conforme a Figura 3. Esta estrutura é composta pelos seguintes elementos: arranjo de módulos fotovoltaicos, conversor CC/CC, barramento CC, inversor de tensão, filtro de saída e a rede elétrica.

Alguns componentes foram indicados na Figura 3 com a função de facilitar a explicação. Cada indicação tem o seguinte significado:

S1A, S1B = interruptores eletrônicos do conversor *buck*;

D1A, D1B = diodos do conversor *buck*;

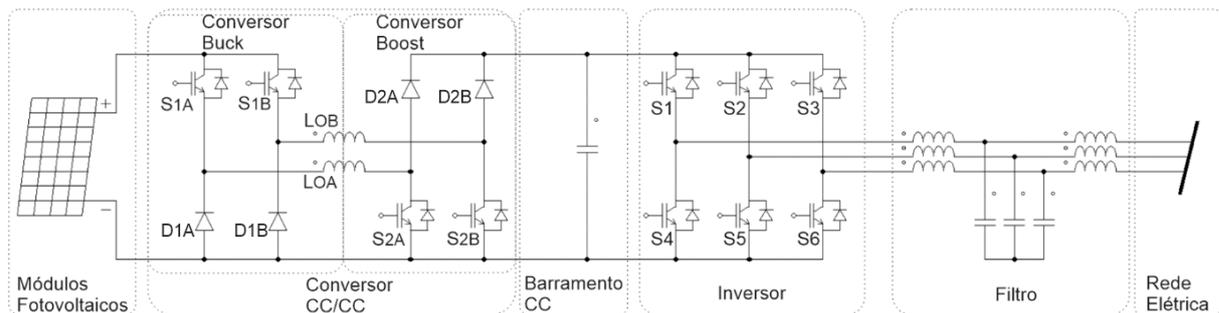
S2A, S2B = interruptores eletrônicos do conversor *boost*;

D2A, D2B = diodos do conversor *boost*;

LOA, LOB = indutores de saída do conversor *buck* e de entrada do conversor *boost*.

S1, S2, S3, S4, S5, S6 = interruptores eletrônicos de controle do inversor;

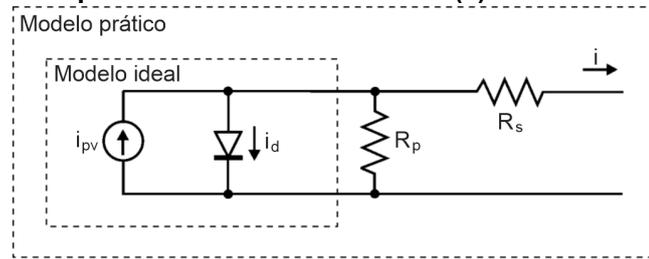
Figura 3 - Estrutura da geração fotovoltaica



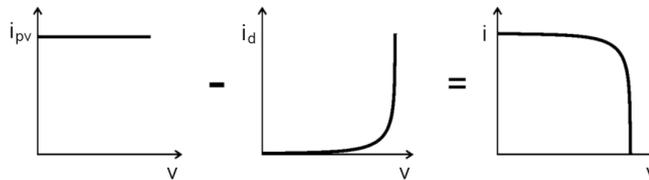
Fonte: Elaboração própria (2022).

Um módulo fotovoltaico é composto por diversas células fotovoltaicas associadas em série e paralelo. A associação das células em série faz que o módulo fotovoltaico produza uma maior tensão, isto é necessário visto que cada célula gera uma tensão muito baixa, aproximadamente 0,7 V em circuito aberto para módulos policristalinos (CANADIAN, 2016). Na Figura 4a temos um modelo ideal e um prático, no qual a tensão máxima entregue pela célula será igual a queda de tensão no diodo. Como a corrente drenada pelo diodo é não linear em função da tensão, a corrente de saída da célula também será não linear e em função da tensão (Figura 4b).

Figura 4 – Modelo ideal e prático de célula fotovoltaica (a). Correntes do circuito prático (b).



(a)

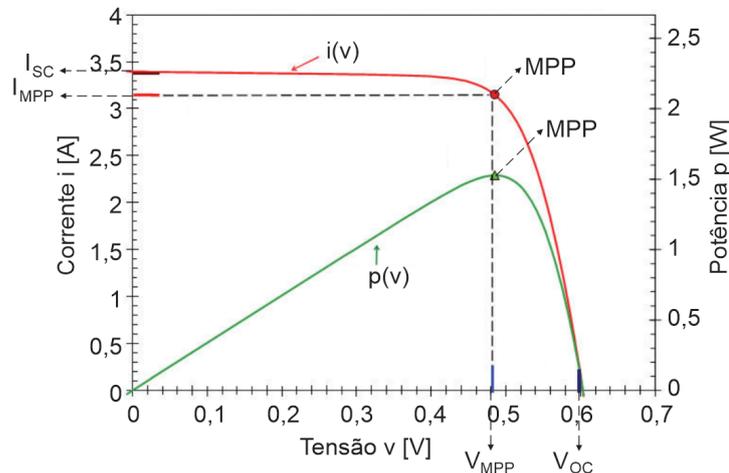


(b)

Fonte: Villalva (2019).

Na Figura 5 temos um ensaio de uma célula monocristalina onde para a condição de incidência solar ensaiada o Ponto de Máxima potência – MPP ocorreu quando a célula entregou uma tensão de 0,48 V. Para esta condição, caso a célula esteja com um valor de tensão maior ou menor que 0,48 V, não estaria extraíndo o máximo de potência dessa célula. Como a produção de energia da célula é atrelada a incidência solar e a temperatura, o valor de tensão que garante máxima potência varia conforme esses fatores.

Figura 5 – Curvas i-v e p-v de uma célula monocristalina.
 Onde MPP é o ponto de máxima potência, I_{SC} é a corrente de curto circuito, I_{MPP} é a corrente no MPP, V_{MPP} é a tensão no MPP, $i(v)$ é a corrente na célula em função da tensão, $p(v)$ é a potência na célula em função da tensão e V_{OC} é a tensão de circuito aberto.



Fonte: Adaptado de Hashim (2016).

Um módulo com 72 células associadas em série, na condição de MPP apresentada na Figura 5, estaria produzindo uma tensão de apenas 34,56 V, sendo necessária a associação de módulos (formar um arranjo) para se entregar uma maior tensão ao conversor CC/CC.

Um arranjo de módulos fotovoltaicos, é um conjunto de módulos fotovoltaicos que podem ser associados em série, paralelo ou série e paralelo. Quando associados em série, é possível entregar uma maior tensão ao conversor CC/CC. Quando associados em paralelo, é possível entregar uma maior corrente ao conversor CC/CC.

O conversor CC/CC, deverá ter a característica de um conversor elevador e abaixador de tensão. Dessa forma poderá condicionar os valores de tensão do arranjo de módulos fotovoltaicos para que o mesmo entregue ao conversor CC/CC uma maior potência. Para isto existe técnicas de *Maximum Power Point Tracking* – MPPT, cuja função é encontrar de forma dinâmica, ao longo do tempo, o valor ideal de tensão e corrente do arranjo de módulos fotovoltaicos que garanta a extração de maior potência do arranjo de módulos fotovoltaicos (AHMED, 2015).

O conversor CC/CC apresentado na Figura 3 é um conversor do tipo *buck+boost interleaved*, isto é, dois conversores *buck+boost* em paralelo e com adição de uma defasagem nas portadoras. Nessa associação o indutor de saída do conversor *buck* (LoA) é o mesmo indutor de entrada do conversor *boost*. O motivo de utilizar a técnica de *interleaved* não é somente dividir a potência processada em dois indutores, mas também reduzir a ondulação de tensão na saída do conversor. Segundo Ang (2005) a técnica de *interleaved* é usada em aplicações onde as cargas exigem baixa ondulação de tensão, isso é alcançado pela defasagem nas portadoras em conjunto com o capacitor de barramento.

O conversor *buck* tem a função de entregar na sua saída (conversor *boost*) uma tensão menor do que na sua entrada (arranjo de módulos fotovoltaicos), seu controle consiste na comutação da tensão na sua entrada pelo interruptor (S1A). O conversor *boost* tem a função de entregar na sua saída (barramento CC) uma tensão maior do que na sua entrada (conversor *buck*), seu controle consiste na comutação da tensão na sua entrada pelo interruptor (S2A).

Com o resultado dessa associação em série de conversores (*buck+boost*) é possível condicionar valores de tensão no arranjo de módulos fotovoltaicos tanto acima, quanto abaixo da tensão de barramento, para extrair a máxima potência dos mesmos (MPPT). A tensão na saída deste conversor (barramento CC) será controlada pelo inversor.

O conversor CC/CC apresentado na Figura 3 é apenas um exemplo de várias topologias que poderiam ser aplicadas nessa etapa de MPPT. Não será apresentado mais detalhes sobre essa e outras topologias, uma vez que o foco deste trabalho é o controle do inversor.

O inversor transforma a energia de CC provinda do conversor CC/CC para CA que será entregue à rede elétrica. Uma das possíveis topologias está descrita na Figura 3 e consiste em uma ponte inversora trifásica, formada por três braços dispostos entre o barramento CC, com dois interruptores eletrônicos em cada braço. Seu controle consiste na comutação dos seis interruptores de forma que em nenhum momento, poderá se fechar dois interruptores de um mesmo braço ao mesmo tempo.

Caso isto aconteça ocorrerá um curto-circuito no barramento CC. Estas comutações nos interruptores devem ser controladas para que se produza na saída do inversor tensões de amplitude, frequência e fase controladas, de forma a sincronizar com a rede elétrica e injetar potência de forma controlada a fim de manter a estabilidade de tensão e balanço energético no barramento CC.

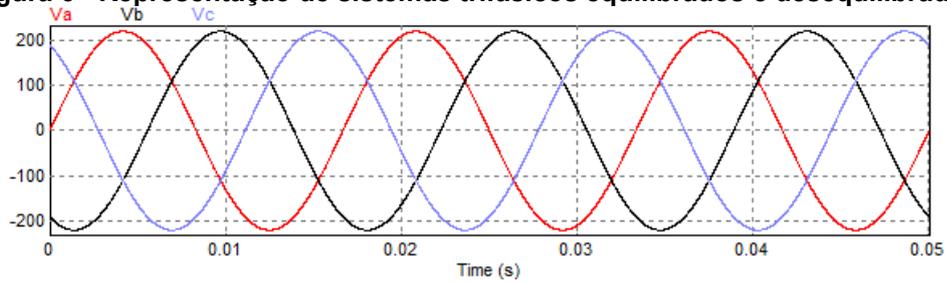
As tensões de linha na saída do inversor são comutadas e apresentam apenas 3 níveis definidos pela tensão no barramento CC, são eles: a tensão no barramento CC, zero e o oposto da tensão no barramento CC. Embora as tensões na saída da ponte inversora tenham a frequência fundamental sincronizada com a rede, isto não basta para conectar o inversor com a rede. Assim, é necessário um filtro que busque entregar a rede apenas a componente fundamental da tensão gerada pelo inversor. Dessa forma, entre o inversor e a rede elétrica existe um filtro de saída, no qual sua função é melhorar a qualidade da energia a ser entregue à rede elétrica.

O filtro apresentado na Figura 3 é do tipo Indutivo Capacitivo Indutivo - LCL. Este é um filtro de terceira ordem que segundo Gabe (2008) tem uma melhor atenuação a altas frequências do que um filtro indutivo, isto reduz o impacto das comutações em alta frequência dos interruptores eletrônicos do inversor.

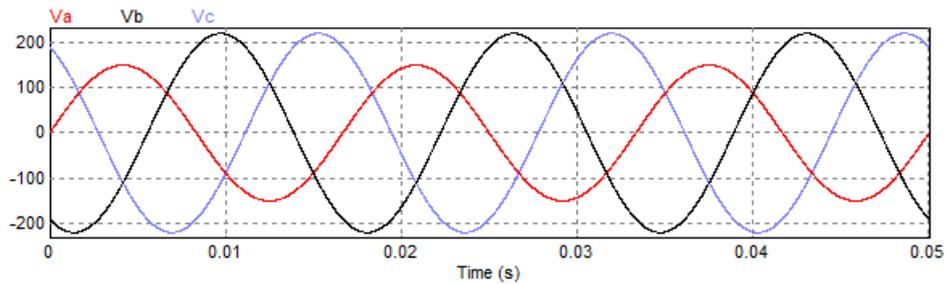
2.2 Desequilíbrios na Rede Elétrica

Um sistema trifásico é considerado equilibrado quando os três sinais que os compõem possuem a mesma amplitude e são defasados entre si em 120° . Na Figura 6a temos um exemplo em que as tensões V_a , V_b e V_c estão equilibradas. Um sistema trifásico é considerado desequilibrado quando não atende a um ou os dois critérios para ser equilibrado. Na Figura 6b temos o exemplo da tensão ser desequilibrada porque V_a é menor em amplitude do que V_b e V_c . Na Figura 6c temos o exemplo da tensão ser desequilibrada porque a defasagem entre as tensões V_a , V_b e V_c são diferentes entre si. A Figura 6d mostra o caso em que as tensões são desequilibradas por terem amplitudes diferentes e também por não estarem defasadas entre si em 120° .

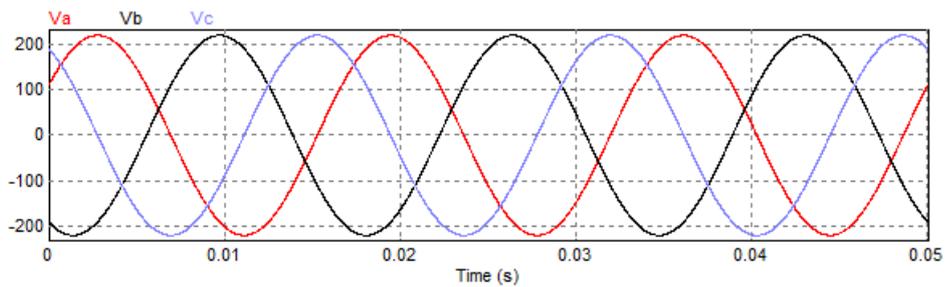
Figura 6 - Representação de sistemas trifásicos equilibrados e desequilibrados



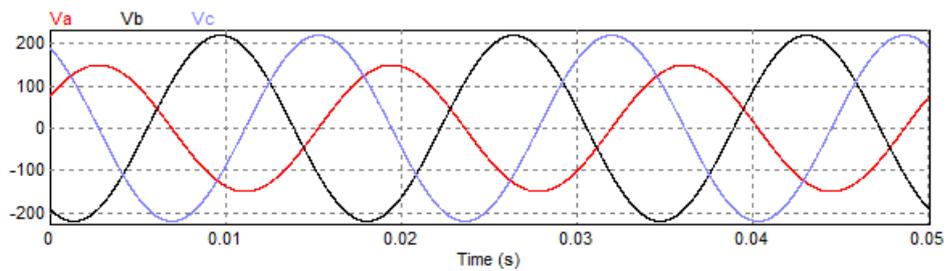
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte: Elaboração própria (2022).

Um sistema pode ter desequilíbrios de tensão e de corrente. O desequilíbrio de tensão é abordado no módulo 8 da normativa nacional intitulada “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST” sendo que esta norma estabelece um limite de até 3% de desequilíbrio de tensão para tensões de até 1kV (ANEEL, 2021). O desequilíbrio de tensão pode ocasionar

desequilíbrio de corrente, acarretar em mal funcionamento de pontes retificadoras a diodos por dependerem do valor de tensão da rede para comutar e, também está associado ao mal funcionamento de motores trifásicos, porque implica em oscilações de torque e sobreaquecimento dos motores.

O desequilíbrio de corrente não é previsto no módulo 8 do PRODIST contudo é um problema existente em instalações elétricas industriais e sistemas de distribuição. Sua formação dá-se principalmente pela alocação inadequada de consumidores monofásicos, bifásicos ou por consumidores alimentados com o sistema trifásico possuem uma demanda de potência desequilibrada. Assim como a alocação indevida de cargas monofásicas ou bifásicas na rede, as gerações fotovoltaicas monofásicas ou bifásicas contribuem para aumentar o desequilíbrio de corrente na rede elétrica. Mesmo com a alocação adequada das cargas em uma rede, na operação cargas são ligadas e desligadas, as gerações fotovoltaicas monofásicas ou bifásicas podem gerar o mínimo ou o máximo dependendo da incidência solar e, com isso, também contribuem para o desequilíbrio de potência na rede. O desequilíbrio de corrente pode resultar no sobreaquecimento de condutores, enrolamentos de transformador e dispositivos de proteção já que as perdas e em consequência o sobreaquecimento dependem do valor da corrente elevado ao quadrado.

2.3 Teorema de Fortescue

Ao analisar um sistema trifásico desequilibrado não se pode mensurar seu desequilíbrio de forma direta. Nesta seção é apresentado um teorema para decompor um sistema trifásico desequilibrado em três sistemas trifásicos equilibrados, que são de fácil análise e manipulação algébrica.

Para decompor um sistema trifásico desequilibrado de difícil análise em três sistemas trifásicos equilibrados, temos o teorema de Fortescue que foi apresentado no *American Institute of Electrical Engineers* em 1918. Segundo Fortescue (1918) um

sistema desequilibrado de n fasores pode ser decomposto em n fasores equilibrados (componentes simétricas).

Este teorema é uma definição generalista para qualquer quantidade de fases de uma rede elétrica. Como a rede usualmente, no Brasil e em boa parte do mundo, é trifásica pode-se especificar esse teorema para a abordagem apresentada no livro de Stevenson (1978). Um sistema trifásico desequilibrado pode ser representado por 3 sistemas trifásicos equilibrados, no qual cada sistema obtido é nomeado de componentes de sequência positiva, componentes de sequência negativa e componente de sequência zero.

Cada sistema de componentes é definido da seguinte forma:

- a) as componentes de sequência positiva podem ser representadas pelos índices “+” ou “1”, formam um sistema trifásico equilibrado com a sequência de fase igual ao sistema trifásico desequilibrado a ser decomposto;
- b) as componentes de sequência negativa podem ser representadas pelos índices “-” ou “2”, formam um sistema trifásico equilibrado com a sequência de fase oposta ao sistema trifásico desequilibrado a ser decomposto;
- c) as componentes de sequência zero são representadas pelo índice “0”, formam um sistema com três fasores iguais, ou seja, mesmo módulo, não defasados entre si e com o mesmo ângulo de fase.

Para obter as componentes simétricas, define-se um sistema trifásico de tensão ou corrente desequilibradas (v_a , v_b e v_c), com sua sequência de fase positiva tendo a seguinte sequência, fase a , fase b e fase c (abc). Também se define o operador de rotação de $\frac{2\pi}{3}$ radianos sendo $\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}}$, com a finalidade de reduzir o volume das equações que são apresentadas. As tensões v_a , v_b e v_c , são compostas por suas componentes simétricas de forma que v_a é a soma das suas componentes de sequência positiva, negativa e zero conforme apresentado na Equação (1).

A seguir estão listadas as variáveis a ser utilizadas nas equações e figuras deste capítulo, onde o índice $x = \{a, b, c\}$ indica uma fase do sistema trifásico.

$v_x = v_x =$ tensão na fase x ;

$v_x^+ = V_{x1} =$ componente de sequência positiva da tensão na fase x ;

$v_x^- = V_{x2} =$ componentes de sequência negativa da tensão na fase x ;

$v_x^0 = V_{x0} =$ componentes de sequência zero da tensão na fase x ;

$\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}} =$ operador de rotação em 120° .

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a^+ \\ v_b^+ \\ v_c^+ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_a^- \\ v_b^- \\ v_c^- \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_a^0 \\ v_b^0 \\ v_c^0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

O sistema trifásico (Equação (1)) pode ser reescrito a fim de reduzir o número de variáveis. Para isto utiliza-se o operador de rotação em 120° e, com isto, temos como resultado a Equação (2).

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a^0 \\ v_a^+ \\ v_a^- \end{bmatrix} \quad (2)$$

É usual definir o operador matricial A , descrito na Equação (3), para facilitar a notação das equações. Seu inverso está apresentado na Equação (4).

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (3)$$

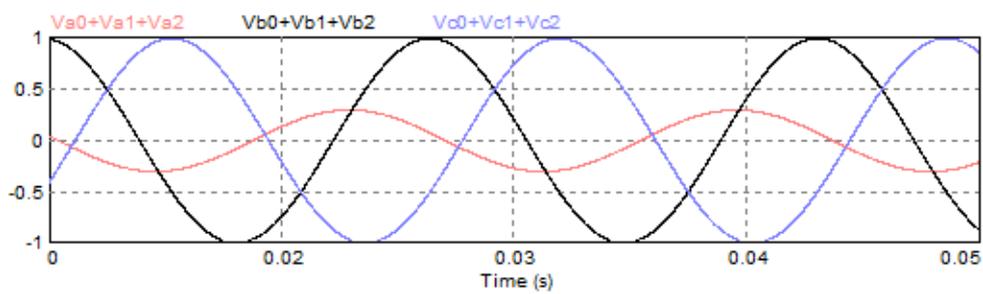
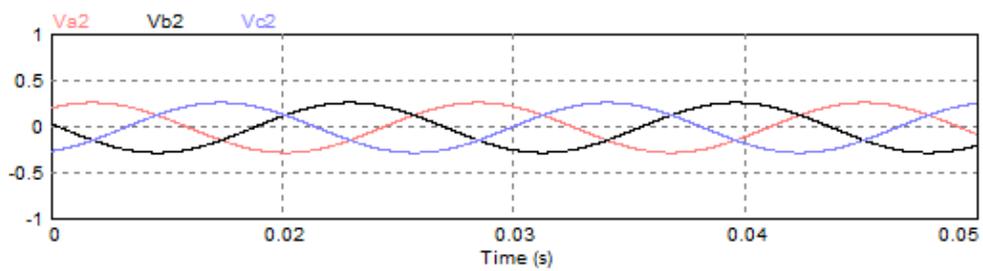
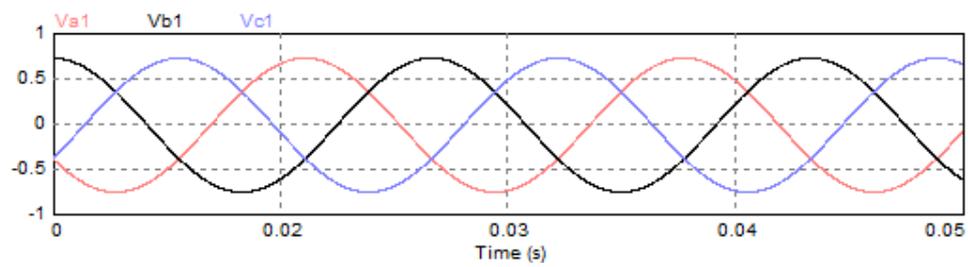
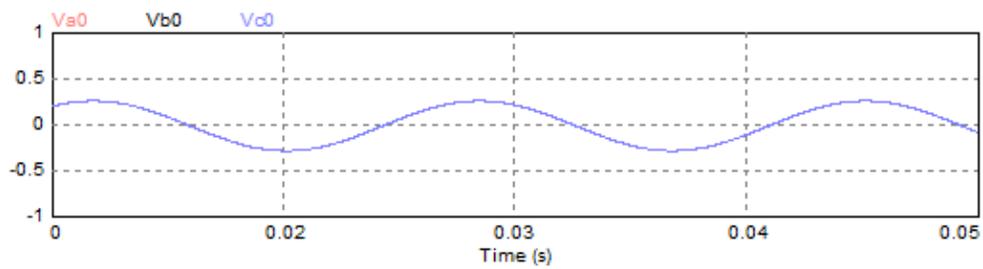
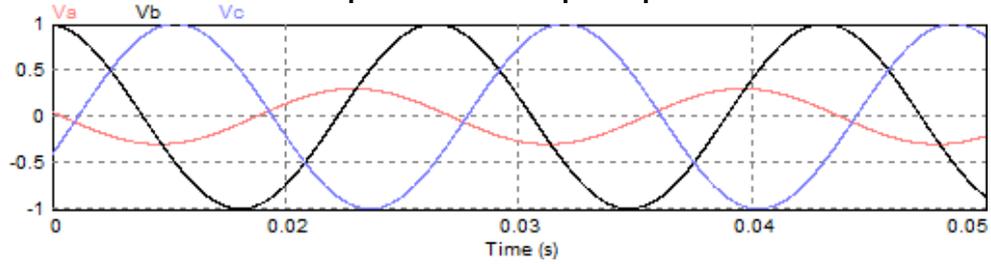
$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \quad (4)$$

A forma inversa da Equação (2) está apresentada na Equação (5) e serve para se obter as componentes simétricas a partir das tensões de fase.

$$\begin{bmatrix} v_a^0 \\ v_a^+ \\ v_a^- \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (5)$$

Na Figura 7 tem-se um exemplo de como um sistema trifásico desequilibrado (Figura 7a) pode ser decomposto em 3 sistemas trifásicos equilibrados: um sistema trifásico com as componentes de sequência zero (Figura 7b), um sistema trifásico com as componentes de sequência positiva (Figura 7c) e um sistema trifásico com as componentes de sequência negativa (Figura 7d). Podemos validar que somando os sistemas trifásicos de componente de sequência zero, positiva e negativa teremos de volta o sistema trifásico original (Figura 7e).

Figura 7 - Sistema trifásico desequilibrado decomposto pelo teorema de Fortescue (1918)



Fonte: Elaboração própria (2022).

2.4 Conclusão

Os desequilíbrios na rede elétrica são um problema de qualidade de energia e para analisar um sistema trifásico desequilibrado apresentou-se o teorema de Fortescue. Esse teorema traz uma ferramenta matemática que decompõe sinais trifásicos desequilibrados em três componentes: componente de sequência positiva, componente de sequência negativa e componente de sequência zero. Porém sua formulação original está atrelada ao conhecimento dos fasores das tensões ou correntes. Os fasores representam um sinal senoidal em regime permanente e presumem conhecimento futuro do comportamento do sistema. Como o objetivo deste trabalho é desenvolver um controle das correntes, que deve se adaptar instantaneamente às variações do sistema, faz-se necessário obter as componentes simétricas de tensão ou corrente de forma instantânea. Para isto no capítulo 3 é apresentado uma generalização desta teoria de decomposição de sistemas trifásicos desequilibrados.

