



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

ANDERSON ALVES LOPES

**SISTEMA DE ENERGIA ININTERRUPTA TRIFÁSICO BASEADO NO
CONVERSOR DE NOVE CHAVES**

Recife
2020

ANDERSON ALVES LOPES

**SISTEMA DE ENERGIA ININTERRUPTA TRIFÁSICO BASEADO NO
CONVERSOR DE NOVE CHAVES**

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

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Rodrigues Limongi

Recife

2020

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

L864s	<p>Lopes, Anderson Alves. Sistema de energia ininterrupta trifásico baseado no conversor de nove chaves / Anderson Alves Lopes. - 2020. 153 folhas, il., gráfs., tabs.</p> <p>Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti. Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Rodrigues Limongi. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020. Inclui Referências.</p> <p>1. Engenharia Elétrica. 2. Sistema de energia ininterrupta. 3. Eletrônica de potência. 4. Qualidade de energia. 5. Conversor Nove Chaves. I. Cavalcanti, Marcelo Cabral (Orientador). II. Limongi, Leonardo Rodrigues (Coorientador). III. Título.</p> <p style="text-align: right;">UFPE</p> <p>621.3 CDD (22. ed.) BCTG/2021-40</p>
-------	--

ANDERSON ALVES LOPES

“SISTEMA DE ENERGIA ININTERRUPTA TRIFÁSICO BASEADO NO
CONVERTOR DE NOVE CHAVES”

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

Aprovada em: 27/11/2020

BANCA EXAMINADORA

Profº. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti (Orientador e Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Leonardo Rodrigues Limongi (Coorientador e Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Fabricio Bradaschia (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Pedro André Carvalho Rosas (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Joselito Anastácio Heerdt (Examinador Externo)
Universidade do Estado de Santa Catarina

A meu filho João Guilherme.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha família, especialmente a meu pai Manoel, que, com todos os problemas de saúde sempre tinha uma palavra de incentivo em momentos difíceis, e a minha mãe como grande incentivadora, assim como a meu filho que suportou todas as minhas ausências.

Um agradecimento imensurável a Márcio Dilermano por toda a ajuda, conselhos e parceria de anos de trabalho dentro do laboratório, pois, mesmo com a distância e o trabalho encontrava tempo para me ajudar na montagem do protótipo. Sem a ajuda desse parceiro que se tornou um irmão ao longo dessa jornada, nada disso seria possível.

Outro agradecimento especial vai para o professor e amigo Dr. Gustavo Medeiros, que me tirou inúmeras dúvidas, deu estadia e conselhos, pois quando foi ao laboratório ajudar fez-me aprender em dias o que não aprendi em anos e sempre com paciência para explicar em detalhes qualquer dúvida. Sem essa ajuda imensurável esse trabalho não seria possível.

Agradeço ao professor Dr. Rafael Cavalcanti, pela ajuda e esclarecimentos sobre qualquer dúvida de sistemas de controle, que mesmo cheio de atribuições, sempre encontrava um tempinho disponível para compartilhar conhecimentos sobre controle.

Agradeço a meus orientadores, Dr. Marcelo Cavalcanti e Dr. Leonardo Limongi, sem os quais este trabalho não teria sido realizado; aos membros da banca, pela análise minuciosa e preciosas sugestões para a melhoria deste trabalho. Aos membros do GEPAE pela sua ajuda valiosa e por toda infraestrutura disponibilizada.

Agradeço a professora Valquíria, que com empenho se dedicou à arte de ensinar inglês, durante a preparação para a prova de proficiência. Seu jeito de ensinar é único e torna a aprendizagem em uma experiência maravilhosa.

Gratidão aos profissionais: Dr^a Juliet Carvalho e Dr. Fernando Lima, pela ajuda e acompanhamento durante os momentos mais tortuosos dessa jornada.

Só tenho a agradecer aos meus amigos, Alexsandro Aleixo e Eduardo Barbosa. Obrigado pelos inúmeros conselhos, frases de motivação e puxões de orelha. As risadas, que vocês compartilharam comigo nessa etapa tão desafiadora da vida acadêmica, também fizeram toda a diferença.

E agradeço em especial ao companheiro de estudo inseparável de todas as horas, Teo, que parceiro! Estava lá nas madrugadas, mesmo que estivesse dormindo aos meus pés, nunca irei esquecer essa carinha tão afetuosa e companheirismo.

Gratidão a meus amigos, Luiz Genu, Ezequiel Reis, Eduardo Stangler, Tiago Cardoso e Aguinaldo Silva. A todos que de alguma forma ajudaram só tenho uma palavra a dizer: gratidão.

RESUMO

Neste trabalho é apresentada uma nova topologia de conversor com 11 chaves, usando como base o conversor de nove chaves, para ser utilizada como uma alternativa para fontes ininterruptas de energia na eletrônica de potência, vislumbrando uma melhor qualidade de energia para o sistema elétrico. Essa topologia é aplicada como uma alternativa aos conversores convencionais (*back-to-back*) com braço extra com 14 chaves, tendo em vista uma diminuição da quantidade de chaves semicondutoras. Ao longo do trabalho, é realizado o desenvolvimento matemático do conversor proposto, o qual tem dois terminais trifásicos compostos por um lado série sem neutro e paralelo com neutro, sendo que ambos os terminais funcionam como filtros ativos para a realização do condicionamento de energia. O lado série funciona como uma fonte de corrente senoidal e o lado paralelo trabalha como uma fonte de tensão senoidal. A topologia faz uso de controladores PR (Proporcional-Ressonantes) para atuar no controle das correntes de entrada e tensões de saída e, é simulada digitalmente em *software MATLAB®* para compreensão e observação das formas de ondas obtidas. Visualiza-se o desempenho face às condições adversas da rede de energia, conexão e desconexão com a rede, e também todos os ensaios com a utilização de uma carga não linear. Assim, foi comprovado o desempenho da topologia a ser construída em um ambiente prático, buscando uma validação com resultados experimentais, tendo em vista uma estrutura objetivando o menor custo de construção e que atendam as normas.

Palavras-chave: Sistema de Energia Ininterrupta. Eletrônica de potência. Qualidade de energia. Conversor Nove Chaves.

ABSTRACT

In this work, a new converter topology with 11 switches is presented, based on the nine-switches converter, to be used as an alternative to uninterrupted energy supplies in power electronics, envisioning a better energy quality for the electric system. This topology is applied as an alternative to conventional back-to-back converters with an extra leg with 14 switches, in order to reduce the number of semiconductor switches. Throughout the work, the mathematical development of the proposed converter is carried out, which has two three-phase terminals composed of a series side without neutral and parallel with neutral, both terminals acting as active filters to perform the energy conditioning, the series side acts as a sinusoidal current source and the parallel side acts as a sinusoidal voltage source. The topology makes use of PR (Proportional-Resonant) controllers to control the input currents and output voltages and is digitally simulated in software MATLAB ® to understand and observe the shapes of obtained waveforms. The performance is visualized in view of the adverse conditions of the power grid, connection and disconnection with the grid, and also all tests with the use of a non-linear load. Thus, the performance of the topology to be built in a practical environment was proven, seeking validation with experimental results, in view of a structure aiming at the lowest construction cost and that meet the standards.

Keywords: Uninterruptible Power Supply. Power electronics. Power quality. Nine-Switches Converter.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Formas de onda de 60 Hz, 180 Hz, 300 Hz e resultante.	22
Figura 2 – Representação da <i>UPS</i> rotativa.	29
Figura 3 – Representação da <i>UPS</i> híbrida.	30
Figura 4 – Representação da <i>UPS</i> espera passiva.	32
Figura 5 – <i>UPS</i> espera passiva monofásica.	32
Figura 6 – Representação da <i>UPS</i> de dupla conversão.	33
Figura 7 – <i>UPS</i> de dupla conversão utilizando a topologia <i>back-to-back</i>	35
Figura 8 – <i>UPS</i> de dupla conversão utilizando a topologia de nove chaves.	35
Figura 9 – Representação da <i>UPS interativa com a rede</i>	36
Figura 10 – Representação da <i>UPS</i> interativa com a rede com compensação série e paralela.	38
Figura 11 – Representação da <i>UPS</i> ou <i>UPQC</i> (sem bateria) com compensação série e paralela.	38
Figura 12 – <i>UPS</i> interativa com a rede com compensação série e paralela proposta por Kamran e Habetler (1995).	40
Figura 13 – <i>UPS</i> interativa com a rede com compensação série e paralela proposta por Silva (2001).	41
Figura 14 – <i>UPS</i> interativa com a rede <i>four leg</i> para compensação série e paralela.	42
Figura 15 – <i>UPS</i> interativa com a rede com <i>three-leg</i> para compensação série e <i>four-leg</i> para compensação paralela.	43
Figura 16 – <i>UPS</i> interativa com a rede utilizando a topologia de nove chaves, com um total de 12 chaves no conversor.	44
Figura 17 – <i>UPS</i> interativa com a rede utilizando a topologia de nove chaves, com um total de 11 chaves.	45
Figura 18 – Representação do conversor <i>TL</i> série conectado a três fios.	50
Figura 19 – Diagrama de blocos inicial simplificado do sistema de controle de corrente do conversor série.	54
Figura 20 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle de corrente do conversor série com ação <i>feedforward</i>	54
Figura 21 – Diagrama de blocos da estrutura de controle do conversor série.	56
Figura 22 – Diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta do sistema de controle da corrente do conversor série.	57
Figura 23 – Representação do inversor <i>FL</i> conectado a quatro fios.	58
Figura 24 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle de tensão do conversor paralelo.	62

Figura 25 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle de tensão homopolar do conversor paralelo.	63
Figura 26 – Diagrama de blocos da estrutura de controle do conversor paralelo.	64
Figura 27 – Razões cíclicas do conversor paralelo quando usado apenas um ganho proporcional K_{pv}	65
Figura 28 – Configuração <i>SOGI-QSG</i>	67
Figura 29 – Diagrama de Bode para as funções de transferência $D(s)$ e $Q(s)$	68
Figura 30 – <i>SOGI</i> com adaptação de frequência (<i>FLL</i>).	68
Figura 31 – Diagrama de Bode para as funções de transferência $E(s)$ e $Q(s)$	69
Figura 32 – <i>DSOGI-FLL</i> com extração da componente de sequência positiva.	70
Figura 33 – <i>PLL</i> utilizado componente de sequência positiva de $v_{s\beta}^+$	70
Figura 34 – Diagrama dos estados da <i>UPS</i> e modo de operação.	71
Figura 35 – Representação do conversor nove chaves.	75
Figura 36 – Modulação do conversor nove chaves.	76
Figura 37 – Conversor NS atuando no modo FC.	77
Figura 38 – Conversor NS atuando no modo FD.	77
Figura 39 – Exemplo da operação do PWM vetorial em um braço do NSI no modo FD.	80
Figura 40 – Carga padrão para testes de <i>UPSs</i>	80
Figura 41 – Carga não linear trifásica.	85
Figura 42 – Tensões da carga e da rede, em regime permanente senoidal.	86
Figura 43 – Correntes da carga e da rede, em regime permanente senoidal.	86
Figura 44 – Tensões da carga e da rede, em regime permanente com 20% de terceira harmônica.	88
Figura 45 – Correntes da carga e da rede, em regime permanente com 20% de terceira harmônica.	88
Figura 46 – Tensões da carga e da rede, com rede senoidal e com um desequilíbrio de carga.	90
Figura 47 – Correntes da carga e da rede, com rede senoidal e com um desequilíbrio de carga.	90
Figura 48 – Tensões da carga e da rede, volta da rede com 180° em relação a carga.	92
Figura 49 – Correntes da carga e da rede, volta da rede com 180° em relação a carga.	92
Figura 50 – Sincronização das tensões na fases “A”, “B” e “C”, com 180° entre as fases.	93
Figura 51 – Tensões da carga e da rede, volta da rede em fase com a carga.	94
Figura 52 – Correntes da carga e da rede, volta da rede em fase com a carga.	94
Figura 53 – Sincronização das tensões na fases “A”, “B” e “C”, em fase.	95
Figura 54 – Tensões da carga e da rede, durante a falta de energia (com atraso).	96
Figura 55 – Correntes da carga e da rede, durante a falta de energia (com atraso).	96
Figura 56 – Tensões da carga e da rede, durante a falta de energia (sem atraso).	97
Figura 57 – Correntes da carga e da rede, durante a falta de energia (sem atraso).	97

Figura 58 – Tensões da carga e da rede, durante o afundamento monofásico.	98
Figura 59 – Correntes da carga e da rede, durante o afundamento monofásico	99
Figura 60 – Tensões da carga e da rede, durante o afundamento bifásico.	100
Figura 61 – Correntes da carga e da rede, durante o afundamento bifásico.	100
Figura 62 – Tensões da carga e da rede, durante o afundamento trifásico.	101
Figura 63 – Correntes da carga e da rede, durante o afundamento trifásico.	102
Figura 64 – Tensões da carga e da rede, durante a sobretensão monofásica.	103
Figura 65 – Correntes da carga e da rede, durante a sobretensão monofásica.	103
Figura 66 – Tensões na carga e na rede, durante a sobretensão bifásica.	104
Figura 67 – Correntes na carga e na rede, durante a sobretensão bifásica.	105
Figura 68 – Tensões na carga e na rede, com a sobretensão trifásica.	106
Figura 69 – Correntes na carga e na rede, com a sobretensão trifásica	107
Figura 70 – Tensões na carga e na rede, rede elétrica com 10% de terceira harmônica e afundamento monofásico.	108
Figura 71 – Correntes na carga e na rede, rede elétrica com 10% de terceira harmônica e afundamento monofásico.	108
Figura 72 – Tensões na carga e na rede rede elétrica com 10% de terceira harmônica e afundamento trifásico.	110
Figura 73 – Correntes na carga e na rede, rede elétrica com 10% de terceira harmônica e afundamento trifásico.	110
Figura 74 – Placa de condicionamento de sinais e PWM.	113
Figura 75 – Placas de medição das tensões e correntes.	114
Figura 76 – Diagrama de conexões do conversor.	114
Figura 77 – Conversor 11 chaves, <i>cooler</i> e <i>gate drives</i>	115
Figura 78 – Visão geral da parte interna do protótipo.	116
Figura 79 – Transformadores monofásicos para o acoplamento do conversor série.	116
Figura 80 – Indutores do filtro LC para o conversor série.	117
Figura 81 – Capacitores do filtro LC para o conversor série.	117
Figura 82 – Filtro LC para o conversor paralelo.	117
Figura 83 – Ponte de diodos e capacitores de carga.	118
Figura 84 – Banco de resistências usadas como carga.	118
Figura 85 – Resistências de entrada da carga.	119
Figura 86 – Fonte de corrente c.a. trifásica <i>Supplier</i> ®.	120
Figura 87 – Tensões da carga e rede em regime permanente.	121
Figura 88 – Correntes da carga e rede em regime permanente.	122
Figura 89 – Tensões e correntes na carga e rede, com a rede com 20% de terceiro harmônico.	123
Figura 90 – Tensões na carga e rede, com a rede com 20% de terceiro harmônico.	123
Figura 91 – Tensões e correntes na carga e rede, com desequilíbrio na carga não linear.	125
Figura 92 – Tensões e correntes da carga, com desequilíbrio na carga não linear.	125

Figura 93 – Tensões e correntes na carga e rede com o retorno da rede com fase de 180° em relação à fase da tensão da carga.	127
Figura 94 – Tensões e correntes na carga e rede, com o retorno da rede com fase de 180° em relação à fase da tensão da carga.	127
Figura 95 – Tensões da carga e na rede em fase de sincronização, com o retorno da rede com fase de 180° em relação à fase da tensão da carga.	128
Figura 96 – Tensões e correntes na carga e rede, com retorno da rede em fase com a tensão da carga.	129
Figura 97 – Tensões na carga e rede, com retorno da rede em fase com a tensão da carga.	129
Figura 98 – Tensões e correntes na carga e rede, com uma falta de energia.	130
Figura 99 – Tensões e correntes na carga, com uma falta de energia.	131
Figura 100 – Tensões e correntes na carga e rede, com afundamento monofásico.	132
Figura 101 – Tensões na carga e rede, com afundamento monofásico.	132
Figura 102 – Tensões na carga e rede, com afundamento bifásico e $m_i = 0,7$	133
Figura 103 – Tensões na carga e rede, com afundamento bifásico e $m_i = 0,7$	134
Figura 104 – Tensões e correntes na carga e rede, com afundamento trifásico.	135
Figura 105 – Tensões na carga e rede, com afundamento trifásico.	135
Figura 106 – Tensões e correntes na carga e rede, com uma sobretensão monofásica de 20%.	136
Figura 107 – Tensões na carga e rede, com uma sobretensão monofásica de 20%.	137
Figura 108 – Tensões e correntes na carga e rede, com uma sobretensão bifásica de 20%.	138
Figura 109 – Tensões na carga e rede, com uma sobretensão bifásica de 20%.	138
Figura 110 – Tensões e correntes na carga e rede, com uma sobretensão trifásica de 20%.	139
Figura 111 – Tensões na carga e rede, com uma sobretensão trifásica de 20%.	140
Figura 112 – Tensões e correntes na carga e rede, com afundamento monofásico de 20% e com terceiro harmônico na alimentação de 10%.	141
Figura 113 – Tensões na carga e rede, com afundamento monofásico de 20% e com terceiro harmônico na alimentação de 10%.	141
Figura 114 – Tensões e correntes na carga e rede, com afundamento trifásico de 20% e terceiro harmônico de 10%.	143
Figura 115 – Tensões na carga e rede, com afundamento trifásico de 20% e terceiro harmônico de 10%.	143

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Estimativa de perdas financeiras devido a problemas de QEE.	24
Tabela 2 – Classificação segundo <i>IEEE - Std. 1159</i> para variações de curta duração (RMS).	25
Tabela 3 – Classificação segundo <i>IEEE - Std. 1159</i> para variações de longa duração (RMS).	25
Tabela 4 – Classificação segundo <i>IEEE - Std. 1159</i> para desequilíbrio de tensão e corrente.	25
Tabela 5 – Classificação segundo <i>IEEE - Std. 1159</i> para distorção da forma de onda.	26
Tabela 6 – Ganhos do controle série para o controle de corrente da rede.	57
Tabela 7 – Ganhos do controle paralelo para o controle de tensão da carga.	65
Tabela 8 – Estados das chaves e tensão da saída.	75
Tabela 9 – Parâmetros gerais para as simulações.	84
Tabela 10 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, com rede senoidal.	87
Tabela 11 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, com rede senoidal composta com 20% de terceira harmônica.	89
Tabela 12 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, com rede senoidal e com um desequilíbrio de carga.	91
Tabela 13 – Resultados das simulações com as tensões da carga e das correntes da rede, durante o afundamento monofásico.	99
Tabela 14 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede durante o afundamento bifásico.	101
Tabela 15 – Resultados das simulações das tensões da carga e das correntes da rede, durante o afundamento trifásico.	102
Tabela 16 – Resultados experimentais tensões da carga e correntes da rede, durante a sobretensão monofásica.	104
Tabela 17 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, durante a sobretensão bifásica.	105
Tabela 18 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, durante a sobretensão trifásica.	107
Tabela 19 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, durante o afundamento monofásico de 20% e com uma terceira harmônica de 10% na alimentação.	109
Tabela 20 – Resultados experimentais tensões da carga e das correntes da rede durante o afundamento trifásico de 20% e com uma terceira harmônica de 10% na alimentação.	111
Tabela 21 – Parâmetros utilizados para os ensaios da <i>UPS</i> de onze chaves.	120

Tabela 22 – Resultados experimentais das tensões e correntes da rede e carga, em regime permanente.	122
Tabela 23 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, com a rede com 20% de terceiro harmônico.	124
Tabela 24 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede com carga desequilibrada e alimentação senoidal.	126
Tabela 25 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede durante o afundamento monofásico.	133
Tabela 26 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede durante o afundamento bifásico.	134
Tabela 27 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante o afundamento trifásico.	136
Tabela 28 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante a sobretensão monofásica.	137
Tabela 29 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante a sobretensão bifásica.	139
Tabela 30 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante a sobretensão trifásica.	140
Tabela 31 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante o afundamento monofásico de 20% e com terceiro harmônico de 10% na alimentação.	142
Tabela 32 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede durante o afundamento trifásico de 20% e com terceiro harmônico de 10% na alimentação.	144
Tabela 33 – <i>THD</i> das tensões da carga e das correntes da rede, resultados de simulação e resultados experimentais.	146
Tabela 34 – Amplitudes das tensões na carga e das correntes na rede, resultados de simulação e experimentais.	146

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

c.a.	Corrente alternada
c.c.	Corrente contínua
<i>PWM</i>	<i>Pulse Width Modulation</i> - Modulação por largura de pulsos
<i>SVPWM</i>	<i>Space Vector Pulse Width Modulation</i> - Modulação por largura de pulsos vetorial
PR	Proporcional-Ressonante
p.u.	Por unidade
<i>RMS</i>	<i>Root-mean-square</i>
<i>UPS</i>	<i>Uninterruptible Power Supply</i> - Fonte ininterrupta de energia
<i>THD</i>	<i>Total Harmonic Distortion</i> - Distorção harmônica total
<i>TDD</i>	<i>Total Demand Distortion</i> - Distorção da demanda total
<i>PCC</i>	<i>Point of Common Coupling</i> - Ponto de acoplamento comum
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> - Instituto Nacional Americano de Normas
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> - Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
FAP	Filtro Ativo de Potência
FAPS	Filtro Ativo de Potência Série
FAPP	Filtro Ativo de Potência Paralelo
<i>UPQC</i>	<i>Unified Power Quality Conditioner</i> - Condicionador Unificado de Qualidade de Energia

LISTA DE SÍMBOLOS

V_{CC}	Tensão no barramento c.c. do conversor
v_{Sa}	Tensão na fase "A" da rede
v_{Sb}	Tensão na fase "B" da rede
v_{Sc}	Tensão na fase "C" da rede
v_{Zla}	Tensão na fase "A" da carga
v_{Zlb}	Tensão na fase "B" da carga
v_{Zlc}	Tensão na fase "C" da carga
v_{aN}	Tensão sintetizada na unidade <i>top</i> do conversor no braço da fase "A" em relação ao ponto "N"
v_{bN}	Tensão sintetizada na unidade <i>top</i> do conversor no braço da fase "B" em relação ao ponto "N"
v_{cN}	Tensão sintetizada na unidade <i>top</i> do conversor no braço da fase "C" em relação ao ponto "N"
u_{an}	Tensão sintetizada na unidade <i>bottom</i> do conversor no braço da fase "A" em relação ao ponto "n"
u_{bn}	Tensão sintetizada na unidade <i>bottom</i> do conversor no braço da fase "B" em relação ao ponto "n"
u_{cn}	Tensão sintetizada na unidade <i>bottom</i> do conversor no braço da fase "C" em relação ao ponto "n"
v_{Ta}	Tensão injetada pela unidade <i>top</i> do conversor através do transformador série na fase "A"
v_{Tb}	Tensão injetada pela unidade <i>top</i> do conversor através do transformador série na fase "B"
v_{Tc}	Tensão injetada pela unidade <i>top</i> do conversor através do transformador série na fase "C"
L_{is}	Indutância do filtro passivo da unidade <i>top</i> do conversor
R_{is}	Resistência equivalente do filtro passivo da unidade <i>top</i> do conversor

L_{ip}	Indutância do filtro passivo da unidade <i>top</i> do conversor
C_{ip}	Capacitância do filtro passivo da unidade <i>top</i> do conversor
R_{ip}	Resistência equivalente do filtro passivo da unidade <i>top</i> do conversor
i_{sa}	Corrente na fase “A” da rede
i_{sb}	Corrente na fase “B” da rede
i_{sc}	Corrente na fase “C” da rede
i_{la}	Corrente na fase “A” da carga
i_{lb}	Corrente na fase “B” da carga
i_{lc}	Corrente na fase “C” da carga
i_{ln}	Corrente de neutro da carga
i_a	Corrente injetada pela unidade <i>top</i> do conversor na fase “A”
i_b	Corrente injetada pela unidade <i>top</i> do conversor na fase “B”
i_c	Corrente injetada pela unidade <i>top</i> do conversor na fase “C”
i_{pa}	Corrente injetada pela unidade <i>bottom</i> do conversor na fase “A”
i_{pb}	Corrente injetada pela unidade <i>bottom</i> do conversor na fase “B”
i_{pc}	Corrente injetada pela unidade <i>bottom</i> do conversor na fase “C”
i_{pn}	Corrente injetada pela unidade <i>bottom</i> do conversor no neutro
i_{ca}	Corrente no ramo do capacitor de filtragem da unidade <i>bottom</i> do conversor fase “A”
i_{cb}	Corrente no ramo do capacitor de filtragem da unidade <i>bottom</i> do conversor fase “B”
i_{cc}	Corrente no ramo do capacitor de filtragem da unidade <i>bottom</i> do conversor fase “C”
Z_S	Impedância da rede
R_s	Resistência de entrada da carga
R_1	Resistência de saída da carga
C	Capacitância da carga