3 COMPONENTES SIMÉTRICAS INSTANTÂNEAS

Neste capítulo é apresentado uma generalização do teorema de Fortescue, essa generalização tem como objetivo a obtenção de forma instantânea das componentes simétricas de um sistema trifásico desequilibrado.

Como o objetivo deste trabalho é desenvolver um controle para um inversor fotovoltaico trifásico que consiga injetar correntes desequilibradas na rede, esse controle das correntes do inversor deve ser feito instantaneamente (na frequência de comutação). Assim, precisa-se de uma adaptação dessa técnica tradicional, de decomposição de um sistema trifásico em componentes simétricas, que forneça uma estimativa também instantânea dessas componentes de sequência positiva e negativa.

3.1 Decomposição instantânea de um sistema trifásico em componentes simétricas

A proposta da obtenção de componentes simétricas instantâneas apresentada nesta seção é uma generalização do teorema de Fortescue (1918) e foi apresentada por Lee (1999).

A decomposição instantânea de um sistema trifásico em componentes simétricas, começa a partir do teorema de Fortescue (1918), apresentado na fundamentação deste trabalho e representado na sua forma trifásica matricial na Equação (1), na Equação (2) e na Equação (5). As manipulações algébricas a seguir tem a finalidade de reescrever a decomposição em componentes simétricas a partir de valores instantâneos de tensão ou corrente.

A seguir estão listadas as variáveis a ser utilizadas nas equações desta seção, onde o índice $x = \{a, b, c\}$ indica uma fase do sistema trifásico.

v_x = tensão na fase x ;

v_x^{90} = tensão na fase x ortogonal a tensão v_x ;

v_x^+ = componente de sequência positiva da tensão na fase x;

v_x^- = componentes de sequência negativa da tensão na fase x;

$\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ = operador de rotação em 120° .

$$\begin{bmatrix} v_a^+ \\ v_b^+ \\ v_c^+ \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ \alpha^2 & 1 & \alpha \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$\begin{bmatrix} v_a^- \\ v_b^- \\ v_c^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha^2 & \alpha \\ \alpha & 1 & \alpha^2 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (7)$$

Através da Equação (8), atribuída a Leonhard Euler, pode-se reescrever o operador α e chegar na Equação (9).

$$e^{j\theta} = \cos(\theta) + j\text{sen}(\theta) \quad (8)$$

$$\alpha = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}e^{j\frac{\pi}{2}} \quad (9)$$

Ao substituir α na Equação (6) e na Equação (7) pelo seu correspondente encontrado na Equação (9), temos por fim as equações (10) e (11) que descrevem a transformada de tensões ortogonais em componentes simétricas instantâneas.

$$\begin{bmatrix} v_a^+ \\ v_b^+ \\ v_c^+ \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & -0.5 & -0.5 \\ -0.5 & 1 & -0.5 \\ -0.5 & -0.5 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} + \frac{\sqrt{3}}{6} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a^{90} \\ v_b^{90} \\ v_c^{90} \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\begin{bmatrix} v_a^- \\ v_b^- \\ v_c^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & -0.5 & -0.5 \\ -0.5 & 1 & -0.5 \\ -0.5 & -0.5 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$- \frac{\sqrt{3}}{6} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a^{90} \\ v_b^{90} \\ v_c^{90} \end{bmatrix}$$

A decomposição instantânea de um sistema trifásico em componentes simétricas proposta por Lee (1999) e apresentada nas equações (10) e (11) tem como variáveis de entrada um sistema trifásico e um segundo sistema trifásico que corresponde ao primeiro defasado em 90° . Assim, faz-se necessário uma estrutura de geração instantânea de um sistema trifásico ortogonal.

3.2 Geração de sistema trifásico ortogonal

O método de obtenção um sinal senoidal ortogonal foi concebido por Ciobotaru (2006) e teve sua elaboração a partir da publicação de Burger (2001). A estrutura deste algoritmo contém um integrador generalizado de segunda ordem - SOGI. O seu funcionamento consiste em gerar dois sinais senoidais, um em fase com o sinal da tensão/corrente e um segundo ortogonal a este.

A sua topologia está apresentada na Figura 8, através de diagrama de blocos, no qual se subtrai a tensão em fase gerada (v_a') da tensão adentrada (v_a) e, dessa maneira, temos um erro entre v_a' e v_a . Este valor de erro é multiplicado por um ganho e entra em um SOGI. O SOGI, recebe o sinal da sua entrada, diminui da sua projeção do sinal de entrada defasado em $\pi/2$ radianos, antes de integrar para gerar v_a' é necessário multiplicar pela frequência angular da tensão da rede, este passo intermediário se dá pelo fato de que ao se integrar uma função senoidal no tempo temos como resposta um sinal cossenoidal dividido pela sua frequência angular.

As variáveis de entrada ou saída do gerador de sinal ortogonal da Figura 8, são as seguintes:

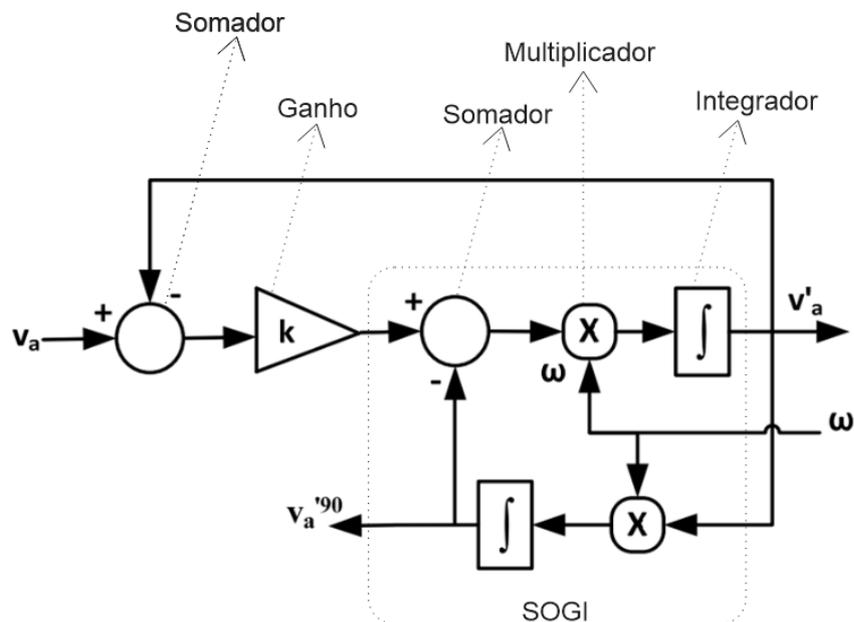
v_a = tensão de entrada;

v'_a = tensão de saída, em fase com a tensão de entrada;

$v_a'^{90}$ = tensão de saída, 90° atrasada da tensão de entrada;

ω = frequência angular da tensão de entrada.

Figura 8 - Representação esquemática de um gerador de sinal ortogonal



Fonte: Adaptado de Ozsoy (2017).

As funções de transferência em malha fechada ($Hd(s) = \frac{v'_a}{v_a}$ e $Hq(s) = \frac{v_a'^{90}}{v_a}$) da estrutura apresentada na Figura 8 são definidos na Equação (12) e na Equação (13). (CIOBOTARU, 2006)

$$Hd(s) = \frac{v'_a}{v_a}(s) = \frac{k \omega s}{s^2 + k \omega s + \omega^2} \quad (12)$$

$$Hq(s) = \frac{v_a'^{90}}{v_a}(s) = \frac{k \omega^2}{s^2 + k \omega s + \omega^2} \quad (13)$$

Pelo fato de se utilizar um SOGI, esta estrutura funciona como um filtro e os sinais senoidais gerados possuem menos ruídos que o sinal adentrado ao SOGI.

O gerador de sistema trifásico ortogonal apresentado nessa seção tornou viável a implementação em um controlador da decomposição instantânea de um sistema trifásico em componentes simétricas.

3.3 Simulação da decomposição instantânea de um sistema trifásico em componentes simétricas

Nesta seção é apresentado uma simulação com o objetivo de evidenciar as características do algoritmo de geração de sistema trifásico ortogonal, e da obtenção das componentes de sequência negativa apresentada na Equação (11). Busca-se validar a eficiência do algoritmo de geração de sistema trifásico ortogonal em filtrar a tensão da rede elétrica e comparar a componente de sequência negativa da tensão da rede com a sua obtenção através da Equação (11). Para esta proposta, foi utilizado o *software* PSIM.

Este algoritmo pressupõe o conhecimento da frequência angular da componente fundamental dos sinais de tensão ou corrente a ser decompostos e que esta seja constante no tempo. O bloco que captura a fase da rede elétrica e fornece a frequência angular da rede é apresentado no capítulo 4.

Na Figura 9 é mostrada a implementação do gerador de sinal ortogonal no *software* PSIM. Cada gerador de sinal ortogonal possui como variáveis de entrada a tensão de uma fase da rede e uma estimativa da frequência angular da rede elétrica.

As variáveis de entrada ou saída da simulação apresentada nessa seção estão listadas a seguir, onde $x = \{a, b, c\}$ indica a fase da rede elétrica:

v_x = tensão da rede elétrica na fase x ;

v_{x_sogi} = tensão da rede elétrica na fase x , filtrada pelo SOGI;

v_{x90_sogi} = tensão da rede elétrica na fase x , filtrada pelo SOGI e atrasada em 90° em relação a v_{x_sogi} ;

v_{x_1} = componente de sequência positiva do sinal v_{x0} ;

v_{x_2} = componente de sequência negativa do sinal v_{x0} .

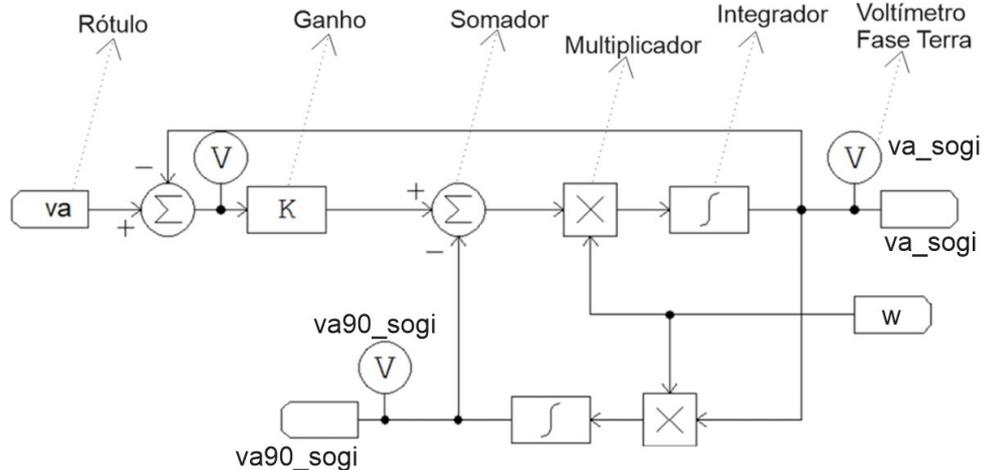
v_{xp} = componente de sequência positiva do sinal v_x sem os ruídos do gerador de ruído;

v_{xn} = componente de sequência negativa do sinal v_x sem os ruídos do gerador de ruído;

w = frequência angular da rede elétrica indicada pelo PLL.

As variáveis listadas acima, associadas a uma fase específica da rede elétrica, tem a sua variável correspondente para outras fases da rede, assim como o circuito apresentado na Figura 9 tem sua equivalência para outras fases da rede.

Figura 9 - Diagrama de simulação do gerador de sinal ortogonal para a fase “a”

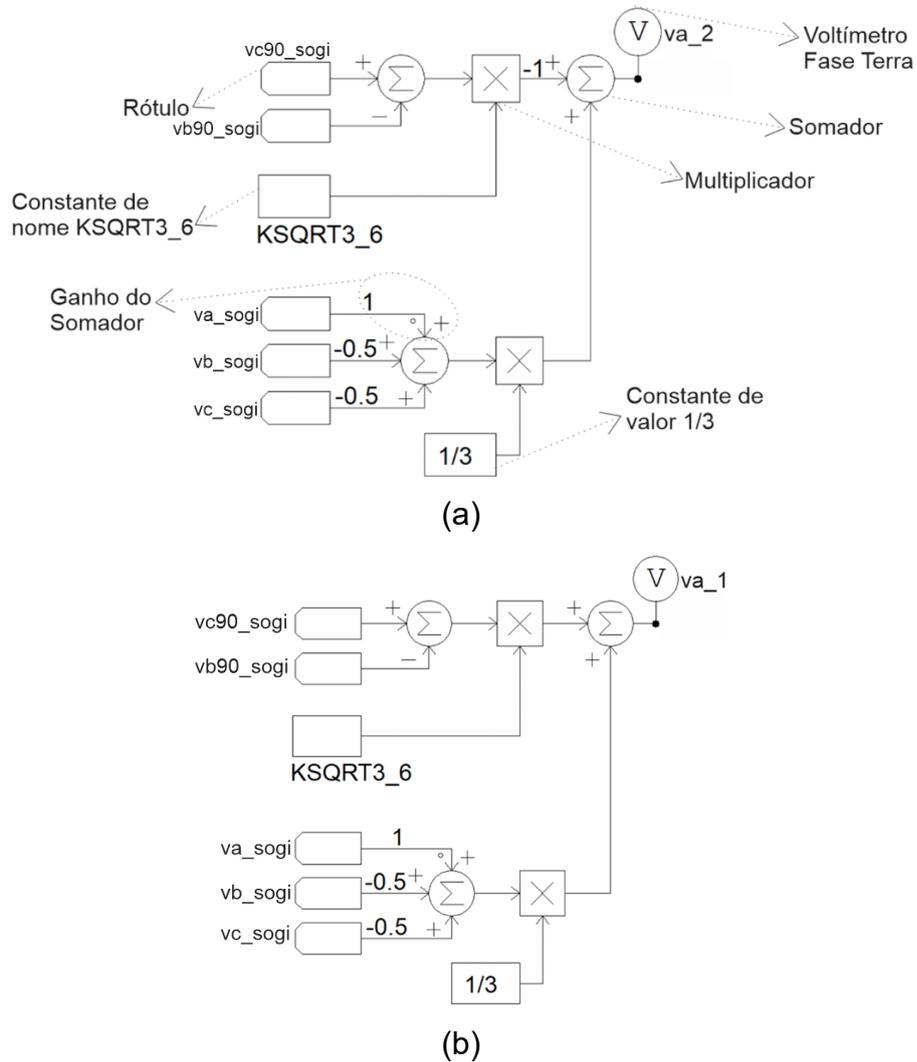


Fonte: Elaboração própria (2022).

Na Figura 10a, tem-se a implementação da Equação (11) através de blocos disponíveis no *software* PSIM para se efetuar a simulação e na Figura 10b tem-se a implementação da Equação (10). Na Figura 10 temos a obtenção da componente de sequência negativa da tensão trifásica na fase *a* da rede porém este circuito tem a sua equivalência para outras fases da rede.

Além das variáveis de entrada e saída, na Figura 10 também está descrita a utilização da constante “KSQRT3_6”. O valor dessa constante corresponde a raiz de 3 dividido por 6.

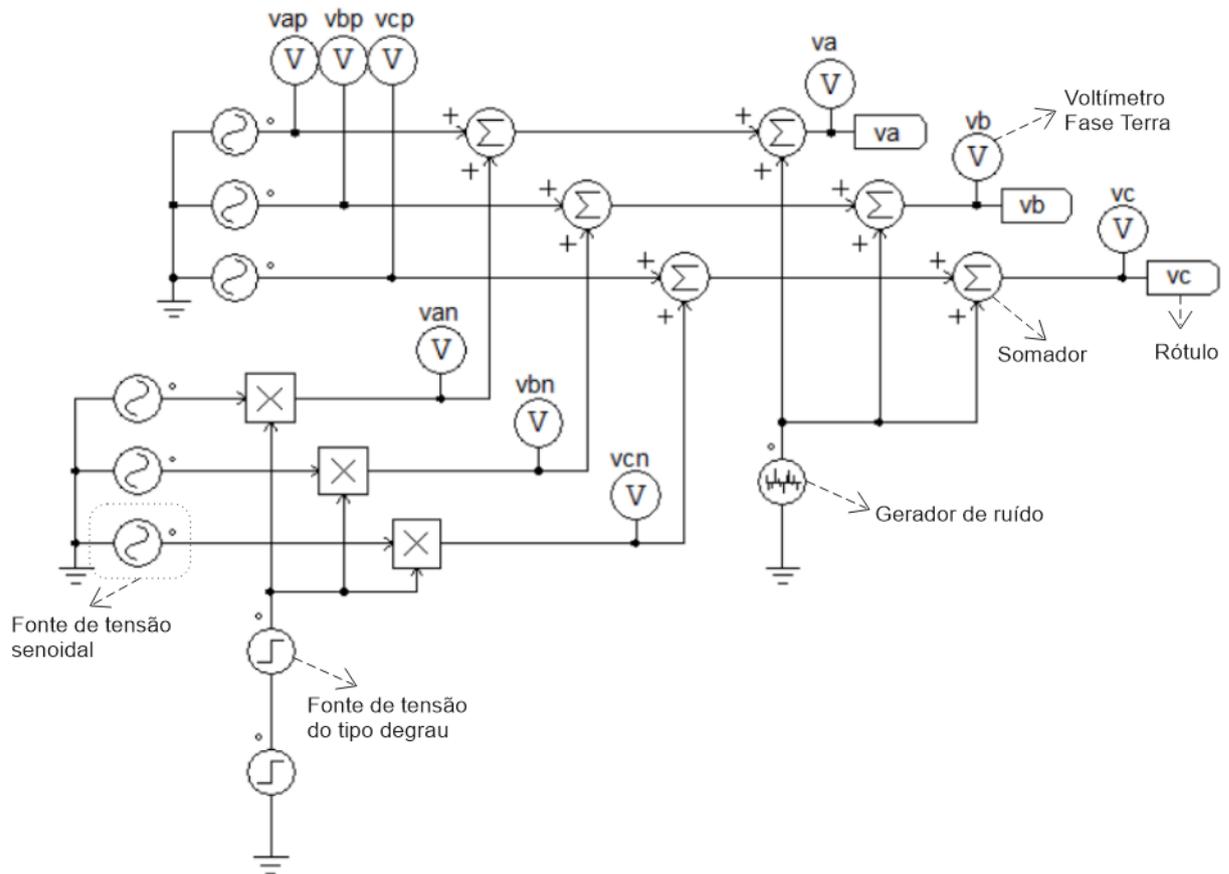
Figura 10 - Diagrama de simulação da Equação (11) para a fase “a”



Fonte: Elaboração própria (2022).

A fim de obter diferentes medições de tensão e explorar a capacidade do gerador de sinal ortogonal e da transformada apresentada na Figura 10, criou-se o circuito mostrado na Figura 11. O diagrama é composto por uma geração trifásica de tensão equilibrada de sequência negativa; uma geração trifásica de tensão equilibrada de sequência positiva, um gerador de ruído e duas fontes do tipo degrau para simular uma mudança de desequilíbrio da rede.

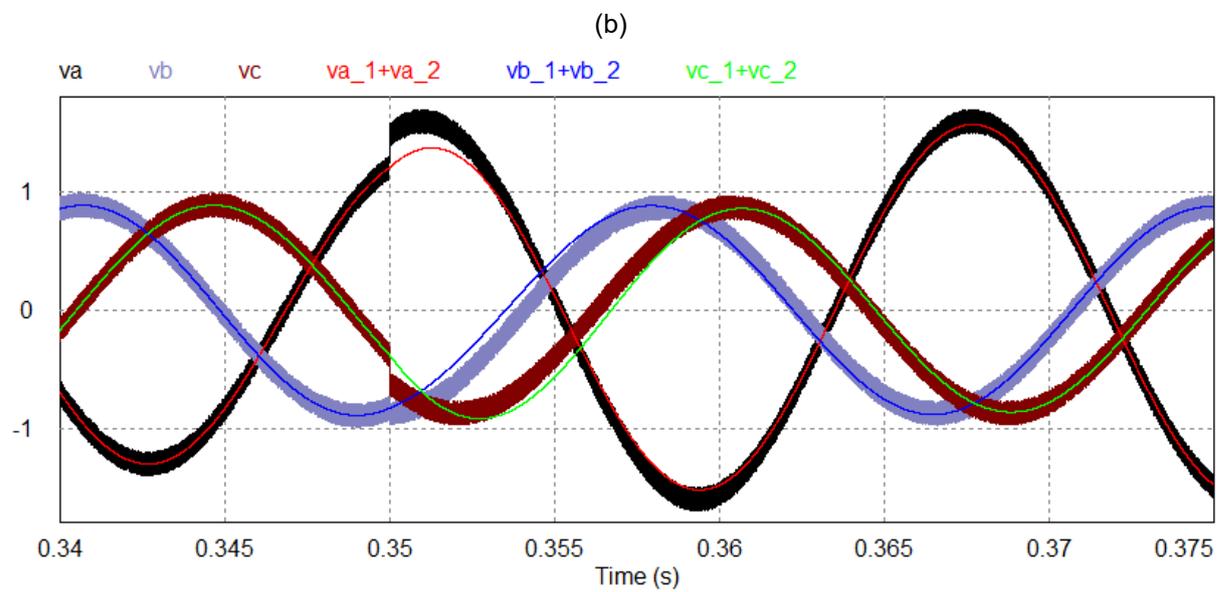
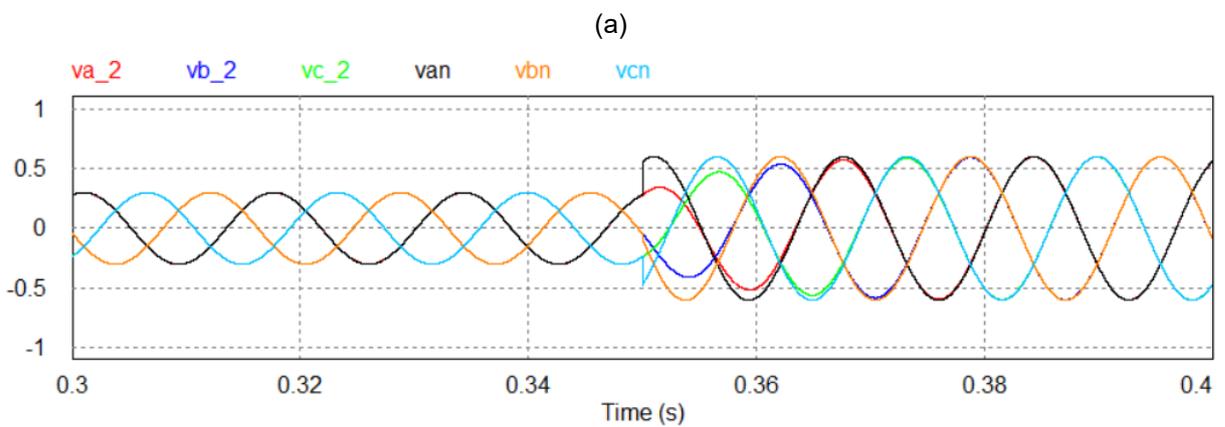
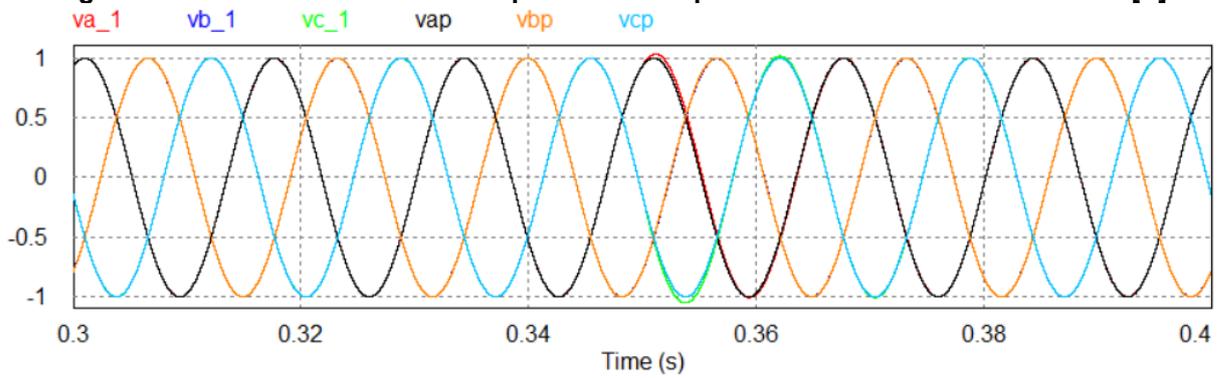
Figura 11 - Diagrama de simulação da tensão da rede elétrica



Fonte: Elaboração própria (2022).

O resultado da simulação do algoritmo para decomposição instantânea de um sistema trifásico em componentes simétricas está apresentado na Figura 12. Onde na Figura 12a temos as componentes de sequência positiva da tensão, na Figura 12b temos as componentes de sequência negativa da tensão e na Figura 12c temos a soma das componentes de sequência negativa e positiva da tensão. No instante de 0,35 segundos de simulação foi alterado o desequilíbrio da rede de forma abrupta, com isso temos que as tensões geradas pelo SOGI tiveram uma alteração suave, mas em pouco tempo já acompanharam a nova configuração da rede. A Figura 12c ilustra não somente o fato da obtenção instantânea das componentes simétricas da tensão da rede, mas também que este sinal está sem ruído. Isto mostra quão eficiente foi o SOGI em filtrar os ruídos adicionados à tensão da rede elétrica.

Figura 12 – Sistema trifásico decomposto em componentes simétricas instantâneas [V]



Fonte: Elaboração própria (2022).

3.4 Conclusão

A estratégia apresentada de decomposição de um sistema trifásico desequilibrado em componentes simétricas instantâneas foi eficaz, pois a simulação numérica realizada mostrou que em tempo real o algoritmo identifica as componentes simétricas de um sistema trifásico. Assim, a partir do algoritmo apresentado neste capítulo um controlador pode obter as componentes simétricas instantâneas de tensão e/ou corrente da rede elétrica.

4 CONTROLE DO INVERSOR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO

O controle usual de um inversor fotovoltaico trifásico tem o objetivo de injetar potência ativa e reativa na rede elétrica. A quantidade de potência que o inversor tem para injetar na rede é igual a potência entregue pelo arranjo de módulos fotovoltaicos, essa depende do controle MPPT do conversor CC/CC. O algoritmo de MPPT faz o rastreamento do ponto de máxima potência para diferentes condições de irradiação solar e injeta corrente no barramento CC, assim, o inversor precisa transferir do barramento a mesma quantidade corrente que o MPPT injeta, que, por sua vez, o inversor transfere essa energia na rede de forma controlada.

O controle do inversor é feito, normalmente, em duas malhas de controle, sendo uma malha externa e uma malha interna. A malha externa de controle de tensão no barramento CC, onde o quadrado da tensão no barramento CC é proporcional a energia entregue pelo conversor CC/CC. Essa energia deve ser entregue à rede elétrica para manter o balanço energético e estabilidade de tensão no barramento CC. Para isto o controle de tensão gera uma referência de potência ativa que o inversor deve injetar na rede. Uma segunda malha interna de controle de tensão tem a função de fazer com que o inversor entregue a rede toda potência entregue pelo conversor CC/CC, para isso essa malha segue a referência de potência ativa gerada pelo controle de tensão. Como se trata de um sistema em CA, a injeção de potência na rede é feita gerando correntes sincronizadas com a rede, isso é feito comumente através de uma transformada síncrona que necessita do valor instantâneo da fase da rede, assim, se faz necessário uma malha de captura de fase da rede.

A estrutura usual de controle foi acrescida de uma malha de controle de desequilíbrio de corrente na rede elétrica. Essa malha adicional para identificar os desequilíbrios na rede precisa fazer uma decomposição em componentes simétricas instantâneas.

A estrutura proposta para o controle do inversor fotovoltaico trifásico está apresentada em forma de diagrama de blocos na Figura 13 e este capítulo conta com seções específicas para explicar cada malha de controle. A Figura 14 representa parte

da estrutura de eletrônica de potência utilizada para a geração fotovoltaica e tem a indicação das variáveis de entrada ou saída do controle do inversor (Figura 13). O significado de cada variável que interliga a estrutura de potência com a estrutura de controle é dado a seguir:

v_{dc} = tensão medida no barramento CC;

V_{dc}^* = valor constante em que se deseja manter a tensão no barramento CC do inversor;

ω_0 = constante de valor igual a frequência angular fundamental ($2\pi 60$ rad/s);

ω = frequência angular da rede elétrica, estimada pelo SRF-PLL;

θ = ângulo de fase da rede elétrica, estimado pelo SRF-PLL;

d_0, q_0 = valores iniciais das componentes de eixo direto (d_0) e em quadratura (q_0) das correntes do controle de sequência positiva;

i_q^* = referência de potência reativa a ser injetada na rede elétrica;

m_x = sinal modulante da fase $x = \{a, b, c\}$;

i_x = medição de corrente na saída do inversor na fase x da rede, onde $x = \{a, b\}$ indica a fase da rede;

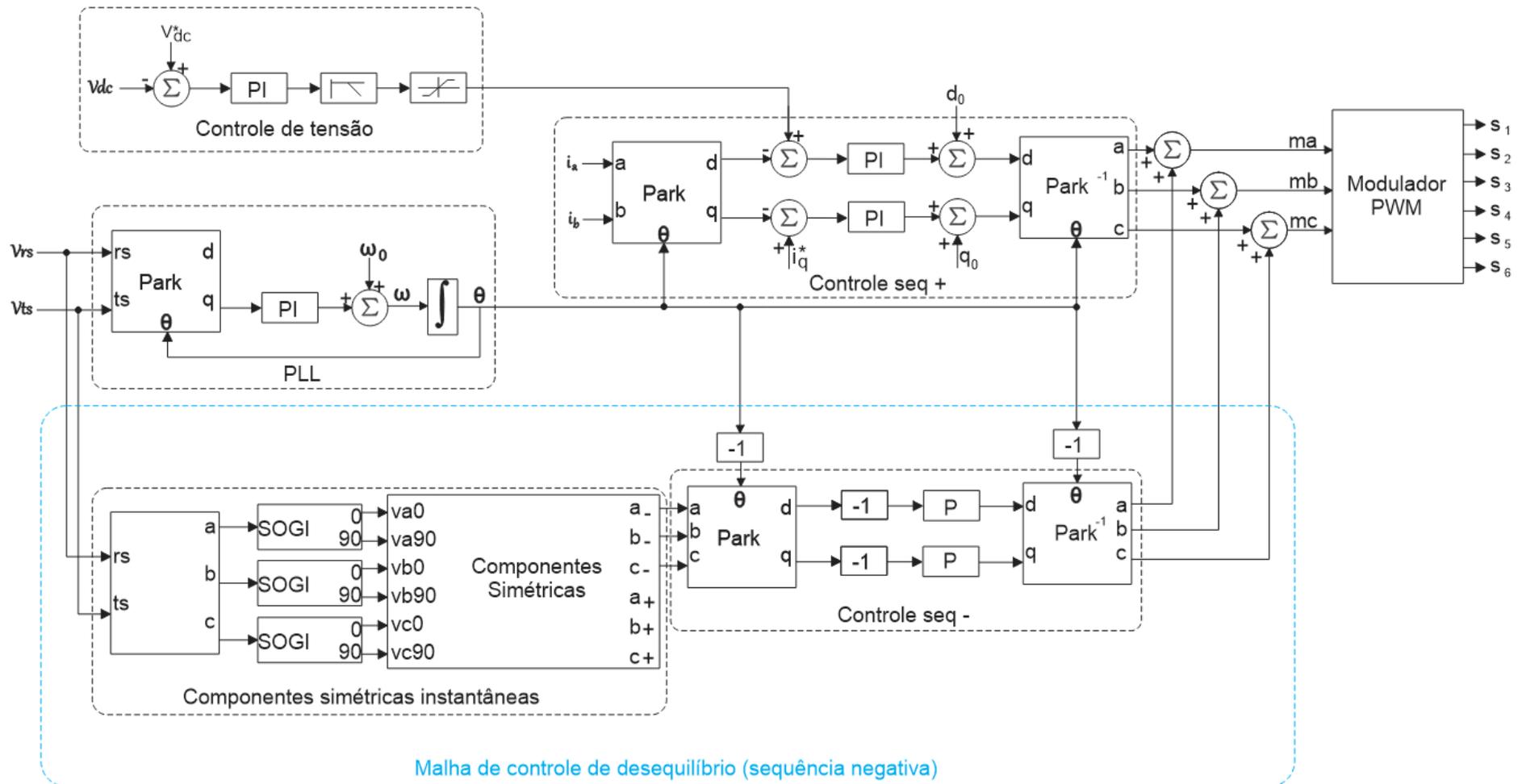
S_x = interruptor eletrônico da ponte inversora trifásica, onde $x = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ indica cada interruptor eletrônico;

s_x = estado (aberto ou fechado) do interruptor eletrônico da ponte inversora trifásica, onde $x = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ indica cada interruptor eletrônico;

v_{rs} = Tensão medida entre as fases r e s da rede

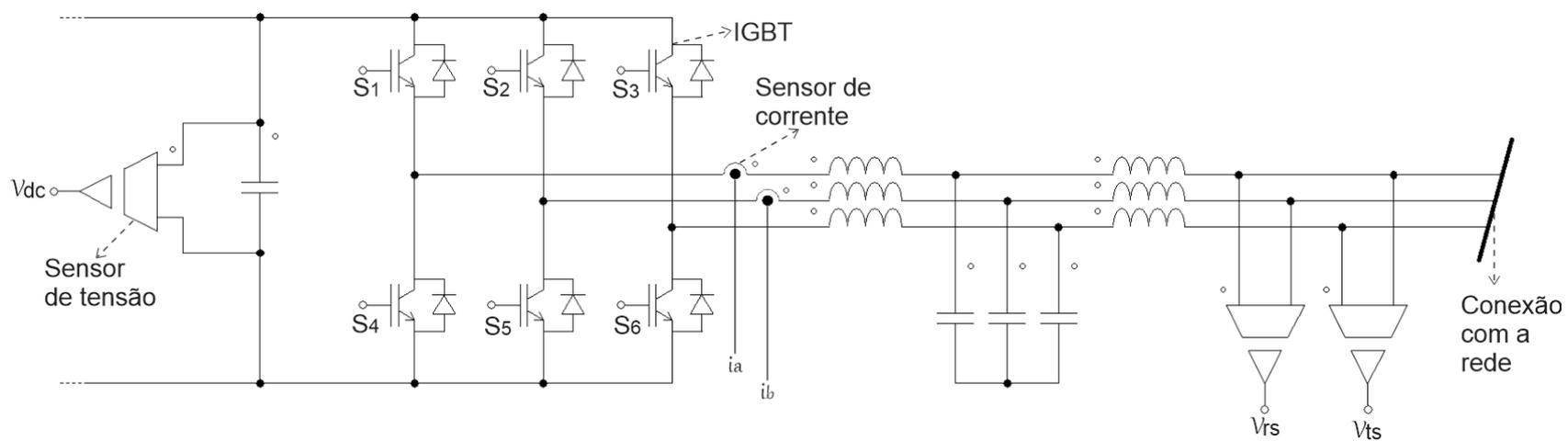
v_{ts} = Tensão medida entre as fases t e s da rede

Figura 13 - Estrutura de controle da estrutura de eletrônica de potência que representa a geração fotovoltaica



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 14 – Indicação das variáveis de entrada e saída da eletrônica de potência que representa a geração fotovoltaica



Fonte: Elaboração própria (2022).

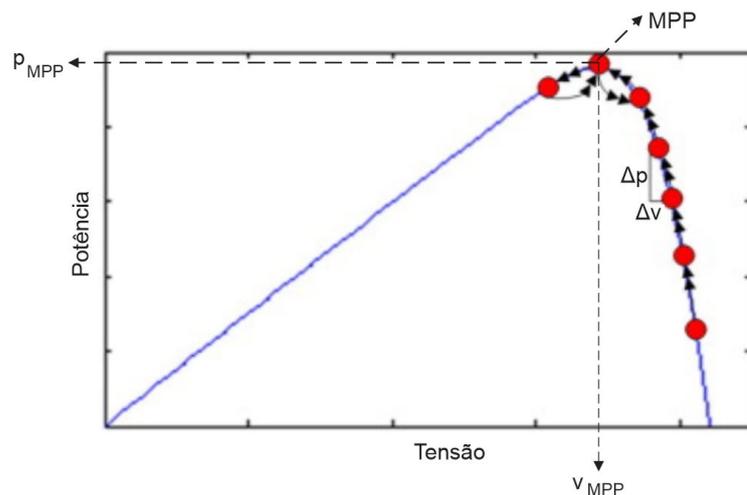
4.1 MPPT

Conforme a Figura 5 que apresenta um ensaio em uma célula fotovoltaica monocristalina, o Ponto de Máxima Potência – MPP do gráfico ocorre a partir de uma tensão específica condicionada pelo conversor CC/CC a essa célula.

Para controlar o conversor CC/CC a condicionar valores de tensão a células fotovoltaicas para que essas passem o maior período operando no MPP, desenvolveu-se técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência – MPPT.

Uma técnica tradicional de MPPT se chama Perturba e Observa - P&O (Figura 15) em que se provoca uma variação na tensão do módulo fotovoltaico (Δv) e mede-se a potência entregue por esse. Caso o novo valor de tensão produza uma potência maior que anterior, adota-se o novo valor de tensão a ser condicionado ao módulo. Do contrário, permanece o valor de tensão anterior condicionado ao módulo. Segundo Ahmed (2015) o P&O é propenso a perder sua direção de rastreamento e carece melhorias na técnica tradicional aqui explicada.

Figura 15 – Técnica de MPPT Perturba e Observa - P&O.
Onde MPP é o ponto de máxima potência, p_{MPP} é a potência no MPP, v_{MPP} é a tensão no MPP, Δv é uma variação de tensão no módulo e Δp é uma variação de potência causado por Δv .



Fonte: Adaptado de Ahmed (2015).

Aprimorar técnicas de MPPT significa obter mais energia a partir da mesma estrutura de módulos fotovoltaicos, ou seja, tornar o sistema mais eficiente. Dessa

forma, essa é uma área de estudo promissora e encontra-se diversos artigos que buscam melhorar os algoritmos de MPPT. (MOHAPATRA, 2019)

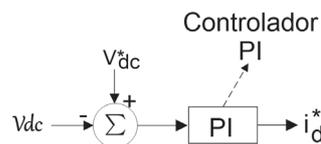
Com as técnicas de MPPT implementadas no conversor CC/CC, esse entregará uma maior energia ao barramento CC. Como a tensão ao quadrado no barramento CC é proporcional a energia entregue pelo conversor CC/CC, faz-se necessário um controle de tensão para drenar essa energia e manter a estabilidade no barramento CC.

4.2 Controle da tensão no barramento CC

O controle de tensão no barramento CC tem a função de manter o balanço de potência e estabilidade no barramento CC. A estrutura convencional desse controle está apresentada na Figura 16, nessa configuração temos que quanto maior a tensão no barramento CC, maior (em módulo) será o referencial de corrente (i_d^*) a ser enviado ao controle de potência ativa do inversor. A modelagem é feita assim pela forma que será modelado o controle de potência ativa.

A estrutura do controle de tensão contém um controlador proporcional integral – PI, esse controlador é formado pela soma de um controle proporcional que produz na saída um sinal proporcional a um sinal de entrada e um controle integral que produz na saída o sinal de entrada integrado no tempo. Dessa forma enquanto a tensão estipulada para o barramento CC (V_{dc}^*) for menor que a tensão medida do barramento CC (v_{dc}), o PI continuará aumentando o referencial de corrente (i_d^*).

Figura 16 – Estrutura convencional para controle de tensão no barramento CC

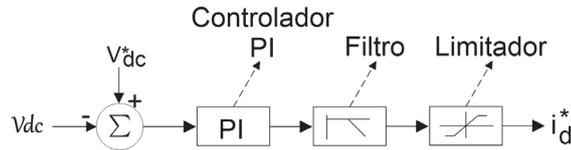


Fonte: Adaptado de Callegari (2021).

Na Figura 17 temos a estrutura que foi utilizada para o controle de tensão no barramento CC. O diferencial dessa estrutura em relação a convencional (Figura 16) é a adição de um filtro e um limitador. O filtro tem a função de evitar que o controle

tente compensar oscilações de tensão cíclicas de baixa frequência e o limitador não permite que o controle de tensão venha solicitar potência ativa da rede elétrica.

Figura 17 - Estrutura utilizada para controle de tensão no barramento CC



Fonte: Elaboração própria (2022).

4.3 Controle de potência ativa e reativa

O bloco chamado “Controle seq +” (Figura 18) tem a função de controlar a injeção de potência ativa e reativa na rede elétrica, o nome desse bloco se dá pela injeção de correntes de sequência positiva na rede. Seu funcionamento está atrelado a obtenção das componentes de eixo direto e em quadratura das correntes na saída do inversor. Isto é realizado com a transformada de Park (Equação (42)) apresentada no APÊNDICE B. A componente de eixo direto obtida pela transformada de Park da corrente injetada à rede, representa a parcela de corrente em fase com a tensão da rede elétrica, ou seja, a potência ativa que o inversor entrega à rede. A componente em quadratura da corrente injetada na rede representa a parcela de corrente adiantada em 90° da fase da rede, assim, representa a potência reativa que o inversor entrega à rede elétrica.

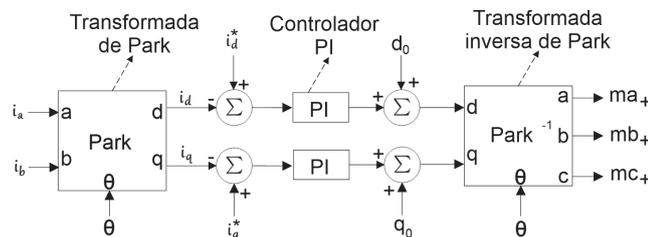
A diferença entre a parcela de corrente de eixo direto que o inversor está injetando na rede (i_d) e a referência gerada pelo controle de tensão (i_d^*), significa um valor de erro que indicará ao controlador PI o quanto se deve injetar a mais ou a menos de potência ativa na rede.

Como a parcela de corrente de eixo em quadratura que o inversor está injetando representa a sua injeção de potência reativa na rede, acrescentar ou diminuir essa componente através de uma referência de corrente em quadratura (i_q^*), faz o inversor compensar reativos da rede. Assim, para i_q^* valendo zero significa que não se deseja injetar potência reativa na rede elétrica.

Os sinais de corrente de eixo direto e em quadratura que saem do PI são acrescidos de seus valores iniciais: d_0 para componente de eixo direto e q_0 para a componente de eixo em quadratura. Assim como na conexão de um gerador síncrono que no momento de conexão com a rede elétrica deve estar produzindo tensões em fase com a rede e de mesma amplitude, para evitar transitórios de corrente (CHAPMAN, 2013), na conexão de um inversor com a rede se faz necessário ter valores iniciais de corrente de eixo direto (d_0) e em quadratura (q_0) para produzir na saída do inversor tensões semelhantes à da rede elétrica. Caso se conecte o inversor a rede com d_0 e q_0 valendo zero, os sinais modulantes (ma_+ , mb_+ , mc_+) serão iguais a zero e com isso o resultado da modulação será abrir e fechar os interruptores superiores (S_1, S_2, S_3), ou inferiores (S_4, S_5, S_6) ao mesmo tempo, provocando um curto-circuito. Como entre a rede elétrica e o curto circuito formado no inversor há apenas o filtro, as correntes na saída do inversor excederão valores nominais e se houver proteção, esta irá atuar.

Os valores de corrente de eixo direto e de eixo em quadratura a ser injetadas na rede, adentram em uma transformada de Park inversa (Equação (43)) que gera os sinais modulantes (ma_+ , mb_+ , mc_+), esses sinais correspondem a componente de sequência positiva que o inversor injetará na rede.

Figura 18 - Estrutura convencional para controle de potência ativa e reativa de um inversor fotovoltaico trifásico



Fonte: Adaptado de Zeb (2018).

A malha de controle de potência ativa e reativa utiliza a transformada de Park e sua inversa. Para a realização dessas transformadas é necessário conhecer o ângulo de fase da rede elétrica, dessa forma se faz necessário uma malha de captura do ângulo de fase da rede elétrica.

4.4 Malha de captura de fase - PLL

Para a conexão da geração fotovoltaica com a rede elétrica e assim injetar a potência proveniente dos módulos fotovoltaicos à rede elétrica, é necessário que a geração fotovoltaica entre em sincronismo com a rede, para isso tem a malha de captura de fase – PLL cuja função é descobrir o ângulo de fase da rede. Esse procedimento também é requerido para conectar um gerador síncrono à rede elétrica, onde o gerador deve ter a mesma sequência e ângulo de fase da rede e tensões de linha iguais (CHAPMAN, 2013).

Para capturar o ângulo de fase da rede de forma dinâmica no tempo há alguns desafios, pois ao amostrar um sinal senoidal puro de amplitude e frequência constantes e conhecidas, tem-se a facilidade de dizer qual a fase deste sinal, porém a tensão da rede não é em formato senoidal puro, apresenta ruídos, amplitude e frequência variável. Assim, para identificar o ângulo de fase de forma instantânea e robusta é necessário utilizar-se de técnicas de rastreamento do ângulo de fase.

Nesta seção são apresentadas ferramentas com a finalidade de se capturar a fase da rede elétrica.

4.4.1 Princípio de funcionamento de um PLL

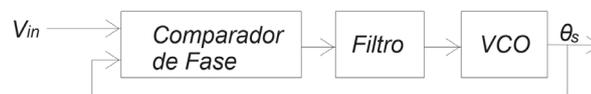
O PLL é um sistema de controle que ajusta automaticamente a fase de um sinal gerado para corresponder à fase de um sinal de entrada.

Segundo Sevilmiş (2019) e Huntoon (1947), o algoritmo de PLL foi proposto pela primeira vez na década de 20 por Appleton (1923), no entanto só na década de 30 por Bellescize (1932) houve uma aplicação, sincronizar sinais de rádio. A estrutura básica de um PLL é apresentada na Figura 19.

Na Figura 19 temos que o sinal de entrada é comparado com o sinal gerado pelo oscilador controlado por tensão – VCO. Como resultado dessa comparação temos um sinal que representa a defasagem entre a tensão de entrada e a tensão gerada pelo VCO. O sinal resultante do comparador é filtrado e serve como referência para o VCO gerar um novo sinal a partir da resposta do comparador de fase.

Um possível comparador de fase é feito ao multiplicar a tensão de entrada pela tensão gerada pelo VCO. Para esse comparador, quando as tensões estiverem em quadratura terá como resultado um novo sinal com o valor médio igual a zero. Dessa forma, caso utilize um filtro que passa baixa, o VCO terá como sinal referência de entrada um erro tendendo a zero quando a fase estimada (θ_s) convergir para a fase do sinal v_{in} . O que mostraria que para essa configuração, a tensão de entrada e a tensão gerada pelo VCO, estariam em quadratura.

Figura 19 – Diagrama básico de um PLL



Fonte: Adaptado de Sevilmış (2019).

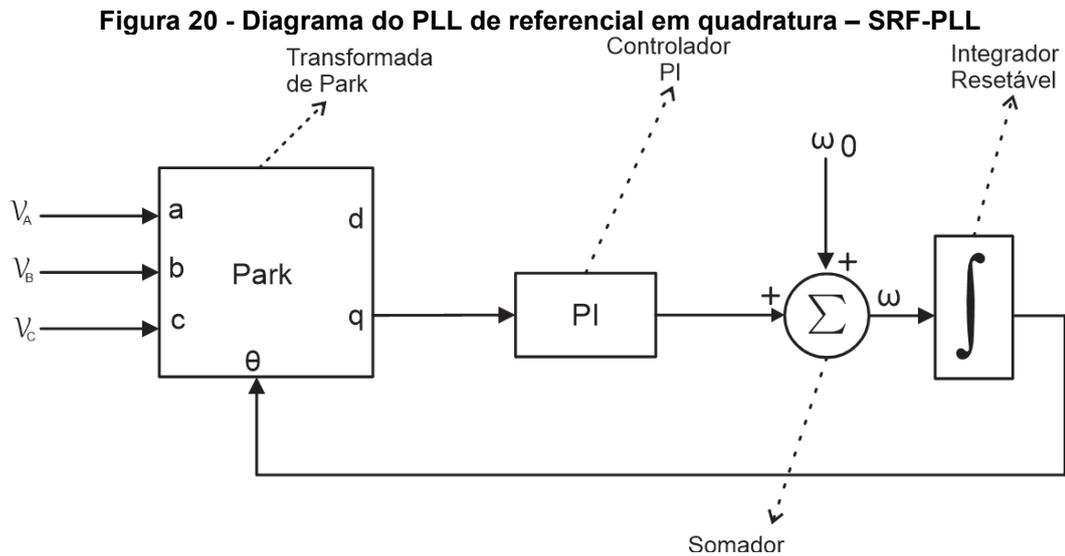
4.4.2 PLL de referencial em quadratura

O PLL de referencial em quadratura, também chamado de *Synchronous Reference Frame PLL - SRF-PLL* é amplamente utilizado para sincronizar inversores de frequência com a rede (GUO, 2011). Nessa estrutura o sistema trifásico a ser capturado o ângulo de fase é analisado a partir de um referencial síncrono através de uma transformada de Park (Equação (42)), apresentada no APÊNDICE B, e com isso o PLL pode se ater apenas a uma componente das tensões, seja ela de eixo direto ou em quadratura, assim, o PLL se torna mais eficiente em obter o ângulo de fase da rede (SEVILMIŞ, 2019).

A estrutura de PLL adotada utiliza apenas a componente de eixo em quadratura da tensão. Dessa forma, a componente de eixo direto das correntes injetadas na rede representa a parcela de potência ativa que o inversor injeta na rede enquanto que a componente de eixo em quadratura representa a parcela de potência reativa.

A Figura 20 representa em diagrama de blocos a estrutura do SRF-PLL, onde a tensão da rede (v_A , v_B e v_C) entra no algoritmo do SRF-PLL, é calculado a transformada de Park com o ângulo estimado pelo próprio SRF-PLL, a saída em

quadratura da transformada de Park passa por um controlador PI, este sinal é somado a frequência fundamental da rede e integrado, a resultante desse processo é o ângulo estimado pelo SRF-PLL.



Fonte: Elaboração própria (2022).

A estratégia de funcionamento do SRF-PLL consiste em sintetizar um valor de ângulo de fase e usá-lo para realizar uma transformada de Park da tensão trifásica da rede elétrica. De acordo com o ângulo de fase estimado pelo SRF-PLL a transformada de Park resultará em um erro maior ou menor. Já que ao inserirmos um ângulo de fase adiantado em $\pi/2$ radianos do ângulo de fase da rede na transformada de Park, teremos como resposta a componente direta valendo o módulo da tensão de fase da rede e a componente em quadratura valendo zero. Dessa forma, quando mais próximo o ângulo estimado pelo SRF-PLL estiver de $\pi/2$ radianos adiantado do ângulo de fase da rede, mais próximos de zero estará a componente em quadratura da tensão trifásica da rede, por este motivo define-se que o erro do SRF-PLL será o valor componente em quadratura.

O valor de erro do PLL, que é a componente em quadratura da tensão que adentra a um PI, faz aumentar ou diminuir o valor na saída do PI a fim de tender a tensão de referência em quadratura para zero. No momento em que o erro do PLL for um valor constante e tendendo a zero, a saída do PI permanecerá constante. A partir desse momento é dito que o PLL sincronizou com a rede elétrica.