N	Relação de espiras do transformador
s	Frequência de Laplace
ω	Frequência em radianos por segundo
K_{pi}	Ganho proporcional do controle série
K_{hi}	Ganho ressonante do controle série
K_{pv}	Ganho proporcional do controle paralelo
K_{hv}	Ganho ressonante do controle paralelo
m_i	Índice de modulação da unidade <i>bottom</i>
m_s	Índice de modulação da unidade <i>top</i>
D_{at}	Ciclo de trabalho da unidade <i>top</i> na fase “A”
D_{bt}	Ciclo de trabalho da unidade <i>top</i> na fase “B”
D_{ct}	Ciclo de trabalho da unidade <i>top</i> na fase “C”
D_{ab}	Ciclo de trabalho da unidade <i>bottom</i> na fase “A”
D_{bb}	Ciclo de trabalho da unidade <i>bottom</i> na fase “B”
D_{cb}	Ciclo de trabalho da unidade <i>bottom</i> na fase “C”
D_{nb}	Ciclo de trabalho da unidade <i>bottom</i> no neutro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	PROBLEMAS DE QEE E SUAS CONSEQUÊNCIAS	21
1.2	CONCEITO E CARACTERÍSTICAS DESEJADAS DE UMA UPS	27
1.3	CLASSIFICAÇÃO E ESTADO DA ARTE DE UPSs	28
1.3.1	UPSs rotativa e híbrida	29
1.3.2	UPSs estáticas	31
1.3.2.1	UPSs espera passiva	31
1.3.2.2	UPSs de dupla conversão	33
1.3.3	UPSs interativas com a rede	36
1.4	OBJETIVOS	46
1.5	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	47
2	MODELAGEM MATEMÁTICA PARA COMPENSAÇÃO SÉRIE E PARALELA	48
2.1	MODELAGEM E CONTROLE DO VSI OPERANDO COMO FONTE DE CORRENTE PARA O FAPS	49
2.1.1	Modelagem do circuito alimentado pelo conversor série TL	49
2.1.2	Controle do conversor série TL	54
2.1.2.1	Sintonia dos ganhos das malhas de controle do conversor série	56
2.2	MODELAGEM E CONTROLE DO VSI OPERANDO COMO FONTE DE TENSÃO PARA O FAPP	57
2.2.1	Modelagem do circuito alimentado pelo conversor paralelo FL	57
2.2.2	Controle do conversor paralelo FL	62
2.2.2.1	Sintonia dos ganhos das malhas de controle do conversor paralelo	64
2.3	GERAÇÃO DE REFERÊNCIAS	65
2.4	CONCLUSÕES	72
3	UPS INTERATIVA COM A REDE COM TOPOLOGIAS DE CONVERSORES NOVE CHAVES	74
3.1	INTRODUÇÃO AO INVERSOR DE NOVE CHAVES	74
3.2	PARÂMETROS DAS SIMULAÇÕES	80
3.2.1	Condição 1	85
3.2.2	Condição 2	87
3.2.3	Condição 3	89
3.2.4	Condição 4	91
3.2.5	Condição 5	93

3.2.6	Condição 6	95
3.2.7	Condição 7	98
3.2.8	Condição 8	99
3.2.9	Condição 9	101
3.2.10	Condição 10	102
3.2.11	Condição 11	104
3.2.12	Condição 12	106
3.2.13	Condição 13	107
3.2.14	Condição 14	109
3.3	CONCLUSÕES	111
4	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	112
4.1	DESCRIÇÃO DO PROTÓTIPO	112
4.2	RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA <i>UPS ONZE CHAVES</i>	119
4.2.1	Condição 1	120
4.2.2	Condição 2	122
4.2.3	Condição 3	124
4.2.4	Condição 4	126
4.2.5	Condição 5	128
4.2.6	Condição 6	130
4.2.7	Condição 7	131
4.2.8	Condição 8	133
4.2.9	Condição 9	134
4.2.10	Condição 10	136
4.2.11	Condição 11	137
4.2.12	Condição 12	139
4.2.13	Condição 13	140
4.2.14	Condição 14	142
4.3	CONCLUSÕES	144
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	147
5.1	Trabalhos Futuros	148
	REFERÊNCIAS	149

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento econômico de um país está intrinsecamente ligado à oferta de energia elétrica e, para uma região ter um crescimento sustentável, deve-se investir constantemente no fornecimento dessa energia, pois esse é um insumo básico do comércio e da indústria. Porém, esse aumento traz consigo vários problemas relacionados à Qualidade de Energia Elétrica (QEE) e, atualmente, tem-se necessidade de um fornecimento constante, confiável e com parâmetros aceitáveis por norma para a QEE.

Os usuários e as empresas de energia elétrica estão se tornando cada vez mais preocupados com a QEE e vale salientar que esse termo tornou-se uma das palavras-chave mais utilizadas na indústria de energia desde o final da década de 1980 (DUGAN; MCGRANAGHAN; BEATY, 2002).

Em uma rede elétrica trifásica ideal, as tensões em qualquer local da rede, deveriam ser, de forma invariável, perfeitamente senoidais, equilibradas, e com amplitude e frequência constantes e qualquer variação, acima de certos limites, na característica desses parâmetros é considerado um problema de QEE (BONATTO; MERTENS; FERNANDES, 1999). Segundo Dugan, McGranaghan e Beaty (2002), problemas de QEE são qualquer problema de energia manifestado em desvios de tensão, corrente ou frequência que resulte em falha ou mau funcionamento do equipamento do consumidor.

O avanço tecnológico traz consigo um enorme aumento da qualidade de vida dos usuários. Entretanto, esse crescente uso de equipamentos eletrônicos que se utilizam de fontes chaveadas provoca o aumento de cargas não lineares, desencadeando, assim, distorções nas correntes de suprimento, e favorecendo a degradação da QEE.

As alterações nos parâmetros admissíveis por norma da QEE podem ocorrer devido a problemas em várias partes do sistema elétrico, sejam nas instalações dos consumidores ou no sistema da concessionária de energia. Dentre as causas mais corriqueiras pode-se citar: perda de linha de transmissão, saída de unidades geradoras, faltas nos sistemas elétricos, chaveamentos de bancos de capacitores e operação de cargas com características não lineares.

Dentre os usuários de energia elétrica, o industrial está entre os maiores consumidores, deixando clara a importância da QEE que é ofertada a esse setor. A QEE está relacionada com a sua continuidade, levando em consideração que interrupção de energia de curta ou longa duração causa múltiplos prejuízos para a indústria, como por exemplo, com a redução da produtividade, bem como com a produção de mercadorias com baixa qualidade e, com isso, levando ao aumento dos custos do produto final. Assim sendo, para que as indústrias consigam enfrentar a competitividade do mercado cada vez mais acirrado, são adquiridos equipamentos automatizados, muitas vezes sensíveis à oscilação da tensão na rede, obrigando à aquisição de

sistemas de energia ininterrupta ou *Uninterruptible Power Supply (UPS)* (NOBRE, 2017).

Normalmente, essas fontes são utilizadas em aplicações residenciais e em pequenas empresas, principalmente, porque o nível de proteção é baixo e é mais empregado em potências de até 3 kVA. Por exemplo, computadores toleram pequenas variações nos níveis de tensão e de corrente, assim, grandes desvios podem acarretar problemas tanto ao hardware quanto ao software. Dessa maneira, torna-se cada vez mais importante a utilização em ambientes como hospitais, aeroportos, bancos, sistemas de banco de dados, entre outros de aplicações críticas (CUNHA, 2009). Visto que, com o avanço dos componentes da eletrônica de potência, tem-se um aumento das potências dessas fontes ininterruptas e uma redução do custo de aplicação.

As falhas no fornecimento de energia elétrica têm causado prejuízos para a indústria brasileira. Uma pesquisa realizada pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) mostra que 67% das empresas que utilizam a eletricidade como principal fonte em seu processo produtivo são impactadas de forma significativa em razão das interrupções no serviço. Os números apontam também que metade das empresas é afetada frequentemente (16%) ou eventualmente (34%) por falhas no abastecimento. Outros 44% se depararam com quedas de energia em raras ocasiões e apenas 4% responderam que nunca acontecem falhas. Para a indústria, o maior problema da queda de energia é a paralisação da produção, pois dependendo do tipo de empresa e da linha de produção que ela tem, há perdas de matéria-prima, produtos e horas de trabalho (ABREU, 2016).

Garantir uma boa QEE ao consumidor, em geral, não é uma incumbência fácil, mas nas últimas décadas, o desenvolvimento da eletrônica de potência trouxe melhorias no desempenho dos conversores e assim desencadeou uma vasta diversidade de novas topologias e estratégias de controle para o aprimoramento dos sistemas das *UPSs*, em que o principal objetivo é o de solucionar vários problemas relacionados a QEE.

1.1 PROBLEMAS DE QEE E SUAS CONSEQUÊNCIAS

Os principais problemas de QEE podem ser classificados em cinco categorias: distorção harmônica, interrupções no fornecimento, subtensão ou sobretensão, afundamentos de tensão e transitórios. Cada um deles tem uma causa diferente, mas muitos dos problemas são derivados do compartilhamento da mesma rede elétrica. Pode-se citar alguns exemplos: as harmônicas são provenientes das cargas não lineares supridas de algum usuário e se propagam pela rede afetando outros consumidores; uma falta na rede pode ocasionar um afundamento de tensão a vários usuários (CHAPMAN, 2001c) e pode ocorrer a queima de equipamentos elétricos.

Diferentemente das cargas lineares, as cargas não lineares apresentam uma relação não linear entre tensão e corrente, introduzindo correntes harmônicas na rede elétrica. Devido à impedância da fonte de alimentação, as correntes harmônicas da carga produzem uma distorção harmônica na tensão. Alguns exemplos de cargas não lineares são: retificadores, fornos a arco e indução, fontes chaveadas, transformadores com o núcleo saturado, controladores

tiristorizados, reatores eletrônicos para iluminação fluorescente, unidades de alimentação ininterruptas, conversores de frequência para acionamento de motores, máquinas de solda elétrica (CHAPMAN, 2001b).

As cargas não lineares quando alimentadas por tensões senoidais produzem correntes harmônicas que circulam na rede. Essas cargas não lineares provocam efeitos indesejados nas instalações elétricas, como por exemplo: sobreaquecimento dos condutores de neutro, sobreaquecimento dos transformadores, sobrecarga dos capacitores para a correção de fator de potência, efeito pelicular nos condutores, disparos intempestivos dos dispositivos automáticos de proteção, aparecimento de vibrações e ruído, erro de medição de grandezas elétricas, erro no controle de conversores, erro de atuação da proteção, interferências, ruídos eletromagnéticos e aumento das perdas por correntes de *Foucault* nos motores (CHAPMAN, 2001b).

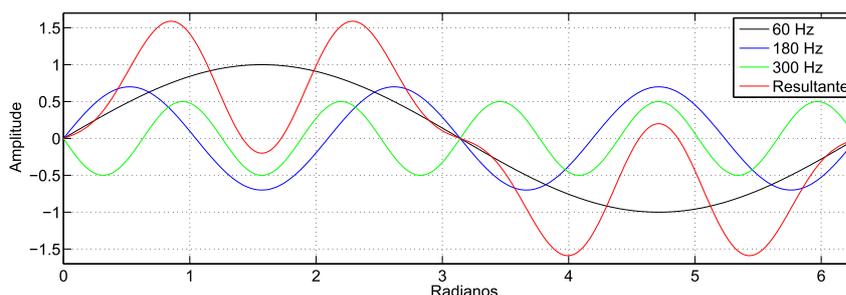
Um sistema elétrico ideal forneceria uma tensão puramente senoidal aos consumidores, com frequência e magnitude constantes. No entanto, cargas não lineares ligadas à rede elétrica contribuem para que a tensão fornecida tenha distorções, as quais podem ser designadas de *offset CC*, harmônicas, inter-harmônicas, sub-harmônicas, *notching* e ruído (SOUSA, 2019).

O aparecimento de uma tensão ou corrente c.c. em um sistema de energia c.a. é designado como *offset c.c.* A corrente c.c. na rede elétrica c.a. pode ter um impacto nocivo, polarizando os núcleos dos transformadores e, conseqüentemente, saturando-os em operação habitual. Isso causa sobreaquecimento e diminuição da vida útil dos equipamentos (DUGAN; MCGRANAGHAN; BEATY, 2002).

As frequências harmônicas são dadas por números múltiplos inteiros da frequência da fonte. Por exemplo, para uma frequência fundamental de 60 Hz, a terceira harmônica terá uma frequência de 180 Hz e a quinta de 300 Hz. Na Figura 1, são ilustradas essas frequências e a onda resultante, formada pela composição da fundamental e harmônicas.

Inter-harmônicas são grandezas de tensões ou correntes com frequências que não são múltiplos inteiros da frequência fundamental da rede, ou seja, pode-se estabelecer que essas frequências são os conteúdos espectrais entre as frequências harmônicas (MIRON; CHINDRIS; CZIKER, 2008).

Figura 1 – Formas de onda de 60 Hz, 180 Hz, 300 Hz e resultante.



Fonte: o autor (2020).

As sub-harmônicas podem ser apontadas como uma ocorrência característica de inter-harmônicos, isto é, são tensões ou correntes com frequências que não são múltiplas inteiras da frequência da rede, contudo, são inferiores à frequência fundamental (MIRON; CHINDRIS; CZIKER, 2008).

Corte de tensão (*voltage notching*) de acordo com *IEEE Standard 1159-2019* (IEEE-1159, 2019) é um fenômeno de qualidade da energia elétrica caracterizado por ser uma distorção da forma de onda (podendo a tensão neste corte oscilar), com polaridade oposta à da mesma e duração inferior a meio ciclo. Ruídos, por sua vez, são definidos como sinais elétricos contendo um conteúdo espectral de banda larga inferior a 200 kHz acoplados aos sinais de tensão ou corrente da rede elétrica (GOMES, 2019a).

Nos transformadores e equipamentos que têm circuitos magnéticos, as componentes de frequência harmônica promovem um aumento nas perdas por corrente de *Foucault*, pois as perdas são proporcionais ao quadrado da frequência, acarretando um aumento da temperatura e conseqüentemente diminuindo a vida útil desses equipamentos, também causando a redução da eficiência energética e a possibilidade de desligamentos intempestivos dos dispositivos elétricos (CHAPMAN, 2001a).

Por outro lado, uma das principais preocupações dos consumidores industriais é que não haja interrupções de energia, e que as tensões e frequência sejam mantidas dentro de determinados limites considerados aceitáveis. Entre os problemas de QEE, a interrupção do fornecimento é, incontestavelmente, o mais grave, uma vez que afeta todos os equipamentos ligados à rede elétrica (AFONSO; MARTINS, 2004).

A duração de aproximadamente 70% das interrupções no fornecimento de energia é inferior a um segundo. As interrupções de curta duração são consideradas como tendo durações que não excedem um minuto. Porém, interrupções curtas de energia na indústria interrompem a produção consideravelmente porque essas, mesmo breves, reduzem a eficiência dos processos industriais e a vida útil dos equipamentos (DIBOMA; TATIETSE, 2013).

Embora o tempo de duração das interrupções do fornecimento de energia mais frequentes encontre-se na faixa de até 30 segundos, o tempo de parada de um processo industrial pode ser longo. Em uma empresa de saneamento, essa parada pode ocasionar um golpe de aríete nas redes adutoras, e causar o rompimento da tubulação. Dependendo do local do rompimento, os consertos podem durar de horas até dias, e cidades ficarem com o abastecimento de água completamente comprometido. Para as indústrias que não dispõem de equipamento capaz de manter a produção no caso de suspensão do fornecimento, há uma parada total no serviço (DIBOMA; TATIETSE, 2013).

Algumas indústrias e empresas são extremamente sensíveis a interrupções de curta duração. Pode-se citar alguns exemplos (CHAPMAN, 2001a):

- Indústrias de fabricação de papel; essas interrupções podem desordenar a sincronização de

equipamentos, e causar a perda de toda matéria-prima envolvida no processo de produção;

- Indústrias de semicondutores que operam em etapas; onde a produção de uma placa requer vários processos, a falha de um único processo pode ocasionar a perda de toda a produção;
- Empresas de processamento de dados; uma interrupção nas operações do mercado de valores e moedas estrangeiras pode restringir a possibilidade de negociar, resultando em grandes perdas de capital.

Na Tabela 1 é ilustrada uma estimativa de perdas financeiras típicas ocorridas por alguma falha no suprimento de energia. Nota-se que indústrias que fabricam produtos com alto valor agregado e as que têm processos de fabricação em série têm perdas bem maiores.

Os problemas de QEE custam à indústria e ao comércio na União Européia cerca de 10 bilhões de Euros por ano (CHAPMAN, 2001a). O custo estimado para as interrupções no Brasil é de cerca 5 bilhões de Reais por ano (ANEEL, 2016), mostrando que o valor é significativo e que não pode ser ignorado. As consequências das interrupções são essencialmente importantes para as sociedades que são muito dependentes da disponibilidade de eletricidade, podendo gerar grandes custos econômicos e sociais (LINARES; REY, 2013).

A *IEEE Standard 1159-2019* (IEEE-1159, 2019) é uma norma que norteia os principais problemas relacionados à QEE. Ela define *sag* ou afundamentos de tensão como um decréscimo entre 10% e 90% do valor eficaz da tensão na frequência nominal, com durações entre 1/2 ciclo e 1 minuto. Recorrendo à Tabela 2 extraída da norma, pode-se ver que os afundamentos e elevações de tensões são subdivididos em instantâneos, momentâneos e temporários.

A *IEEE Standard 1159-2019* (IEEE-1159, 2019) define também as variações de longa duração. Uma subtensão é caracterizada com um evento com duração de mais de 1 minuto com uma amplitude que varia de 0,1 até 0,9 p.u. como pode ser visto na Tabela 3. A sobretensão é caracterizada como um evento com duração de mais de 1 minuto com uma amplitude que varia de 1,1 até 1,2 p.u., como pode ser apontado na Tabela 3.

Tabela 1 – Estimativa de perdas financeiras devido a problemas de QEE.

Indústria	Perda financeira por evento
Produção de semicondutores	22.800.000 reais
Atividades financeiras	36.000.000 reais por hora
Centro de computação	4.500.000 reais
Telecomunicações	180.000 reais por minuto
Indústria siderúrgica	2.100.000 reais
Indústria do vidro	1.500.000 reais

Fonte: Adaptado de Chapman (2001a).

Tabela 2 – Classificação segundo *IEEE - Std. 1159* para variações de curta duração (RMS).

Denominação	Duração	Amplitude
Afundamento instantâneo (<i>Instantaneous sag</i>)	0,5 - 30 ciclos	0,1 - 0,9 p.u.
Elevação instantânea (<i>Instantaneous swell</i>)	0,5 - 30 ciclos	1,1 - 1,8 p.u.
Interrupção momentânea (<i>Momentary interruption</i>)	0,5 ciclo - 3 segundos	< 0,1 p.u.
Afundamento momentâneo (<i>Momentary sag</i>)	30 ciclos - 3 segundos	0,1 - 0,9 p.u.
Elevação momentânea (<i>Momentary swell</i>)	30 ciclos - 3 segundos	1,1 - 1,4 p.u.
Interrupção temporária (<i>Temporary interruption</i>)	3 segundos - 1 minuto	< 0,1 p.u.
Afundamento temporário (<i>Temporary sag</i>)	3 segundos - 1 minuto	0,1 - 0,9 p.u.
Elevação temporária (<i>Temporary swell</i>)	3 segundos - 1 minuto	1,1 - 1,2 p.u.

Fonte: Adaptado de IEEE-1159 (2019).

Tabela 3 – Classificação segundo *IEEE - Std. 1159* para variações de longa duração (RMS).

Denominação	Duração	Amplitude
Interrupção sustentada (<i>Interruption sustained</i>)	> 1 minuto	0,0 p.u.
Subtensão (<i>Undervoltage</i>)	> 1 minuto	0,1 - 0,9 p.u.
Sobretensão (<i>Overvoltage</i>)	> 1 minuto	1,1 - 1,2 p.u.

Fonte: Adaptado de IEEE-1159 (2019).

Na norma *IEEE Standard 1159-2019* (IEEE-1159, 2019) também são designados os desequilíbrios de tensão e corrente, comumente chamados de desbalanço, para a amplitude de tensão nominal que corresponde a uma variação entre 0,5 a 5,0%, e para a magnitude de corrente com uma alteração entre 1,0 a 3,0%, ambos para regime permanente, como pode ser visto na Tabela 4.

Tabela 4 – Classificação segundo *IEEE - Std. 1159* para desequilíbrio de tensão e corrente.

Denominação	Duração	Amplitude
Tensão (<i>Voltage</i>)	regime permanente	0,5 - 5 %
Corrente (<i>Current</i>)	regime permanente	1,0 - 3,0 %

Fonte: Adaptado de IEEE-1159 (2019).

Na norma também são ilustradas as distorções típicas que acontecem no sistema elétrico de potência, conforme a Tabela 5. O índice mais utilizado para mensurar o conteúdo harmônico de uma onda qualquer é a distorção harmônica total (*Total Harmonic Distortion - THD*). A *THD* é uma razão entre o valor eficaz das componentes harmônicas e o valor eficaz da componente

Tabela 5 – Classificação segundo *IEEE - Std. 1159* para distorção da forma de onda.

Denominação	Conteúdo espectro típico	Duração	Amplitude
Deslocamento CC (<i>DC offset</i>)		regime permanente	0 - 0,1 %
Harmônicos (<i>Harmonics</i>)	0 - 9 kHz	regime permanente	0 - 20 %
Inter-harmônicos (<i>Interharmonics</i>)	0 - 9 kHz	regime permanente	0 - 2 %
Corte de tensão (<i>Voltage Notching</i>)		regime permanente	
Ruído (<i>Noise</i>)	banda completa	regime permanente	0 - 1 %

Fonte: Adaptado de IEEE-1159 (2019).

fundamental. Este índice é calculado pela seguinte expressão:

$$\%THD = 100 \times \frac{(\sum_{h \neq 1} M_h^2)^{\frac{1}{2}}}{M_1}, \quad (1)$$

onde M é o valor eficaz da h -ésima componente harmônica de tensão ou corrente. A norma *IEEE Standard 519-2014* (IEEE-519, 2014) estabelece práticas recomendadas e diretrizes para controlar a distorção harmônica de tensão e corrente em sistemas elétricos de potência. Nessa norma, é estabelecido que, no ponto de acoplamento comum (*PCC - Point of Common Coupling*) para sistemas com tensões menores que $1kV$, as distorções harmônicas individuais de tensões devem ser menores que 5% e que a *THD* de tensão deve ser menor que 8%. A norma define outro termo com relação à distorção para as correntes, a distorção da demanda total (*TDD - Total Demand Distortion*) e, apesar de termos diferentes, tem a mesma finalidade. Essa distorção é uma grandeza normalizada em relação à componente da corrente de carga na frequência fundamental, e sendo que o valor de *TDD* não deve ultrapassar o valor de 5%, para sistemas com tensões entre $120V$ até $69kV$.

As flutuações de tensão causa o fenômeno de cintilação luminosa, que é basicamente constatado através da impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso das lâmpadas, também conhecidas na terminologia internacional como *flickers*, são variações com o conteúdo espectral menor do que $25Hz$ com uma duração intermitente e com uma magnitude típica de 0,1 a 7% ou (0,2 até 2) Pst (*Probability Short Term* - é um indicador de severidade de *flicker* de curta duração), é um valor medido ao longo de 10 minutos que caracteriza a probabilidade de que as flutuações de tensão resultem em uma cintilação perceptível da luz. As variações de frequência têm durações típicas menores que dez segundos de duração e com variações típicas da magnitude de $\pm 0,10Hz$.

Por fim, os transitórios são fenômenos eletromagnéticos oriundos de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica. Geralmente, a duração de um transitório é muito pequena, mas de grande importância, uma vez que submetem equipamentos a grandes solicitações de tensão e/ou corrente. Existem dois tipos de transitórios: os impulsivos,

causados normalmente por descargas atmosféricas, e os oscilatórios, causados geralmente por chaveamentos (PAULILO, 2011).

1.2 CONCEITO E CARACTERÍSTICAS DESEJADAS DE UMA *UPS*

De um modo geral, as *UPSs* são equipamentos dotados de três unidades básicas: um módulo de armazenamento, estágios de conversão de energia e um sistema de monitoramento e controle.

Para evitar as paradas de algum processo industrial por alguma interrupção ou falha no suprimento de energia é necessário dispor de algum tipo de equipamento que as elimine. Assim sendo, esses equipamentos devem ser dotados de algum armazenamento de energia e de serem capazes de fornecer energia em condições adversas, sendo chamados de fontes ininterruptas de energia, ou *UPSs*. São equipamentos que fornecem energia em caso de falta dela, e suprem o fornecimento à carga através da energia armazenada no banco de baterias. A autonomia depende do tempo que se deseja que a *UPS* mantenha as cargas em funcionamento sem energia da rede elétrica, sabendo-se que ela pode manter um sistema alimentado por vários minutos ou horas, dependendo da capacidade da bateria em relação ao consumo das cargas. Em um dos seus modos de operação, essas fontes podem trabalhar no condicionamento de energia e contribuir para a melhoria da QEE.

As *UPSs*, antes, possuíam apenas a função de suprir energia, mas atualmente, com a condição de condicionamento de energia, trazem uma ampla gama de aplicações e de contribuições no aperfeiçoamento da QEE. Na atualidade, as cargas são muito mais sensíveis à qualidade do fornecimento, provocando falhas e interrupções no funcionamento de alguns equipamentos. Assim, as *UPSs* tornam-se cada vez mais necessárias em instalações elétricas.

As fontes ininterruptas de energia propiciam um fornecimento de energia confiável, livre de interrupções e com alto padrão de qualidade para cargas sensíveis. Dessa forma, são equipamentos capazes de proteger cargas sensíveis de várias perturbações de origem elétrica, tais como, interrupção de energia quando estão operando no modo *backup*, bem como: sobretensões, subtensões, afundamentos de tensão, transitórios e harmônicos. Assim, suas principais aplicações são para cargas vitais, como por exemplo, instalações médicas, sistemas de armazenamento de dados, sistemas informatizados, equipamentos de emergência, telecomunicações, processamento industrial e sistemas de gerenciamentos *online* (BEKIAROV; EMADI, 2002).