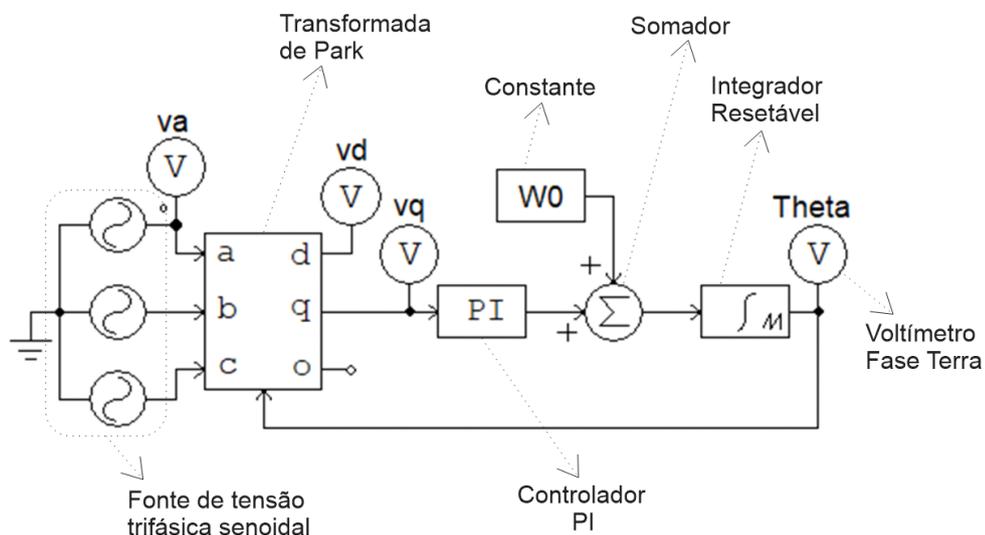
O sinal de saída do PI representa um acréscimo ou decréscimo a ser contabilizado na frequência angular fundamental da rede elétrica (ω_0), assim, ao adicionarmos ω_0 a ao sinal vindo do PLL, temos a frequência angular da rede elétrica estimada pelo SRF-PLL (ω).

O valor da frequência angular da rede elétrica estimada pelo SRF-PLL é integrado no tempo até atingir 2π rad, dessa forma o ângulo gerado pelo SRF-PLL é um sinal no formato dente de serra com o seu período igual ao da rede, e em fase com a tensão da rede.

4.4.3 Simulação do SRF-PLL

Nesta seção é feita uma simulação do SRF-PLL, tendo por objetivo mostrar o seu funcionamento. Foi utilizado o *software* PSIM para realizar a simulação da estrutura apresentada na Figura 21.

Figura 21 – Diagrama de simulação de um SRF-PLL



Fonte: Elaboração própria (2022).

O significado de cada medição com o voltímetro fase terra ou de constantes da Figura 21 estão listadas a seguir:

v_a = tensão senoidal na fase “a” da rede;

v_d = componente direta da tensão trifásica da rede, obtida pela transformada de Park utilizando o ângulo de fase estimado pelo SRF-PLL;

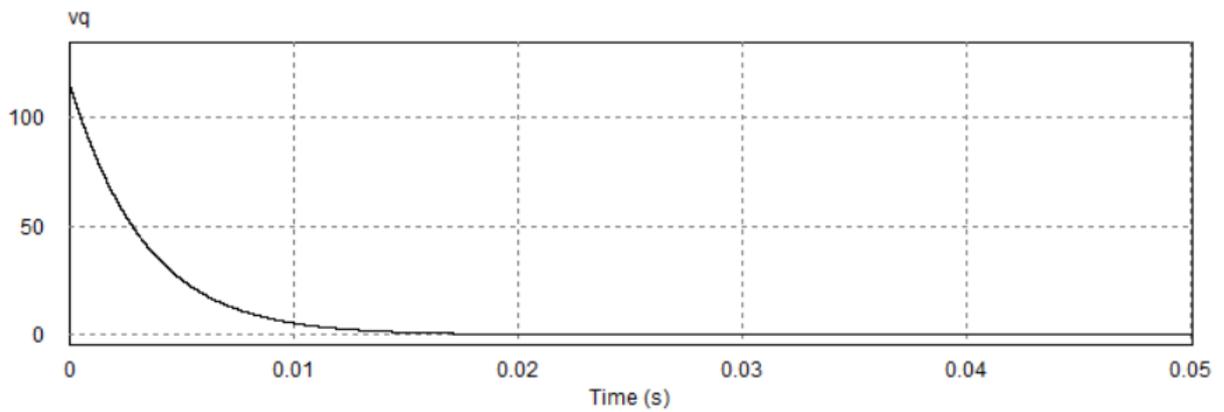
v_q = componente em quadratura da tensão trifásica da rede, obtida pela transformada de Park utilizando o ângulo de fase estimado pelo SRF-PLL;

ω_0 = constante de valor igual a frequência angular fundamental ($2\pi 60$ rad/s);

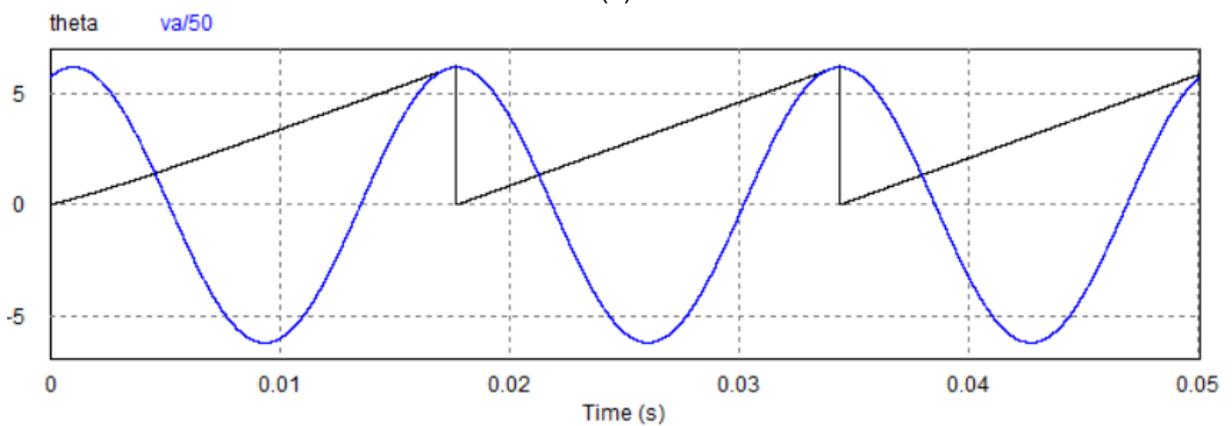
θ = ângulo de fase da rede elétrica, estimado pelo SRF-PLL.

Na Figura 22a temos que a componente em quadratura da tensão trifásica da rede (v_q) é constante e igual a zero no instante de 0,02 segundos, Figura 22b tem-se o sinal de tensão, em uma fase da rede, sobreposto ao ângulo de fase estimado pelo PLL. Somente a partir do instante em que a componente em quadratura da tensão trifásica da rede (v_q) é igual a zero, é que o ângulo estimado pelo SRF-PLL está sincronizado com o ângulo de fase da rede.

Figura 22 – Resultado da simulação SRF-PLL.
 Onde v_q é a componente em quadratura da tensão da rede, θ é a fase da rede estimada pelo SRF-PLL e $v_a/50$ é a tensão em uma fase da rede elétrica dividido por 50.



(a)

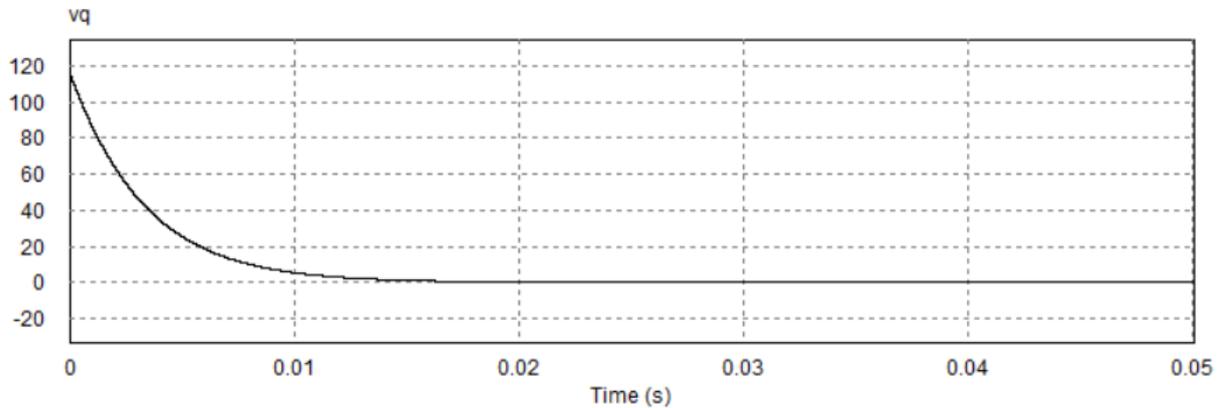


(b)

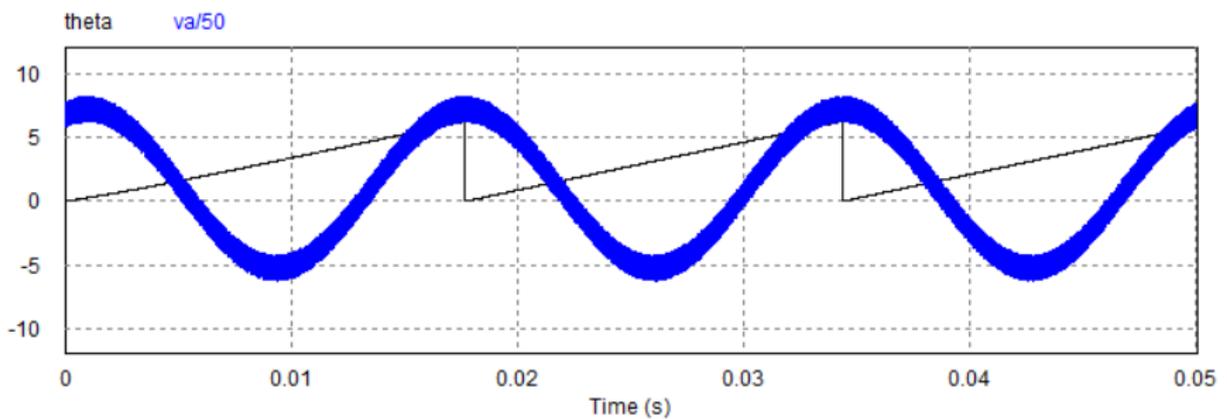
Fonte: Elaboração própria (2022).

Busca-se com o algoritmo de PLL, uma ferramenta robusta que capture o ângulo de fase da rede mesmo sobre condições adversas, dessa forma, é ideal que a resposta da componente em quadratura da tensão seja imune a ruídos. Na Figura 23 temos a resposta do PLL para uma condição com desequilíbrio de tensão e ruídos na rede, dessa forma temos que mesmo sob condições adversas o algoritmo capturou o ângulo de fase da rede.

Figura 23 - Resultado de simulação do SRF-PLL da Figura 21, condição com desequilíbrio de tensão e ruídos na rede



(a)



(b)

Fonte: Elaboração própria (2022).

A partir do algoritmo apresentado nessa seção pode-se sincronizar a geração fotovoltaica com a rede e assim injetar a potência provinda dos módulos fotovoltaicos à rede elétrica.

4.5 Malha de controle de desequilíbrio (sequência negativa)

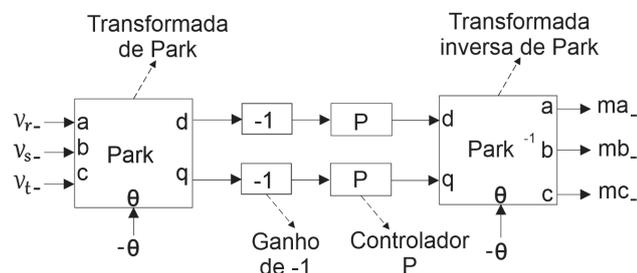
Nesta seção é apresentada uma malha adicional ao controle convencional de um inversor fotovoltaico trifásico. Esta malha tem como objetivo corrigir desequilíbrios de potência na rede elétrica de baixa tensão.

A maneira convencional de se medir o desequilíbrio de corrente em uma rede de baixa tensão é utilizar sondas de corrente no ponto de alimentação dessa

rede (transformador de baixa tensão). Todavia a solução que se pretende apresentar é apenas uma alteração no código de controle de um inversor fotovoltaico trifásico e dessa forma não se tem como medir de forma direta o desequilíbrio de corrente na rede. Diante disso, partiu-se da hipótese que os desequilíbrios nas correntes geram desequilíbrios nas tensões e com isso buscou-se uma forma de se estimar o desequilíbrio de potência na rede a partir da medição do desequilíbrio de tensão na rede elétrica. Assim, a teoria das componentes simétricas instantâneas é aplicada para se identificar em tempo real desequilíbrios de tensão na rede.

Na Figura 24 tem-se a estrutura proposta para a malha de controle de desequilíbrio de potência na rede, as variáveis de entrada desse bloco são as componentes de sequência negativa da tensão da rede (v_{r-} , v_{s-} , v_{t-}) que são obtidas pelo bloco que obtém as componentes simétricas instantâneas da tensão da rede. É realizada uma transformada de Park (Equação (42)) com os estes valores de tensão, sendo multiplicados por um ganho proporcional, que faz o ajuste da sensibilidade dessa malha em corrigir os desequilíbrios de corrente na rede. Quanto maior o valor deste ganho, maior será o esforço do inversor em corrigir o desequilíbrio de corrente na rede elétrica. Os valores de saída do controlador proporcional adentram em uma transformada de Park inversa (Equação (43)) que gera os sinais modulantes (ma_- , mb_- , mc_-), estes sinais correspondem a componente de sequência negativa que o inversor injetará na rede.

Figura 24 – Estrutura proposta para a malha de controle de desequilíbrio (sequência negativa)



Fonte: Elaboração própria (2022).

4.6 Modulação PWM

O modulador PWM é o último estágio do controle do inversor, e tem a função de controlar a cada instante o estado (aberto ou fechado) dos interruptores da ponte inversora trifásica, com a finalidade de gerar na saída do inversor tensões comutadas que tenham um espectro de baixa frequência similar às referências recebidas do controlador de correntes. Assim, após filtragem adequada, o inversor de tensão entrega tensões iguais a essas referências.

A modulação é feita comparando cada sinal modulante com uma portadora. O resultado da modulação é utilizado para acionar os interruptores (S_1, S_2, S_3), e os interruptores (S_4, S_5, S_6) são acionadas de forma complementar, de modo que em nenhum momento os interruptores de um mesmo braço da ponte trifásica são acionados ao mesmo tempo. A frequência do sinal triangular da portadora determina quantas vezes por segundo os interruptores do inversor comutarão, assim, quanto maior essa frequência, melhor serão representados os sinais modulantes na saída do inversor, entretanto, maior serão as perdas por comutação nos interruptores eletrônicos.

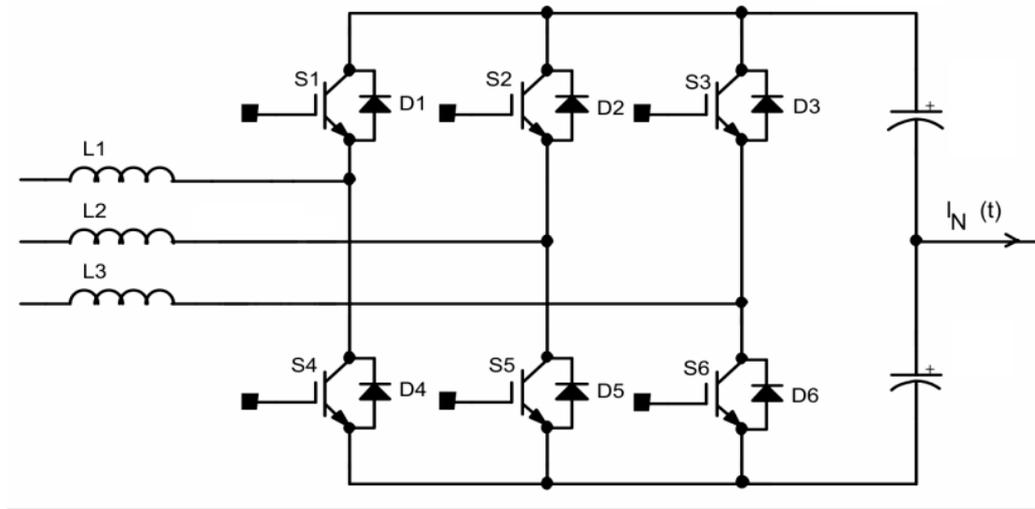
Não é feito um algoritmo para a modulação PWM, visto que ao implementar em um DSP esse tem módulos especializados para realizar essas comparações por hardware, executado em paralelo com o algoritmo de controle.

4.7 Limitação da estrutura de controle proposta

Como a estrutura de potência utilizada para modelar um inversor fotovoltaico trifásico prevê a conexão desse à rede elétrica através de 3 condutores, o controle proposto teve sua capacidade limitada a corrigir desequilíbrios de corrente entre as fases da rede, ou seja, apenas a componente de sequência negativa, não sendo capaz de compensar a componente de sequência zero (corrente do neutro). Para que o controle pudesse injetar correntes de sequência zero a fim de corrigir desequilíbrio de corrente no neutro da rede, precisaria primeiro que o inversor fosse conectado à rede elétrica a quatro condutores, ou seja conectado às fases da rede

elétrica e também ao neutro da rede. Na Figura 25 temos uma das estruturas possíveis de inversor que se conecta à rede elétrica a quatro condutores.

Figura 25 – Inversor trifásico conectado à rede elétrica a quatro fios



Fonte: Adaptado de Moraes (2016).

Em posse de uma estrutura de potência conectada às fases e ao neutro da rede, pode-se desenvolver outra malha, adicional às já apresentadas para o controle do inversor, para injetar corrente no neutro da rede e corrigir desequilíbrio de sequência zero.

4.8 Conclusão

A estratégia de controle de um inversor fotovoltaico trifásico para reduzir os desequilíbrios partiu do esquema de controle comumente utilizado em inversores conectados à rede ao qual foi adicionada uma malha de controle de correntes de sequência negativa (malha de controle de desequilíbrio). Para essa malha de controle adotou-se a estratégia de estimar o desequilíbrio de corrente a partir do desequilíbrio de tensão. Nesse ponto caberia uma investigação e uma modelagem mais representativa, contudo, optou-se por limitar o escopo na comprovação da viabilidade de injetar correntes de sequência negativa na rede caso se tenha essa estimativa de desequilíbrio.

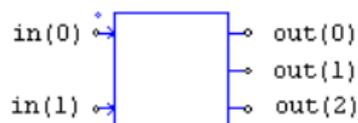
5 SIMULAÇÃO DO CONTROLE DO INVERSOR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO

A simulação numérica, neste trabalho, tem um papel fundamental no desenvolvimento de projetos de controle, com ela se poupa tempo na implementação de um sistema físico por ter a facilidade em identificar possíveis equívocos na elaboração do controle. Quanto melhor for modelado um problema, mais representativa será a simulação e assim mais eficiente será para validar estratégias de controle. Dessa forma, pretende-se desenvolver a simulação o mais próximo de uma implementação real em um *Digital Signal Controller* – DSP. Para isso ao invés de realizar a simulação dos controladores em tempo contínuo, esta é desenvolvida em tempo discreto.

5.1 Implementação do controle do inversor fotovoltaico

A implementação do algoritmo de controle foi feita em linguagem C, a escolha dessa linguagem de programação deu-se pela compatibilidade de implementar o controle no *software* PSIM e a possibilidade de implementação em um DSP. O bloco para inserção de código em linguagem C utilizado nesta simulação está apresentado na Figura 26.

Figura 26 – Bloco de inserção de código em linguagem C, no *software* PSIM



Fonte: *Software* PSIM.

A fim de se obter uma simulação que represente um experimento prático, as variáveis de entrada do controle precisam ser discretizadas. A forma de implementar um controle de forma discretizada com o bloco de inserção de código em linguagem C (Bloco C) no *software* PSIM é utilizar um bloco denominado de *Zero-Order Hold* – ZOH em cada entrada do bloco C. O bloco ZOH ou *sample and hold* (Figura 27) mantém um valor amostrado para um período determinado. Dessa forma, ao utilizar esses blocos conjunto tem-se a discretização dos sinais que entram no controle em função de uma frequência determinada (frequência de amostragem),

representando como seria a obtenção dessas medidas em uma implementação real, pela amostragem regular de um conversor analógico digital sincronizado com a portadora do modulador.

Figura 27 – Bloco Zero-Order Hold - ZOH do software PSIM



Fonte: *Software PSIM*.

Definiu-se a frequência de 10kHz para a frequência da portadora do modulador, as tensões e correntes são amostradas tanto no pico positivo como no negativo dessa portadora triangular, ou seja, a 20kHz.

O código em linguagem C, do controle do Inversor Fotovoltaico Trifásico está completo no APÊNDICE A. No código completo está descrito o que corresponde cada variável apresentada neste capítulo.

5.1.1 Implementação do bloco de PLL

Nesta seção é apresentada a implementação do bloco chamado “PLL” (Figura 13 - Estrutura de controle da estrutura de eletrônica de potência que representa a geração fotovoltaica) e um método para discretização de uma função de transferência no domínio do tempo. Este método é utilizado na implementação dos demais blocos de controle deste trabalho.

Para implementação do bloco SRF-PLL definiu-se as seguintes variáveis conforme suas indicações na Figura 28 e tem o seu significado descrito a seguir. As variáveis que tem a sua correspondência na Figura 14, que mostra a estrutura de eletrônica de potência que representa a geração fotovoltaica, estão postas na mesma igualdade das variáveis de controle:

$v_{rs} = v_{rs}$ = tensão instantânea medida entre as fases r e s da rede;

$v_{ts} = v_{ts}$ = tensão instantânea medida entre as fases t e s da rede;

v_q = componente em quadratura da tensão trifásica da rede, obtida pela transformada de Park utilizando o ângulo de fase estimado pelo SRF-PLL;

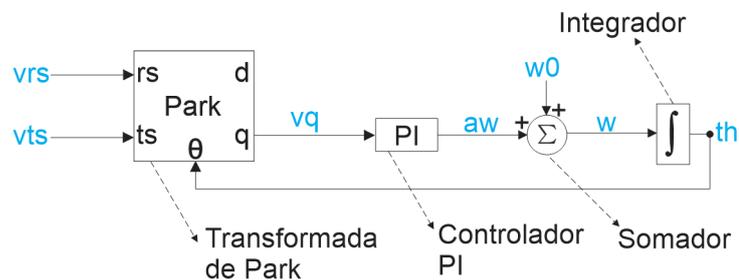
ω = valor constante que representa um acréscimo ou decréscimo a ser contabilizado a frequência angular fundamental da rede elétrica;

ω_0 = constante de valor igual a frequência angular fundamental ($2\pi 60$ rad/s);

ω = frequência angular da rede elétrica estimada pelo SRF-PLL;

θ = ângulo de fase da rede elétrica estimado pelo SRF-PLL.

Figura 28 – Indicação das variáveis de controle do bloco SRF-PLL



Fonte: Elaboração própria (2022).

A transformada de Park (Equação (43)) necessária no bloco SRF-PLL tem como suas variáveis de entrada tensões de linha da rede elétrica uma vez que o inversor se conecta a essa a 3 fios e não se tem informação com relação às de fase. Uma forma de realizar a transformada de Park a partir de duas tensões de linha é fazendo algumas manipulações algébricas na transformada Clarke (Equação (38)) conforme apresentado nas equações a seguir:

$$v_{\alpha} = \frac{2}{3}v_r - \frac{1}{3}v_s - \frac{1}{3}v_t \quad (14)$$

$$v_{\alpha} = \frac{2}{3}(v_r - v_s) - \frac{1}{3}(v_t - v_s) \quad (15)$$

$$v_{\alpha} = \frac{2}{3}v_{rs} - \frac{1}{3}v_{ts} \quad (16)$$

$$v_{\beta} = \frac{\sqrt{3}}{3}v_s - \frac{\sqrt{3}}{3}v_t \quad (17)$$

$$v_{\beta} = \frac{-\sqrt{3}}{3}(v_t - v_s) \quad (18)$$

$$v_{\beta} = \frac{-\sqrt{3}}{3} v_{ts} \quad (19)$$

A partir da tensão em componente α (Equação (16)) e da componente β (Equação (19)), pode-se utilizar a transformada dq0- $\alpha\beta$ descrita na Equação (40) para encontrar a tensão de eixo direto e em quadratura da tensão da rede, conforme apresentado nas linhas 114 e 115 do código apresentado na Figura 29.

Figura 29 - Código da implementação em linguagem C do SRF-PLL

```

112 //PLL:
113 //Desconsiderando as componentes de seq0:
114 vd = -vts*sqrt(3.0f)/3.0f*sin(th) + (2.0f*vrs-vts)/3.0f*cos(th);
115 vq = vts*sqrt(3.0f)/3.0f*cos(th) + (2.0f*vrs-vts)/3.0f*sin(th);
116
117 //PI
118 aw = K1_PLL*vq + K2_PLL*vq_ + aw_;
119 w = aw+W0;
120
121 th = (w + w_)*Ta/2.0 + th_;
122 if(th > 2*PI)
123 th -= 2*PI;

```

Fonte: Elaboração própria (2022).

Para discretizar o bloco de controle Proporcional Integral – PI foi utilizado o método de Tustin. A Equação (20) representa a função de transferência no domínio do tempo do bloco de controle PI a ser discretizada.

$$H_1(s) = K_p + K_i \frac{1}{s} \quad (20)$$

O método de Tustin propõe um mapeamento de uma função de transferência do plano da frequência s para o plano discreto z . Para se aproximar uma função de transferência no domínio da frequência $H_c(s)$, denotando o tempo contínuo, para uma função em tempo discreto $H(z)$, basta substituir o termo s em $H_c(s)$ por sua equivalência apresentada na Equação (21). Através deste método obtemos a função em tempo discreto conforme a Equação (22). (OPPENHEIM, 2013)

A variável T_d utilizada no método de Tustin significa o tempo de amostragem ou passo de cálculo que corresponde ao inverso da taxa de amostragem.

$$s = \frac{1}{T_d} \left(\frac{1 - z^{-1}}{1 + z^{-1}} \right) \quad (21)$$

$$H(z) = H_c \left(\frac{1}{T_d} \left(\frac{1 - z^{-1}}{1 + z^{-1}} \right) \right) \quad (22)$$

Por conseguinte, com o método de Tustin podemos reescrever a função de transferência no domínio do tempo do bloco de controle PI para sua correspondente em tempo discreto $H_1(z)$ conforme a Equação (23). Da forma que está escrita a Equação (23) não se pode implementar em um código, é preciso reescrever a função de transferência em z na forma de equações a diferenças, para isso define-se o instante atual com $[k]$ e um atraso no instante atual como “ x ” $[k - x]$, assim utiliza-se a identidade que z^{-x} equivale a um atraso de “ x ” amostra(s). Define-se a saída de um sinal na função de transferência $H_1(z)$ no instante atual $[k]$ como $out[k]$ e a entrada de um sinal na função de transferência $H_1(z)$ no instante atual (k) como $in[k]$ conforme a Equação (24). Dessa forma se obtém a Equação (25) que está apresentado na linha 118 do código apresentado na Figura 29.

$$H_1(z) = K_p + K_i \frac{1}{\frac{1}{T_d} \left(\frac{1 - z^{-1}}{1 + z^{-1}} \right)} \quad (23)$$

$$H_1(z) = \frac{out_1[k]}{in_1[k]} \quad (24)$$

$$out_1[k] = \left(\frac{K_i T_d}{2} - K_p \right) in_1[k - 1] + \left(\frac{K_i T_d}{2} + K_p \right) in_1[k] + out_1[k - 1] \quad (25)$$

O terceiro passo do SRF-PLL apresentado na linha 119 do código apresentado na Figura 29 é somar o valor constante (ω) que representa um acréscimo ou decréscimo a ser contabilizado a frequência angular fundamental da rede elétrica com a frequência angular fundamental da rede elétrica (ω_0) que vale $2\pi 60$ rad/s.

O valor da frequência angular estimada pelo SRF-PLL (ω) é integrado para se estimar o ângulo de fase da rede (θ), assim precisa-se discretizar o integrador. Sua função de transferência $H_2(s)$ no domínio da frequência está apresentado na Equação (26), sua discretização foi feita através do método de Tustin e está apresentado na Equação (27). Para se utilizar esta função de transferência no controle

foi aplicado o mesmo conceito já descrito para a Equação (24) e dessa forma obteremos a Equação (28) presente na linha 121 do código apresentado na Figura 29.

$$H_2(s) = \frac{1}{s} \quad (26)$$

$$H_2(z) = \frac{1}{\frac{1}{T_d} \left(\frac{1-z^{-1}}{1+z^{-1}} \right)} \quad (27)$$

$$out_2[k] = (in_2[k] + in_2[k-1]) \frac{T_d}{2} + out_2[k-1] \quad (28)$$

O valor da frequência angular da rede (ω) é integrado até 2π rad, para obtenção de uma estimativa da fase instantânea das componentes fundamentais das tensões da rede elétrica. Como esse sinal de saída representa um ângulo, que é naturalmente uma grandeza modular quando o valor do ângulo de fase da rede elétrica (θ) chega a 2π rad, é subtraído 2π rad do ângulo de fase (θ), conforme apresentado nas linhas 122 e 123 do código apresentado na Figura 29. Dessa forma o valor do ângulo de fase (θ) é um sinal no formato dente de serra com o seu período igual ao da rede, e em fase com a tensão da rede, isso também evita na prática que se tenha degradação da representação do sinal quando de sua representação digital em ponto flutuante.

5.1.2 Implementação do controle de tensão

Para implementação do bloco “Controle de Tensão” definiu-se as seguintes variáveis conforme suas indicações na Figura 30 e tem o seu significado descrito a seguir e as variáveis que tem a sua correspondência na Figura 14 estão postas na mesma igualdade das variáveis de controle:

$v_{dc} = v_{dc}$ = medição de tensão no barramento CC do inversor;

v_{dc_ref} = valor constante em que se deseja manter a tensão no barramento CC do inversor;

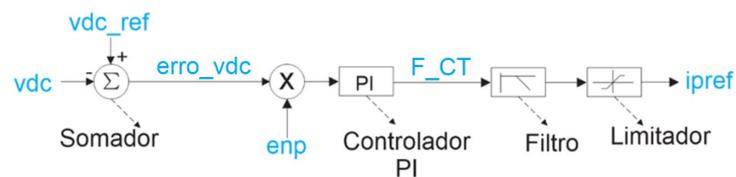
enp = variável que liga o controle de tensão do inversor;

erro_vdc = valor que representa um acréscimo ou decréscimo ao PI do controle de tensão;

F_CT = Valor gerado pelo PI do controle de tensão;

ipref = i_d^* = referencial de corrente a ser adicionada no controle de sequência positiva obtido pelo controle de tensão;

Figura 30 - Indicação das variáveis de controle do bloco “Controle de Tensão”



Fonte: Elaboração própria (2022).

O controle de tensão no barramento CC do inversor é representado pelo diagrama de blocos apresentado na Figura 30 onde a sua implementação em linguagem C (Figura 31) começa com a obtenção da variável que adentrará ao controlador PI ($erro_vdc$) para aumentar ou diminuir a injeção de corrente na base síncrona dq, que equivale a injeção de potência ativa na rede. A multiplicação de $erro_vdc$ por enp é uma forma de ligar esse controle sempre quando o MPPT estiver funcionando e o inversor conectado na rede. A discretização do controlador PI foi realizada seguindo a Equação (25) apresentada na implementação do bloco “PLL”. O resultado do controlador PI é passado por um filtro para evitar que o controle tente compensar oscilações de tensão cíclicas de baixa frequência e por fim limitado a valores negativos para que o inversor não venha obter energia da rede.

O filtro utilizado é um passa baixa de segunda ordem que tem a sua função de transferência no domínio da frequência ($H_3(s)$) a Equação (29). A discretização desta função ($H_3(z)$) foi feita pelo método de Tustin (Equação (22)) porém ao invés de fazer como na discretização do controle PI e do integrador que foram realizadas a substituição de Tustin de forma manual nas suas funções de transferência. Desta vez é apresentada outra forma de se discretizar uma função de transferência pelo método de Tustin. O software Matlab tem de forma nativa a função “ $c2d(sysc, Ts, method)$ ” onde “ $sysc$ ” é o espaço para escrever a função de transferência no domínio do tempo ($H_3(s)$), “ Ts ” é o tempo de amostragem que para esta simulação é $50\mu s$ e “ $method$ ” é

o método que o programa usará para discretizar a função de transferência no domínio do tempo, para o método de Tustin escreve-se ‘tustin’. Dessa forma é possível discretizar uma função pelo método de Tustin de forma numérica. A discretização da Equação (29) feita pelo software Matlab está apresentada na Equação (30) e sua Equação a diferenças é a Equação (31). Sua implementação em linguagem C é descrita na linha 98 do código apresentado na Figura 31.

$$H_3(s) = \frac{k\omega_c^2}{s^2 + 2\varepsilon\omega_c s + \omega_c^2} \quad (29)$$

$$H_3(z) = \frac{a_1z^2 + a_2z + a_1}{z^2 + a_3z + a_4} \quad (30)$$

$$\begin{aligned} out_3[k] = & a_1(in_3[k] + in_3[k - 2]) + a_2in_3[k - 1] - a_3out_3[k - 1] \\ & - a_4out_3[k - 2] \end{aligned} \quad (31)$$

Figura 31 - Código da implementação em linguagem C do bloco “Controle de Tensão”

```

91 //Controle de tensão - CT:
92 erro_vdc = (400-vdc)*enp;
93
94 //PI:
95 F_CT = K1_CT*erro_vdc + K2_CT*erro_vdc_ + F_CT_1;
96
97 //Filtro
98 ipref = K1_F*(F_CT + F_CT_2) + K2_F*F_CT_1 - K3_F*ipref_1 - K4_F*
ipref_2;
99
100 if(ipref>=0) //Limite superior de ipref
101 ipref = 0;

```

Fonte: Elaboração própria (2022).

5.1.3 Implementação do controle de potência ativa e reativa

Para implementação do bloco “Controle seq +” definiu-se as seguintes variáveis conforme suas indicações na Figura 32 e tem o seu significado descrito a seguir e as variáveis que tem a sua correspondência na Figura 14 estão postas na mesma igualdade das variáveis de controle:

$ia = i_a$ = medição de corrente na saída do inversor na fase “a” da rede;

$ib = i_b$ = medição de corrente na saída do inversor na fase “b” da rede;

$i_c = -i_a - i_b$ = corrente na saída do inversor na fase “c” da rede;

θ = ângulo de fase da rede elétrica, estimado pelo SRF-PLL;

i_{dp} = componente direta da corrente trifásica da rede medida na saída do inversor, obtida pela transformada de Park utilizando o ângulo de fase estimado pelo SRF-PLL;

i_{qp} = componente em quadratura da corrente trifásica da rede medida na saída do inversor, obtida pela transformada de Park utilizando o ângulo de fase estimado pelo SRF-PLL;

$i_{pref} = i_d^*$ = referencial de corrente a ser adicionada no controle de sequência positiva obtido pelo controle de tensão;

$i_Q = i_q^*$ = referencial de corrente de eixo em quadratura a ser adicionado no controle de sequência positiva, para controle da potência reativa a ser injetada na rede;

erro_{idp} = valor constante que representa um acréscimo ou decréscimo ao PI do controle de sequência positiva que formará o valor da componente direta da moduladora;

erro_{iqp} = valor constante que representa um acréscimo ou decréscimo ao PI do controle de sequência positiva que formará o valor da componente em quadratura da moduladora;

d_p = componente direta da moduladora do controle de sequência positiva;

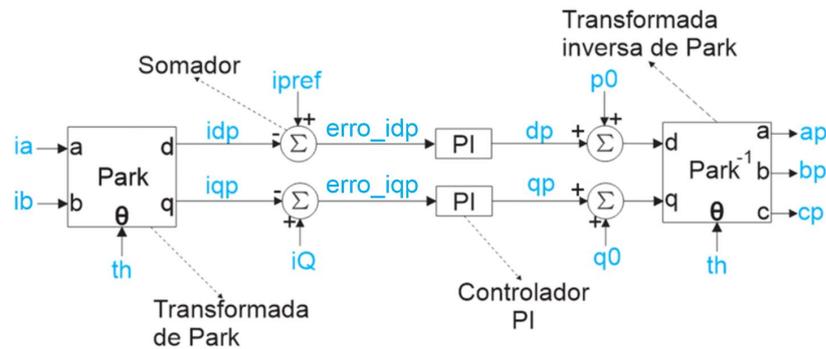
q_p = componente em quadratura da moduladora do controle de sequência positiva

$x_p = m x_+$ = moduladora da fase $x = \{a, b, c\}$ do controle de sequência positiva;

p_0 = Valor inicial da componente direta da moduladora do controle de sequência positiva;

q_0 = Valor inicial da componente em quadratura da moduladora do controle de sequência positiva.

Figura 32 - Indicação das variáveis de controle do bloco “Controle seq +”



Fonte: Elaboração própria (2022).

A implementação do bloco “Controle seq +” começa com a transformada de Park (Equação (42)) que está implementada nas linhas 127 e 128 do código em linguagem C apresentado na Figura 32. Dessa forma obtém-se a componente de eixo direto (i_{dp}) e a componente em quadratura (i_{qp}) das correntes “ i_a ”, “ i_b ” e “ i_c ”.

O valor da corrente de componente de eixo direto (i_{dp}) representa a parcela de potência ativa que o inversor entregou à rede, assim, a diferença de corrente ($erro_idp$) representa o acréscimo ou decréscimo de corrente de eixo direto na saída do inversor. Por sua vez, a componente em quadratura da corrente (i_{qp}) representa a parcela de potência reativa que o inversor entregou à rede e assim, pode-se acrescentar um referencial de potência reativa a ser entregue à rede (i_Q).

A discretização dos controladores PI’s foi realizada seguindo a Equação (25) apresentada na implementação do bloco “PLL”. As saídas desses controladores são condicionadas a zero ($dp = 0$ e $qp = 0$) quando a variável “ enp ” valer zero, essa é uma forma de ligar esse controle sempre quando o MPPT estiver funcionando e o inversor conectado na rede.

A implementação do controle de sequência positiva finaliza adicionando as condições iniciais da saída do PI (d_0 e q_0) às componentes de eixo direto e em quadratura para realizar a transformada inversa de Park (Equação (43)) e obter os sinais modulantes de controle de sequência positiva, esse passo está implementado nas linhas 143 a 145 do código apresentado na Figura 33.

Figura 33 - Código da implementação em linguagem C do controle de sequência positiva

```

125 //Controle seq+:
126 //Transformada de park seq+:
127     idp = (-ic+ib)*sqrt(3.0f)/3.0f*sin(th) + (2.0f*ia-ib-ic)/3.0f*cos(th);
128     iqp = -(-ic+ib)*sqrt(3.0f)/3.0f*cos(th) + (2.0f*ia-ib-ic)/3.0f*sin(th);
129
130 //PI:
131     erro_idp = (ipref-idp) *enp;
132     erro_iqp = (iQ-iqp)*enp;
133
134     dp = K1_PISP*erro_idp - K2_PISP*erro_idp_ + dp_;
135     qp = K1_PISP*erro_iqp - K2_PISP*erro_iqp_ + qp_;
136
137     if(enp == 0){ //Desativa a injeção de corrente de seq+ quando enp estiver
138         //em zero
139         dp = 0;
140         qp = 0;
141     }
142
143 //Transformada inversa de park seq+:
144 ap = (qp + q0)*sin(th) + (dp + d0)*cos(th);
145 bp = ((-(qp + q0) + sqrt(3.0f)*(dp + d0))*sin(th) - (sqrt(3.0f)*(qp + q0)
146 + (dp + d0))*cos(th))/2.0f;
147 cp = ((-(qp + q0) - sqrt(3.0f)*(dp + d0))*sin(th) + (sqrt(3.0f)*(qp + q0)
148 - (dp + d0))*cos(th))/2.0f;

```

Fonte: Elaboração própria (2022).

5.1.4 Implementação do bloco de transformada (rs, ts) para (a, b, c)

Para implementação do bloco de transformada (rs, ts) para (a, b, c) definiu-se as seguintes variáveis conforme suas indicações na Figura 34 e tem o seu significado descrito a seguir e as variáveis que tem a sua correspondência na Figura 14 estão postas na mesma igualdade das variáveis de controle:

$v_{rs} = v_{rs}$ = tensão instantânea medida entre as fases r e s da rede;

$v_{ts} = v_{ts}$ = tensão instantânea medida entre as fases t e s da rede;

$vg[i]$ = tensão da fase “i” da rede, onde para i igual a $[0, 1, 2]$ temos a tensão nas fases $[a, b, c]$;

A estrutura do inversor fotovoltaico utilizada (Figura 14) tem apenas duas medições das tensões de linha (v_{rs} e v_{ts}) e a forma que foi modelado o algoritmo de gerador de sistema trifásico ortogonal precisa das três tensões de fase da rede. Uma forma de se obter essas tensões é utilizar a transformada inversa de Clarke (Equação (39)) e se obterá as tensões de fase da rede de acordo com as Equações (32), (33) e (34) que estão implementadas nas linhas 148 a 150 do código apresentado na

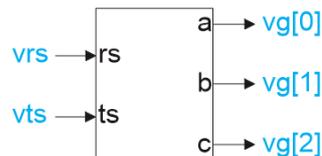
Figura 35. Esta manipulação algébrica a seguir só é possível quando se desconsidera a componente de sequência zero da tensão, como o objetivo de calcular as tensões de fase da rede é identificar a componente de sequência negativa da tensão, não faz diferença para este controle se os valores encontrados para as tensões de fase da rede incluem ou não a componente de sequência zero.

$$v_r = -\frac{1}{3}v_{ts} + \frac{2}{3}v_{rs} \quad (32)$$

$$v_s = -\frac{1}{3}v_{ts} - \frac{1}{3}v_{rs} \quad (33)$$

$$v_t = \frac{2}{3}v_{ts} - \frac{1}{3}v_{rs} \quad (34)$$

Figura 34 - Indicação das variáveis de controle do bloco de transformada



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 35 - Código em linguagem C da implementação da transformada da Figura 34

```

147 //Desconsiderando as componentes de seq0:
148 vg[0] = -1.0/3.0*vts + 2.0/3.0*vrs;
149 vg[1] = -1.0/3.0*vts - 1.0/3.0*vrs;
150 vg[2] = 2.0/3.0*vts - 1.0/3.0*vrs;

```

Fonte: Elaboração própria (2022).

5.1.5 Implementação de bloco para geração de sistema trifásico ortogonal

Para implementação do bloco para geração de sistema trifásico ortogonal definiu-se as seguintes variáveis conforme suas indicações na Figura 36 e tem o seu significado descrito a seguir, onde para i igual a $[0, 1, 2]$ temos a tensão nas fases $[a, b, c]$:

$vg[i]$ = Tensão da fase “ i ” da rede

$v0[i]$ = Tensão estimada pelo gerador de sinal ortogonal e que corresponde a tensão na fase “i” da rede

$v90[i]$ = Tensão estimada pelo gerador de sinal ortogonal e que corresponde a um sinal de tensão atrasado em 90° da tensão na fase “i” da rede

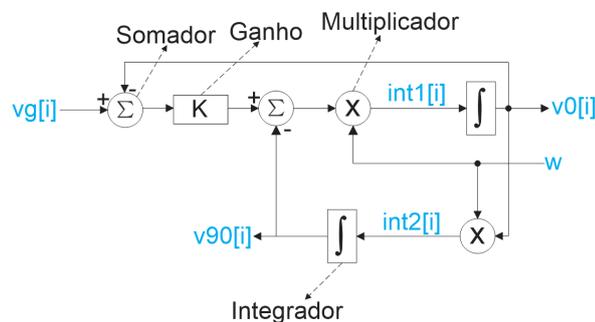
$int1[i]$ = Variável intermediária para facilitar a implementação

$int2[i]$ = Variável intermediária para facilitar a implementação

w = Frequência angular da rede elétrica, estimada pelo SRF-PLL

O gerador de sinal ortogonal é constituído através de blocos de soma, subtração e multiplicação além do bloco integrador que teve a sua discretização através da Equação (28). Para esta implementação foi utilizado um laço de repetição para obter-se as tensões nas três fases da rede, conforme implementado nas linhas 153 a 165 do código apresentado na Figura 36.

Figura 36 - Indicação das variáveis de controle do gerador de sinal ortogonal



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 37 – Código da implementação em linguagem C do gerador de sinal ortogonal

```

152 //SOGI
153 for(i=0; i<3; i++){
154
155     int1[i] = ((vg[i] - v0_[i])*K_SOGI - v90_[i])* w;
156     v0[i] = (int1[i] + int1_[i])*Ta/2.0 + v0_[i];
157     int2[i] = v0[i]*w;
158     v90[i] = (int2[i] + int2_[i])*Ta/2.0 + v90_[i];
159
160     //Atualiza variáveis:
161     int1_[i] = int1[i];
162     int2_[i] = int2[i];
163     v0_[i] = v0[i];
164     v90_[i] = v90[i];
165 }

```

Fonte: Elaboração própria (2022).

5.1.6 Implementação do bloco “Componentes simétricas instantâneas”

Para implementação do bloco “Componentes simétricas instantâneas” definiu-se as seguintes variáveis conforme suas indicações na Figura 38 e tem o seu significado descrito a seguir, onde para i igual a $[0, 1, 2]$ temos a tensão nas fases $[a, b, c]$:

$v0[i]$ = tensão estimada pelo gerador de sinal ortogonal e que corresponde a tensão na fase “ i ” da rede;

$v90[i]$ = tensão estimada pelo gerador de sinal ortogonal e que corresponde a um sinal de tensão atrasado em 90° da tensão na fase “ i ” da rede;

$vsn[i]$ = componente de sequência negativa da fase “ i ” da rede;

O bloco Componentes simétricas instantâneas representa a transformada da Equação (11), dessa forma sua implementação se dá conforme descrito nas linhas 166 a 169 do código apresentado na Figura 39.

Figura 38 - Indicação das variáveis de controle do bloco Componentes simétricas instantâneas



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 39 - Código da implementação em linguagem C do bloco Componentes simétricas instantâneas

```

166 //Componente de seq- da tensão:
167 vsn[0] = -(v90[2]-v90[1])*KSQRT3_6 + (v0[0] - 0.5*v0[1] - 0.5*v0[2])*
1.0/3.0;
168 vsn[1] = -(v90[0]-v90[2])*KSQRT3_6 + (v0[1] - 0.5*v0[0] - 0.5*v0[2])*
1.0/3.0;
169 vsn[2] = -(v90[1]-v90[0])*KSQRT3_6 + (v0[2] - 0.5*v0[1] - 0.5*v0[0])*
1.0/3.0;

```

Fonte: Elaboração própria (2022).

5.1.7 Implementação da malha de controle de desequilíbrio

Para implementação da malha para corrigir desequilíbrios de potência na rede definiu-se as seguintes variáveis conforme suas indicações na Figura 40 e tem o seu significado descrito a seguir:

$v_{sn}[i]$ = componente de sequência negativa da tensão da rede na fase $i = \{0, 1, 2\}$;

θ = ângulo de fase da rede elétrica, estimado pelo SRF-PLL;

v_{dn} = componente de eixo direto das tensões $v_{sn}[i]$;

v_{qn} = componente em quadratura das tensões $v_{sn}[i]$;

P_{dn} = valor constante que representa um acréscimo ou decréscimo ao controlador proporcional do controle de sequência negativa que formará o valor da componente direta da moduladora;

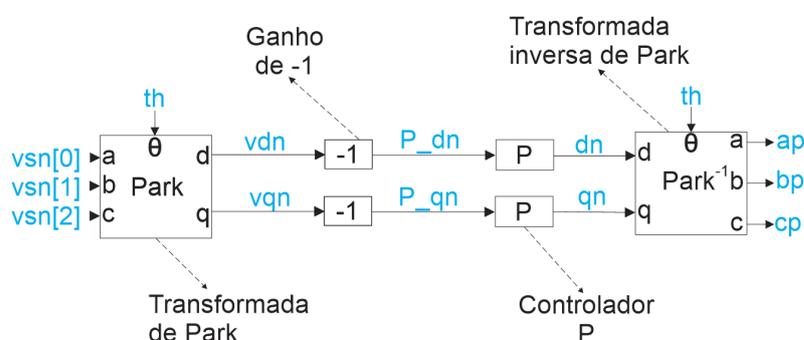
P_{qn} = valor constante que representa um acréscimo ou decréscimo ao controlador proporcional do controle de sequência negativa que formará o valor da componente em quadratura da moduladora;

d_n = componente direta da moduladora do controle de sequência negativa;

q_n = componente em quadratura da moduladora do controle de sequência negativa;

$x_n = m_{x_}$ = moduladora da fase $x = \{a, b, c\}$ do controle de sequência positiva;

Figura 40 - Indicação das variáveis de controle do controle de sequência negativa



Fonte: Elaboração própria (2022).

A implementação do bloco “Controle seq -” começa com a transformada de Park (Equação (42)) e assim, obtém-se a componente de eixo direto (v_{dn}) e a

componente em quadratura (vqn) das correntes (vsn[0], vsn[1] e vsn[2]). Esses valores (vdn, vqn) são multiplicados por um ganho proporcional (-K1_PSN) com a finalidade de ajustar a sensibilidade dessa malha.

Os valores de corrente de eixo direto e em quadratura (dn e qn) são multiplicados por “enn”, que significa o instante em que se deseja ligar o controle de sequência negativa. Caso o controle do inversor esteja em execução e a variável enn estiver em zero, significa que naquele instante não se deseja injetar corrente de sequência negativa na rede (linhas 177 a 178 do código apresentado na Figura 41).

A implementação do controle de sequência negativa finaliza com a transformada inversa de Park (Equação (43)), que estão implementadas nas linhas 180 a 182 do código apresentado na Figura 41, essa gera os sinais modulantes dessa malha para corrigir desequilíbrios de potência na rede.

Figura 41 - Código da implementação em linguagem C do controle de sequência negativa

```

171 //Controle seq-:
172 //Transformada de park seq-:
173     vdn = (-vsn[2]+vsn[1])*sqrt(3.0)/3.0*sin(-th) + (2.0*vsn[0]-vsn[1]-
174     vsn[2])/3.0*cos(-th);
175     vqn = -(-vsn[2]+vsn[1])*sqrt(3.0)/3.0*cos(-th) + (2.0*vsn[0]-vsn[1]-
176     vsn[2])/3.0*sin(-th);
177
178 //P
179     P_dn = -vdn *enn;
180     P_qn = -vqn *enn;
181
182     dn = K1_PISN*P_dn;
183     qn = K1_PISN*P_qn;
184
185 if(enn == 0){ //Desativa a injeção de corrente de seq- quando enn estiver
186 em zero
187     dn = 0;
188     qn = 0;
189 }
190
191 //Transformada inversa de park seq-:
192     an = qn * sin(-th) + dn * cos(-th);
193     bn = ((- qn + sqrt(3.0)* dn) * sin(-th) - (sqrt(3.0)* qn + dn) * cos
194     (-th))/2.0;
195     cn = ((- qn - sqrt(3.0)* dn) * sin(-th) + (sqrt(3.0)* qn - dn) * cos
196     (-th))/2.0;

```

Fonte: Elaboração própria (2022).

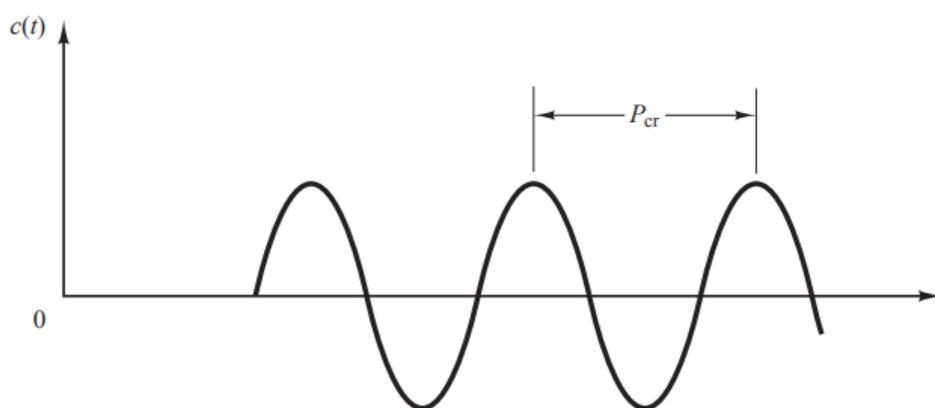
5.2 Metodologias de ajuste de Ziegler-Nichols

A determinação de parâmetros de controladores pode ser obtida através de uma modelagem matemática da planta, contudo uma alternativa a abordagem analítica são as abordagens experimentais. Ziegler e Nichols propuseram algumas dessas abordagens experimentais para sintonia de controladores. (OGATA, 2010)

O primeiro método consiste em obter a resposta da planta a um degrau unitário, esse método é utilizado para plantas que não possuem integradores. Dessa forma não se aplica ao controle proposto.