Geralmente, uma *UPS* ideal deve ser capaz de fornecer energia ininterrupta, e, ao mesmo tempo, prover o condicionamento de energia necessário para uma carga específica. Portanto, é desejável ter as seguintes características (BEKIAROV; EMADI, 2002):

- Tensão de saída senoidal regulada e com baixa distorção harmônica total, independente das variações da tensão de entrada ou na carga, seja uma carga linear ou não linear, equilibrada ou desequilibrada;

- Operação *online*, o que significa tempo nulo de comutação do modo *standby* para o modo de *backup* e vice-versa;
- Baixa *THD* para a entrada de corrente e fator de potência unitário;
- Alta confiabilidade;
- *Bypass* como uma fonte de energia redundante no caso de falha interna;
- Alta eficiência;
- Baixa interferência eletromagnética e ruído acústico;
- Isolamento elétrico da bateria;
- Baixa manutenção;
- Baixo custo, peso e tamanho.

1.3 CLASSIFICAÇÃO E ESTADO DA ARTE DE *UPSs*

A disposição de cada um dos componentes, como motores, geradores e conversores, e o modo como estão ligadas à rede elétrica e com a carga a que se quer proteger determinam os critérios para a classificação das *UPSs*. Elas podem ser classificadas em estáticas, rotativas e híbridas, sendo que as estáticas são formadas por conversores estáticos, as rotativas são compostas por motores e geradores e as híbridas utilizam a combinação de conversores com motores e geradores.

Os sistemas das *UPSs* estáticas são os mais utilizados, visto que têm uma variedade de aplicações em computadores pessoais de baixa potência, em sistemas de telecomunicações, em sistemas médicos de média potência e em sistemas de alta potência. Suas principais vantagens são: a alta eficiência, a boa confiabilidade e baixa *THD* (BEKIAROV; EMADI, 2002).

Nesta seção, é apresentado um estudo sobre as fontes ininterruptas de energia. Neste estudo, são detalhadas as características que são pretendidas para essas fontes, bem como se ilustra uma classificação das *UPSs*, onde são apresentados diagramas que facilitam o entendimento do comportamento de cada topologia. São explicadas as três categorias das *UPSs*: rotativas, híbridas e estáticas, sendo que as duas primeiras têm uma breve explanação, pois fogem ao escopo do trabalho, e, em seguida, uma elucidação mais completa é realizada para as *UPSs* estáticas.

Nesta pesquisa, o foco principal são as *UPSs* estáticas, que podem ser divididas em três categorias: *UPSs* espera passiva (*offline*), *UPSs* de dupla conversão (*online*) e *UPSs* interativa com a rede (*line-interactive*). Aqui, são apresentadas as principais vantagens e desvantagens de cada topologia, com destaque para as *UPSs* interativas com a rede com compensação série e paralela, que são o foco do trabalho, onde, nessas aplicações o controle é *dual*, ou seja, os

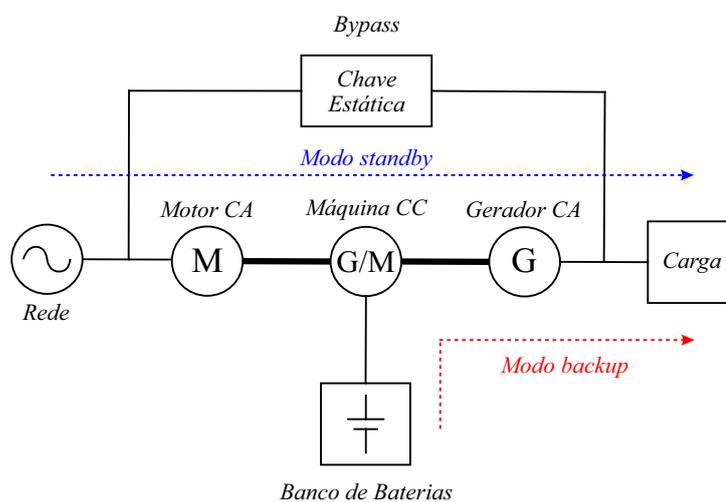
conversores série e paralelo são operados como fontes de corrente e tensão, respectivamente, e nomeados *dual*, pois, no modo convencional o conversor série controla tensão e o conversor paralelo controla corrente.

Por fim, é ilustrada uma topologia proposta para a configuração interativa com a rede. A topologia utiliza como base o conversor de nove chaves proposto por Liu et al. (2007), onde o mesmo também propõe uma topologia de nove chaves para a configuração de dupla conversão (LIU; ZARGARI; XU, 2009). A topologia preconizada são alterações no conversor de nove chaves com adição de um braço e, nesse braço adicional, tem-se a utilização de duas chaves.

1.3.1 UPSs rotativa e híbrida

Uma *UPS* rotativa típica, ilustrada na Figura 2, consiste em um motor de corrente alternada (c.a.), uma máquina de corrente contínua (c.c.), um gerador de c.a. e um banco de baterias. As máquinas elétricas são acopladas mecanicamente, e existem dois modos de operação: energia normal (*standby*) e armazenada (*backup*). Durante o modo de operação normal, a rede c.a. fornece energia ao motor de c.a., que aciona a máquina de c.c. através do acoplamento mecânico (linha mais espessa). A máquina de c.c. conduz o gerador de c.a., que fornece a energia à carga. Durante o modo de operação de energia armazenada, o banco de baterias fornece a energia à máquina de c.c., que por sua vez, aciona o gerador de c.a. O gerador, então, fornece energia à carga.

Figura 2 – Representação da *UPS* rotativa.



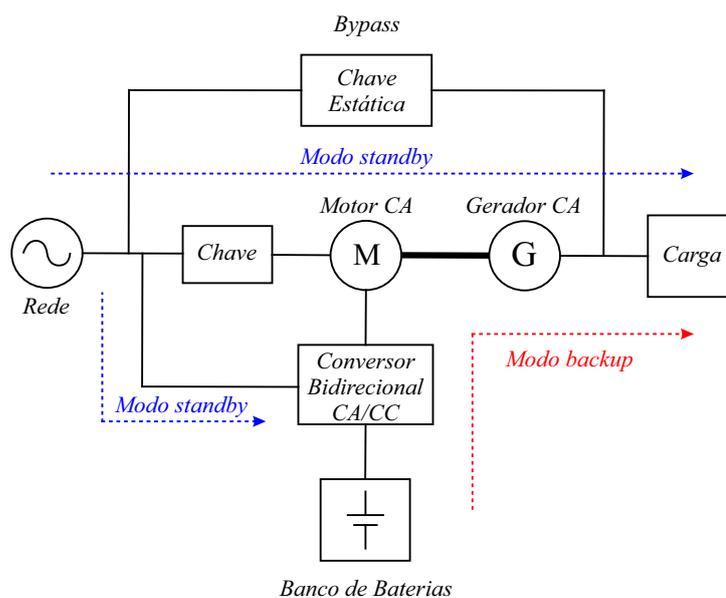
Fonte: o autor (2020).

UPSs rotativas apresentam uma boa confiabilidade, pois elas são construídas com menos componentes eletrônicos e, conseqüentemente menos peças suscetíveis a falhas. No entanto, elas exigem mais manutenção e têm um tamanho e peso muito maiores (BEKIAROV; EMADI, 2002). Além dessas preocupações, existem outras quando são considerados *UPSs* rotativas que são (CURTIS, 2007):

- O custo inicial de implantação é normalmente de 20% a 40% superior ao sistema estático;
- O peso desse equipamento quando instalado em lajes de prédios. O peso extra na estrutura pode acarretar um reforço na estrutura. Assim, uma *UPS* estática, de peso reduzido, torna-se uma alternativa mais atraente;
- Perdas por correntes de Foucault e histerese nos núcleos dos conjuntos de motores e geradores;
- As perdas elevadas no conjunto motor-gerador e também altos níveis de ruídos introduzidos pelo sistema (GUERRERO; VICUÑA; UCEDA, 2007).

Os sistemas híbridos combinam as principais características dos sistemas de dupla conversão estáticos e rotativos. Na Figura 3, uma *UPS* híbrida típica está representada. Consiste de um conversor bidirecional c.a./c.c., um motor de c.a., um gerador de c.a., um banco de baterias, chave e uma chave estática.

Figura 3 – Representação da *UPS* híbrida.



Fonte: o autor (2020).

Durante o modo de operação normal, o motor c.a. é alimentado a partir da rede c.a. e rotaciona o eixo do gerador, sendo sua fonte primária de energia. O gerador de c.a., por sua vez, fornece energia à carga, enquanto o conversor bidirecional, que se comporta como um retificador, executa o carregamento da bateria.

Durante o modo de operação de energia armazenada, o conversor fornece a energia armazenada do banco de baterias ao gerador c.a., ou seja, o conversor bidirecional, se comporta como um inversor e aciona o motor c.a.; o motor c.a. aciona o gerador, que, finalmente, fornece energia à carga. Quando ocorre um mau funcionamento interno no sistema da *UPS*, a chave estática (*bypass*) é ligada e a carga é suprida diretamente da rede c.a..

Importante dizer que os custos das *UPSs* híbridas são mais elevados do que os das rotativas e estáticas, pois contêm praticamente todos os componentes dos sistemas anteriores. O peso e os níveis de ruído também são alguns dos problemas, bem como as perdas significativas ao longo dos estágios de conversão de energia.

1.3.2 *UPSs* estáticas

As *UPSs* estáticas são constituídas apenas de conversores estáticos. Segundo as normas IEC 62040-3, ABNT NBR 15014 e ABNT NBR 15204 (IEC-62040-3, 1999a) (NBR-15014, 2004b) (NBR-15204, 2005), existem três tipos de *UPSs* estáticas, que são classificadas conforme a maneira de interação com a rede elétrica principal e quanto à independência em tensão e frequência da rede:

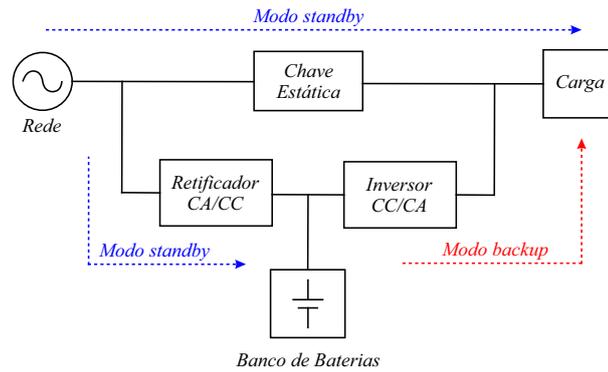
- *UPSs offline*, espera passiva ou de simples conversão: são dependentes da tensão e frequência da rede elétrica;
- *UPSs online* ou de dupla conversão: são independentes da tensão e frequência da rede elétrica;
- *UPSs line-interactive* ou interativa com a rede: são independentes da tensão, entretanto dependentes da frequência da rede elétrica.

1.3.2.1 *UPSs* espera passiva

Na década de 1980, apareceram as *UPSs* espera passiva. Assim, os sistemas *UPSs* espera passiva surgiram no mercado em resposta à demanda por sistemas *UPSs* pequenos e baratos, projetados para fornecer energia a uma pequena carga específica, como os computadores pessoais (KARVE, 2000). Na Figura 4, é apresentada uma *UPS* espera passiva típica, composta de um retificador c.a./c.c., um banco de baterias, um inversor e uma chave estática. Nessa configuração, existem dois modos de operação: modo de operação normal (*standby*) e modo de operação de energia armazenada (*backup*).

A chave estática está ligada durante o modo de operação normal (*standby*) quando a rede elétrica está em pleno funcionamento. Portanto, a carga é suprida diretamente com a energia da rede elétrica, sem qualquer condicionamento de energia. Desta forma, o conversor c.a./c.c. assume a função de retificador e carrega o conjunto de baterias. Esse retificador é menos oneroso que uma *UPS* de dupla conversão, pois não necessita processar todo o fluxo de potência demandado pela carga. Isso, por sua vez, faz os sistemas espera passiva menos dispendiosos do que os sistemas *UPS* de dupla conversão (BEKIAROV; EMADI, 2002). No modo *standby*, o inversor c.c./c.a. permanece inativo.

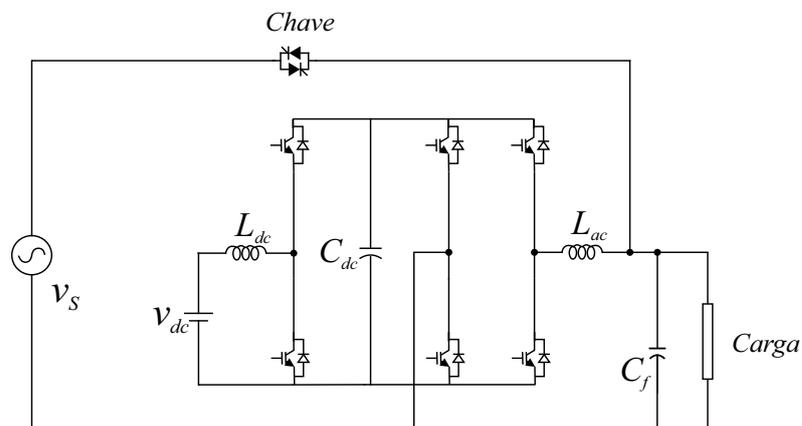
O conversor c.c./c.a. paralelo é controlado como um inversor, e é dimensionado para a demanda total da carga, visto que, no modo de *backup*, fornecerá toda a energia demandada pela

Figura 4 – Representação da *UPS* espera passiva.

Fonte: o autor (2020).

carga. Ele é ativado somente quando a energia primária está fora de certa tolerância predefinida ou na falta de energia. Durante esse modo de operação, a potência da carga é fornecida pelo banco de baterias através do inversor, no decorrer de um tempo em que as baterias possam suprir a energia da carga ou até que a energia da rede elétrica seja restabelecida. Esse tempo é referido na literatura como *backup time* (KARVE, 2000).

Na Figura 5, é apresentada uma *UPS* espera passiva monofásica proposta por Pinto (2012). As principais vantagens dessa topologia são o projeto simples, baixo custo e tamanho. Em contrapartida, uma desvantagem é o tempo de transferência entre o modo *standby* e o *backup*, geralmente cerca de 1/4 de ciclo da rede c.a. Apesar de ser tempo suficiente para a maioria dos dispositivos, como computadores pessoais (BEKIAROV; EMADI, 2002), podem ser proibitivos em algumas aplicações com cargas mais sensíveis (KARVE, 2000). Também são dependentes da tensão e frequência da rede elétrica, impossibilitando a regulação de tensão no modo de operação *standby*. Outra desvantagem é que geralmente não corrigem o fator de potência, e isso limita a sua aplicação a potências menores, consequentemente, delimitando para potências industriais (HO; LIO; FENG, 1997; KARVE, 2000; KAMRAN; HABETLER, 1998).

Figura 5 – *UPS* espera passiva monofásica.

Fonte: Adaptado de Pinto (2012).

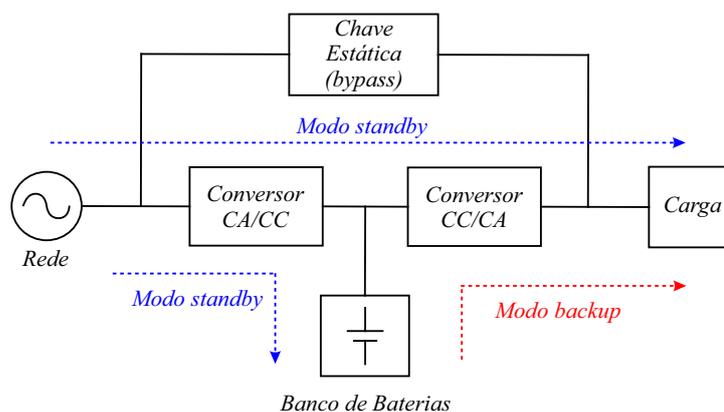
1.3.2.2 *UPSs* de dupla conversão

A produção em massa de fontes ininterruptas apareceram no mercado na década de 1970, quando as *UPSs* eram utilizadas pela necessidade de uma fonte contínua e de qualidade para grandes sistemas de computadores. Subsequentemente, com o avanço da eletrônica digital, aumentou o número de aplicações, por exemplo, em grandes instalações de hospitais, instalações de telecomunicações e centros de processamento de dados. Seu principal objetivo era fornecer energia às cargas sensíveis durante os apagões, e a única topologia disponível eram as chamadas *UPSs* de dupla conversão.

Esses sistemas consistem em um conversor c.a./c.c., um conjunto de baterias, um conversor c.c./c.a. e uma chave estática (*bypass*). Na Figura 6, é apresentado o diagrama de uma *UPS* de dupla conversão típica, onde o conversor que funciona como retificador, e provê o fornecimento de energia constantemente. A potência do conversor ligado à rede deve ser suficiente para atender a toda a demanda da carga, bem como deve possuir energia suficiente para suprir o carregamento do banco de baterias. Essas características são indispensáveis para fornecer energia durante o tempo de *backup*, quando a rede de energia não está disponível ou fora dos padrões preestabelecidos.

O conversor que opera como inversor deve ser dimensionado para atender com toda a energia demandada pela carga, em razão de suprir o fornecimento à carga durante o modo de operação normal, do mesmo modo que durante o tempo de *backup*. Devido a esse fornecimento contínuo à carga, ou seja, sempre funcionando, não existirá tempo de transferência associado à transição do modo normal para o modo de energia armazenada. Bekiarov e Emadi (2002) citam esta como a principal vantagem dos sistemas *UPSs* de dupla conversão. A chave estática fornece redundância da fonte de energia no caso de mau funcionamento da *UPS* ou de sobrecarga. A tensão da rede e a tensão de carga devem estar em fase para ser possível a utilização dessa chave.

Figura 6 – Representação da *UPS* de dupla conversão.



Fonte: o autor (2020).

Existem três modos de operação relacionados a essa topologia: modo normal, modo de energia armazenada e modo de *bypass*. Durante o modo de operação normal, a energia para a carga é fornecida continuamente pelo conversor c.a./c.a., de duplo estágio, ou seja, estágio retificador (conversor c.a./c.c.) e inversor (conversor c.c./c.a.). A associação desses dois estágios em cascata respalda o sistema de dupla conversão, nomeação mais aceita pela norma *IEC* (*IEC-62040-3*, 1999a). De fato, em uma dupla conversão ocorre, primeiramente a conversão c.a./c.c. e depois c.c./c.a. O conversor c.a./c.c. carrega o banco de baterias e provê energia para a carga através do inversor, dessa maneira permitindo um bom condicionamento de energia.

No modo de operação de *backup*, a rede de energia está fora de um determinado padrão de tolerância. Toda a potência da carga é suprida pelo banco de baterias através do inversor, tempo caracterizado pela quantidade de energia armazenada nas baterias ou até antes, na hipótese de que a energia da rede elétrica seja restabelecida dentro dos padrões. Quando a rede c.a. é restabelecida, é necessária uma sincronização entre as tensões, então algoritmos de sincronização e um *PLL* (*Phase Locked Loop*) fazem com que a tensão da carga esteja em fase com a tensão da rede, e assim, o sistema retorna para o modo de funcionamento normal. A necessidade da tensão na carga estar em fase com a da rede ocorre para fechar a chave de *bypass*, em caso de mau funcionamento ou sobrecarga na *UPS*.

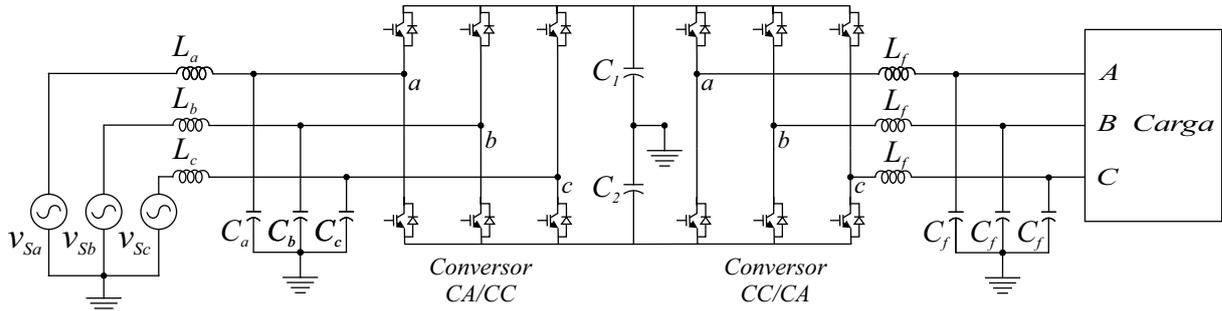
O modo de operação de *bypass* é a condição onde a chave estática está acionada, e assim a carga é alimentada diretamente pela rede. Nesse modo, a *UPS* está com um funcionamento indevido ou em manutenção. Se for o caso de um mau funcionamento, poderá ser uma sobrecarga no sistema ou um transitório de corrente na carga (KARVE, 2000). Cabe ressaltar que a frequência e fase da carga devem ser iguais à frequência e fase da rede, a fim de garantir uma transferência segura entre os modos de operação.

As principais vantagens das *UPSs* de dupla conversão são a tolerância ampla da variação da tensão de rede e a regulação muito precisa da tensão de saída (carga). Além disso, não há tempo de transferência durante a transição do modo normal para o modo de energia armazenada. Também é possível regular ou alterar a frequência de saída (KARVE, 2000).

Outra desvantagem é que o processamento de todo o fluxo de potência pela *UPS* resultará em uma menor eficiência, pois essa dupla conversão de energia através do retificador e do inversor durante a operação normal resultará em perdas maiores se comparado aos sistemas espera passiva e interativos com a rede. Ela possui, também, limitação no rendimento em modo normal, e segundo Guerrero, Vicuña e Uceda (2007) utilizando esse tipo de topologia conseguiu-se alcançar o rendimento máximo de 94%.

O estágio retificador ou conversor deve ser projetado para potências superiores à potência nominal até 1,5 vezes da potência nominal, já que deve carregar a bateria e suprir toda a demanda da carga. Na Figura 7 (FÉLIX; SEIXAS; CORTIZO, 2007) é mostrada uma topologia de dupla conversão com a utilização de uma configuração típica de conversores *back-to-back*. Uma desvantagem dessa topologia é que ela deverá ter um controle para o desequilíbrio de tensão no

Figura 7 – UPS de dupla conversão utilizando a topologia *back-to-back*.



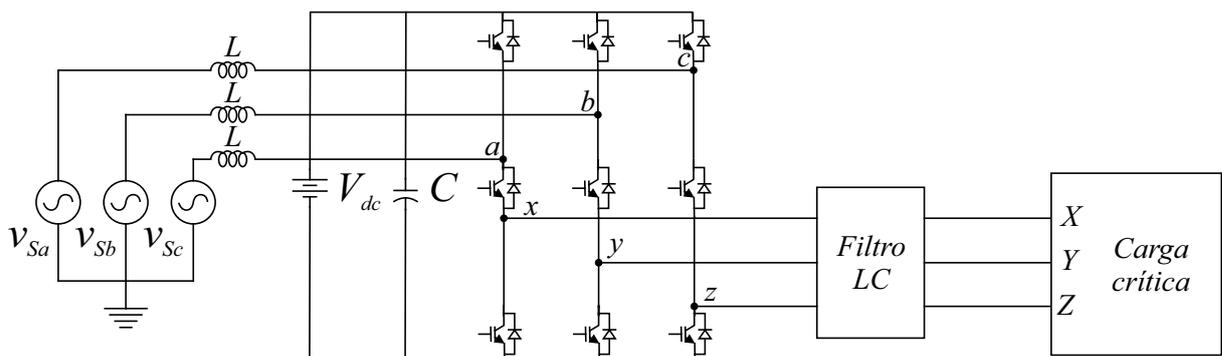
Fonte: Adaptado de Félix, Seixas e Cortizo (2007).

barramento CC que apresenta um aterramento no ponto central. Por conter poucas desvantagens, a UPS de dupla conversão é bastante utilizada em condicionamento de energia e proteção de carga. Ela mostra, também, uma vasta gama de aplicações e traz uma grande diversidade de topologias em UPSs de dupla conversão (HO; LIO; FENG, 1997).

Uma outra topologia para aplicações de UPS foi proposta em Liu, Zargari e Xu (2009). Essa topologia usa apenas nove chaves para conversão c.a./c.a., com um barramento c.c. comum, como pode ser observado na Figura 8. As chaves superiores e centrais, denominadas de unidade *top*, são associadas à parte retificadora, as chaves inferiores e centrais, denominadas unidade *bottom*, são a parte inversora, e as chaves centrais são compartilhadas por ambas as unidades. A topologia proposta em Liu, Zargari e Xu (2009) apresenta entradas e saídas senoidais, fator de potência de entrada unitário e uma redução nos custos, devido ao menor número de chaves se comparado à topologia *back-to-back*.

Durante a operação normal, a carga é alimentada pelo inversor através do retificador e da rede elétrica. Em caso de interrupção de energia, a bateria fornece energia para a carga. A unidade superior do conversor opera como retificador e funciona normalmente com um fator de potência unitário e baixa distorção da corrente de entrada, já a unidade inferior do conversor opera como inversor e oferece uma tensão regulada à sua carga. Como a carga é sempre alimentada pelo

Figura 8 – UPS de dupla conversão utilizando a topologia de nove chaves.



Fonte: Adaptado de Liu, Zargari e Xu (2009).

inversor, não há nenhum tempo de transição entre os modos de operação. No entanto, embora todas as *UPSs* de dupla conversão possuam todos os benefícios supracitados, é também a solução mais cara, pois sua configuração requer dois estágios de conversão de energia, ou seja, a topologia opera com todo o fluxo de potência destinado à carga, o que aumenta as perdas associadas às conversões, e assim, elevando os custos.

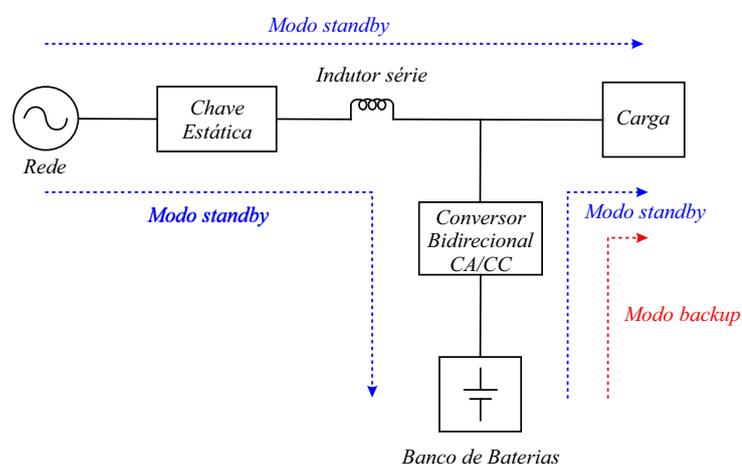
1.3.3 *UPSs* interativas com a rede

Na década de 1990, as *UPSs* interativas com a rede foram apresentados. Esses sistemas vieram como um compromisso entre a topologia de dupla conversão, mais cara e de melhor desempenho, e a topologia espera passiva, menos dispendiosa e de pior desempenho (KARVE, 2000). No início, sua gama de aplicações estava na faixa de baixa e média potência, entretanto, atualmente, os novos sistemas *UPSs* interativas com a rede têm aplicações em instalações de poucos MW (KAMRAN; HABETLER, 1998; JEON; CHO, 1999; RATHMANN; WARNER, 1996).

Um sistema de *UPSs* interativas com a rede típico é apresentado na Figura 9. Esse sistema é composto por uma chave estática, um indutor série, um conversor bidirecional e um banco de baterias. Essa *UPS* pode operar tanto *online* como *offline*. Se a *UPS* interativa com a rede estiver funcionando no modo *offline*, o indutor série torna-se desnecessário, e o sistema funciona semelhantemente ao sistema espera passiva. No entanto, a maioria dos sistemas interativos com a rede das fontes ininterruptas operam no modo *online* para melhorar o fator de potência da carga ou regular a tensão de saída. Como mencionado, esta estrutura de condicionamento de energia do conversor é utilizada somente quando a *UPS* opera no modo *online* (BEKIAROV; EMADI, 2002).

Existem dois tipos de operação para essa *UPS* interativa com a rede no modo *online*: modo de energia normal e armazenada. No modo de operação normal, quando a rede elétrica está

Figura 9 – Representação da *UPS* interativa com a rede.



Fonte: o autor (2020).

dentro dos parâmetros predefinidos, a rede alimenta a carga diretamente, o conversor bidirecional opera como um retificador e está conectado em paralelo com a carga, desempenhando o papel de um carregador para o conjunto de baterias. Ele também pode funcionar como um filtro ativo e manter a tensão de saída relativamente estabilizada e senoidal, com um controle adequado, se as tensões estiverem fora de um padrão predefinido (KAMRAN; HABETLER, 1998; RATHMANN; WARNER, 1996; WU; JOU, 1995).

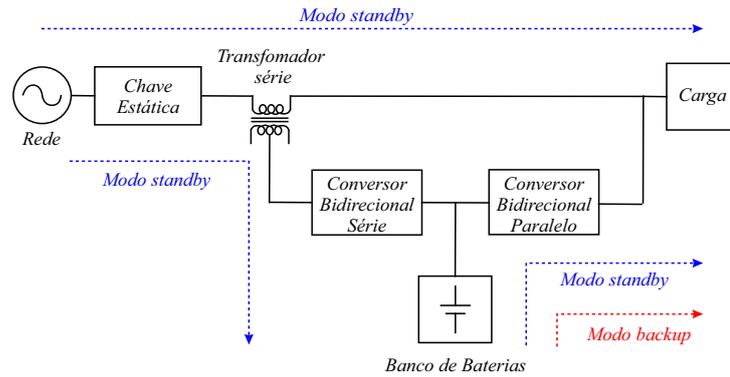
A função de condicionamento de energia do inversor é usada apenas quando o sistema interativo com a rede funciona no modo *online*. A queda de tensão no indutor série deve ser projetada para ser pequena em condições nominais, pois, ao assumir uma carga resistiva pura, o inversor fornece apenas a potência reativa necessária para compensar a queda de tensão reativa, devido ao indutor série. Quando a carga possui uma parte reativa, o inversor também irá compensá-la. No modo de operação de energia armazenada, o conversor bidirecional funciona como um inversor, fornecendo à carga a energia acumulada na bateria. A chave estática mantém a carga desconectada da rede elétrica, para evitar a alimentação indevida do inversor. A duração desse modo (tempo de *backup*) é predefinida ou vai até a rede ser restabelecida dentro da faixa de tolerância.

As principais vantagens desse sistema interativo com a rede são o projeto simples e, como resultado, a alta confiabilidade e o menor custo em comparação com os sistemas *UPSs* de dupla conversão. Como é, de fato, uma topologia de conversão em estágio único, a sua eficiência é superior à da *UPS* de dupla conversão (BEKIAROV; EMADI, 2002). Por outro lado, no modo *standby*, o condicionamento de tensão de saída não é bom porque o inversor não está conectado em série com a carga. Assim sendo, uma vez que a rede elétrica alimenta a carga diretamente durante o modo de operação normal, não há possibilidade de regulação da frequência de saída (BEKIAROV; EMADI, 2002).

Outra topologia de *UPS* interativa com a rede foi proposta por Kamran e Habetler (1995) e Rathmann e Warner (1996), na qual essa topologia apresenta duas compensações, denominadas compensação série e paralela (compensação em dois pontos do circuito). Na Figura 10, é ilustrada a configuração em um diagrama unifilar, onde o sistema é composto por um transformador série, dois conversores bidirecionais conectados a um banco de baterias e uma chave estática. Um dos conversores é conectado ao transformador série e o outro conversor é conectado em paralelo com a carga. Nesses artigos, são explanados os princípios de funcionamento dessa nova geração denominada *UPS delta conversion* e também suas vantagens em relação às outras topologias. Essa nova topologia pode simultaneamente atingir o fator de potência unitário e uma regulação precisa da tensão de saída (SU, 2001), o que não é possível com uma *UPS* interativa como a de simples conversão (Figura 9).

Topologicamente, a única diferença entre a *UPS* interativa com a rede série-paralelo e um condicionador de qualidade de energia unificados (*UPQC - Unified Power Quality Conditioner*) é a disposição de um banco de baterias no barramento CC e também uma chave de *bypass*. Na

Figura 10 – Representação da *UPS* interativa com a rede com compensação série e paralela.

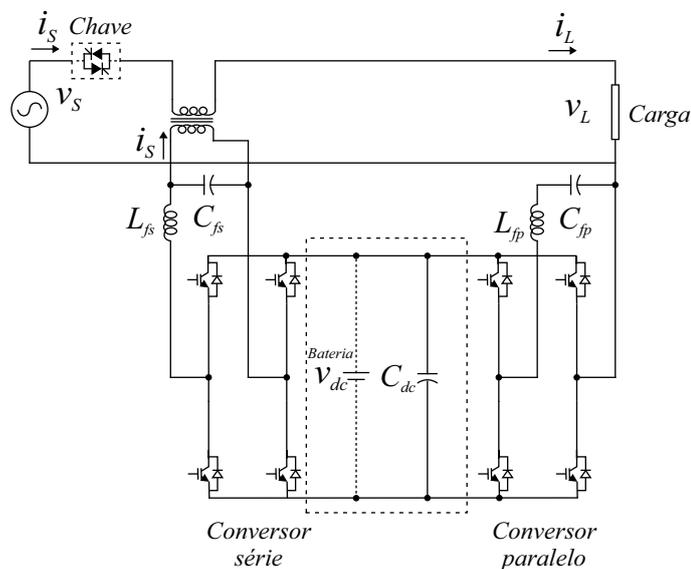


Fonte: o autor (2020).

Figura 11 é apresentada uma *UPS* ou *UPQC* monofásica que fazem uso da configuração da topologia ponte completa. Além dessas diferenças, essas *UPSs* devem ser capazes de compensar a queda e a elevação de tensão por um longo período de tempo, enquanto no *UPQC* as compensações são de curta duração, devido à ausência do banco de baterias.

No *UPQC*, tradicionalmente o conversor série fornece uma tensão de compensação para fazer a tensão ser senoidal, podendo injetar harmônicos de tensão ou tensões em fase com a tensão de entrada, e o conversor paralelo atua para compensar a corrente e fazer com que a corrente de entrada seja senoidal e com baixa *THD*. O método de controle mais utilizado para esse tipo de *UPS* é que o conversor série é controlado para ser uma fonte senoidal de corrente em fase com a tensão de entrada, e o conversor paralelo é controlado para ser uma fonte de tensão senoidal em fase com a tensão de entrada. Normalmente, esse método é chamado de método dual ao convencional.

Figura 11 – Representação da *UPS* ou *UPQC* (sem bateria) com compensação série e paralela.



Fonte: Adaptado de Silva, Modesto e Kaster (2011).

Assim, os dois conversores compartilham o mesmo banco de baterias e o conversor bidirecional série é considerado com 20% da potência da carga da *UPS* (RATHMANN; WARNER, 1996). O segundo conversor bidirecional, operado como um inversor e conectado em paralelo com a carga, é projetado para 100% da potência da carga. O conversor paralelo mantém a tensão de saída estável e regulada com precisão pelo controle, e o conversor série compensa as diferenças entre as tensões de saída e de entrada. Ele também controla o fator de potência de entrada para a unidade e, ao mesmo tempo, controla o carregamento da bateria (BEKIAROV; EMADI, 2002).

Existem dois modos de operação para essa topologia de *UPS* interativa com a rede com compensação série e paralela: o modo de operação normal (*standby*) e o modo de energia armazenada (*backup*).

No modo de operação normal a rede CA está dentro dos padrões predefinidos, a energia flui da rede para a carga, conversores e banco de baterias, onde a maior parte da energia é fornecida diretamente da rede para a carga. Apenas uma pequena parte da potência total, geralmente até 15%, flui através dos conversores série e paralelo. Essa potência é necessária para compensar as diferenças entre as tensões da rede e carga, e para tornar o fator de potência de entrada igual à unidade. Uma vez que uma parte importante da energia cerca de 85% flui sem qualquer conversão entre rede e carga, a eficiência dessa topologia é relativamente alta (RATHMANN; WARNER, 1996). Portanto, a *UPS* interativa com a rede é usada em aplicações de alta potência, onde a eficiência é um fator-chave (BEKIAROV; EMADI, 2002).

No modo de atuação em *backup* desses sistemas *UPSs* a tensão de entrada está fora da faixa predeterminada. Assim, a bateria fornece energia para a carga através do conversor paralelo, o conversor série é inibido e a chave estática é aberta. A bateria concede energia para a carga até o descarregamento ou até restabelecimento do fornecimento da rede dentro das especificações. Com a tensão da rede restabelecida, o sincronismo entre as tensões de rede e carga é executado pelo controle em malha fechada, a chave estática é fechada, o conversor série volta a atuar, e assim, o sistema retorna para o modo de *standby*.

Uma vantagem dessa topologia utilizando o controle dual em vez do convencional é que, como o conversor paralelo controla as tensões de saída com baixo conteúdo harmônico e em fase com as tensões de entrada independente do modo de operação, conseqüentemente não há qualquer tempo de transferência durante a transição do modo normal para o modo de energia armazenada. Uma vez que uma parte importante da energia flui da rede para a carga sem qualquer conversão, a eficiência é maior do que a de uma *UPS* de dupla conversão. Tendo eliminado a principal desvantagem dos sistemas *UPSs* de dupla conversão, a topologia de *UPS* interativa com a rede com compensação série e paralela apresenta um bom potencial em muitas aplicações (SU; OHNO, 1997). Antes, a gama de aplicações desse tipo de *UPS* estava na faixa de potência baixa e média. Entretanto, as *UPS* interativas com a rede de compensação série e paralela tem sido aplicadas em instalações de alguns MW (KAMRAN; HABETLER, 1998; RATHMANN;

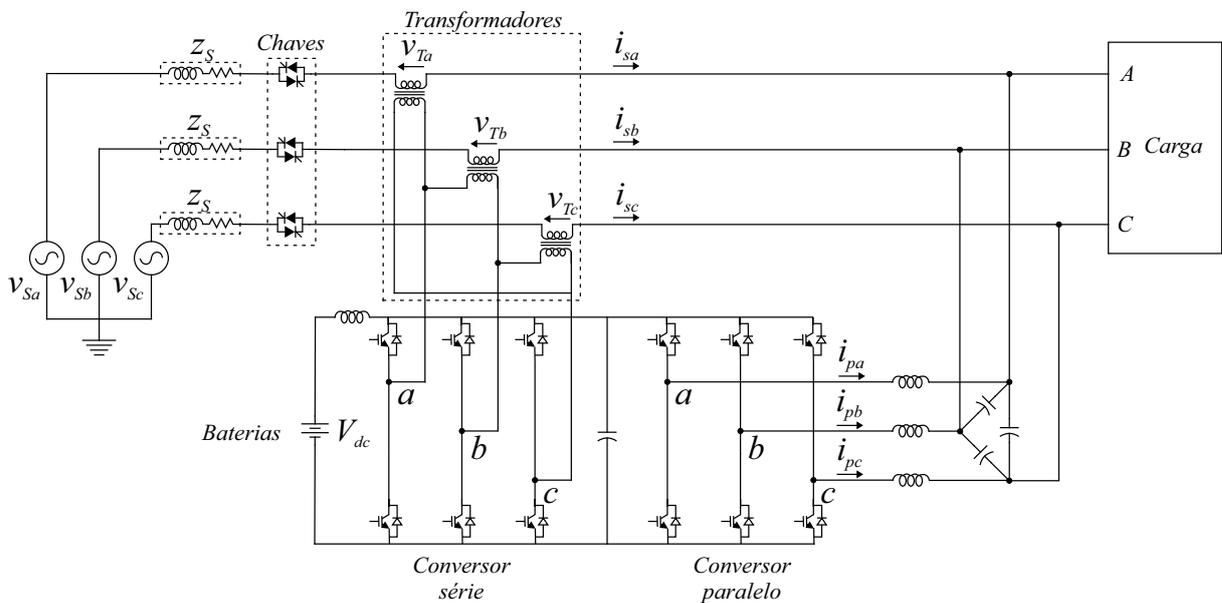
WARNER, 1996; JEON; CHO, 1999; SILVA; DONOSO-GARCIA; CORTIZO, 1999).

Esta topologia *UPS* interativa com a rede com compensação série e paralela combina as vantagens de sistemas *UPS* de dupla conversão e *UPS* interativa de simples conversão, podendo atingir simultaneamente o fator de potência unitário e uma regulação precisa da tensão de saída e a alta eficiência (SU, 2001). Elas também têm uma boa supressão de harmônicos para a corrente da rede. Uma desvantagem desse sistema é que uma vez que a rede de energia abastece uma grande parcela da carga diretamente durante o modo de operação normal, não há possibilidade de regulação da frequência de saída (BEKIAROV; EMADI, 2002)

Em Kamran e Habetler (1995) e Kamran e Habetler (1998), um estudo mais aprofundado e detalhado desse tipo de *UPS* para um sistema trifásico a três fios é apresentado. Nesse artigo, é explanado e detalhado o princípio de funcionamento dos dois conversores, mostrados na Figura 12. A topologia é composta por dois inversores fonte de tensão trifásicos (*VSI*s - *Voltage Source Inverters*) compartilhando o mesmo banco de baterias. O conversor série está ligado ao transformador em ligação delta e o outro conversor está em paralelo com a carga.

O conversor série funciona apenas no modo de operação normal, controla a corrente para ser senoidal em fase com a tensão da rede, e desempenha a função de executar o carregamento da bateria, bem como controla o fluxo de potência entre os conversores. Já o conversor paralelo funciona nos dois modos de operação e desempenha a função de controlar a tensão da carga para ser senoidal e com baixo conteúdo harmônico. Devido ao controle do sistema nos dois modos de operação, o tempo de transferência é eliminado, pois o conversor paralelo está continuamente controlando a tensão na carga. O filtro série atua como uma alta impedância para os harmônicos de corrente e compensa indiretamente a tensão da carga, pois a tensão do transformador de

Figura 12 – *UPS* interativa com a rede com compensação série e paralela proposta por Kamran e Habetler (1995).



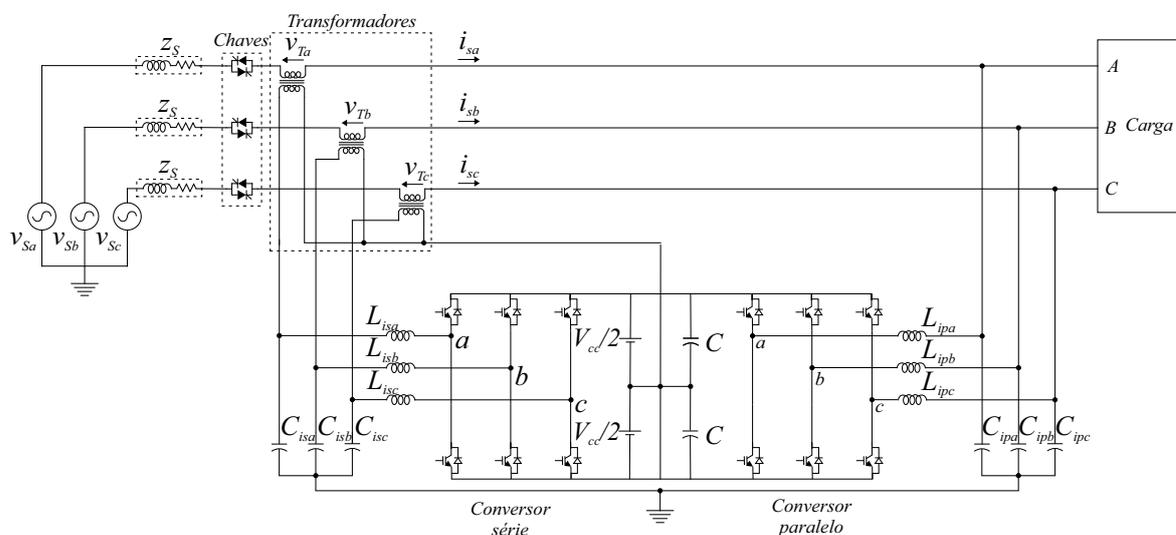
Fonte: Adaptado de Kamran e Habetler (1995).

conexão é igual à diferença entre a tensão da rede e a tensão da carga. Portanto, todos os desequilíbrios, afundamentos, elevações e tensões harmônicas surgem no transformador de conexão. O filtro paralelo, controlado por tensão, compensa indiretamente a corrente da rede, fornecendo baixa impedância para a corrente harmônica (SANTOS; MEZARROBA; CUNHA, 2011).

No modo de operação normal, ou seja, em pleno funcionamento, aparecerá sobre os transformadores série a diferença de tensão entre a rede de energia e a carga. Considera-se o conversor paralelo como uma fonte de tensão senoidal, então a tensão que estará sobre o transformador série será integrada por duas componentes: uma componente de frequência fundamental formada pela diferença entre a rede e a carga, e a outra componente será as componentes harmônicas que estão presentes nas tensões de entrada. Em outras palavras, a tensão no transformador série é a soma das componentes fundamentais para compensar as flutuações de tensão na entrada, e desequilíbrios na rede e, possivelmente, os componentes harmônicos presentes para cancelar quaisquer harmônicos de tensão de entrada. Essa tensão do transformador será uma tensão pequena se comparada com as tensões da entrada ou da saída, assim possibilitando o dimensionamento do conversor série para uma potência tipicamente entre 10% e 20% da potência da *UPS*, constituindo-se em uma grande vantagem dessa topologia (KAMRAN; HABETLER, 1995; KAMRAN; HABETLER, 1998).

Uma topologia similar à proposta em Kamran e Habetler (1995) foi apresentada por Silva (2001), onde a diferença principal entre os trabalhos é que este faz uso de dois conversores com o barramento c.c. dividido, em que o neutro do transformador série é conectado ao ponto central do barramento c.c., bem como ao ponto de interligação do filtro paralelo. Na Figura 13, é apresentada a topologia proposta em Silva (2001).

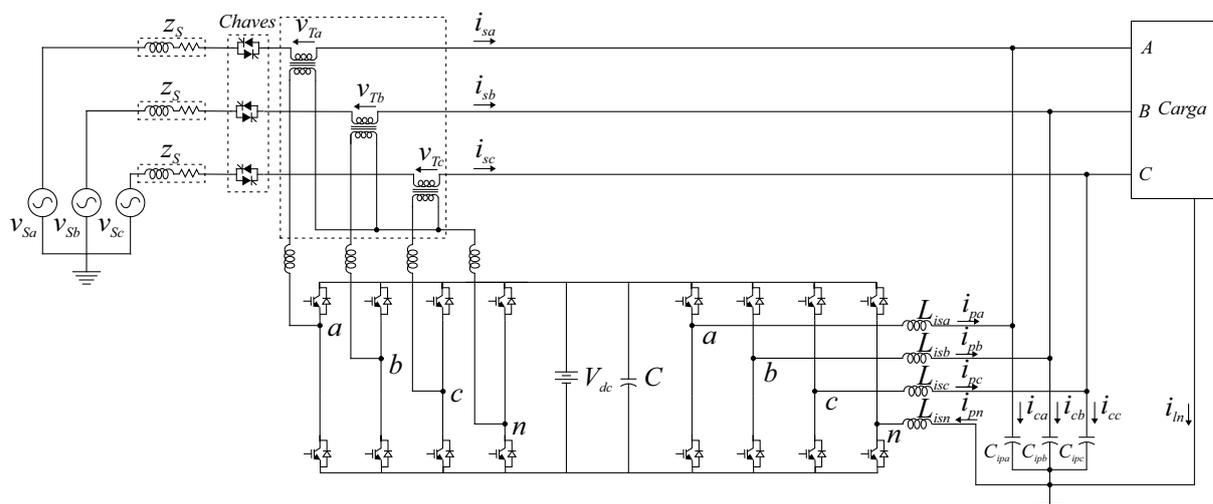
Figura 13 – *UPS* interativa com a rede com compensação série e paralela proposta por Silva (2001).



Fonte: Adaptado de Silva (2001).

Outra topologia semelhante à de Kamran e Habetler (1995) foi proposta por Silva et al. (2010) e Ucar e Ozdemir (2013) com a utilização de quatro braços de chaves, conhecidos como *Four Leg (FL)*, tanto no conversor série quanto no conversor paralelo, e ambos não utilizam o barramento CC dividido, conforme é apresentado na Figura 14.

Figura 14 – UPS interativa com a rede *four leg* para compensação série e paralela.



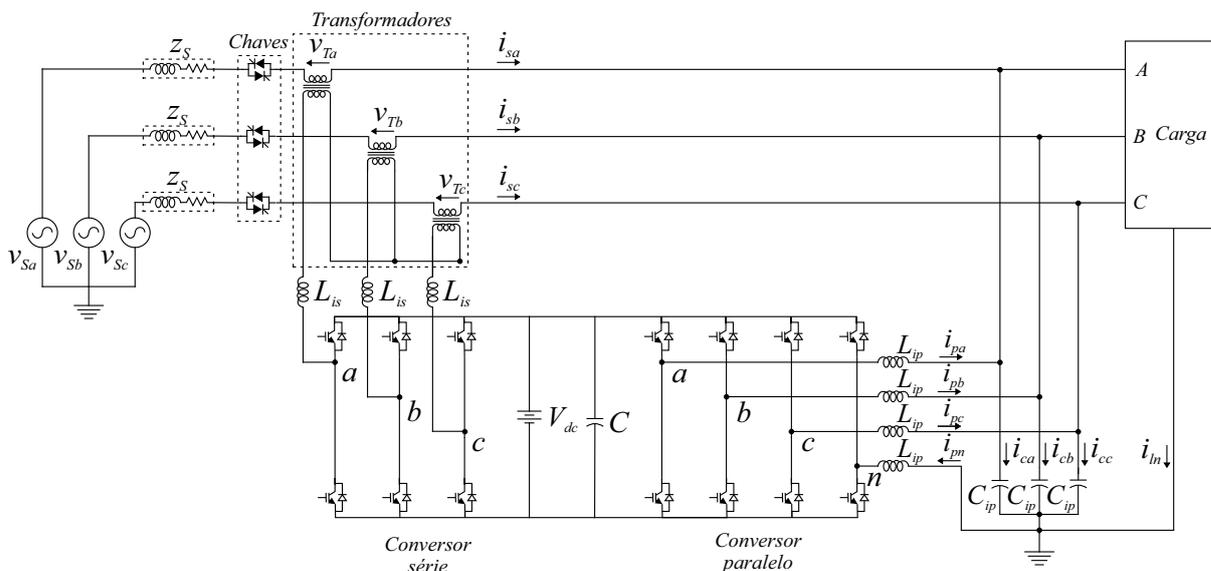
Fonte: Adaptado de Silva et al. (2010).