O segundo método consiste em substituir o controlador PI ou PID por apenas um controlador proporcional ou definir $T_i = \infty$ e $T_d = 0$ onde T_i é o tempo integrativo e T_d o tempo derivativo. Após isto é aumentado o ganho proporcional (K_p) até a saída exibir uma oscilação sustentada (Figura 42). O ganho proporcional utilizado no momento em que a saída exibir uma oscilação sustentada é chamado de ganho crítico (K_{cr}) e o período da oscilação é chamada de período crítico (P_{cr}). A partir destes valores pode-se determinar o valor dos parâmetros dos controladores através da Tabela 1.

Figura 42 - Oscilação sustentada com período P_{cr} [s]



Fonte: Ogata (2010).

Tabela 1 - Regra de sintonia de Ziegler-Nichols

Tipo de controlador	K_p	T_i	T_d
P	$0,5K_{cr}$	∞	0
PI	$0,45K_{cr}$	$P_{cr}/1,2$	0
PID	$0,6K_{cr}$	$0,5P_{cr}$	$0,125P_{cr}$

Fonte: Ogata (2010).

Pode-se substituir os termos da regra de ajuste de Ziegler-Nichols na Equação (20) e obter uma outra forma de se escrever a função de transferência do controlador PI (Equação (35)).

$$H_1(s) = K_i + K_p \frac{1}{s} = 0,45K_{cr} + \frac{1,2}{P_{cr}s} \quad (35)$$

Para determinar o ganho do controlador PI do bloco Controle de Tensão iniciou-se com $T_i = \infty$ e $K_p = 0,01$, com esses valores a saída do controle de tensão (ipref) manteve-se sem oscilação ao longo do período de 1 segundo. Manteve-se o tempo integrativo igual a infinito e o ganho proporcional foi aumentado em 0,01 a cada simulação até o momento em que “ipref” apresentou uma oscilação sustentada. Neste momento o ganho proporcional era de 0,15 e o período P_{cr} de 0,080506414 s. Com isso para esta situação foi ajustado o ganho proporcional do PI para 0,0675 e o tempo de integração para 0,00670886783 s. Este procedimento foi repetido para todos os controladores e os ganhos encontrados estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Ganhos dos controladores determinados através das regras de ajuste de Ziegler-Nichols

Nome do bloco (Figura 13)	Ganho do controlador	
	K_p	T_i [s]
Controle de tensão	6,75e-2	6,70877e-3
PLL	6,66667e-1	6,92315e-3
Controle seq +	4,44444e-4	7,22851e-3

Fonte: Elaboração própria (2022).

Os ganhos dos controladores determinados através das regras de ajuste de Ziegler-Nichols representam um ponto de partida nos ajustes das malhas de controle (OGATA, 2010). Assim, a partir dos valores encontrados com a metodologia de Ziegler-Nichols ficou mais fácil ajustar as malhas de controle.

5.3 Resumo dos dados e sequência de eventos para simulação

Para se testar de forma simulada o controle do inversor proposto foi conectado o inversor a uma rede de baixa tensão Figura 43c, os valores utilizados para resistência da rede é de $0,5 \Omega$ e indutância de $200 \mu\text{H}$, a carga monofásica e a carga trifásica têm resistência de 15Ω . Para modelar a tensão no barramento CC foi utilizado uma fonte de corrente de 5 A em série com um filtro passa baixa com corte de frequência em 5 Hz (Figura 43a), já que o controle do conversor CC/CC tem uma dinâmica associada e não entrega a variação de tensão dos módulos fotovoltaicos de forma instantânea. Poderia ser substituído a fonte de corrente em série com o filtro por uma associação de módulos fotovoltaicos e um conversor CC/CC com a implantação de MPPT. Um resumo com o valor das variáveis da parte de potência está apresentado na Tabela 4. O significado de cada medição de correntes da estrutura presente na Figura 43 estão listados a seguir e:

i_x = medição de corrente na saída do transformador de baixa tensão na fase $x = \{r, s, t\}$ da rede;

i_{x2} = medição de corrente na fase $x = \{r, s, t\}$ da rede no ponto de conexão do inversor com a rede de baixa tensão;

A, B, C = ponto de conexão do inversor com o filtro LCL;

R, S, T = ponto de conexão do filtro LCL com a rede;

As demais variáveis que foram utilizadas nessa seção estão descritas no capítulo 4 e se mantêm com o mesmo significado e grafia.

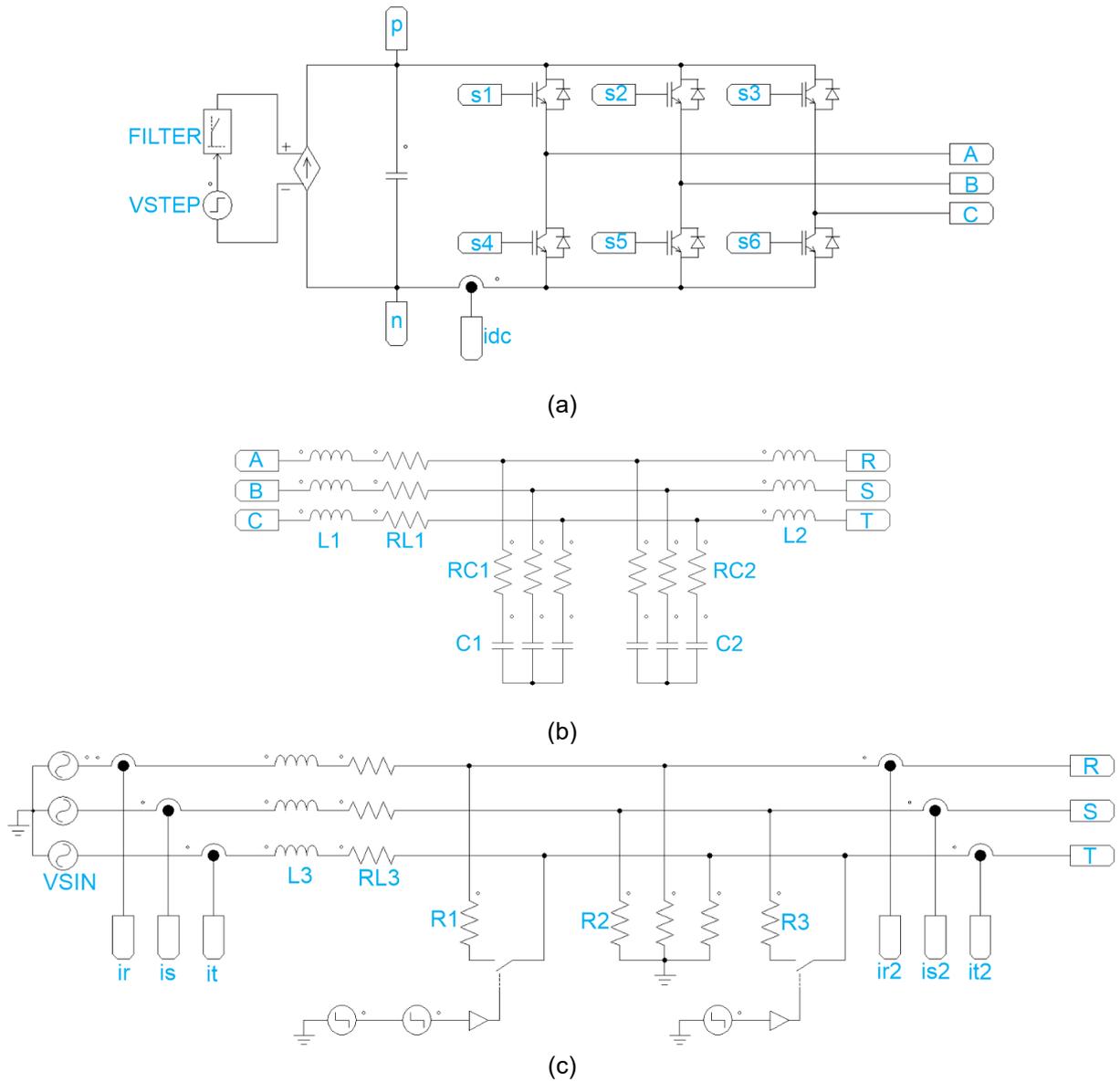
A rede elétrica (Figura 43c) alimenta uma carga equilibrada e uma carga bifásica entre as fases “r” e “t” provocando um sistema desbalanceado. Inicialmente os módulos fotovoltaicos não estão gerando energia, sendo acionado no instante de 0,35 s. No instante de 0,55 s a malha de controle de desequilíbrio (sequência negativa) será acionada para corrigir o desequilíbrio do sistema. No instante de 0,7 s a carga bifásica será trocada da fase “r” e “t” para “s” e “t”, provocando um novo desbalanço no sistema. A sequência dos eventos da simulação realizada está apresentada de forma resumida na Tabela 3.

Tabela 3 – Sequência de eventos da simulação numérica

Tempo [s]	Evento
0	Capturar o ângulo de fase da rede (PLL)
0,2	Ligar a malha de controle de potência ativa e reativa
0,35	Ligar a fonte de tensão "VSTEP" que representa os módulos fotovoltaicos
0,55	Ligar a malha de controle de desequilíbrio (sequência negativa)
0,7	Comutar cargas na rede (gerar novo desbalanço na rede)

Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 43 – Estrutura de potência simulada no PSIM.



Fonte: Elaboração própria (2022).

Tabela 4 – Resumo do valor das variáveis da parte de potência

Variável	Valor	Unidade	Descrição
L1	1	mH	-
RL1	500	mΩ	-
L2	100	μH	-
C1	1	μF	-
RC1	22	Ω	-
C2	3,3	μF	-
RC2	100	mΩ	-
L3	200	μH	-
RL3	500	mΩ	-
R1	50	Ω	Ligada em 0 s, desligada em 0,7 s
R2	15	Ω	-
R3	50	Ω	Ligada em 0,7 s
VSIN	220	V (linha)	60 Hz, ângulo (fase A) 67,98°
VSTEP	5	V (rms)	Ligada em 0,35 s
FILTER	-	-	Ganho = 1, Frequência de corte = 5 Hz
C3	470	μF	-

Fonte: Elaboração própria (2022).

Na Tabela 5 temos um resumo de todas as constantes utilizadas no código implementado para controle do inversor fotovoltaico trifásico.

Tabela 5 – Resumo do valor das constantes do controle

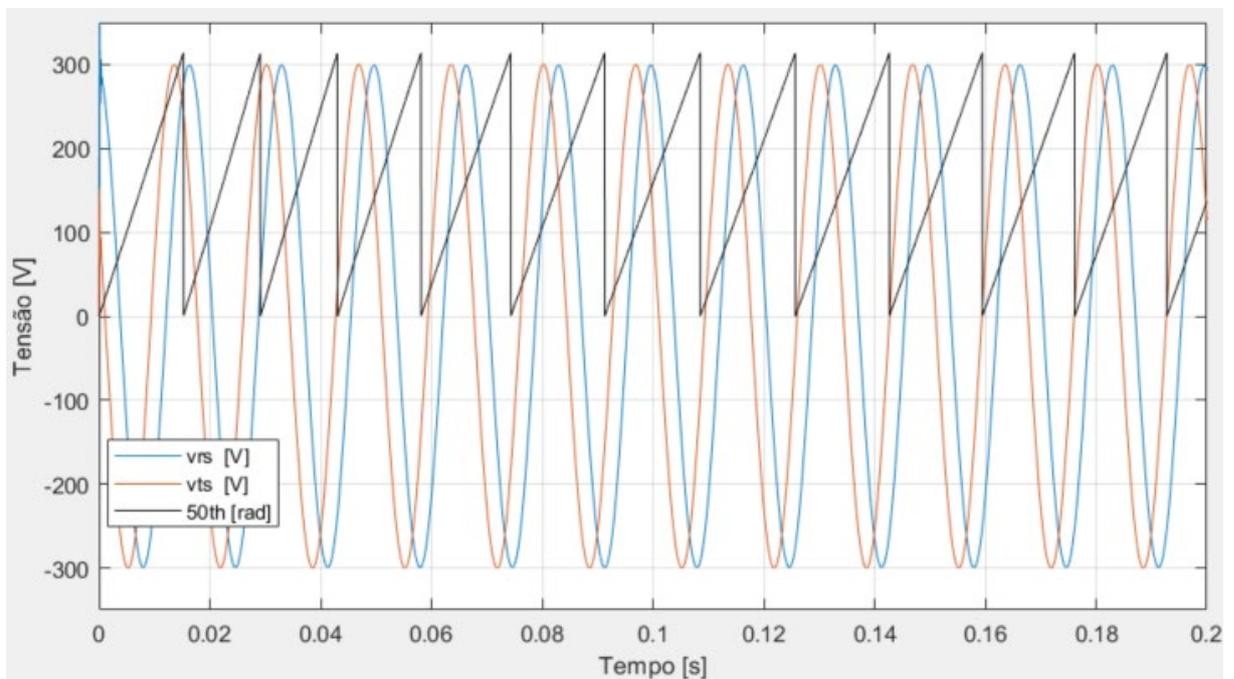
Variável	Valor	Descrição
K1_PLL	0,3000000000000000	Ganhos do controlador PI do PLL
K2_PLL	-0,2995000000000000	
K1_PISN	0,0500000000000000	Ganho do controlador P do bloco "Controle seq -"
K1_PISP	0,0600000000000000	Ganhos do controlador PI do bloco "Controle seq +"
K2_PISP	0,0594000000000000	
K_SOGI	0,7000000000000000	Ganho do SOGI
q0	0,0000000000000000	Condições iniciais do PI do bloco "Controle seq +"
d0	-0,9000000000000000	
K1_CT	0,0801000000000000	Ganhos do controlador PI do bloco "Controle de tensão"
K2_CT	-0,0799000000000000	
K1_F	0,000087661980328	Parâmetros do filtro do bloco "Controle de tensão"
K2_F	0,000175323960656	
K3_F	-1,973605922096580	
K4_F	0,973956570017892	

Fonte: Elaboração própria (2022).

5.4 Resultados da simulação numérica do controle do inversor

A simulação iniciou-se com o PLL buscando capturar o ângulo de fase da rede. Foi plotado na Figura 44 o ângulo de fase estimado pelo PLL (θ [rad]) sobreposto as tensões de linha no ponto de conexão do inversor com a rede (v_{rs} [V], v_{ts} [V]). Dessa forma temos na Figura 44 que o PLL captura o ângulo de fase da rede no instante de 0,15 segundo de simulação.

Figura 44 – Tensões de linha no ponto de conexão do inversor com a rede (v_{rs} [V], v_{ts} [V]) e o ângulo de fase da rede estimado pelo PLL (θ [rad])



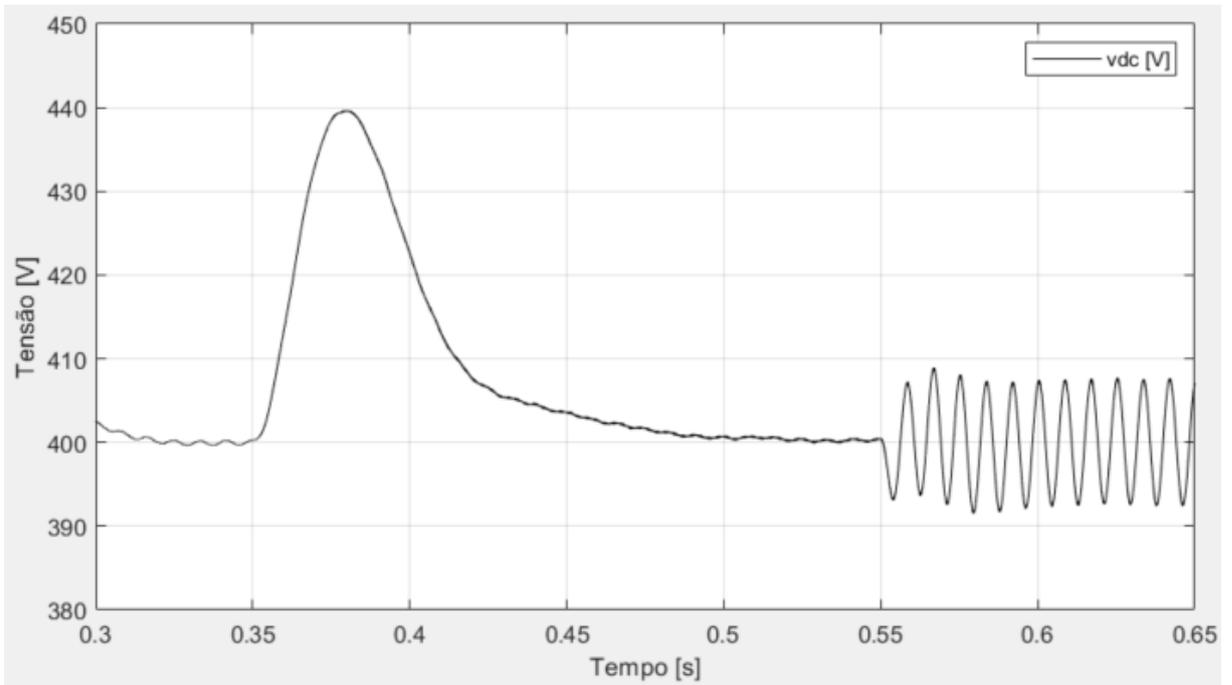
Fonte: Elaboração própria (2022).

Após obtermos o ângulo de fase da rede já é possível conectar o inversor à rede elétrica e iniciar a injetar potência na rede. Para saber o quanto de potência injetar na rede é preciso saber a tensão no barramento CC, o bloco “Controle de Tensão” recebe a tensão do barramento CC e compara com o valor que se deseja manter a tensão no barramento CC do inversor e o resultado desta comparação (erro_vdc) é utilizado para acrescentar ou diminuir o valor do referencial de corrente de sequência positiva a ser injetada na rede (ipref).

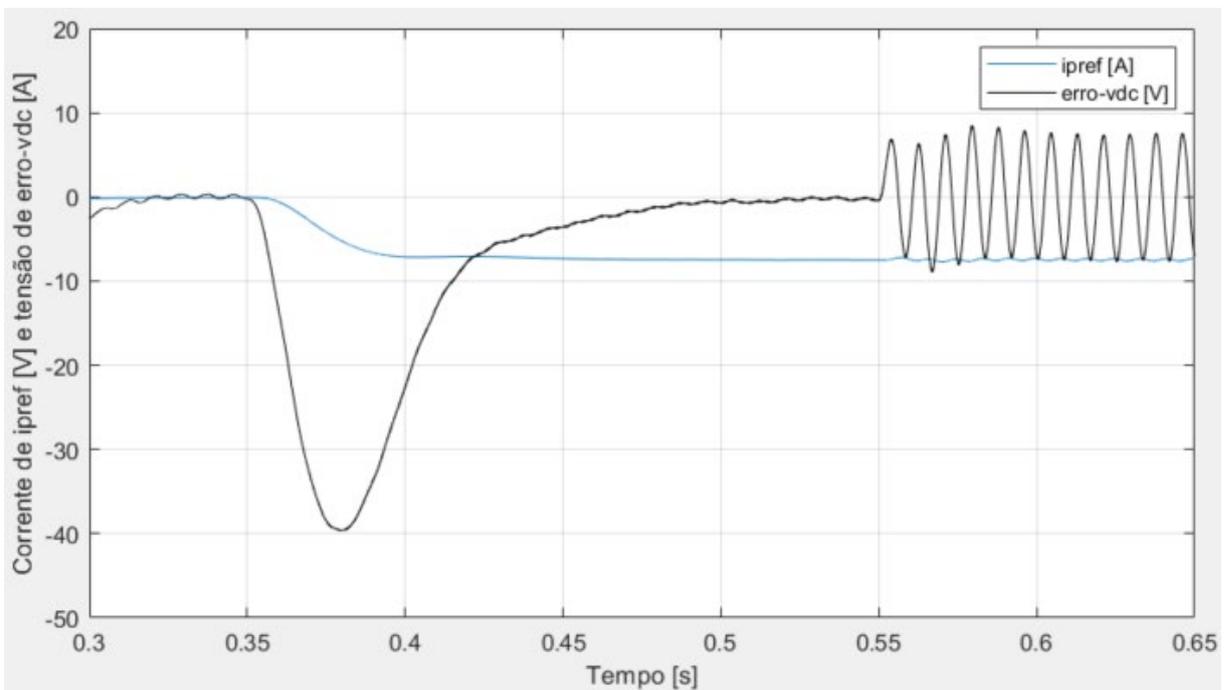
Na Figura 45a temos que a tensão no barramento CC (vdc) aumenta em 40V a partir de 0,35 segundos. Este fato se dá porque exatamente nesse instante o modelo que caracteriza os módulos fotovoltaicos e a etapa de MPPT ter tido uma elevação na produção de energia. No instante de 0,55 segundos de simulação é ligada a malha para redução de desequilíbrios de corrente na rede, nesse momento a tensão no barramento CC (vdc) começa a oscilar e por consequência o valor de erro_vdc também passa a oscilar (Figura 45b). Esse fato é fruto da injeção de correntes de sequência negativa na rede. Por sua vez, o valor do referencial de corrente de sequência positiva a ser injetada na rede (ipref) é condizente com o valor da tensão no barramento CC, porém o bloco “Controle de Tensão” tem a característica de filtrar as oscilações de tensão no barramento CC o que faz o referencial de corrente ipref tenha uma maior estabilidade e possibilite a injeção de potência pelo controle de potência ativa e reativa .

Figura 45 – Resultado de simulação do bloco “Controle de Tensão”.

Onde erro_vdc é o valor que representa um acréscimo ou decréscimo ao PI do controle de tensão, ipref (i_a^*) é o referencial de corrente a ser adicionada no controle de sequência positiva obtido pelo controle de tensão e vdc é a tensão no barramento CC.



(a)



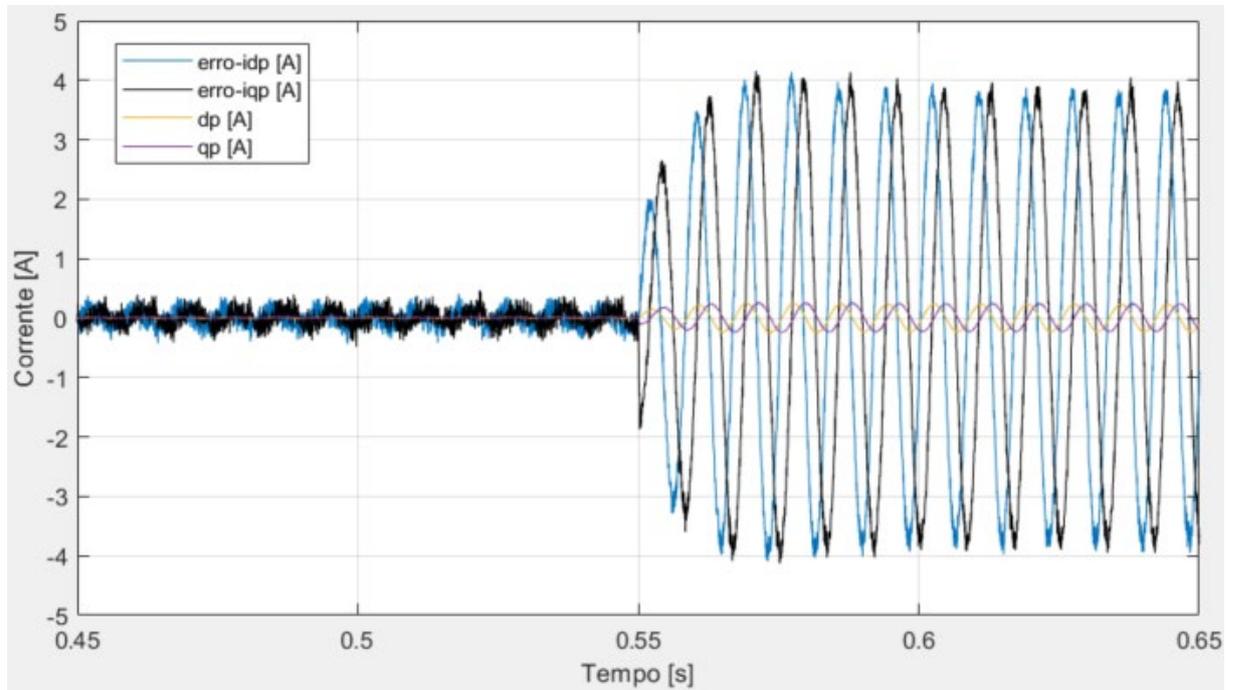
(b)

Fonte: Elaboração própria (2022).

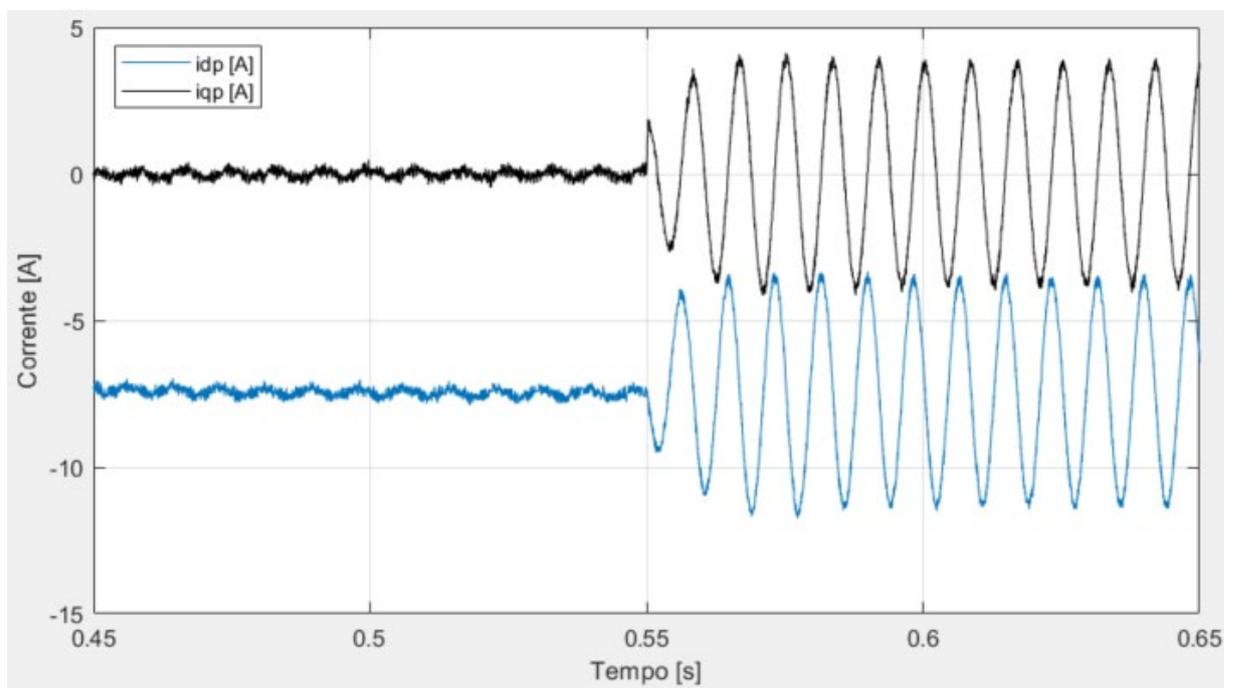
O controle de sequência positiva tem o seu funcionamento atrelado a referência de corrente (i_{pref}) do bloco “Controle de Tensão”. Dessa forma a partir do instante de 0,55 segundos de simulação que a tensão no barramento CC (vdc) começa oscilar, o valor do referencial de corrente do controle de sequência positiva (i_{pref}) carrega uma parte dessa oscilação e com isso contribui para a entrada do PI de eixo direto ($erro_{idp}$) do bloco “Controle seq +” oscilar (Figura 46a).

Na Figura 46b obtivemos as componentes de eixo direto (idp) e em quadratura (iqp) das correntes injetadas na rede elétrica. A partir do momento que o controle começa a injetar correntes desequilibradas na rede, os valores de idp e idq deixam de ser valores contínuos e passam ser sinais oscilatórios, pois os sinais resultantes de uma transformada de Park (idp e idq) só são contínuos quando o sistema trifásico transformado é equilibrado. Assim, a partir desse momento, as entradas dos PI's ($erro_{idp}$ e $erro_{iqp}$) do bloco “Controle seq +” também oscilam (Figura 46). Com a entrada de sinais oscilatórios nos PI's, esse transfere parte da oscilação para as correntes a ser injetada na rede (dp e qp).

Figura 46 – Referenciais de corrente de eixo direto e em quadratura da corrente de sequência positiva a ser injetada na rede



(a)

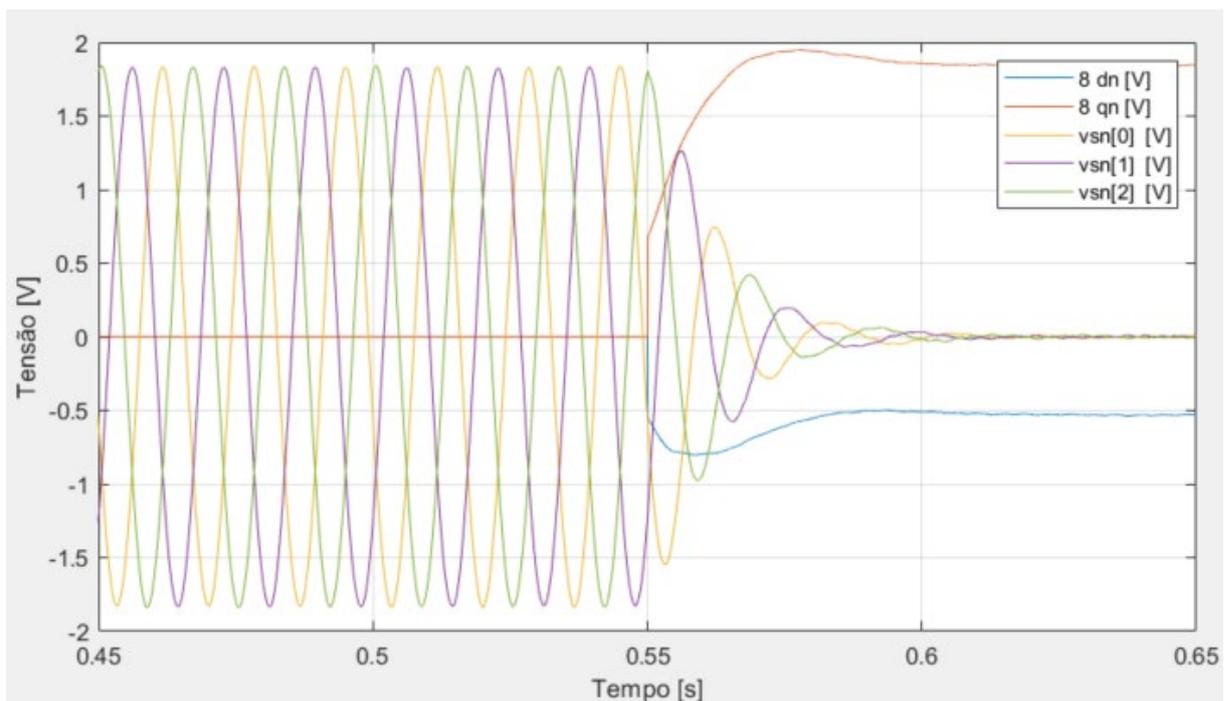


(b)

Fonte: Elaboração própria (2022).

No diagrama de controle do inversor temos em paralelo com o controle de sequência positiva o controle de sequência negativa. Como esta implementação se utiliza dos valores de desequilíbrio de tensão na rede para se estimar o desequilíbrio de corrente, pode-se observar na Figura 47 que até o instante de 0,55 segundos de simulação a componente de sequência negativa da tensão da rede encontra-se com valores de 2V e após o instante de 0,55 segundos de simulação se reduz a zero. Este fato sucedeu pela injeção de correntes de sequência negativa a partir do instante de 0,55 segundos de simulação.

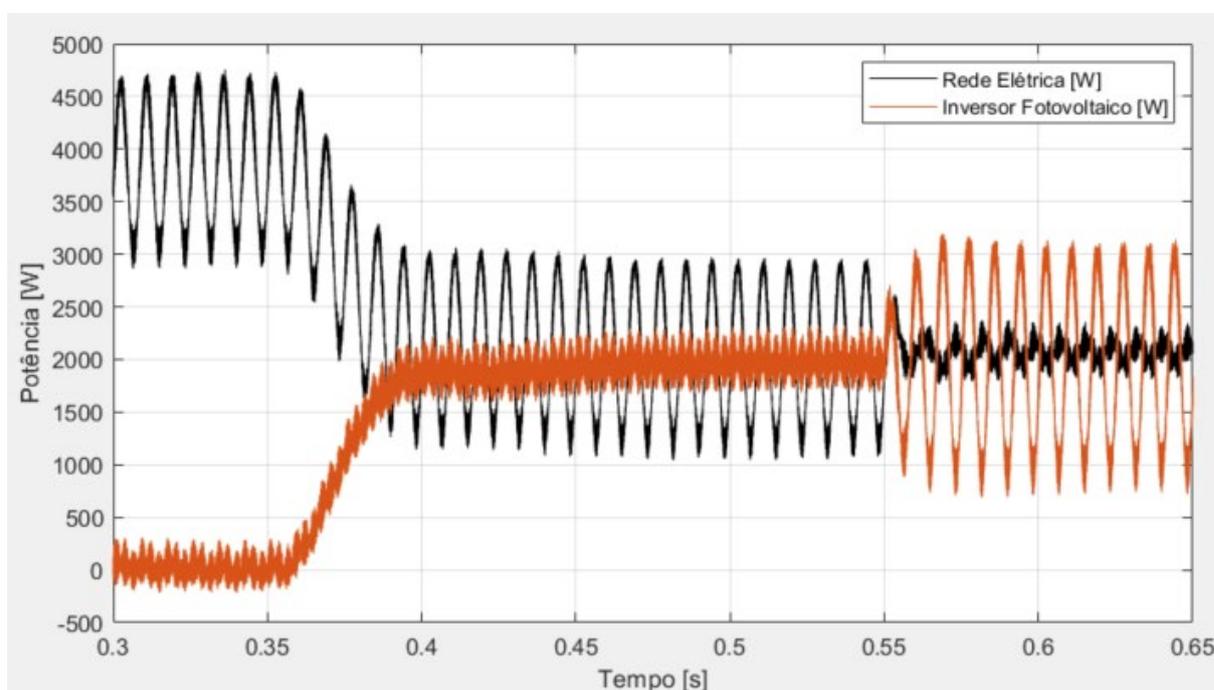
Figura 47 – Componente de sequência negativa da tensão da rede e referenciais de corrente de eixo direto e em quadratura da corrente de sequência negativa a ser injetada na rede. Onde $v_{sn}[x]$ é a componente de sequência negativa da tensão da rede na fase $x = \{r, s, t\}$, $8dn$ e $8qn$ são 8 vezes as componentes de sequências de eixo direto e em quadratura das correntes de sequência negativa a ser injetadas na rede.



Fonte: Elaboração própria (2022).

Até o instante de 0,35 segundos de simulação o inversor fotovoltaico ficou sem injetar potência na rede elétrica. Como podemos observar na Figura 48, neste momento toda a potência drenada pelas cargas está sendo entregue pela rede elétrica. A partir de 0,35 segundo de simulação o inversor começa injetar potência na rede, o valor da potência trifásica entregue à rede pelo inversor é contínuo até o instante de 0,55 de simulação, a partir deste momento a potência trifásica entregue à rede pelo inversor tem uma componente oscilatória cuja a frequência vale o dobro da tensão da rede. Isso ocorre porque a potência trifásica só é um valor contínuo quando as tensões e as correntes são equilibradas. Pelo fato de ser o inversor quem está suprindo o desequilíbrio de potência na rede após 0,55 segundo de simulação, a partir deste momento a parcela oscilatória de potência da rede passa a ser fornecida pelo inversor fotovoltaico.

Figura 48 – Potência fornecida à carga pela rede elétrica e potência fornecida pelo inversor fotovoltaico à rede elétrica



Fonte: Elaboração própria (2022).

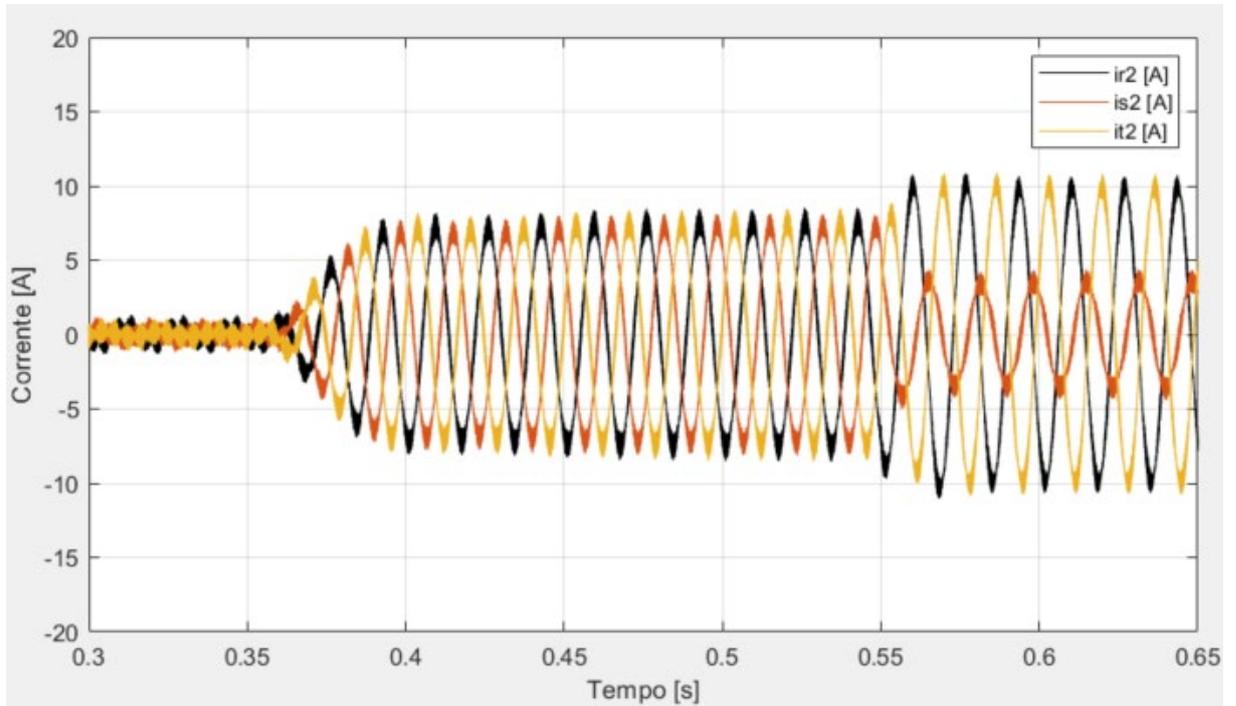
Embora no período compreendido entre 0,3 segundos e 0,55 segundos o inversor fotovoltaico tenha contribuído para gerar a potência entregue a carga, as medições de correntes na saída do transformador de baixa tensão permanecem

desequilibradas (Figura 50). Para corrigir esse problema, a partir de 0,55 segundos de simulação foi ligado o controle de sequência negativa do inversor.

A partir do momento em que foi ligado o controle de sequência negativa, o inversor passou a injetar correntes de forma desequilibrada (Figura 49), com isso absorveu para si parte da oscilação de potência da rede e continuou a entregar a mesma média de potência à rede (Figura 48). O benefício dessa ação pode ser observado ao analisar as medições de correntes na saída do transformador de baixa tensão, a partir dos 0,55 segundos de simulação as medições de correntes na saída do transformador de baixa tensão passaram a ser equilibradas conforme apresentado na Figura 50.

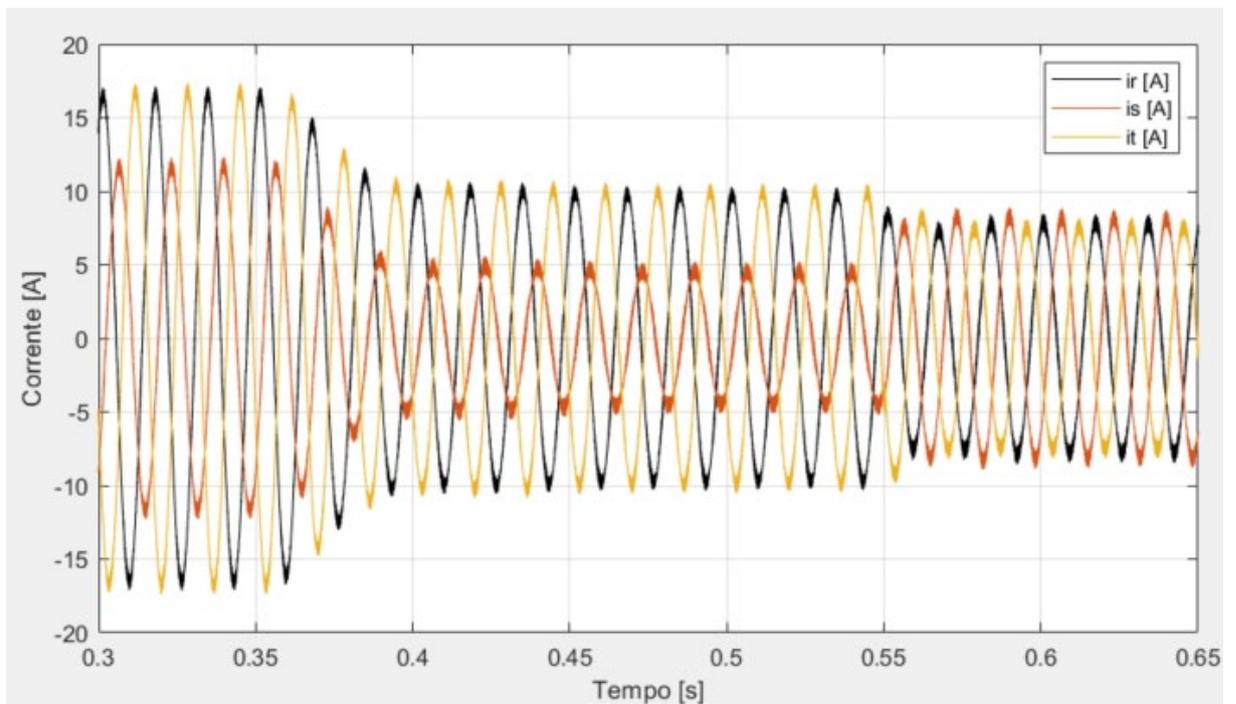
Para o inversor entregar potência de forma desequilibrada, a tensão no seu barramento CC sofre uma oscilação (Figura 45) e seus interruptores eletrônicos precisam trabalhar com um valor de corrente maior do que se o inversor estivesse entregando potência de forma equilibrada (Figura 49). Quando o inversor passa um período injetando mais corrente em uma fase do que em outra a fim de corrigir o desequilíbrio de corrente na rede elétrica, o braço da ponte inversora trifásica, que é responsável por formar a tensão nesta fase, estará operando com uma corrente maior e com isso sofrendo um desgaste maior do que se o inversor estivesse injetando correntes equilibradas na rede. Dessa forma só é possível corrigir desequilíbrios de potência na rede elétrica quando o inversor estiver processando uma energia menor do que a sua capacidade máxima.

Figura 49 - Medições de corrente no ponto de conexão do inversor fotovoltaico trifásico



Fonte: Elaboração própria (2022).

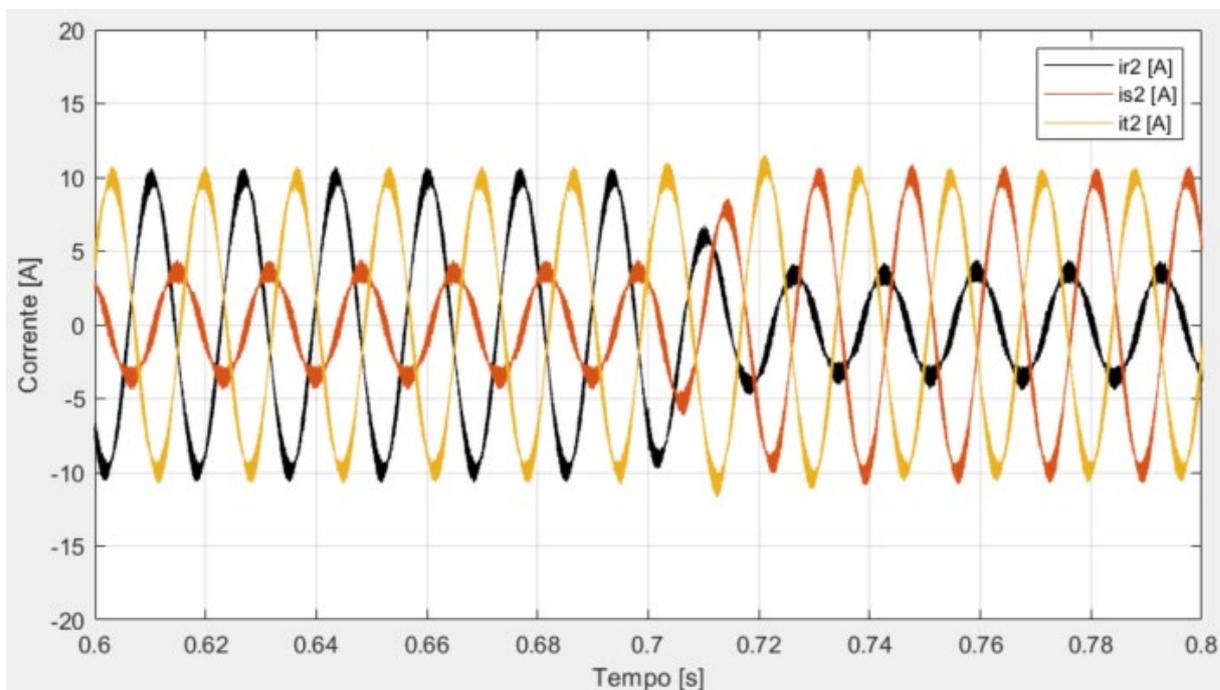
Figura 50 – Medições de correntes na saída do transformador de baixa tensão



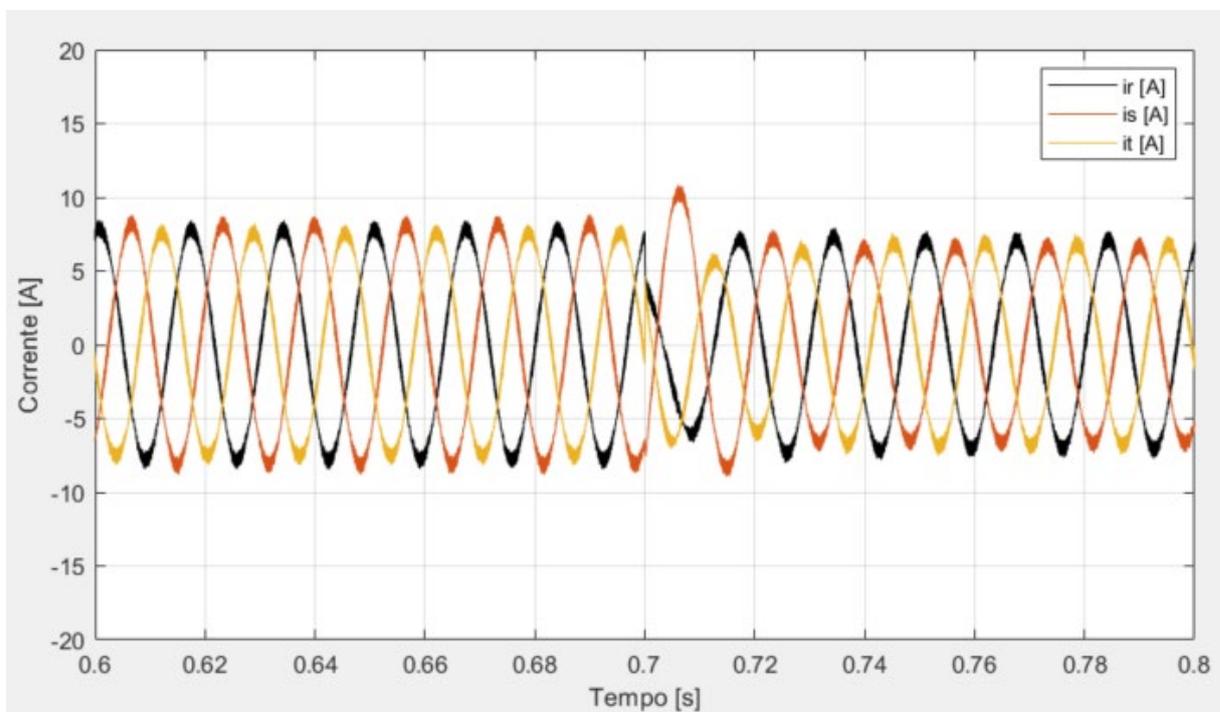
Fonte: Elaboração própria (2022).

Um teste adicional foi feito após o inversor corrigir o desequilíbrio de corrente na rede, foi comutado cargas na rede e observado a atuação do controle do inversor em manter o equilíbrio de carga na rede. Para isso no instante de 0,70 segundos de simulação desconectou-se a carga monofásica entre as fases “r” e “t” da rede e conectou-se nas fases “r” e “s” da rede. Com isso no instante de comutação das cargas houve um desequilíbrio nas correntes na saída do transformador de baixa tensão (Figura 51b), com isso o inversor respondeu mudando a sua injeção de potência (Figura 51b). Todavia, a partir do instante de 0,72 segundos de simulação o desequilíbrio de corrente na rede foi mitigado novamente. Assim, temos que o controle proposto é capaz de corrigir desequilíbrios de corrente na rede em tempo real.

Figura 51 - Medições de correntes na saída do inversor (i_{r2} , i_{s2} , i_{t2}) e na saída do transformador de baixa tensão (i_r , i_s , i_t), mediante a uma mudança no desequilíbrio de carga na rede



(a)



(b)

Fonte: Elaboração própria (2022).

5.5 Conclusão

Para esta simulação obtivemos que o desequilíbrio de corrente permaneceu o mesmo até que se injete corrente de sequência negativa na rede elétrica. Dessa forma, o inversor trabalhando em seu modo usual, injetando apenas corrente de sequência positiva, é indiferente quanto ao desequilíbrio de corrente na rede.

No instante em que o inversor passou a injetar corrente de sequência negativa, notou-se uma redução do desequilíbrio de potência da rede, essa redução depende do ajuste de sensibilidade da malha adicional (malha de controle de desequilíbrio). O ajuste de sensibilidade é feito através dos ganhos dos controladores proporcionais que podem ser ajustados para limitar as correntes do inversor. Não se pretende ajustar a sensibilidade dessa malha adicional para anular o desequilíbrio de corrente na rede, porque um único inversor pode não ter tal capacidade. Assim, o objetivo dessa malha adicional é contribuir com a redução desse desequilíbrio.

Injetar correntes de sequência negativa de forma controlada na rede fez reduzir o desequilíbrio de corrente na rede elétrica. Com isto, validou-se o objetivo geral deste trabalho de comprovar a viabilidade técnica dessa funcionalidade adicional sem comprometer a geração fotovoltaica.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A teoria de controle para injeção de corrente de sequência negativa na rede elétrica, através de uma estrutura de hardware já presente em inversores comerciais, se mostrou possível para corrigir desequilíbrios de potência na rede elétrica.

Os resultados da simulação numérica mostraram que a estratégia de controle para injeção de correntes de sequência negativa é capaz de contribuir para a redução dos desequilíbrios de potência na rede.

Todavia os resultados também mostram que a tensão no barramento CC do inversor passou a ser oscilante e a corrente transitada pelos interruptores eletrônicos da ponte inversora trifásica passou a ser maior, o que era esperado, já que do ponto de vista de potência instantânea o desequilíbrio se apresenta como uma ondulação sobreposta ao nível médio da potência transferida entre dois sistemas. Uma vez que o inversor compensa o desequilíbrio da rede, ele deve absorver esse desequilíbrio para si. Este acréscimo de correntes nos interruptores e a oscilação de potência drenada do barramento CC já está dentro do previsto quando se considera trabalhar com inversor abaixo de sua capacidade máxima.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Para contribuir com a redução dos desequilíbrios de corrente na rede elétrica, partiu-se do princípio de que correntes desequilibradas geram quedas de tensões desequilibradas na rede e com isso buscou-se implementar o controle para corrigir desequilíbrio de corrente na rede através da medição do desequilíbrio de tensão. Poderia ser implementado um modelo mais sofisticado para se estimar os desequilíbrios de corrente na rede elétrica.