Uma vantagem da topologia de Silva (2001) é a quantidade de chaves em relação ao proposto por Silva et al. (2010) e Ucar e Ozdemir (2013), pelo fato de o condutor de neutro ser conectado diretamente ao ponto central do barramento c.c. No entanto, pode haver um desequilíbrio de tensão no barramento c.c. sendo necessária a utilização de malhas de controle adicionais para contornar esse problema (SANTOS; MEZARROBA; CUNHA, 2011; SANTOS; CUNHA; MEZARROBA, 2014). Além disso, a tensão total do barramento c.c. é elevada tendo, como consequência, a necessidade de utilizar uma quantidade maior de baterias, bem como chaves que suportem tensões diretas de bloqueio mais elevadas e, conseqüentemente, apresentem maior dissipação de energia durante a comutação das chaves (MODESTO, 2015).

Uma alternativa para contornar os problemas citados anteriormente é a utilização de inversores compostos por quatro braços, conhecidos como *Four Leg (FL)*, tanto no conversor série quanto no conversor paralelo (SILVA et al., 2010; UCAR; OZDEMIR, 2013), conforme é mostrado na Figura 14. Essa topologia elimina o problema do desequilíbrio e da elevação de tensão do barramento CC, entretanto aumenta expressivamente a quantidade de chaves, totalizando 16 chaves (oito para o conversor paralelo e oito para o conversor série), gerando um aumento significativo no custo do sistema.

Em Modesto (2015) e em Modesto et al. (2016), foi proposta uma topologia que é ilustrada na Figura 15. Nessa topologia também não se tem o barramento c.c. dividido, e conseqüentemente, elimina-se o problema do desequilíbrio e a elevação de tensão do barramento c.c. Utilizam-se nela seis chaves para o conversor série e oito chaves para o conversor paralelo.

Figura 15 – UPS interativa com a rede com *three-leg* para compensação série e *four-leg* para compensação paralela.



Fonte: Adaptado de Modesto et al. (2016).

Embora o conversor paralelo tenha quatro braços, a potência dos dispositivos que compõem seu quarto braço é reduzida porque a corrente que flui pelo condutor neutro, na maioria dos casos, é pequena, constituindo, uma vantagem em relação à proposta por Kamran e Habetler (1995).

Além disso, a compensação para desequilíbrios de carga é garantida pelo controle do conversor série para seguir referências senoidais e balanceadas de corrente de modo que as componentes das tensões de sequência positivas, negativas e zero sejam compensadas. Finalmente, a compensação de potência reativa fundamental é garantida pelo controle das referências de corrente do conversor série por estarem em fase com as tensões da rede elétrica.

Essa topologia possibilita um controle independente das correntes de entrada. As componentes das tensões de sequência positiva, negativa e zero também podem ser compensadas, com isso tornando as correntes de entrada equilibradas e, como resultado, a corrente do condutor de neutro será igual a zero. Dessa maneira, atribuindo corrente nula ao neutro, pode-se suprimir a conexão do neutro do conversor série, conforme pode ser observado na topologia proposta em (MODESTO, 2015; MODESTO et al., 2016). Portanto, o conversor série será composto por três braços (*TL - Three Legs*).

Por outro lado, as tensões harmônicas e desequilíbrios são compensadas, assegurando que as tensões da carga sigam referências senoidais e balanceadas, de tal forma que as diferenças de amplitude entre as tensões da rede e carga apareçam nos transformadores de acoplamento série, significando que quaisquer perturbações na tensão da rede elétrica são naturalmente compensadas. Isso torna a estratégia de compensação dual (controles de corrente série e de tensão paralela) mais atraente do que a estratégia convencional (controles de tensão série e de corrente paralela), considerando que a carga é menos afetada pela ocorrência de perturbações na tensão da rede, como afundamentos de tensão. Isto é possível porque, diferentemente da estratégia convencional

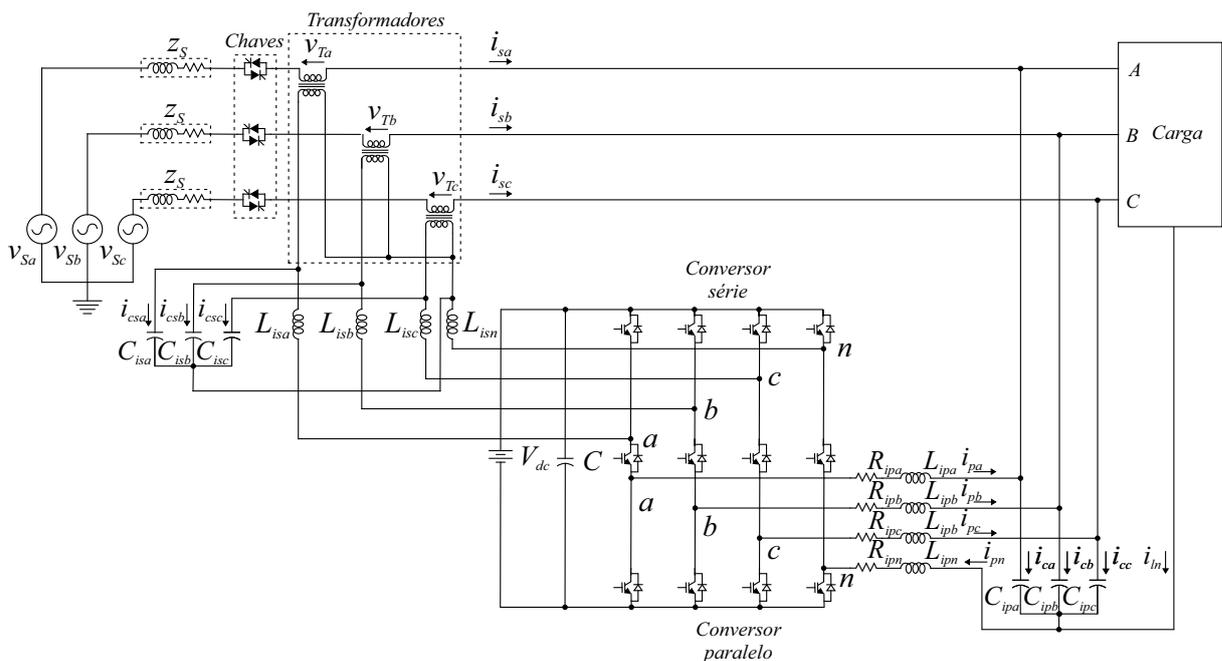
em que o conversor de série controla as tensões de saída, na estratégia de compensação dual esta tarefa é inteiramente assumida pelo conversor paralelo (MODESTO et al., 2016).

A questão de reduzir o custo dos conversores tem atraído a atenção dos pesquisadores. Reduzir o número de semicondutores fornece uma diminuição de custo significativa, mas também há uma redução de custo na eliminação dos drivers de gatilho para chaves, assim como a redução das fontes de alimentação desses drivers (LIU; ZARGARI; XU, 2009; KRISHNAN; SRINIVASAN, 2002; KAMRAN; HABETLER, 1995).

Uma configuração com 12 chaves conforme Figura 16, seria uma alternativa ao conversor *back-to-back* com 16 chaves (Figura 14), topologia aplicada para condicionamento de energia por Gomes (2019b) para redes desbalanceadas a quatro fios. A topologia é composta por quatro braços com três chaves, totalizando uma economia de quatro chaves. O neutro do conversor série será conectado ao quarto braço da unidade no terminal *top* da topologia, assim como o neutro do conversor paralelo será conectado no terminal da unidade *bottom* do mesmo braço, conforme é apresentado na Figura 16. Todos os braços compartilham o mesmo barramento CC.

Essa topologia de 12 chaves como alternativa à solução com 16 chaves pode ser desconsiderada, pois o quarto terminal do conversor série fornece um caminho para a componente de sequência zero, aumentando a complexidade do controle, de forma desnecessária, pois o conversor paralelo pode ficar responsável por essa compensação. Esse quarto terminal interligado no neutro do transformador injeta uma componente de terceiro harmônico, promovendo um aumento nas perdas por correntes de *Foucault*, proporcionais ao quadrado da frequência, e,

Figura 16 – UPS interativa com a rede utilizando a topologia de nove chaves, com um total de 12 chaves no conversor.



Fonte: o autor (2020).

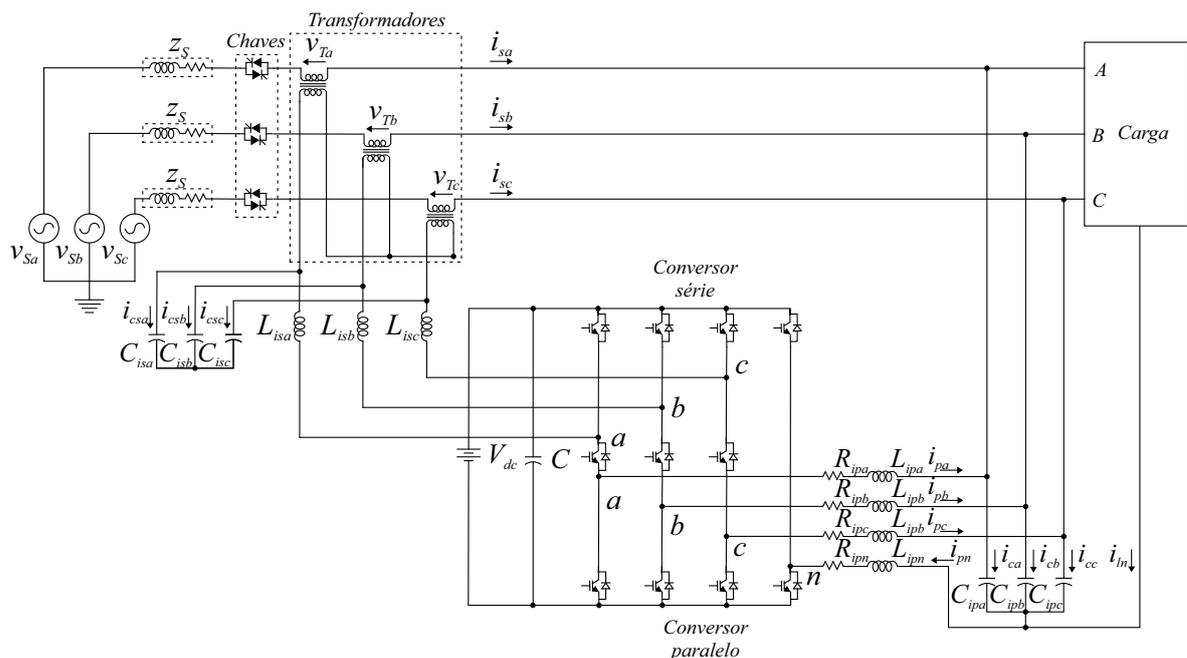
consequentemente, provocando um aumento de temperatura do transformador, podendo até diminuir a sua vida útil com esse sobreaquecimento.

Nesta tese, é proposta a utilização de uma topologia baseada no conversor de nove chaves (*Nine Switch Inverter - NSI*) para as *UPSs* interativas com a rede com compensação série e paralela, onde a topologia testada terá, no máximo, 11 chaves. Topologia proposta por Gomes (2019b), mas a utilização dos terminais são de formas . Os terminais superiores do *NSI* (*top*) serão conectados ao transformador série e os terminais inferiores (*bottom*) serão conectados em paralelo, sendo que no conversor paralelo existirá um quarto braço sem compartilhamento com o lado série. As chaves superiores em conjunto com as chaves intermediárias representam o conversor série, enquanto que as chaves inferiores e intermediárias adicionadas de um quarto braço representam o conversor paralelo, ou seja, no quarto braço não há o compartilhamento de chaves.

Na configuração 11 chaves, topologia adotada como uma possibilidade de substituição à solução ao conversor *back-to-back* com 14 chaves (Figura 15) e com a retirada do neutro do transformador, a topologia proposta será composta por quatro braços, onde três braços têm três chaves e a eles são conectadas as fases, e o quarto braço é o de neutro da carga, que terá duas chaves. O neutro do conversor série será eliminado, pois o controle de corrente impõe correntes senoidais, minimizando a corrente de neutro devido às razões citadas anteriormente.

O neutro do conversor paralelo é conectado no ponto central do quarto braço de duas chaves, conforme é apresentado na Figura 17. Cabe ressaltar a economia gerada com a redução de um indutor de acoplamento entre o conversor série e o transformador, e com a eliminação de

Figura 17 – *UPS* interativa com a rede utilizando a topologia de nove chaves, com um total de 11 chaves.



Fonte: o autor (2020).

uma chave, quando comparada à solução de 12 chaves da Figura 16.

Também evita-se, assim, a divisão com uma derivação no ponto central do barramento CC, pois a configuração de com três chaves por braço intrinsecamente já deve ser concebida com uma maior amplitude de barramento c.c. em relação à configuração com duas chaves por braço (*back-to-back*). Isto é devido ao mesmo braço do conversor compartilhar a mesma amplitude do barramento c.c., sendo que essa divisão do barramento entre as unidades *top* e *bottom* é feita pelo índice de modulação. Essa configuração deve ser preparada para: suprimir correntes harmônicas das cargas, compensar a potência reativa da carga, compensar desequilíbrios de carga, compensar desequilíbrios de tensão da rede elétrica, suprimir tensões harmônicas da rede e manter reguladas as tensões na carga.

1.4 OBJETIVOS

O propósito deste trabalho consiste no estudo, análise e implementação de um sistema de energia ininterrupta de 11 chaves interativa com uma rede de energia trifásica. A proposta é baseada na topologia de nove chaves, em que se obtenha um menor número de chaves, com o objetivo de diminuir os custos envolvidos.

Tal estrutura tem o intuito de realizar o condicionamento simultâneo das correntes na rede e a tensão na carga. No modo de operação *standby*, o conversor é controlado de forma *dual* aos condicionadores de qualidade de energia unificados tradicionais, ou seja, a parte do conversor responsável pelo controle série atua como fonte de corrente, enquanto a parte do conversor responsável pelo controle paralelo atua como fonte de tensão. No modo de operação *backup*, há uma desconexão com a rede, e a carga é totalmente alimentada pelo conversor paralelo.

No condicionamento das correntes da rede a pesquisa prevê que essas sejam senoidais, equilibradas e com baixo conteúdo harmônico. No condicionamento das tensões da carga para serem senoidais, com a diminuição de harmônicos, deve haver a compensação de desequilíbrios e regulação nas tensões.

É estudada a implementação de um algoritmo de sincronização para as tensões da carga e rede, quando a *UPS* está atuando entre o modos *standby* e *backup*, de modo a ser eliminado o tempo de transição entre os modos para as tensões sintetizadas na carga e diminuição dos transitórios de tensões e correntes.

Propõe-se a construção de um protótipo em laboratório para obtenção de resultados experimentais, e validação dos resultados obtidos em simulação.

A metodologia utilizada nesse trabalho para se atender aos objetivos é:

- Estudar as características e aplicabilidade do conversor série na *UPS*, atuando como fonte de corrente senoidal para a compensação das correntes de entrada, e realizar a modelagem matemática do conversor série aplicado a sistemas trifásicos a três fios;

- Estudar as características e aplicabilidade do conversor paralelo na *UPS*, atuando como fonte de tensão senoidal para a compensação das tensões de saída, tanto nos modos de operação *standby* como *backup*, e verificar a modelagem matemática do conversor paralelo aplicado a sistemas de quatro fios trifásicos;
- Verificar o desempenho dos métodos de compensação série através de simulações digitais, na compensação de harmônicos da corrente da carga, sob condições de tensões de alimentação equilibradas, desequilibradas, distorcidas ou com transitórios;
- Verificar o desempenho dos métodos de compensação paralela através de simulações digitais, na compensação de harmônicos da tensão da rede, sob condições de tensões de alimentação equilibradas, desequilibradas, distorcidas ou com transitórios;
- Realizar uma análise com a topologia proposta e verificação do seu desempenho considerando várias perturbações na rede elétrica, com a utilização de carga não linear de referência para testes de *UPSs* (IEC-62040-3, 1999a);
- Realizar os testes experimentais na *UPS* trifásica interativa com a rede construída em laboratório para a compensação série e paralela para sistemas trifásicos, mostrando o desempenho através de medições, com o objetivo de validar os conceitos teóricos e os resultados de simulação.

1.5 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

Este trabalho é organizado nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 2** - São demonstradas as modelagens matemáticas necessárias para realização do projeto da *UPS* interativa com a rede com a utilização do controle dual. É detalhada a modelagem do conversor série operando como fonte de corrente, com a ligação a sistemas trifásicos, bem como é detalhada a modelagem do conversor paralelo operando como fonte de tensão, com a ligação a sistemas trifásicos conectados a quatro fios (com neutro na carga);
- **Capítulo 3** - É dedicado à apresentação do princípio de funcionamento dos conversores de nove chaves, tal como os detalhes da topologia proposta e, qual o *PWM* utilizado e as simulações computacionais obtidas para vários ensaios na topologia.
- **Capítulo 4** - É dedicado à apresentação dos resultados experimentais, e realizando-se uma comparação com os resultados obtidos em simulações.
- **Capítulo 5** - É dedicado a conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA COMPENSAÇÃO SÉRIE E PARALELA

Ao longo deste capítulo, é apresentado o desenvolvimento das modelagens matemáticas que mostram que a compensação série e paralela podem ser realizadas para uma topologia genérica, e que elas podem ser aplicadas para as topologias baseadas em conversores nove chaves *NS*, e são necessárias para realização do projeto de controle da *UPS* interativa com a rede com compensação série e paralelo, que também funciona como um condicionador ativo de qualidade de energia.

Todas as equações são desenvolvidas para o conversor genérico, entretanto são aplicadas para as topologias propostas nesta tese. A aplicação é possível, pois o conversor de nove chaves é formado pela composição de dois conversores, onde são economizadas três chaves (em relação ao *back-to-back*), devido o compartilhamento das chaves centrais.

O condicionador ativo é composto por dois conversores estáticos, atuando como filtros ativos de potência (FAP). O primeiro é o filtro ativo de potência série (FAPS), conectado entre a rede elétrica e a carga, através de um transformador, cuja bobina do primário do transformador faz essa interligação. O segundo é o filtro ativo de potência paralelo (FAPP), conectado em paralelo com a carga. O FAPS é controlado para se comportar como uma fonte de corrente senoidal e o FAPP é controlado para se comportar com uma fonte de tensão senoidal.

Os inversores fonte de tensão (*Voltage Source Inverter - VSIs*) tanto para o FAPS quanto para FAPP são modelados para duas topologias, *three legs (TL)* para o conversor série e *four legs (FL)* para o conversor paralelo, ou seja, o conversor será formado por três ou quatro braços. É verificado se o modelo pode compensar em referencial estacionário $\alpha\beta 0$ invariante em amplitude as componentes de sequência de eixo α , β e 0 .

Os sistemas conectados ao inversor poderão ter três ou quatro fios. No modelo *TL* para o conversor série, os terminais são conectados a três fios ao conjunto trifásico de transformadores, onde a conexão do neutro será flutuante do caso de fonte de corrente. Em outras palavras, o neutro do transformador não tem conexão com o conversor. No modelo *FL* do conversor paralelo fonte de tensão, os terminais das fases são conectados ao filtro passivo paralelo, a derivação central do quarto braço é interligada ao neutro dos capacitores, por um indutor igual ao das fases, após essa conexão, sendo assim, conectada ao neutro da carga não linear.

O modelo apresentado pode ser utilizado tanto para *UPS* interativa com a rede trifásica, quanto para *UPQC* trifásico, já que estas *UPSs* em modo *standby* podem funcionar de maneira equivalente a um *UPQC*. Primeiramente, o *VSI* é modelado para operar como fonte de corrente para o FAPS na configuração *TL* e, em seguida o modelo é obtido para o conversor *VSI* operando como fonte de tensão para o FAPP, na configuração *FL*. Todos os modelos matemáticos são expressos em sistemas de coordenadas em referencial estacionário $\alpha\beta 0$, assim possibilitando e

facilitando o desenvolvimento e implementação do sistema de controle.

São apresentados os diagramas de blocos simplificados dos sistemas de controle de corrente do conversor série e de tensão do conversor paralelo, assim como, são ilustrados os diagramas de blocos da estrutura de controle série e paralelo com os tipos de controladores utilizados neste trabalho, em que são mostradas as formas de sintonia dos ganhos para cada controle.

As gerações de referências para o controle são detalhadas, de forma simples, apresentando como as tensões e correntes de referências são geradas, em que é utilizado o controle de sequência positiva balanceada (*BPSC - Balanced Positive-Sequence Control*). Para a detecção dos sinais em quadratura, foi empregado o uso de integradores generalizados de segunda ordem (*Second Order Generalized Integrator - SOGI*), em que é necessário para garantir erro nulo estacionários para a referência senoidal. Por fim, é realizada uma explanação sobre o algoritmo de sincronização das tensões da carga com as da rede, para adequação da sincronia entre os modos de operação da *UPS*, com um diagrama de blocos simplificado.

2.1 MODELAGEM E CONTROLE DO *VSI* OPERANDO COMO FONTE DE CORRENTE PARA O FAPS

2.1.1 Modelagem do circuito alimentado pelo conversor série *TL*

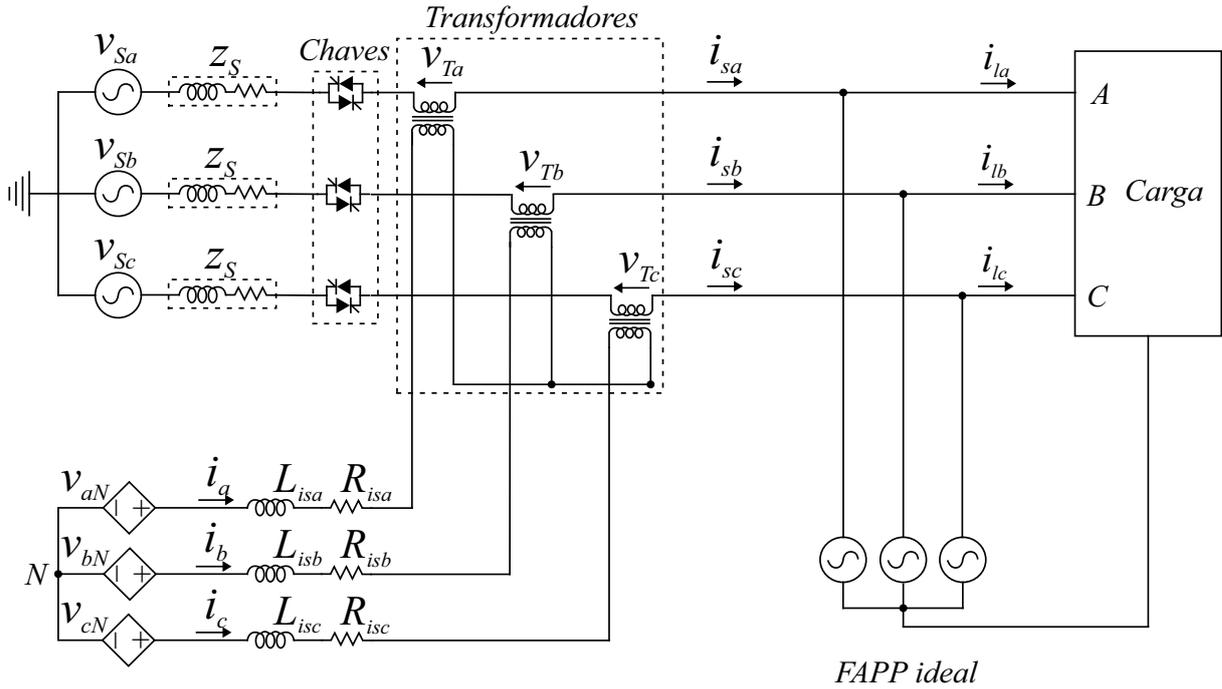
Na Figura 18, é apresentado o conversor *TL* conectado a um sistema trifásico, onde o neutro do transformador está isolado. Considera-se que o FAPP pode ser representado como uma fonte de tensão trifásica ideal. Deste modo as tensões de saída deste filtro são consideradas trifásicas equilibradas e balanceadas. Conforme é indicado na Figura 18, as saídas do inversor são conectadas às indutâncias, às resistências, aos transformadores de acoplamento com a rede elétrica e a carga. A indutância total (L_{is}) representa a indutância do filtro de acoplamento somado com a indutância série do transformador. A resistência total (R_{is}) é constituída pela soma da resistência série do transformador com a resistência do indutor do filtro de acoplamento. Portanto, a indutância total e a resistência total podem ser calculadas por:

$$L_{isa,b,c} = L_{Ta,b,c} + L_{fsa,b,c} \quad (1)$$

$$R_{isa,b,c} = R_{Ta,b,c} + R_{Lsa,b,c}, \quad (2)$$

onde

- $L_{Ta,b,c}$: indutâncias dos enrolamentos do transformador por fase;
- $L_{fsa,b,c}$: indutância do filtro série por fase;
- $R_{Ta,b,c}$: resistência do transformador por fase;

Figura 18 – Representação do conversor *TL* série conectado a três fios.

Fonte: o autor (2020).

- $R_{Lsa,b,c}$: resistência do indutor série por fase.

Utilizando a lei das malhas de Kirchhoff para o circuito que envolve os pontos *a* e *b* do conversor e também os pontos *b* e *c*, tomando como referência o ponto *N* do conversor para as tensões, pode-se escrever que:

$$v_{aN} - R_{isa} \cdot i_a - L_{isa} \frac{di_a}{dt} - v_{Ta} + v_{Tb} + R_{isb} \cdot i_b + L_{isb} \frac{di_b}{dt} - v_{bN} = 0 \quad (3)$$

$$v_{bN} - R_{isb} \cdot i_b - L_{isb} \frac{di_b}{dt} - v_{Tb} + v_{Tc} + R_{isc} \cdot i_c + L_{isc} \frac{di_c}{dt} - v_{cN} = 0. \quad (4)$$

Aplicando a lei dos nós de Kirchhoff para as correntes que atuam no transformador, obtém-se que:

$$i_a + i_b + i_c = 0. \quad (5)$$

Aplicando-se a derivada em (5), chega-se a:

$$\frac{di_a}{dt} + \frac{di_b}{dt} + \frac{di_c}{dt} = 0. \quad (6)$$

Considerando que as resistências $R_{isa} = R_{isb} = R_{isc} = R_{is}$ e as indutâncias $L_{isa} = L_{isb} =$

$L_{isc} = L_{is}$, assim, reescreve-se (3), (4) e (6) na forma de equações matriciais:

$$L_{is} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} di_a/dt \\ di_b/dt \\ di_c/dt \end{bmatrix} = R_{is} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{Ta} \\ v_{Tb} \\ v_{Tc} \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Necessita-se de (7) com os termos das derivadas isolados. Desta forma, pode-se utilizar as matrizes auxiliares M , M^{-1} e M_2 para facilitar a manipulação da Equação (7), as quais são dadas por:

$$M = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$M^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 1 \\ -1 & 1 & 1 \\ -1 & -2 & 1 \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$M_2 = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (10)$$

Assim, substituindo as matrizes da Equação (7) por M e M_2 e fazendo a pré-multiplicação da equação matricial resultante por (9), pode-se escrever que:

$$[M^{-1}]L_{is}[M] \begin{bmatrix} di_a/dt \\ di_b/dt \\ di_c/dt \end{bmatrix} = [M^{-1}]R_{is}[M_2] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - [M^{-1}][M_2] \begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} + [M^{-1}][M_2] \begin{bmatrix} v_{Ta} \\ v_{Tb} \\ v_{Tc} \end{bmatrix}. \quad (11)$$

Fazendo as multiplicações matriciais apresentadas em (11), a seguinte equação matricial com as equações de estado no referencial estacionário abc é obtida:

$$\begin{bmatrix} di_a/dt \\ di_b/dt \\ di_c/dt \end{bmatrix} = \frac{R_{is}}{3L_{is}} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \frac{1}{3L_{is}} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} + \frac{1}{3L_{is}} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{Ta} \\ v_{Tb} \\ v_{Tc} \end{bmatrix}. \quad (12)$$

Assim, considerando que:

$$I_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$V_{abcN} = \begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$V_{Tabc} = \begin{bmatrix} v_{Ta} \\ v_{Tb} \\ v_{Tc} \end{bmatrix} \quad (15)$$

e

$$M_3 = \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix}, \quad (16)$$

tem-se que as equações de estado podem ser reescritas na forma matricial simplificada da seguinte maneira:

$$\frac{d[I_{abc}]}{dt} = \frac{R_{is}}{3L_{is}}[M_3][I_{abc}] - \frac{1}{3L_{is}}[M_3][V_{abcN}] + \frac{1}{3L_{is}}[M_3][V_{Tabc}]. \quad (17)$$

A transformada do referencial estacionário abc para o referencial estacionário $\alpha\beta 0$ invariante em amplitude (DUESTERHOEFT; SCHULZ; CLARKE, 1951), bem como sua transformada inversa, são dadas por:

$$T_{\alpha\beta 0}^{abc} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$T_{abc}^{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix}. \quad (19)$$

Aplicando a transformada (18) em (17), obtém-se que:

$$T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{d[I_{abc}]}{dt} = T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{R_{is}}{3L_{is}}[M_3][I_{abc}] - T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{1}{3L_{is}}[M_3][V_{abcN}] + T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{1}{3L_{is}}[M_3][V_{Tabc}] \quad (20)$$

$$T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{d[T_{abc}^{\alpha\beta 0} I_{\alpha\beta 0}]}{dt} = T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{R_{is}}{3L_{is}}[M_3][T_{abc}^{\alpha\beta 0} I_{\alpha\beta 0}] - T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{1}{3L_{is}}[M_3][T_{abc}^{\alpha\beta 0} V_{\alpha\beta 0N}] + T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{1}{3L_{is}}[M_3][T_{abc}^{\alpha\beta 0} V_{T\alpha\beta 0}]. \quad (21)$$

Após manipulações matemáticas, chega-se as equações de estado em referencial estacionário $\alpha\beta 0$:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} di_\alpha/dt \\ di_\beta/dt \\ di_0/dt \end{bmatrix} &= \frac{R_{is}}{L_{is}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{is}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha N} \\ v_{\beta N} \\ v_{0N} \end{bmatrix} \\ &+ \frac{1}{L_{is}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{T\alpha} \\ v_{T\beta} \\ v_{T0} \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (22)$$

Considerando que o sistema descrito acima não possui componentes de sequência zero, pode-se representar o modelo em $\alpha\beta$ por:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = -\frac{R_{is}}{L_{is}} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{is}} \begin{bmatrix} v_{\alpha N} \\ v_{\beta N} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{is}} \begin{bmatrix} v_{T\alpha} \\ v_{T\beta} \end{bmatrix}, \quad (23)$$

o que possibilita a análise no domínio vetorial através da seguinte equação:

$$\frac{d}{dt} \vec{i}_{\alpha\beta} = -\frac{R_{is}}{L_{is}} \vec{i}_{\alpha\beta} + \frac{1}{L_{is}} \vec{v}_{\alpha\beta N} - \frac{1}{L_{is}} \vec{v}_{T\alpha\beta}. \quad (24)$$

Aplicando a transformada de Laplace na Equação (24) e isolando $\vec{I}_{\alpha\beta}(s)$, tem-se

$$\left(\frac{R_{is}}{L_{is}} + s \right) \cdot \vec{I}_{\alpha\beta}(s) = \frac{1}{L_{is}} \cdot \vec{V}_{\alpha\beta N}(s) - \frac{1}{L_{is}} \cdot \vec{V}_{T\alpha\beta}(s),$$

$$\vec{I}_{\alpha\beta}(s) = G_s(s) \cdot \vec{V}_{\alpha\beta N}(s) - G_d(s) \cdot \vec{V}_{T\alpha\beta}(s), \quad (25)$$

em que

$$G_s(s) = G_d(s) = \frac{\frac{1}{L_{is}}}{s + \frac{R_{is}}{L_{is}}}. \quad (26)$$

Para efeitos de projeto do controlador proposto, o termo $G_d(s) \vec{V}_{T\alpha\beta}(s)$ deve ser considerado como um distúrbio no sistema de controle e $G_s(s)$ como a planta do sistema, conforme pode ser observado na Figura 19.

Contudo, para mitigar o efeito do distúrbio causado pela tensão $\vec{V}_{T\alpha\beta}(s)$, uma ação *feedforward* pode ser acrescentada após o controlador $C_s(s)$. Ao fazer o procedimento descrito acima (ilustrado na Figura 20), observa-se que a composição da corrente $\vec{I}_{\alpha\beta}(s)$ é dada por:

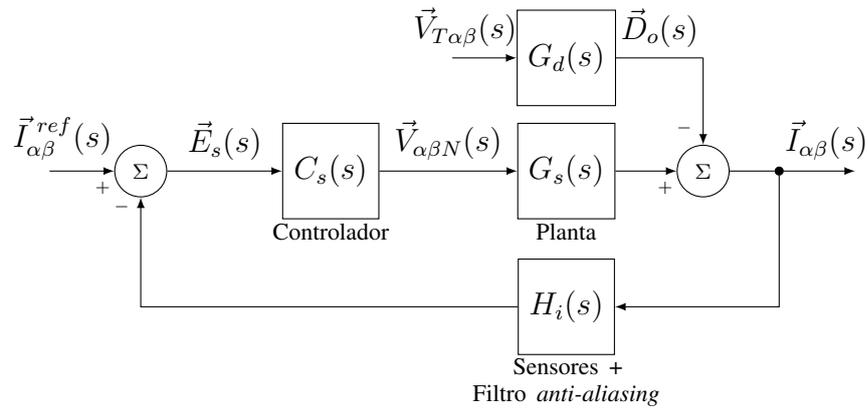
$$\begin{aligned} \vec{I}_{\alpha\beta}(s) &= \left(\vec{E}_s(s) \cdot C_s(s) + \vec{V}_{T\alpha\beta}(s) \right) \cdot G_s(s) - \vec{V}_{T\alpha\beta}(s) \cdot G_d(s) \\ &= \vec{E}_s(s) \cdot C_s(s) \cdot G_s(s) + \vec{V}_{T\alpha\beta}(s) \cdot G_s(s) - \vec{V}_{T\alpha\beta}(s) \cdot G_d(s) \end{aligned} \quad (27)$$

Porém, como $G_s(s) = G_d(s)$, a Equação (27) pode ser simplificada para

$$\vec{I}_{\alpha\beta}(s) = \vec{E}_s(s) \cdot C_s(s) \cdot G_s(s), \quad (28)$$

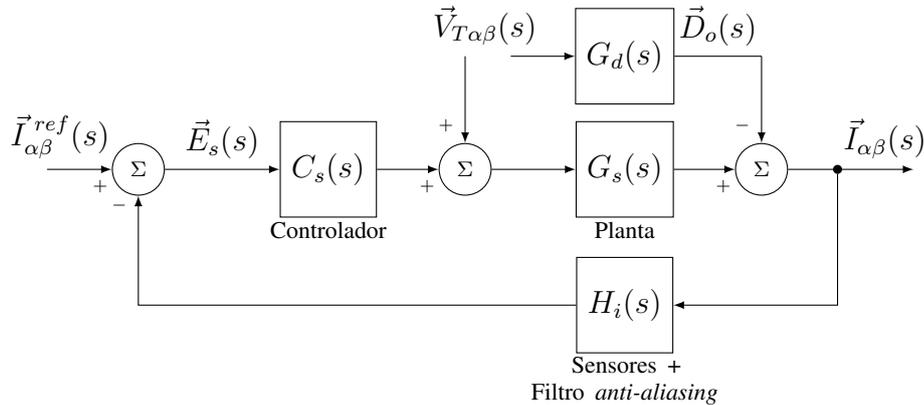
o que comprova que a ação *feedforward* faz com que o distúrbio causado pela variação das tensões sobre os transformadores de acoplamento não afete mais o sistema de controle.

Figura 19 – Diagrama de blocos inicial simplificado do sistema de controle de corrente do conversor série.



Fonte: Próprio autor.

Figura 20 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle de corrente do conversor série com ação *feedforward*.



Fonte: Próprio autor.

2.1.2 Controle do conversor série TL

Devido às características da planta modelada, as correntes sintetizadas no conversor série devem ser senoidais ainda que a carga não linear utilizada demande correntes com conteúdo harmônico. Para garantir robustez no controle dessas correntes, é importante que o controlador projetado apresente alto ganho nas componentes harmônicas requeridas pela carga, de forma que as correntes na rede sejam senoidais. No cenário avaliado nesta tese, a carga utilizada é uma carga padrão determinada pela norma (IEC-62040-3, 1999a). Que se trata de uma carga com uma resistência no lado c.a., uma ponte completa de diodos e um capacitor em paralelo com uma resistência no lado c.c.

Ao avaliar o espectro harmônico de uma das correntes de fase requeridas por essa rede para ela ser senoidal, observa-se que ela apresenta conteúdo harmônico nas componentes de $6k \pm 1$. Portanto, múltiplos controladores ressonantes podem ser utilizados em paralelo para aumentar a precisão do sistema de controle de corrente.

Além disso, de acordo com o princípio do modelo interno (FRANCIS; WONHAM,

1975), um sistema de controle é capaz de seguir sua referência, com erro nulo em regime permanente, quando o modelo matemático do sinal de referência está incluído na função de transferência em malha aberta do sistema de controle. Isso significa que, uma vez que as correntes de referência são sinais senoidais com frequência fundamental, uma forma de obter erro nulo em regime permanente é adicionando no sistema de controle um controlador ressonante atuando na componente fundamental.

As ações ressonantes, se aplicadas isoladamente, tendem a diminuir as margens de estabilidade do sistema. Para contrapor esse efeito, geralmente é acrescida uma ação proporcional em paralelo às ações ressonantes. Essa ação proporcional é utilizada adiante para selecionar a frequência de cruzamento por 0 dB da função de transferência em malha aberta, o que impacta diretamente na banda de passagem do sistema de controle (NETO, 2018).

Conforme descrito em Neto (2018), uma vez que as ações proporcional e ressonante são lineares, torna-se possível projetar a ação proporcional e os múltiplos ressonantes separadamente e utilizar superposição para gerar um controlador único com ganho elevado em múltiplas frequências, desde que os ressonantes atuem em faixas de frequência distintas. Com base nessa característica, Yepes et al. (2010) apresentaram uma metodologia de projeto que consiste em:

1. Modelar e discretizar a planta que se deseja controlar;
2. Ajustar um ganho proporcional (K_p), o qual define o comportamento geral da resposta em frequência do sistema;
3. Acrescentar os controladores ressonantes discretizados em paralelo à ação proporcional;
4. Ajustar os ganhos ressonantes (K_{res}).

Os controladores ressonantes aplicados nesta tese são discretizados utilizando o método "*Backward & Backward + Delay*", apresentando, portanto, a seguinte função de transferência no domínio discreto (YEPES et al., 2010):

$$R_{ih}(z) = T_s \frac{1 - z^{-1}}{1 + (\omega^2 T_s^2 - 2)z^{-1} + z^{-2}}, \quad (29)$$

onde

- T_s : é o período de amostragem do controlador;
- ω : frequência angular do ressonante.

Em que i assume os valores 5, 7, 11, 13 e 17.

2.1.2.1 Sintonia dos ganhos das malhas de controle do conversor série

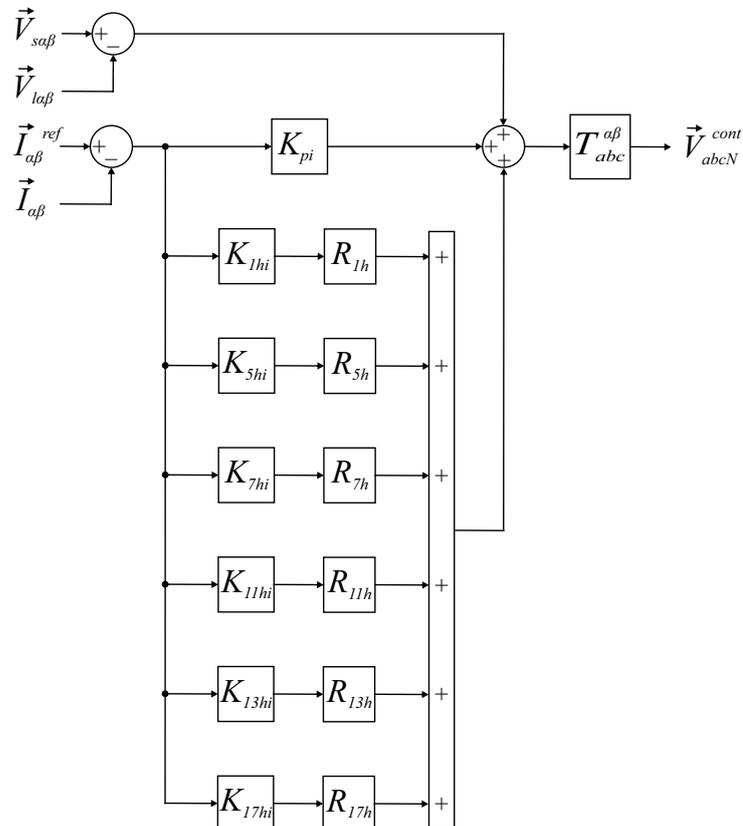
Como critério de projeto, optou-se por utilizar ressonantes que pudessem compensar as componentes harmônicas até a ordem $h = 17$. Portanto, durante o ajuste dos ganhos buscou-se uma frequência de cruzamento por 0 dB (f_{MF}) em torno de

$$f_{MF} > 17 \times 60 \text{ Hz} = 1,02 \text{ kHz}, \quad (30)$$

o que possibilitaria ao controlador sintetizar as correntes desejadas (senoidais de componente fundamental), enquanto rejeitaria distúrbios compostos por harmônicas de 5^a , 7^a , 11^a , 13^a e 17^a ordens. Adicionalmente, optou-se por sintonizar os ganhos do controlador de modo a obter uma margem de fase $MF > 40,0^\circ$ e margem de ganho positiva, o que garantiria operação estável do sistema.

Com base no critério de projeto discutido acima e na necessidade do uso da ação *feedforward* ($\vec{V}_{s\alpha\beta}(s) - \vec{V}_{l\alpha\beta}(s)$), a estrutura de controle utilizada para controlar a corrente de saída do conversor série é apresentada na Figura 21. Os ganhos utilizados estão apresentados na Tabela 6. O diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta do sistema de controle indica que o sistema é estável (Figura 22).

Figura 21 – Diagrama de blocos da estrutura de controle do conversor série.

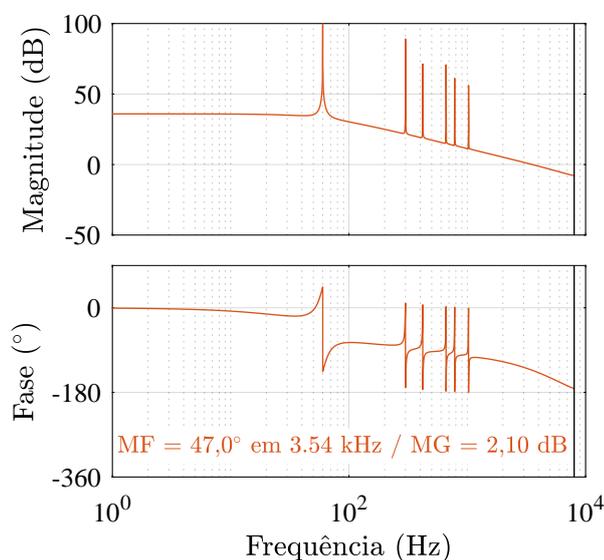


Fonte: o autor (2020).

Tabela 6 – Ganhos do controle série para o controle de corrente da rede.

Ganho	Valor
K_{pi}	5
K_{1hi} (60Hz)	500
K_{5hi} (300Hz)	200
K_{7hi} (420Hz)	200
K_{11hi} (660Hz)	200
K_{13hi} (780Hz)	200
K_{17hi} (1020Hz)	200

Figura 22 – Diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta do sistema de controle da corrente do conversor série.



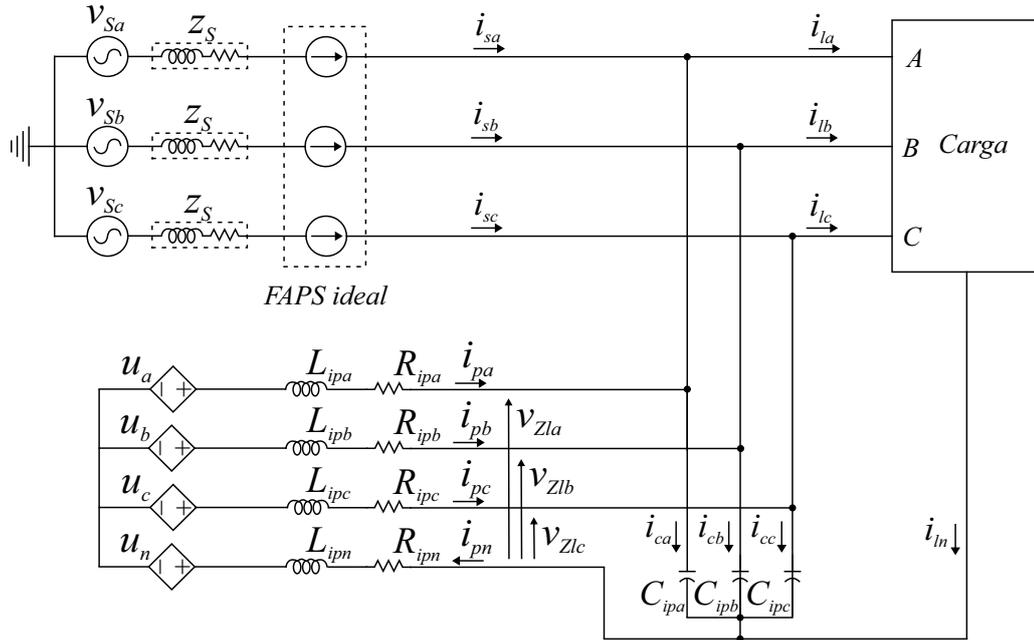
Fonte: o autor (2020).

2.2 MODELAGEM E CONTROLE DO VSI OPERANDO COMO FONTE DE TENSÃO PARA O FAPP

2.2.1 Modelagem do circuito alimentado pelo conversor paralelo *FL*

Na Figura 23, é apresentado o conversor *FL* conectado a um sistema trifásico, onde o neutro da carga está conectado na interligação dos capacitores e na saída do quarto braço do conversor. Considera-se que o FAPS é ideal, isto é, correntes da rede elétrica trifásicas equilibradas e balanceadas. Na Figura 23, é mostrado todo sistema, onde nos terminais do conversor se tem o filtro passivo, composto por indutâncias e capacitâncias (filtro *LC*). Este filtro faz o acoplamento do conversor com a rede e carga. A resistência é devido a resistividade do fio que compõem o indutor.

Aplica-se as leis das malhas de Kirchhoff para o circuito que percorra as malhas das fases de saída do conversor e que também percorra pela carga e retorne para o ponto *n*, ou seja,

Figura 23 – Representação do inversor *FL* conectado a quatro fios.

para a saída do quarto braço do conversor. Assim, determina-se as seguintes equações:

$$u_{an} - R_{ipa} \cdot i_{pa} - L_{ipa} \frac{di_{pa}}{dt} - v_{Zla} - R_{ipn} \cdot i_{pn} - L_{ipn} \frac{di_{pn}}{dt} = 0 \quad (31)$$

$$u_{bn} - R_{ipb} \cdot i_{pb} - L_{ipb} \frac{di_{pb}}{dt} - v_{Zlb} - R_{ipn} \cdot i_{pn} - L_{ipn} \frac{di_{pn}}{dt} = 0 \quad (32)$$

$$u_{cn} - R_{ipc} \cdot i_{pc} - L_{ipc} \frac{di_{pc}}{dt} - v_{Zlc} - R_{ipn} \cdot i_{pn} - L_{ipn} \frac{di_{pn}}{dt} = 0. \quad (33)$$

Empregando a lei dos nós de Kirchhoff para as correntes da carga e, similarmente, para a interligação entre os capacitores e o neutro, obtém-se que:

$$i_{la} + i_{lb} + i_{lc} = i_{ln} \quad (34)$$

$$i_{pn} = i_{ca} + i_{cb} + i_{cc} + i_{ln}. \quad (35)$$

As correntes nas cargas são dadas por:

$$i_{la} = i_{pa} - i_{ca} + i_{sa} \quad (36)$$

$$i_{lb} = i_{pb} - i_{cb} + i_{sb} \quad (37)$$

$$i_{lc} = i_{pc} - i_{cc} + i_{sc}, \quad (38)$$

onde:

- $i_{pa,b,c}$: corrente da saída do conversor paralelo na fase *a*, *b* ou *c*;
- $i_{la,b,c}$: corrente da carga na fase *a*, *b* ou *c*;
- $i_{sa,b,c}$: corrente da rede elétrica na fase *a*, *b* ou *c*.