Os ganhos dos controladores foram determinados com o auxílio das regras de ajuste de Ziegler-Nichols. A resposta dinâmica do controle pode ser melhorada a partir de um projeto dos controladores. Com o projeto dos controladores pode-se identificar e mitigar possíveis acoplamentos entre as malhas de controle de sequência positiva e negativa.

Foi identificado um acoplamento entre a malha de sequência positiva e negativa. No momento que o controle começa a injetar correntes desequilibradas na rede, as componentes de eixo direto (idp) e em quadratura (iqp) das correntes injetadas na rede elétrica passam oscilar, pois os sinais resultantes de uma transformada de Park só são contínuos quando o sistema trifásico transformado é equilibrado. Como as correntes idp e iqp são referências para a malha de sequência positiva, essa malha passa a tentar corrigir essas oscilações nas correntes. Uma solução para esse acoplamento é mudar a referência de corrente da malha de sequência positiva, passar a utilizar apenas a parte de sequência positiva da corrente injetada à rede como referência para essa malha.

Com a simulação foi possível validar de forma numérica a estratégia de controle proposta. Para trabalhos futuros recomenda-se implementar essa estratégia em um sistema físico para assim obter uma validação prática.

A ABNT (2013) limita a distorção harmônica total de corrente em 5% à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Dessa forma, para a estratégia de controle apresentada ser implementada em inversores fotovoltaicos comerciais, necessita realizar um estudo do quanto as malhas para correção de desequilíbrios na rede aumentam a injeção distorção harmônica de corrente na rede elétrica.

Não se estima um acréscimo ao custo de produção das estruturas *hardware* dos inversores fotovoltaicos, já que se pretende operar com a capacidade ociosa de processamento de potência dos mesmos. Porém, há de se estimar o custo de desenvolvimento e validação de um novo algoritmo de controle.

A vida útil de um produto e em consequência o tempo de garantia que o fabricante concede ao produto, está vinculado a uma estimativa de uso do mesmo. Em condições normais de operação, o inversor passa a maior parte do ano operando abaixo da sua capacidade nominal de operação (Figura 1 - Variabilidade das médias sazonais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 na região sul do Brasil (kWh/m²)), a estratégia de controle proposta é de aproveitar toda a capacidade de processamento disponível de inversores fotovoltaicos para redução de desequilíbrios da rede elétrica. Assim, tem-se uma nova estimativa

de uso desse produto, onde requer uma pesquisa do desgaste de inversores fotovoltaicos operando com a estratégia de controle proposta.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 16749**: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro. 2013.

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 02 maio 2022.

AHMED, J.; SALAM, Z. **An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency**. Applied Energy, v. 150, p. 97–108, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.04.006.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8, Rev. 12**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/módulo-8>. Acesso em: 20 dez. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 697, de 22 de dezembro de 2015**. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=229&data=22/12/2015>. Acesso em: 20 jan. 2022.

ANG, S.; OLIVA, A. **Power-Switching Converters**. Flórida: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2005.

APPLETON, E. V. **Automatic synchronization of triode oscillators**. Proc. Cambridge Phil. Soc., v. 21, p. 231, 1923.

BELLESCIZE, H. LA RECEPTION SYNCHRONE. Onde Electr., v. 11, p. 230-240. 1932.

BURGER, B.; ENGLER, A. **Fast signal conditioning in single phase systems**. European Conference on Power Electronics and Applications, 2001.

CALLEGARI, J. M. S. **Minimum Dc-Link Voltage Control Strategy for Efficiency and Reliability Improvement in Two-Stage Photovoltaic Inverters**. Dissertação – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. p. 124. 2021.

CANADIAN. **Installation Manual of Standard Solar Modules**. Canadian Solar Inc. Disponível em: https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/7/2021/04/20062223/Installation_Manual_of_Standard_Solar_Modules_en-v2.61-HiKu7.pdf. Acesso em: 04 jan. 2022.

CEMIG. **Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas: Norma ND-3.1**. Disponível em: https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/nd3_1_000001p.pdf. Acesso em: 20 dez. 2021.

CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. 700p.

CIOBOTARU, M.; TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F. **A new single-phase PLL structure based on second order generalized integrator**. 2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, p. 1-6, 2006. doi: 10.1109/pesc.2006.1711988.

DUESTERHOEFT, W. C.; SCHULZ, M. W.; CLARKE, E. **Determination of Instantaneous Currents and Voltages by Means of Alpha, Beta, and Zero Components**. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, v. 70, n. 2, p. 1248–1255, 1951. doi: 10.1109/T-AIEE.1951.5060554.

FORTESCUE, C. L. **Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks**. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, vol. XXXVII, n° 2, p. 1027-1140, 1918, doi: 10.1109/T-AIEE.1918.4765570.

FRONIUS. **FRONIUS SYMO**: maximum flexibility for the applications of tomorrow. Maximum flexibility for the applications of tomorrow. 2021. Disponível em: [https://www.fronius.com/~downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_Symo_EN.pdf](https://www.fronius.com/~/downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_Symo_EN.pdf). Acesso em: 02 fev. 2022.

GABE, I. J. **Contribuição ao Controle de Inversores PWM Alimentados em Tensão Conectados à Rede Através de Filtro-LCL**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria Santa Maria, 2008.

GUO, X.-Q.; WU, W.-Y.; GU, H.-R. **Phase locked loop and synchronization methods for grid- interfaced converters: a review**. Przegląd Elektrotechniczny, p. 182-187, 2011. Disponível em: <http://pe.org.pl/articles/2011/4/48.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2022.

HASHIM, E. T.; ABBOOD, A. **Temperature Effect on Power Drop of Different Photovoltaic Modules**. Journal of Engineering, v. 22, 2016.

HUNTOON, R. D.; WEISS, A. **Synchronization of Oscillators**. U. S. Department of Commerce National Bureau of Standards, v. 35, n. 12, p. 1415–1423, 1947.

INPE, INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, Brasil, 2017. Disponível em: https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressid.pdf. Acesso em: 15 dez. 2021.

INTELBRAS. **Manual do usuário**: EGT 3212 X, EGT 3215 X. 2020. Disponível em: https://backend.intelbras.com/sites/default/files/2020-12/Manual_EGT_3212_3215X_02-20_1.pdf. Acesso em: 02 fev. 2022.

LEE, S. J.; KANG, J. K.; SUL, S. K. **A new phase detecting method for power conversion systems considering distorted conditions in power system.** Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting, p. 2167-2172, v.4, 1999, doi: 10.1109/IAS.1999.798754.

MISHRA, M. K.; LAL, V. N. **An Enhanced Control Strategy to Mitigate Grid Current Harmonics and Power Ripples of Grid-Tied PV System Without PLL Under Distorted Grid Voltages.** IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, p. 1-8, 2021. doi: 10.1109/JESTPE .2021.3107869.

MOHAPATRA, A.; NAYAK, B.; SAIPRAKASH, C. **Adaptive Perturb & Observe MPPT for PV System with Experimental Validation.** 2019 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies and Systems (ICSETS), p. 257-261, 2019, doi: 10.1109/ICSETS.2019.8744819.

MORAIS, A. S.; BARBI, I. **Power Redistributor Applied to Distribution Transformers.** IECON 2006 - 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics, p. 1787-1791, 2006, doi: 10.1109/IECON.2006.347429.

OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno.** São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

OPPENHEIM, A. V.; SCHAFFER, R. W. **Processamento em tempo discreto de sinais.** 3. ed. São Paulo: Pearson, 2013.

OZSOY, E. et al. **Instantaneous Symmetrical Component Estimator Using Second Order Generalized Integrator under Distorted Voltage Conditions.** Preprints, p. 1-12, 2017. doi:10.20944/preprints201705.0136.v1.

PARK, R. H. **Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I.** Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, v. 48, n. 3, p. 716–727, 1929, doi: 10.1109/T-AIEE.1929.5055275.

SEVILMIŞ, F.; KARACA, H. **Performance analysis of SRF-PLL and DDSRF-PLL algorithms for grid interactive inverters.** International Advanced Researches and Engineering Journal, p. 116-122, 2019. doi: 10.35860/iarej.412250.

STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência.** São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1978.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. **Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays.** IEEE Transactions on Power Electronics, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.

YANG, H. et al. **A Weather-Based Hybrid Method for 1-Day Ahead Hourly Forecasting of PV Power Output.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 5, n. 3, p. 917–926, 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2313600.

ZEB, K. et al. **A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 94, p. 1120–1141, out. 2018.

APÉNDICES

APÊNDICE A – Código em linguagem C, do controle do inversor fotovoltaico

Nº Linha	Descrição
1	/// <code>"Variable_Function_definitions"</code>
2	<code>#include <Stdlib.h></code>
3	<code>#include <String.h></code>
4	
5	<code>//Entradas e saídas do Bloco C:</code>
6	<code>int g_nInputNodes = 0;</code>
7	<code>int g_nOutputNodes = 0;</code>
8	<code>int g_nStepCount = 0;</code>
9	
10	<code>#define fa 1/20000.0 //Frequência de amostragem</code>
11	<code>#define Ta 1/fa //Período de amostragem</code>
12	
13	<code>Constantes:</code>
14	<code>#define KSQRT3_6 0.28867513459481288225457439025098</code>
15	<code>#define W0 376.99111843077518861551720599354</code>
16	<code>#define PI 3.1415926535897932384626433832795</code>
17	
18	<code>float vg[] = {0, 0, 0}; //Tensão da rede (grid). vg[0] = vr...</code>
19	<code>float vrs, vts = 0; //Tensão de linha da rede</code>
20	
21	<code>//Variáveis para o SOGI:</code>
22	<code>float v0[] = {0, 0, 0};</code>
23	<code>float v90[] = {0, 0, 0};</code>
24	<code>float v0_[] = {0, 0, 0};</code>
25	<code>float v90_[] = {0, 0, 0};</code>
26	
27	<code>float vsn[] = {0, 0, 0}; //Tensão de seq- //Tensão obtida pelo SOGI</code>
28	<code>float vdn, vqn = 0; //Tensão direta(d)/ quadratura(q) de seq-</code>
29	<code>float idp, iqp = 0; //Corrente direta(d)/ quadratura(q) de seq+</code>
30	
31	<code>//controladores</code>
32	<code>float P_dn, P_qn = 0; //Sinal de chegada ao P do controle de seq-</code>
33	<code>float erro_idp, erro_iqp, erro_idp_, erro_iqp_ = 0; //Sinal de chegada ao PI do controle de seq+</code>
34	<code>float dn, qn = 0; //Componente direta(d)/ quadratura(q) de saída do controle de seq-</code>
35	<code>float dp, qp, dp_, qp_ = 0; //Componente direta(d)/ quadratura(q) de saída do controle de seq+</code>
36	<code>float an, bn, cn = 0; //Sinal modulador de seq- do PWM</code>
37	<code>float ap, bp, cp = 0; //Sinal modulador de seq+ do PWM</code>
38	<code>float aw, aw_ = 0; //Sinal anterior ao da frequência no PLL</code>
39	<code>#define iQ 0 //Referencial de corrente de eixo em quadratura -> controle seq+</code>
40	
41	<code>float int1[] = {0, 0, 0}; //Integrador para v0 do SOGI</code>
42	<code>float int1_[] = {0, 0, 0};</code>

43	float int2[] = {0, 0, 0}; //Integrador para v90 do SOGI
44	float int2_[] = {0, 0, 0};
45	
46	float vq, vd, vq_, ia, ib, ic = 0.0;
47	float th, th_=0.0; //Theta inicial.
48	float w, w_ = 60.0; //Frequência inicial.
49	int i; //Variável para auxiliar no laço for
50	float vdc; //Tensão no link CC
51	float enn, enp; //enn: Liga controle seq- //enp: Liga controle seq+
52	
53	//Ganhos dos controladores:
54	#define K1_PLL 0.3000
55	#define K2_PLL -0.2995
56	#define K1_PISN 0.05 //Ajustar sensibilidade
57	#define K1_PISP 0.0600
58	#define K2_PISP 0.0594
59	#define K_SOGI 0.7
60	#define q0 0 //Valor inicial da componente de seq+
61	#define d0 -0.9 //Valor inicial da componente de seq+
62	
63	float erro_vdc, erro_vdc_, F_CT, F_CT_1, F_CT_2, ipref, ipref_1, ipref_2 = 0.0; //Variáveis do controle de tensão - CT
64	#define K1_CT 0.0801
65	#define K2_CT -0.0799
66	//Valores do filtro do CT
67	#define K1_F 8.766198032793359e-5
68	#define K2_F 1.753239606558672e-4
69	#define K3_F -1.973605922096581
70	#define K4_F 0.973956570017892
71	
72	/"OpenSimUser Fcn"
73	g_nInputNodes = nInputCount;
74	g_nOutputNodes = nOutputCount;
75	
76	/"RunSimUser Fcn"
77	
78	//Entradas e saídas do Bloco C:
79	g_nStepCount++;
80	
81	//Renomear as entradas:
82	vrs = in[0];
83	vts = in[1];
84	ia = in[2];
85	ib = in[3];
86	ic = - ia - ib;
87	vdc = in[4];
88	enp = in[5];
89	enn = in[6];

90	
91	//Controle de tensão - CT:
92	erro_vdc = (400-vdc)*enp;
93	
94	//PI:
95	F_CT = K1_CT*erro_vdc + K2_CT*erro_vdc_ + F_CT_1;
96	
97	//Filtro
98	ipref = K1_F*(F_CT + F_CT_2) + K2_F*F_CT_1 - K3_F*ipref_1 - K4_F*ipref_2;
99	
100	if(ipref>=0) //Limite superior de ipref
101	ipref = 0;
102	
103	//Atualiza Variáveis:
104	ipref_2 = ipref_1;
105	ipref_1 = ipref;
106	F_CT_2 = F_CT_1;
107	F_CT_1 = F_CT;
108	erro_vdc_ = erro_vdc;
109	
110	out[10] = ipref;
111	
112	//PLL:
113	//Desconsiderando as componentes de seq0:
114	vd = -vts*sqrt(3.0f)/3.0f*sin(th) + (2.0f*vrs-vts)/3.0f*cos(th);
115	vq = vts*sqrt(3.0f)/3.0f*cos(th) + (2.0f*vrs-vts)/3.0f*sin(th);
116	
117	//PI
118	aw = K1_PLL*vq + K2_PLL*vq_ + aw_;
119	w = aw+W0;
120	
121	th = (w + w_)*Ta/2.0 + th_;
122	if(th > 2*PI)
123	th -= 2*PI;
124	
125	//Controle seq+:
126	//Transformada de park seq+:
127	idp = (-ic+ib)*sqrt(3.0f)/3.0f*sin(th) + (2.0f*ia-ib-ic)/3.0f*cos(th);
128	iqp = -(-ic+ib)*sqrt(3.0f)/3.0f*cos(th) + (2.0f*ia-ib-ic)/3.0f*sin(th);
129	
130	//PI:
131	erro_idp = (ipref-idp) *enp;
132	erro_iqp = (iQ-iqp)*enp;
133	
134	dp = K1_PISP*erro_idp - K2_PISP*erro_idp_ + dp_;
135	qp = K1_PISP*erro_iqp - K2_PISP*erro_iqp_ + qp_;
136	
137	if(enp == 0){ //Desativa a injeção de corrente de seq+ quando enp estiver em zero

138	dp = 0;
139	qp = 0;
140	}
141	
142	//Transformada inversa de park seq+:
143	ap = (qp + q0)*sin(th) + (dp + d0)*cos(th);
144	bp = ((-(qp + q0) + sqrt(3.0f)*(dp + d0))*sin(th) - (sqrt(3.0f)*(qp + q0) + (dp + d0))*cos(th))/2.0f;
145	cp = ((-(qp + q0) - sqrt(3.0f)*(dp + d0))*sin(th) + (sqrt(3.0f)*(qp + q0) - (dp + d0))*cos(th))/2.0f;
146	
147	//Desconsiderando as componentes de seq0:
148	vg[0] = -1.0/3.0*vts + 2.0/3.0*vrs;
149	vg[1] = -1.0/3.0*vts - 1.0/3.0*vrs;
150	vg[2] = 2.0/3.0*vts - 1.0/3.0*vrs;
151	
152	//SOGI
153	for(i=0; i<3; i++){
154	
155	int1[i] = ((vg[i] - v0_[i])*K_SOGL - v90_[i])* w;
156	v0[i] = (int1[i] + int1_[i])*Ta/2.0 + v0_[i];
157	int2[i] = v0[i]*w;
158	v90[i] = (int2[i] + int2_[i])*Ta/2.0 + v90_[i];
159	
160	//Atualiza variáveis:
161	int1_[i] = int1[i];
162	int2_[i] = int2[i];
163	v0_[i] = v0[i];
164	v90_[i] = v90[i];
165	}
166	//Componente de seq- da tensão:
167	vsn[0] = -(v90[2]-v90[1])*KSQRT3_6 + (v0[0] - 0.5*v0[1] - 0.5*v0[2])*1.0/3.0;
168	vsn[1] = -(v90[0]-v90[2])*KSQRT3_6 + (v0[1] - 0.5*v0[0] - 0.5*v0[2])*1.0/3.0;
169	vsn[2] = -(v90[1]-v90[0])*KSQRT3_6 + (v0[2] - 0.5*v0[1] - 0.5*v0[0])*1.0/3.0;
170	
171	//Controle seq-:
172	//Transformada de park seq-:
173	vdn = (-vsn[2]+vsn[1])*sqrt(3.0)/3.0*sin(-th) + (2.0*vsn[0]-vsn[1]-vsn[2])/3.0*cos(-th);
174	vqn = -(-vsn[2]+vsn[1])*sqrt(3.0)/3.0*cos(-th) + (2.0*vsn[0]-vsn[1]-vsn[2])/3.0*sin(-th);
175	
176	//P
177	P_dn = -vdn *enn;
178	P_qn = -vqn *enn;
179	
180	dn = K1_PISN*P_dn;
181	qn = K1_PISN*P_qn;
182	
183	if(enn == 0){ //Desativa a injeção de corrente de seq- quando enn estiver em zero
184	dn = 0;

185	qn = 0;
186	}
187	
188	//Transformada inversa de park seq-:
189	an = qn * sin(-th) + dn * cos(-th);
190	bn = ((- qn + sqrt(3.0)* dn) * sin(-th) - (sqrt(3.0)* qn + dn) * cos(-th))/2.0;
191	cn = ((- qn - sqrt(3.0)* dn) * sin(-th) + (sqrt(3.0)* qn - dn) * cos(-th))/2.0;
192	
193	//Atualiza variáveis:
194	//Todas as variáveis que tem a sua correspondente no instante anterior deverá ser atualizada
195	w_ = w; //Frequência
196	th_ = th; //Theta
197	vq_ = vq; //Tensão da rede em quadratura
198	aw_ = aw; //Sinal anterior ao da frequência no PLL
199	dp_ = dp; //Componente quadratura(q) de saída do controle de seq+
200	qp_ = qp; //Componente direta(d) de saída do controle de seq+
201	erro_idp_ = erro_idp; //Sinal de chegada ao PI do controle de seq+
202	erro_iqp_ = erro_iqp; //Sinal de chegada ao PI do controle de seq+
203	vq_ = vq; //Tensão da rede em quadratura
204	aw_ = aw; //Sinal anterior ao da frequência no PLL
205	
206	//Dados de saída:
207	out[0] =w;
208	out[1] = th;
209	out[2] = an+ap; //Somatório do sinal modulador de seq- com o de seq+ do PWM
210	out[3] = bn+bp; //Somatório do sinal modulador de seq- com o de seq+ do PWM
211	out[4] = cn+cp; //Somatório do sinal modulador de seq- com o de seq+ do PWM

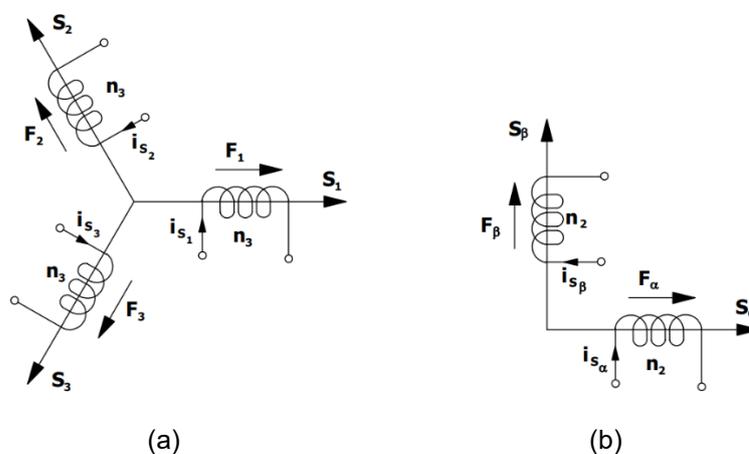
APÊNDICE B – Transformadas de Clark e Park

As transformadas que neste apêndice são apresentadas, são ferramentas matemáticas que tem por finalidade facilitar a análise ou o controle de um sistema trifásico e foram utilizadas para o controle do inversor fotovoltaico neste trabalho.

A transformada $abc-\alpha\beta 0$, também chamada de transformada de Clarke, teve a sua publicação na década de cinquenta (DUESTERHOEFT, 1951). Com ela pode-se decompor um sistema trifásico em um bifásico (de fases ortogonais) e por uma componente de modo comum. Assim uma forma de demonstrar essa transformada é representar uma máquina simétrica trifásica através de uma máquina simétrica bifásica.

Para obtenção da transformada $abc-\alpha\beta 0$ define-se um circuito trifásico simétrico (Figura 52a) e um circuito bifásico simétrico (Figura 52b) com o objetivo de estabelecer uma transformação que permita encontrar F_α e F_β em função de F_1 , F_2 e F_3 . Ao decompor as forças eletromotrizes F_1 , F_2 e F_3 sobre os eixos S_α e S_β obtém-se a Equação (36), a fim de tornar a transformação inversível define-se uma componente de corrente de sequência zero (Equação (37)) e assim obtém-se a transformada de Clark na sua forma de invariância em amplitude (Equação (38)). (BARBI, 1985)

Figura 52 – Circuito trifásico simétrico (a) e circuito bifásico simétrico (b). Onde F é a força magnetomotriz, S é um eixo de coordenada, n é o número de espiras de uma bobina e i_s é a corrente que percorre essa bobina.



Fonte: Barbi (1985).

$$\begin{bmatrix} F_\alpha \\ F_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{3} & -\frac{\sqrt{3}}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \end{bmatrix} \quad (36)$$

$$i_{S_0} = \frac{1}{3}(i_{S_1} + i_{S_2} + i_{S_3}) \quad (37)$$

$$\begin{bmatrix} i_{S_\alpha} \\ i_{S_\beta} \\ i_{S_0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{3} & -\frac{\sqrt{3}}{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{S_1} \\ i_{S_2} \\ i_{S_3} \end{bmatrix} \quad (38)$$

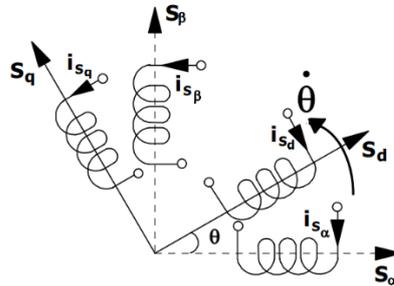
Na Equação (39) temos a transformada inversa de Clarke, sua obtenção é dada a partir da Equação (38). Terá sua utilidade, se for obter as tensões em coordenadas abc, a partir das tensões em coordenadas $\alpha\beta 0$.

$$\begin{bmatrix} i_{S_1} \\ i_{S_2} \\ i_{S_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{S_\alpha} \\ i_{S_\beta} \\ i_{S_0} \end{bmatrix} \quad (39)$$

Com um sistema bifásico de tensão ou corrente, provindo da transformada de Clarke (Equação (39)), pode-se realizar a transformada inversa de Clarke (Equação (42)) para se obter um sistema trifásico de tensão ou ainda pode-se realizar a transformada $\alpha\beta 0$ -dq0 para se obter três sistemas de equações independentes. Essa última transformação é chamada de transformada de Park e teve a sua publicação na década de vinte (PARK, 1929).

Para obtenção da transformada $\alpha\beta 0$ -dq0 define-se dois eixos estacionários e ortogonais S_α e S_β e dois eixos síncronos e ortogonais (S_d e S_q) que giram no sentido anti-horário e com velocidade θ sobre os eixos estacionários. Considerando todos os enrolamentos idênticos, chega-se na Equação (40). (BARBI, 1985)

Figura 53 - Representação da transformada de Park.



Fonte: Adaptado de Barbi (1985).

$$\begin{bmatrix} i_{S_d} \\ i_{S_q} \\ i_{S_0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{S_\alpha} \\ i_{S_\beta} \\ i_{S_0} \end{bmatrix} \quad (40)$$

Na Equação (41) temos a transformada dq0- $\alpha\beta 0$, sua obtenção é dada a partir da Equação (40). Tem a sua utilidade se precisar obter as tensões em coordenadas $\alpha\beta 0$, a partir das tensões em coordenadas dq0.

$$\begin{bmatrix} i_{S_\alpha} \\ i_{S_\beta} \\ i_{S_0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 0 \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{S_d} \\ i_{S_q} \\ i_{S_0} \end{bmatrix} \quad (41)$$

A partir das transformadas abc- $\alpha\beta 0$ (Equação (38)) e $\alpha\beta 0$ -dq0 (Equação (40)) pode-se obter uma transformada abc-dq0 (Equação (42)), isso facilita para se obter direto as componentes de eixo direto e em quadratura de um sistema trifásico.

$$\begin{bmatrix} i_{S_d} \\ i_{S_q} \\ i_{S_0} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{S_a} \\ i_{S_b} \\ i_{S_c} \end{bmatrix} \quad (42)$$

Na Equação (43) temos a transformada inversa de Park, sua obtenção é dada a partir da Equação (42). Tem a sua utilidade caso precise obter as tensões em coordenadas abc, a partir das tensões em coordenadas dq0.

$$\begin{bmatrix} i_{S_a} \\ i_{S_b} \\ i_{S_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{S_d} \\ i_{S_q} \\ i_{S_0} \end{bmatrix} \quad (43)$$