Somando as (36), (37) e (38), chega-se a:

$$i_{pa} + i_{pb} + i_{pc} = i_{la} + i_{lb} + i_{lc} + i_{ca} + i_{cb} + i_{cc} - i_{sa} - i_{sb} - i_{sc}. \quad (39)$$

Considerando que o filtro ativo série é ideal, ou seja, correntes da rede equilibradas e balanceadas, e substituindo (34) e (35) em (39), implica:

$$i_{pa} + i_{pb} + i_{pc} = i_{pn}. \quad (40)$$

Considera-se que:

$$R_{ipa} = R_{ipb} = R_{ipc} = R_{ip}, \quad (41)$$

$$L_{ipa} = L_{ipb} = L_{ipc} = L_{ip}, \quad (42)$$

$$C_{ipa} = C_{ipb} = C_{ipc} = C_{ip}. \quad (43)$$

Somando as (31), (32) e (33) e substituindo em (40), chega-se a:

$$R_{ip} \cdot i_{pn} + L_{ip} \frac{di_{pn}}{dt} = \frac{1}{4}(u_{an} + u_{bn} + u_{cn}) - \frac{1}{4}(v_{zla} + v_{zlb} + v_{zlc}). \quad (44)$$

Aplicando (44) em (31), (32) e (33), obtêm-se as equações de estado na forma matricial, dadas por:

$$\begin{bmatrix} di_{ap}/dt \\ di_{bp}/dt \\ di_{cp}/dt \end{bmatrix} = \frac{R_{ip}}{L_{ip}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{bp} \\ i_{cp} \end{bmatrix} + \frac{1}{4L_{ip}} \begin{bmatrix} 3 & -1 & -1 \\ -1 & 3 & -1 \\ -1 & 1 & -3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{an} \\ u_{bn} \\ u_{cn} \end{bmatrix} - \frac{1}{4L_{ip}} \begin{bmatrix} 3 & -1 & -1 \\ -1 & 3 & -1 \\ -1 & 1 & -3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{zla} \\ v_{zlb} \\ v_{zlc} \end{bmatrix}. \quad (45)$$

Aplicando as transformadas (18) e (19) da mesma maneira que foi realizado anteriormente, chega-se às equações de estado em referencial $\alpha\beta 0$ estacionário, dadas por:

$$\begin{bmatrix} di_{p\alpha}/dt \\ di_{p\beta}/dt \\ di_{p0}/dt \end{bmatrix} = \frac{R_{ip}}{L_{ip}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{p\alpha} \\ i_{p\beta} \\ i_{p0} \end{bmatrix} + \frac{1}{4L_{ip}} \begin{bmatrix} 4 & 0 & 0 \\ 0 & 4 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{\alpha n} \\ u_{\beta n} \\ u_{0n} \end{bmatrix} - \frac{1}{4L_{ip}} \begin{bmatrix} 4 & 0 & 0 \\ 0 & 4 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{z\ell\alpha} \\ v_{z\ell\beta} \\ v_{z\ell 0} \end{bmatrix}. \quad (46)$$

Considerando que o sistema descrito em (46) pode ser representado em $\alpha\beta$ por:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{p\alpha} \\ i_{p\beta} \end{bmatrix} = -\frac{R_{ip}}{L_{ip}} \begin{bmatrix} i_{p\alpha} \\ i_{p\beta} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{ip}} \begin{bmatrix} u_{\alpha n} \\ u_{\beta n} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{ip}} \begin{bmatrix} v_{z\ell\alpha} \\ v_{z\ell\beta} \end{bmatrix}, \quad (47)$$

a qual pode ser analisada no domínio vetorial através da seguinte equação:

$$\frac{d}{dt} \vec{i}_{p\alpha\beta} = -\frac{R_{ip}}{L_{ip}} \vec{i}_{p\alpha\beta} + \frac{1}{L_{ip}} \vec{u}_{\alpha\beta n} - \frac{1}{L_{ip}} \vec{v}_{Zl\alpha\beta}; \quad (48)$$

e

$$\frac{d}{dt} i_{p0} = -\frac{R_{ip}}{L_{ip}} i_{p0} + \frac{1}{4L_{ip}} u_{0n} - \frac{1}{4L_{ip}} v_{Zp0}. \quad (49)$$

Aplicando a transformada de Laplace na Equação (48), enquanto isolando $\vec{I}_{p\alpha\beta}(s)$, tem-se

$$\vec{I}_{p\alpha\beta}(s) = G_p(s) \cdot \vec{U}_{\alpha\beta n}(s) - G_{d2}(s) \cdot \vec{V}_{Zl\alpha\beta}(s), \quad (50)$$

em que

$$G_p(s) = G_{d2}(s) = \frac{\frac{1}{L_{ip}}}{s + \frac{R_{ip}}{L_{ip}}}. \quad (51)$$

Para efeitos de projeto do controlador proposto, o termo $G_{d2}(s) \vec{V}_{Zl\alpha\beta}(s)$ deve ser considerado como um distúrbio no sistema de controle e $G_p(s)$ como a planta do sistema, que tem como saída a corrente do inversor paralelo.

Por outro lado, aplicando a transformada de Laplace na Equação (49), enquanto isolando $I_{p0}(s)$, tem-se

$$I_{p0}(s) = G_{p0}(s) \cdot U_{0n}(s) - G_{d0}(s) \cdot V_{Zl0}(s), \quad (52)$$

em que

$$G_{p0}(s) = G_{d0}(s) = \frac{\frac{1}{4L_{ip}}}{s + \frac{R_{ip}}{L_{ip}}}. \quad (53)$$

Para efeitos de projeto do controlador proposto, o termo $G_{d2}(s) \vec{V}_{Zl0}(s)$ deve ser considerado como um distúrbio no sistema de controle e $G_{p0}(s)$ como a planta do sistema, que tem como saída a corrente de sequência zero do inversor paralelo.

Neste modelo, o objetivo é controlar o conversor como fonte de tensão, então precisa-se do modelo das equações de estado relacionando as tensões de saída do conversor com as tensões após o filtro LC . Portanto empregando as equações de tensões no capacitor de saída do filtro consegue-se as equações de tensões da carga, pois a tensão sobre o capacitor trata-se da mesma tensão da carga. A corrente do capacitor é dada a seguir por:

$$i_{ca,b,c} = C \frac{dv_{ca,b,c}}{dt}, \quad (54)$$

e matricialmente tem-se que:

$$\begin{bmatrix} dv_{ca}/dt \\ dv_{cb}/dt \\ dv_{cb}/dt \end{bmatrix} = \frac{1}{C} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ca} \\ i_{cb} \\ i_{cc} \end{bmatrix}. \quad (55)$$

A corrente do capacitor $i_{ca,b,c}$ é dada por:

$$i_{ca} = i_{pa} - i_{la} + i_{sa} \quad (56)$$

$$i_{cb} = i_{pb} - i_{lb} + i_{sb} \quad (57)$$

$$i_{cc} = i_{pc} - i_{lc} + i_{sc}, \quad (58)$$

Aplicando as transformadas (18) e (19) em (55):

$$T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{d[T_{abc}^{\alpha\beta 0} V_{c\alpha\beta 0}]}{dt} = T_{\alpha\beta 0}^{abc} \frac{1}{C} [I][T_{abc}^{\alpha\beta 0} I_{c\alpha\beta 0}], \quad (59)$$

chega-se a seguinte equação em referencial estacionário $\alpha\beta 0$:

$$\begin{bmatrix} dv_{c\alpha}/dt \\ dv_{c\beta}/dt \\ dv_{c0}/dt \end{bmatrix} = \frac{1}{C} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{c\alpha} \\ i_{c\beta} \\ i_{c0} \end{bmatrix}. \quad (60)$$

As correntes do capacitor no referencial $\alpha\beta 0$ são:

$$i_{c\alpha} = i_{p\alpha} - i_{l\alpha} + i_{s\alpha} \quad (61)$$

$$i_{c\beta} = i_{p\beta} - i_{l\beta} + i_{s\beta} \quad (62)$$

$$i_{c0} = i_{p0} - i_{l0} + i_{s0}, \quad (63)$$

onde:

- $i_{p\alpha,\beta,0}$: corrente da saída do inversor paralelo de eixo α , β ou 0 ;
- $i_{l\alpha,\beta,0}$: corrente da carga de eixo α , β ou 0 ;
- $i_{s\alpha,\beta,0}$: corrente da rede elétrica de eixo α , β ou 0 .

Neste contexto, aplicando a transformada de Laplace nas equações acima, tem-se

$$\vec{V}_{c\alpha\beta}(s) = \frac{1}{sC} \cdot \vec{I}_{p\alpha\beta} - \frac{1}{sC} \cdot \vec{I}_{l\alpha\beta} + \frac{1}{sC} \cdot \vec{I}_{s\alpha\beta} \quad (64)$$

e

$$V_{c0}(s) = \frac{1}{sC} \cdot I_{p0} - \frac{1}{sC} \cdot I_{l0} + \frac{1}{sC} \cdot I_{s0}. \quad (65)$$

As Equações (64) e (65) podem ser manipuladas de modo a isolar $\vec{I}_{p\alpha\beta}$ e I_{p0} . Ao fazer isso obtém-se:

$$\vec{I}_{p\alpha\beta} = sC \cdot \vec{V}_{c\alpha\beta}(s) + \vec{I}_{l\alpha\beta} - \vec{I}_{s\alpha\beta} \quad (66)$$

e

$$I_{p0} = sC \cdot V_{c0}(s) + I_{l0} - I_{s0}. \quad (67)$$

Portanto, ao igualar as equações (66) e (67) com (50) e (52), tem-se:

$$sC \cdot \vec{V}_{c\alpha\beta}(s) + \vec{I}_{l\alpha\beta} - \vec{I}_{s\alpha\beta} = G_p(s) \cdot \vec{U}_{\alpha\beta n}(s) - G_{d2}(s) \cdot \vec{V}_{Zl\alpha\beta}(s) \quad (68)$$

e

$$sC \cdot V_{c0}(s) + I_{l0} + I_{s0} = G_{p0}(s) \cdot U_{0n}(s) - G_{d0}(s) \cdot V_{Zl0}(s). \quad (69)$$

Como $\vec{V}_{c\alpha\beta}(s) = \vec{V}_{Zl\alpha\beta}(s)$ e $V_{c0}(s) = V_{Zl0}(s)$, as equações acima podem ser manipuladas de modo a obter:

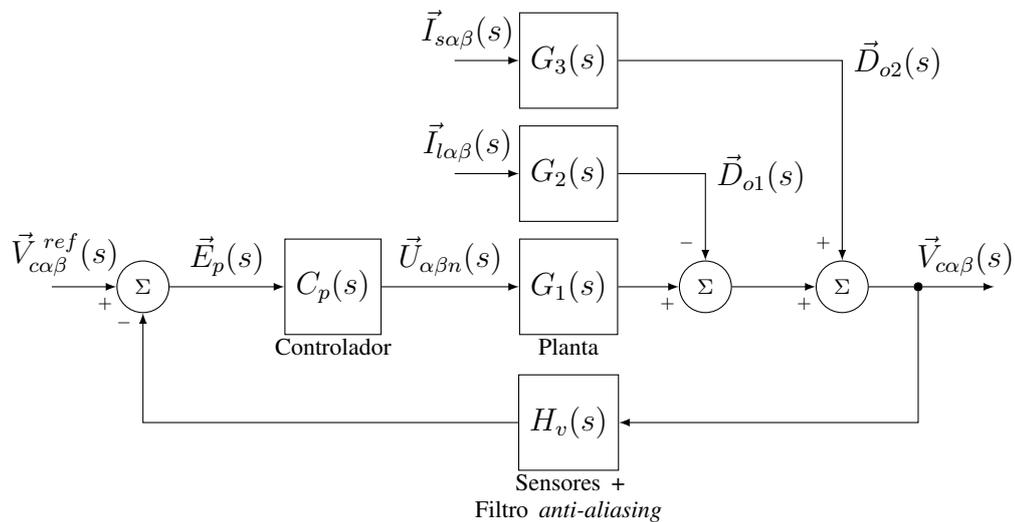
$$\vec{V}_{c\alpha\beta}(s) = \underbrace{\frac{G_p(s)}{(sC + G_{d2}(s))}}_{G_1(s)} \cdot \vec{U}_{\alpha\beta n}(s) - \underbrace{\frac{1}{(sC + G_{d2}(s))}}_{G_2(s)} \cdot \vec{I}_{l\alpha\beta} + \underbrace{\frac{1}{(sC + G_{d2}(s))}}_{G_3(s)} \cdot \vec{I}_{s\alpha\beta} \quad (70)$$

e

$$V_{c0}(s) = \underbrace{\frac{G_{p0}(s)}{(sC + G_{d0}(s))}}_{G_4(s)} \cdot U_{0n}(s) - \underbrace{\frac{1}{(sC + G_{d0}(s))}}_{G_5(s)} \cdot I_{l0} + \underbrace{\frac{1}{(sC + G_{d0}(s))}}_{G_6(s)} \cdot I_{s0}. \quad (71)$$

Para efeitos de projeto do controlador proposto, para as componentes α e β , os sinais $\vec{I}_{l\alpha\beta} \cdot G_2(s)$ e $\vec{I}_{s\alpha\beta} \cdot G_3(s)$ devem ser observados como distúrbios na saída e $G_1(s)$ é analisado como planta do sistema, conforme pode ser observado na Figura 24. O diagrama de blocos simplificado do sistema de controle de tensão para componente de sequência zero é exibido na Figura 25.

Figura 24 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle de tensão do conversor paralelo.

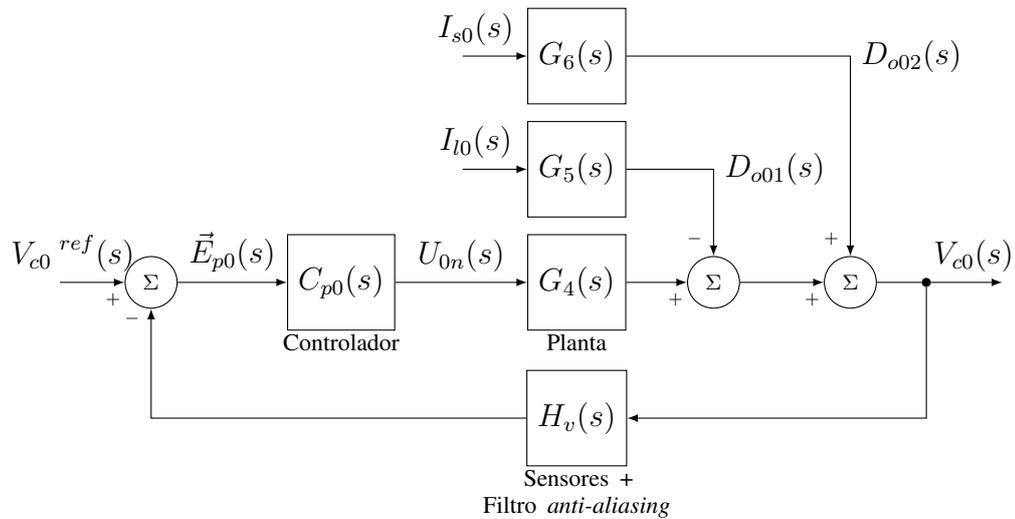


Fonte: Próprio autor.

2.2.2 Controle do conversor paralelo FL

Uma vez que os capacitores do filtro de saída do conversor paralelo estão em paralelo com a carga, as tensões geradas sobre esses capacitores devem ser senoidais. Para garantir robustez no controle dessas tensões, é importante que o controlador projetado apresente alto ganho nas

Figura 25 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle de tensão homopolar do conversor paralelo.



Fonte: Próprio autor.

componentes harmônicas requeridas pela corrente da carga (NETO, 2018). No cenário avaliado nesta tese, a carga utilizada é uma carga não linear determinada pela norma (IEC-62040-3, 1999a).

Ao avaliar a *THD* das correntes para essa carga, observa-se que ela apresenta alto conteúdo harmônico nas componentes de ordens 3^a , 5^a , 7^a e 9^a . Portanto, múltiplos controladores ressonantes podem ser utilizados em paralelo para aumentar a robustez do sistema de controle, sendo eles sintonizados nessas componentes harmônicas.

Além disso, conforme discutido na Subseção 2.1.2 para o conversor série, um sistema de controle é capaz de seguir sua referência, com erro nulo em regime permanente, quando o modelo matemático do sinal de referência está incluído na função de transferência em malha aberta do sistema de controle (FRANCIS; WONHAM, 1975). Isso significa que, uma vez que as tensões de referência são sinais senoidais com frequência fundamental, a solução mais adequada para garantir o seguimento a referência é um controlador ressonante atuando na componente fundamental.

Os controladores ressonantes aplicados nesta tese são discretizados utilizando o método "*Backward & Backward + Delay*", apresentando, portanto, a seguinte função de transferência no domínio discreto (YEPES et al., 2010):

$$R_{ih}(z) = T_s \frac{1 - z^{-1}}{1 + (\omega^2 T_s^2 - 2)z^{-1} + z^{-2}}, \quad (72)$$

onde

- T_s : é o período de amostragem do controlador;
- ω : frequência angular do ressonante.

Em que i assume os valores 3, 5, 7, e 9.

2.2.2.1 Sintonia dos ganhos das malhas de controle do conversor paralelo

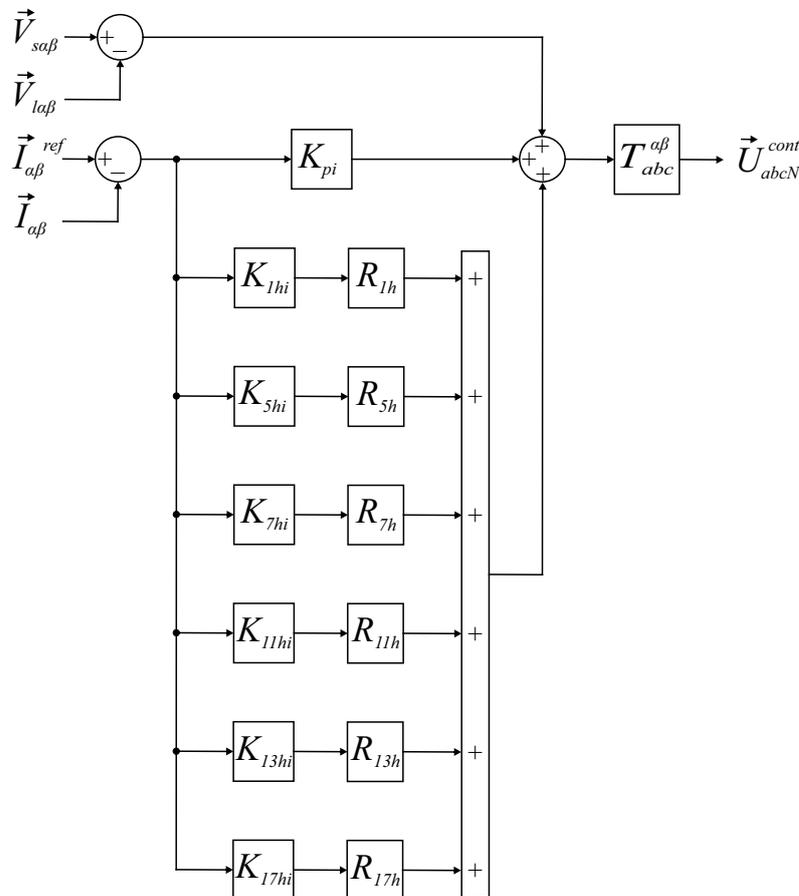
A estrutura de controle utilizada para o conversor paralelo está apresentada na Figura 26. Para sintonizar os ganhos dos controladores, primeiramente a sintonia foi feita utilizando apenas um controlador proporcional, o qual vai definir o comportamento geral do sistema de controle.

O ganho proporcional (K_{pv}) foi sintonizado manualmente, de modo que foi ajustado o maior ganho proporcional possível, de modo que a modulação *PWM* operasse em um regime linear, conforme apresentado por Azevedo (2007). O limite de operação para o *SVPWM* (*Space Vector Pulse Width Modulation* ou *PWM* vetorial) é de $V_{cc}/\sqrt{3}$. Com base nos resultados de simulação (Figura 27), foi selecionado $K_{pv} = 1$.

Como critério de projeto, optou-se por utilizar ressonantes que pudessem garantir erro nulo estacionário nas componentes harmônicas de ordem 3^a , 5^a , 7^a e 9^a , e um ressonante para garantir o seguimento da tensão de referência (frequência fundamental). Para essa sintonia, buscou-se aplicar um ganho K_{1hv} para o controlador ressonante sintonizado na frequência fundamental e um ganho K_{nhv} único para os demais ressonantes.

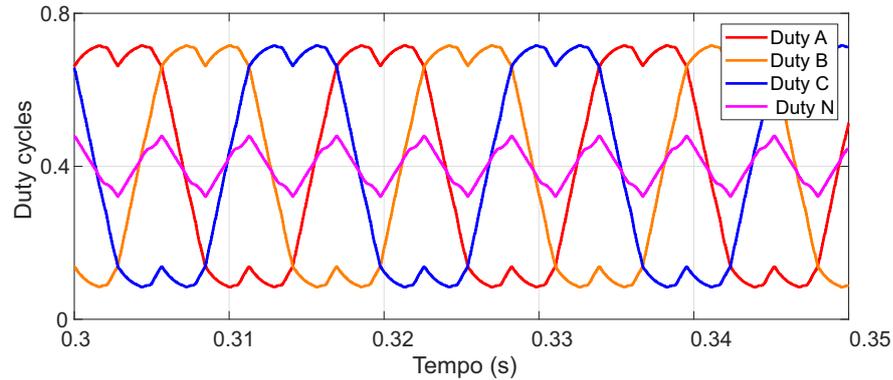
A sintonia dos ganhos ressonantes foi feita através de ajuste manual avaliando a *THD* das

Figura 26 – Diagrama de blocos da estrutura de controle do conversor paralelo.



Fonte: o autor (2020).

Figura 27 – Razões cíclicas do conversor paralelo quando usado apenas um ganho proporcional K_{pv} .



Fonte: Próprio autor.

tensões de saída, buscando que elas atendessem os limites especificados em norma. Os valores de K_{pv} , K_{1hv} e K_{nhv} utilizados para obtenção dos resultados experimentais e de simulação (para os eixos α , β e 0) estão indicados na Tabela 7.

Tabela 7 – Ganhos do controle paralelo para o controle de tensão da carga.

Ganho	Valor
K_{pv}	1
K_{1hv} (60Hz)	2
K_{3hv} (180Hz)	20
K_{5hv} (300Hz)	20
K_{7hv} (420Hz)	20
K_{9hv} (540Hz)	20

2.3 GERAÇÃO DE REFERÊNCIAS

Para um funcionamento apropriado dessa *UPS*, dentre outras premissas é indispensável detectar a fase da componente de tensão da rede e ter uma geração adequada das tensões e correntes de referência para o controle. Portanto, são necessários algoritmos para efetuar essas funções. O *PLL* (*Phase Locked Loop*) é um sistema de sincronização, que tem por função gerar um sinal com frequência e fase instantâneas em sincronismo com o sinal amostrado a partir de um sinal de entrada.

Para a geração de referências de tensões e correntes senoidais e equilibradas é utilizada uma estratégia que é denominada de *Balanced Positive-Sequence Control* (RODRIGUEZ et al., 2007; RODRIGUEZ et al., 2010). Essa estratégia necessita da determinação da componente de sequência positiva da tensão da rede elétrica com precisão (AZEVEDO, 2011).

Existe várias maneiras de obter a componente fundamental de uma tensão trifásica. Neste estudo, foi utilizado o sistema para detectar a componente de sequência positiva das

tensões denominado *Dual Second Order Generalized Integrator - Frequency-Locked Loop (DSOGI-FLL)* (AZEVEDO, 2011; RODRIGUEZ et al., 2007). Os *SOGIs* são adequados para utilização com as *UPS* interativas com a rede, pois não necessitam de transformações de coordenadas para eixos síncronos. O *DSOGI-FLL* é executado em referencial $\alpha\beta$ estacionário, assim, cálculos trigonométricos são evitados, diminuindo o esforço computacional. Este método é facilmente integrado a sistemas de controle de geração de sinais de correntes e tensões senoidais (AZEVEDO, 2011).

Neste método há a geração de sinais em quadratura, que apresenta uma melhora no desempenho dinâmico do *PLL* (CIOBOTARU; TEODORESCU; BLAABJERG, 2006). Há diversos sistemas que podem gerar esses sinais de tensões em quadratura. As saídas em quadratura são sinais com amplitude e frequência da componente fundamental do sinal de entrada, que desempenha uma propriedade de filtragem das componentes harmônicas de maior ordem, podendo se caracterizar com um filtro passa-baixa.

Na análise de sistemas trifásicos desequilibrados, Fortescue (1918) inseriu um novo conceito de componentes simétricas. Em seguida Lyon (1937) desenvolveu esse conceito para o domínio do tempo. A componente de sequência positiva pode ser visualizada para um vetor de tensão qualquer, no domínio do tempo, sendo dada por:

$$V^+ = [T^+]V^T, \quad (73)$$

onde V e o $[T]$ são dados por:

$$V = [v_a \ v_b \ v_c] \quad (74)$$

e

$$T^+ = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ \alpha^2 & 1 & \alpha \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix}, \quad (75)$$

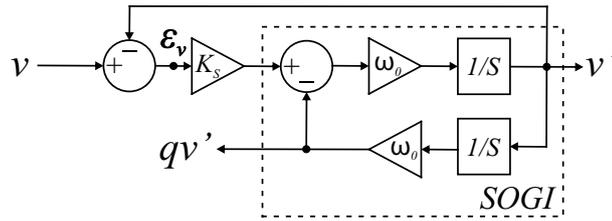
onde $\alpha = e^{2\pi/3}$.

Aplicando a transformada (18) na Equação (73), temos que:

$$V_{\alpha\beta}^+ = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -q \\ q & 1 \end{bmatrix} V_{\alpha\beta}, \quad (76)$$

onde $q = e^{j\frac{\pi}{2}}$. Pode ser notado, na Equação (76), que a componente homopolar não aparece na sequência positiva e que nos sinais dos vetores surgem uma componente com o deslocamento de fase em 90° , devido ao elemento q . A geração de sinais em quadratura para sistemas elétricos pode ser realizada com a utilização do *SOGI*.

O bloco *SOGI* pode ser associado a alguns elementos, formando-se assim, o *SOGI-QSG* (*Quadrature signal Generated*), mostrado na Figura 28. Nesta configuração, o *SOGI* é utilizado,

Figura 28 – Configuração *SOGI-QSG*.

Fonte: Adaptado de Rodriguez et al. (2007)

sendo que há um acréscimo de um ganho K_s e uma realimentação externa negativa para o sinal de entrada. Este bloco pode ser analisado através de suas funções de transferência apresentadas, associadas às suas duas saídas:

$$D(s) = \frac{V'(s)}{V(s)} = \frac{K_s \omega_0 s}{s^2 + K_s \omega_0 s + \omega_0^2} \quad (77)$$

e

$$Q(s) = \frac{qV'(s)}{V(s)} = \frac{K_s \omega_0^2}{s^2 + K_s \omega_0 s + \omega_0^2}, \quad (78)$$

onde ω_0 é a frequência de ressonância e K_s é o fator de amortecimento.

Com a substituição $s = j\omega$ nestas funções de transferência, os diagramas de Bode de módulo e fase para as duas saídas podem ser traçados. As análises destes diagramas permite a obtenção de conclusões sobre este bloco. Na Figura 29, são apresentados os diagramas de Bode referentes às saídas do *SOGI-QSG*. A frequência fundamental do sinal de entrada, neste exemplo, é de 60 Hz e o $K_s = 1$. Pode ser notado que $D(s)$ tem um comportamento de um filtro passa-faixa e que $Q(s)$ comporta-se com um filtro passa-baixa. Na Figura 29, pode ser visto que existe uma diferença de fase de 90° entre os sinais, que independe da frequência do sinal de entrada. Assim, esse comportamento torna-se ideal para geração de sinais em quadratura.

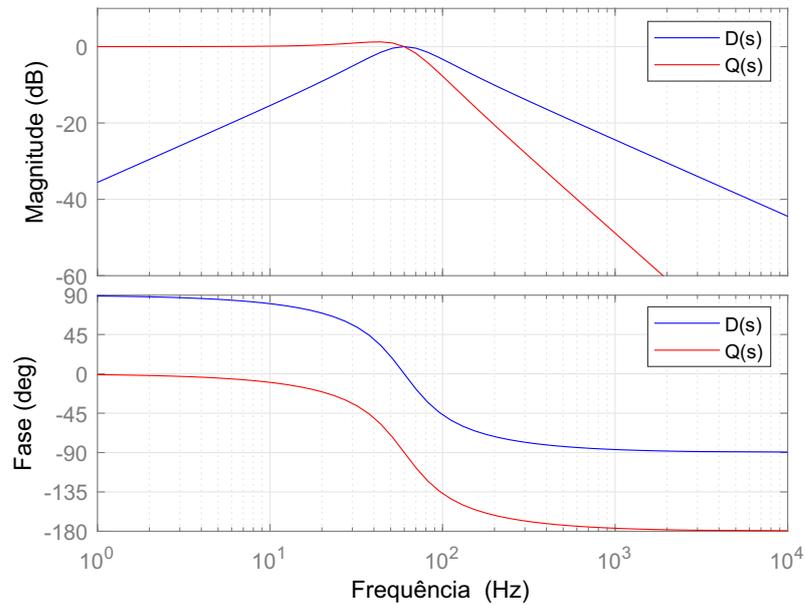
Os sinais de saída do *SOGI* serão de amplitudes iguais apenas quando a frequência de ressonância deste sinal for igual a ω_0 , assim, a frequência de ressonância do *SOGI-QSG* deve seguir a frequência das tensões da rede elétrica. Isso é realizado por uma *FLL*, que é apresentada na Figura 30 (RODRIGUEZ et al., 2007; AZEVEDO, 2011).

A relação entre os sinais v , qv' e o erro ϵ_v , pode ser vista para o entendimento do comportamento da *FLL*. A função de transferência que relaciona o erro ϵ_v com o sinal qv' é:

$$E(s) = \frac{\epsilon_v}{V(s)} = \frac{s^2 + \omega_0^2}{s^2 + K_s \omega_0 s + \omega_0^2}. \quad (79)$$

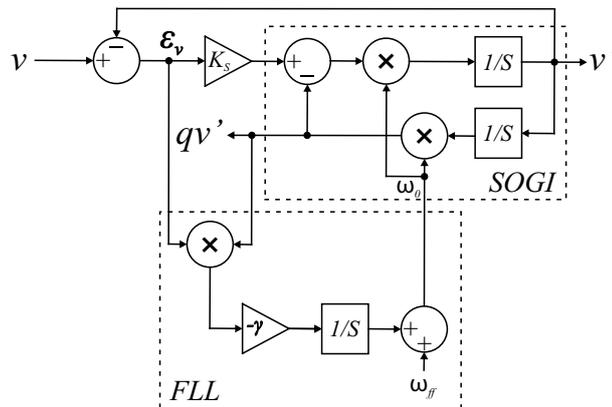
Com isso, pode-se traçar os diagramas de Bode de módulo e fase desta função de transferência e visualizar o comportamento do sistema em decorrência da utilização da estrutura *FLL*.

Como pode ser notado na Figura 31, o sinal de erro do *FLL* é fornecido pelo produto entre os valores de ϵ_v e qv' . Pode ser observado que para $\omega < \omega'$ os ângulos de fase são iguais a

Figura 29 – Diagrama de Bode para as funções de transferência $D(s)$ e $Q(s)$.

Fonte: o autor (2020).

Figura 30 – SOGI com adaptação de frequência (FLL).

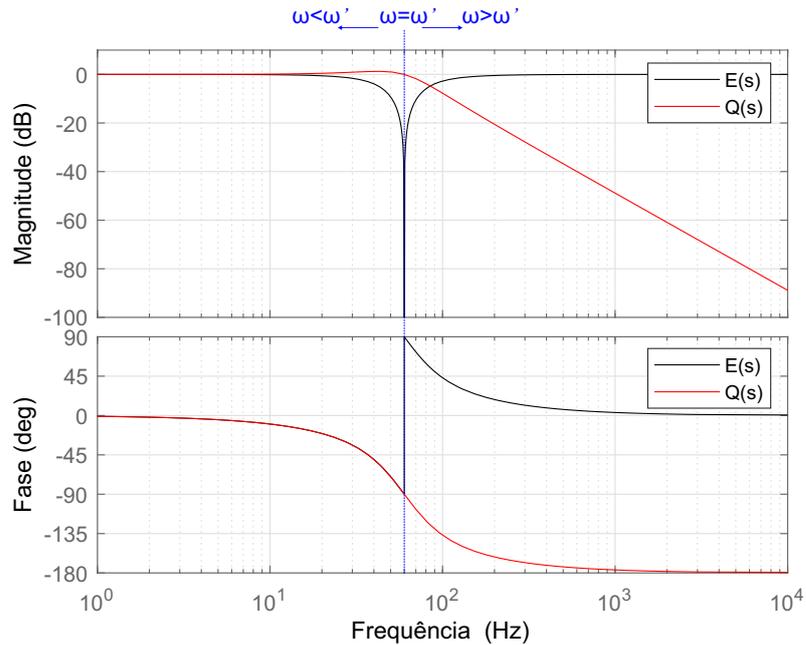


Adaptado de Rodriguez et al. (2007).

0° , o que mostra que o erro médio do *FLL* é positivo. Quando $\omega = \omega'$, o sinal de erro ϵ_v é nulo. Entretanto para $\omega > \omega'$, os sinais de ϵ_v e qv' estão com uma defasagem de 180° e, portanto, o valor médio do erro será negativo. Assim, o ganho de γ deve ser negativo para forçar o erro ϵ_f a ir para zero por meio da variação de frequência de ressonância dos *SOGI* e, portanto fazendo com que esse valor convirja para a frequência do sinal de entrada, assim como, o valor da frequência da rede é adicionada a *FLL* um sinal de *feedforward* (ω_{ff}), com o intuito de acelerar a sincronização (AZEVEDO, 2011). O valor de $\gamma = -0,281$ foi utilizado neste trabalho. Se este ganho γ for positivo, existirá uma realimentação positiva e conduzirá o sistema à instabilidade.

Para se obter as componentes de sequência positiva em referencial estacionário $\alpha\beta$ na Equação (76), é necessária a utilização de dois *SOGIs* (*Dual SOGI - DSOGI*). Um para obtenção de v'_α e qv'_α e outro para v'_β e $-qv'_\beta$. Ao utilizar um sistema de eixos estacionários em $\alpha\beta$ as

Figura 31 – Diagrama de Bode para as funções de transferência $E(s)$ e $Q(s)$.



Fonte: o autor (2020).

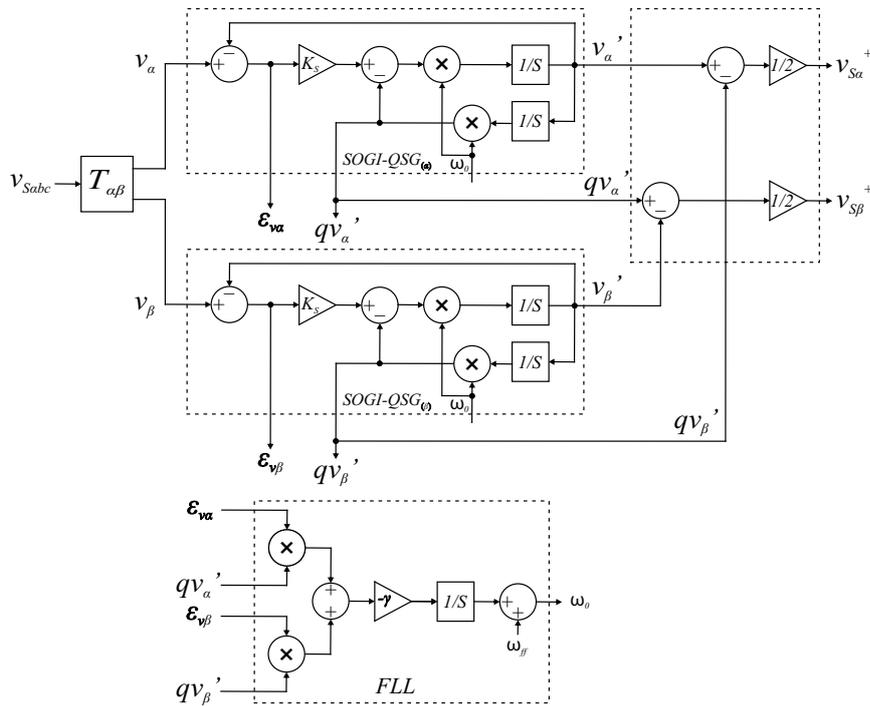
frequências dos sinais de entrada são iguais, então o *DSOGI* pode utilizar um único sinal de erro de uma única *FLL*. Na Figura 32, é visto o sistema de forma completa. Primeiramente, é realizada a transformada (18) nas tensões da rede, obtendo o sistema em $\alpha\beta$. Depois disso, a transformação correspondente ao *SOGI-QSG* é usada para cada eixo de tensão, assim, obtendo os sinais de cada componente de tensão em quadratura. Por fim, é efetuada a extração da componente de sequência positiva.

O *PLL* utilizado encontra-se localizado após a transformada de v_{α}^{+} e v_{β}^{+} para o eixo em referencial síncrono *dq* utilizando a Equação (46), assim, se obtém o ângulo θ da rede elétrica. Na Figura 33 é mostrado o *PLL* utilizado, sintonizado para resultar em uma faixa de passagem de $20Hz$, a partir da aplicação dos ganhos $K_p = 2$ e $K_i = 88$.

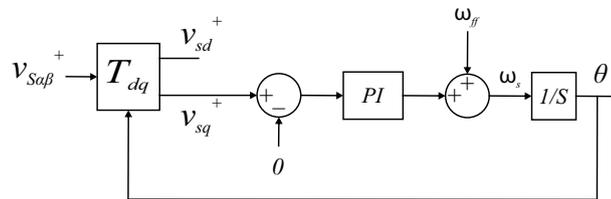
Se a *UPS* encontra-se com as tensões dentro dos padrões, ou seja, apresenta-se no modo conectada à rede (*standby*), as tensões de referência do controle recebe os valores abaixo em referencial $\alpha\beta 0$, dado pela Equação (80). Se a *UPS* está em modo de *backup* recebem as referências da Equação (81), onde $V_{nom} = 127V$, desta maneira, os sinais de referência de tensões senoidais são gerados para o controle paralelo.

$$V_{\alpha\beta 0}^{ref} = \begin{bmatrix} v_{sd}^{+} \cos(\theta) \\ v_{sd}^{+} \text{sen}(\theta) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (80)$$

Figura 32 – DSOGI-FLL com extração da componente de sequência positiva.



Adaptado de Rodriguez et al. (2007).

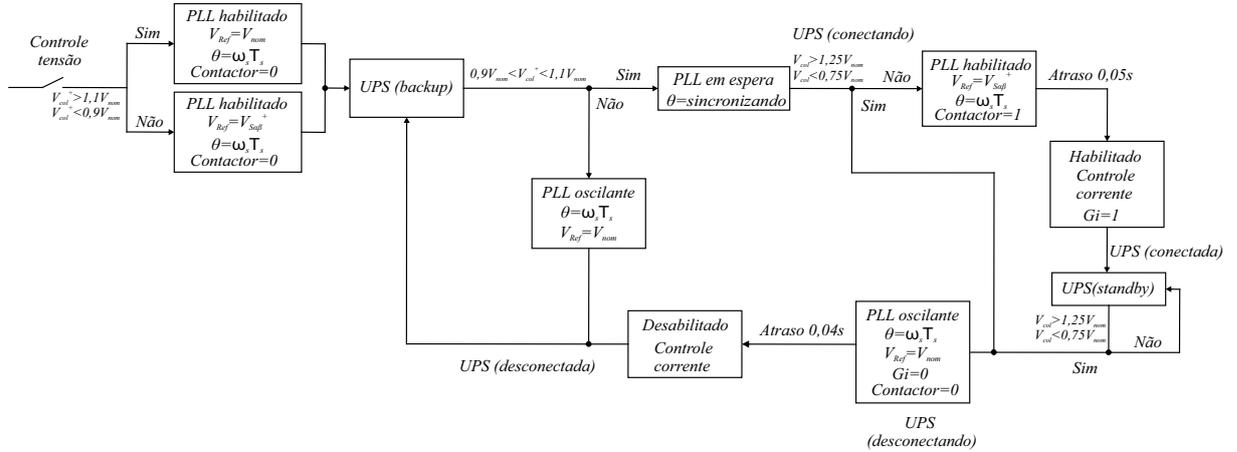
Figura 33 – PLL utilizado componente de sequência positiva de $v_{s\beta}^+$.

Fonte: o autor (2020).

$$V_{\alpha\beta 0}^{ref} = \begin{bmatrix} v_{nom} \cos(\theta) \\ v_{nom} \text{sen}(\theta) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (81)$$

As correntes de referência são geradas baseadas na potência instantânea ativa da carga (utilizando passa-baixa, sintonizado em 2 Hz) e nas tensões de referências. A utilização deste filtro é apropriada para que as correntes da rede elétrica permaneçam constantes, independente das variações nas correntes de carga. Com isso, obtêm-se as correntes de referência senoidais para a rede elétrica no controle série a partir de:

$$I_{\alpha\beta}^{ref} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{v_{\alpha}^{ref}}{(v_{\alpha}^{ref})^2 + (v_{\beta}^*)^2} & \frac{v_{\beta}^{ref}}{(v_{\alpha}^{ref})^2 + (v_{\beta}^*)^2} \\ \frac{v_{\beta}^{ref}}{(v_{\alpha}^{ref})^2 + (v_{\beta}^*)^2} & \frac{-v_{\alpha}^{ref}}{(v_{\alpha}^{ref})^2 + (v_{\beta}^*)^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_L^{ref} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (82)$$

Figura 34 – Diagrama dos estados da *UPS* e modo de operação.

Fonte: o autor (2020).

onde

$$p_L^{ref} = (3/2)(v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta + v_0 i_0). \quad (83)$$

As inicializações e os estados da *UPS* interativa com a rede são ilustradas com um diagrama simplificado apresentado na Figura 34. O passo inicial é habilitação do controle de tensão, a *UPS* começa controlando apenas tensão, onde o *PLL* é habilitado para verificação do ângulo da rede, o estado inicial da chave de interligação do sistema com a rede é desligada (contactor), é verificada a tensão coletiva de tensão de sequência positiva da rede dada pela Equação (84), assim, atribuindo o valor de referência para o início do controle de tensão. Portanto, a *UPS* passa para o estado de *backup*.

$$V_{col}^+ = \sqrt{(v_\alpha^+ + v_\beta^+)}. \quad (84)$$

$$V_{col} = \sqrt{(v_\alpha + v_\beta)}. \quad (85)$$

No modo de *backup* a tensão da rede é verificada mais uma vez, se não estiver dentro dos padrões mostrados no diagrama, o *PLL* entra no modo oscilante, onde o integrador (para não acumular erros) e ω_s são zerados, e a tensão de referência recebe o valor nominal, o ângulo fica sendo atualizado pelo último ω_s recebido, multiplicado pelo T_s (passo de cálculo da discretização). Se as tensões estão dentro do padrão, o algoritmo passa o *PLL* para o modo de espera, ou seja, verifica o ângulo entre as tensões da rede e carga, e faz sincronização se necessário, a *UPS* passa para o estado conectando com a rede, se por algum motivo houver uma condição de anormalidade nas tensões coletivas medidas na rede dada pela equação (85), ela passa para o estágio desconectando, caso contrário habilita o controle de corrente com um atraso de 50 ms após o sinal de fechamento do contactor e a *UPS* está em modo *standby*. Atraso motivado

pela utilização do contactor, trata-se de uma chave lenta, tanto para abertura quanto para o fechamento.

No modo *standby* a *UPS* está atuando no condicionamento em ambos os lados do conversor, o conversor série controlando as correntes para serem senoidais para as referências antes apresentadas, e o conversor paralelo atuando desde a habilitação no controle das tensões. As tensões são monitoradas e se estiverem dentro dos limites a *UPS* permanece atuante com os lados série e paralelo, se a tensão ultrapassar os limites para a tensão coletiva, a *UPS* passa para o estado desconectando, zerando a referência de corrente e depois de um atraso de 40 ms a *UPS* volta para o modo de *backup*, atraso determinado pela utilização do contactor.

2.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo apresentam as demonstrações matemáticas para a *UPS* interativa com a rede para a compensação série e paralela, com o objetivo de obter as equações de estado, para posterior desdobramento do controle. Tendo em vista o controle *dual*, então utilizou-se o conversor série operando como fonte de corrente, considerando o filtro paralelo de tensão ideal senoidal. Da mesma maneira realizou-se o desenvolvimento para o conversor paralelo, considerando o filtro de corrente série ideal senoidal.

São realizadas as comprovações das equações de cada configuração possível de cada conversor proposta no trabalho, tanto para o série e paralelo, sendo considerado cada um dos filtros com três e quatro braços, com as ligações a três ou quatro fios, para o conversor série e paralelo, respectivamente. As equações de estados foram obtidas em referencial abc e $\alpha\beta 0$, com isso é realizado o desdobramento do controle utilizado, onde optou-se pela utilização dos controladores proporcionais-ressonantes.

A geração de referência é ilustrada de forma detalhada, de modo que estas grandezas sejam senoidais, como isso possibilitando a utilização do controle dual, onde as referências de tensão e correntes sejam senoidais, independentes das condições de harmônicos gerados na rede elétrica ou na alimentação da carga.

O algoritmo de sincronização e controle na *UPS*, é explanado, com um diagrama simplificado, de forma a facilitar o entendimento de todo o funcionamento e estados em que podem apresentar durante a sua operação.

3 UPS INTERATIVA COM A REDE COM TOPOLOGIAS DE CONVERSORES NOVE CHAVES

Neste capítulo, é ilustrado o princípio de funcionamento dos inversores de nove chaves (*NSI - Nine Switch Inverter*), bem como os modos de operação de frequência, e também são escolhidos os índices modulação para cada modo de operação.

A topologia de 11 chaves é conectadas a uma carga não linear, assim são simuladas para realizar o condicionamento das correntes de entrada e das tensões da carga para várias condições da rede de energia elétrica. Os resultados das simulações são detalhados em gráficos que subsidiarão a avaliação do conversor 11 chaves sob várias condições adversas.

3.1 INTRODUÇÃO AO INVERSOR DE NOVE CHAVES

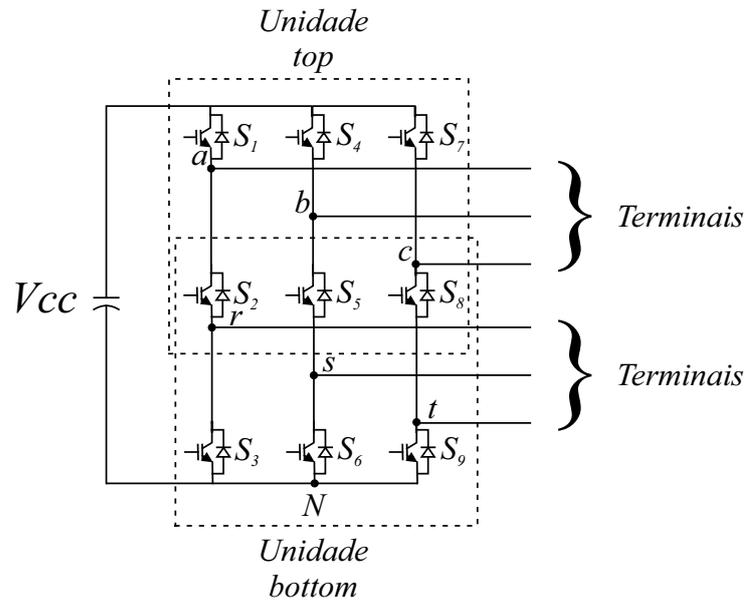
A topologia de conversor com nove chaves, apresentada na Figura 35, foi concebida para ter um número reduzido de chaves, visando à economia das unidades semicondutoras, em relação a uma topologia típica *back-to-back*, mas, apesar dessa economia, ela é composta pela mesma quantidade de terminais de saída. Essa topologia foi proposta inicialmente por Liu et al. (2007), sendo o conversor nove chaves composto por duas unidades de conversor: a unidade superior, designada de unidade *top*, que é constituída pelas chaves superiores e intermediárias; e a unidade inferior, designada de unidade *bottom*, que é constituída pelas chaves intermediárias e inferiores. Vê-se, portanto, que as unidades compartilham as chaves centrais. As duas unidades *top* e *bottom* são dotadas de terminais independentes: terminais *a*, *b* e *c* para a unidade *top* e terminais *r*, *s* e *t* para a unidade *bottom*. O barramento CC é comum às duas unidades, então elas compartilham o mesmo capacitor ou capacitor e baterias, dependendo do propósito do conversor.

Existem diversas aplicações para os conversores nove chaves: em filtro híbridos trifásicos (LIMONGI et al., 2014); em carregadores integrados de baterias de veículos elétricos incorporando máquinas simétricas hexafásicas (DIAB et al., 2016); em condicionadores unificados de potência (*UPQC*) (ZHANG; LOH; GAO, 2012; LOH; ZHANG; GAO, 2013); e em *UPS on-line* (LIU; ZARGARI; XU, 2009).

Devido ao compartilhamento das chaves intermediárias, deve-se observar que a comutação das chaves não pode originar um curto-circuito no barramento CC, assim sendo, deve-se aplicar restrições a essa peculiaridade. Dessa forma, o conversor requer que as três chaves de cada braço não devam estar ligadas simultaneamente, e então, a condição das chaves intermediárias será atribuída de forma que as restrições sejam respeitadas.

Outras duas restrições são aplicadas, as três chaves do mesmo braço não podem ficar simultaneamente abertas, assim como, duas chaves abertas e uma fechada. No primeiro caso, não existiria tensão na saída do conversor, ou seja, um circuito aberto. No segundo caso, haveria

Figura 35 – Representação do conversor nove chaves.



Fonte: Adaptado de Liu et al. (2007)

tensão em apenas um terminal.

A condição das chaves centrais será definida pela operação lógica “Ou exclusivo”, ou *XOR* e os estados das chaves de cada braço estarão sempre ligados aos pares, como pode ser visto na Tabela 8. Assim, é provado que a condição das chaves centrais é dada pelo operador lógico *XOR*, pois o seu valor lógico será igual a 1 se, e somente se, apenas um dos dois sinais de S_1 e S_3 for igual a 1. Analisando a Tabela 8, nota-se que a tensão de saída da unidade *top* sempre é igual ou superior à tensão da unidade *bottom*.

Tabela 8 – Estados das chaves e tensão da saída.

Estado do conversor	S_1	S_2	S_3	V_{aN}	V_{rN}
1	<i>On</i>	<i>On</i>	<i>Off</i>	V_{CC}	V_{CC}
2	<i>Off</i>	<i>On</i>	<i>On</i>	0	0
3	<i>On</i>	<i>Off</i>	<i>On</i>	V_{CC}	0

Fonte: o autor(2020)

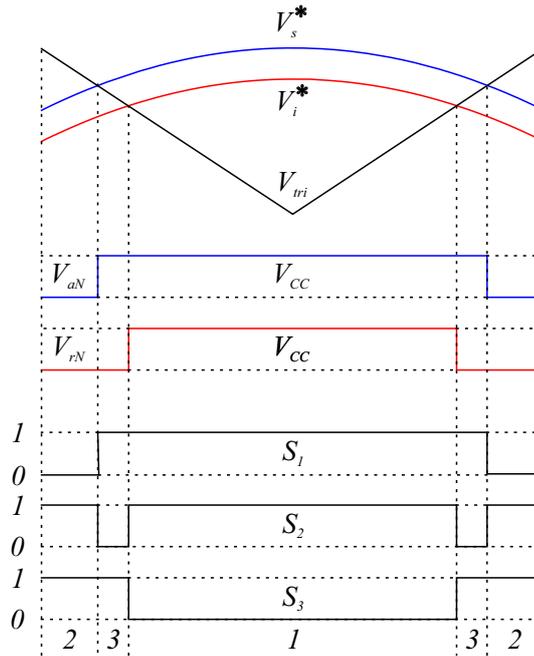
A técnica de modulação por largura de pulso (*PWM - Pulse Width Modulation*) senoidal pode ser utilizada, dependendo da comparação de um sinal de referência com uma portadora triangular. Por sua vez, o *PWM* usado no conversor nove chaves é bastante simples e consiste na comparação dos sinais modulantes com a portadora triangular de acordo com a seguinte lógica:

$$S_1 = \begin{cases} \textit{On} & \text{o sinal de referência é maior ou igual à portadora triangular } V_s^* \geq V_{Tri} \\ \textit{Off} & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$S_3 = \begin{cases} On & \text{o sinal de referência é menor que à portadora triangular } V_i^* < V_{Tri} \\ Off & \text{caso contrário} \end{cases}$$

Já as chaves do meio têm sua lógica de comando dada pelo XOR entre S_1 e S_3 ($S_2 = S_1 \oplus S_3$), respeitando, assim, as restrições do conversor, e, dessa forma, evita-se a ocorrência de um curto-circuito no barramento CC. Na Figura 36 é ilustrada a condição de cada uma das chaves.

Figura 36 – Modulação do conversor nove chaves.



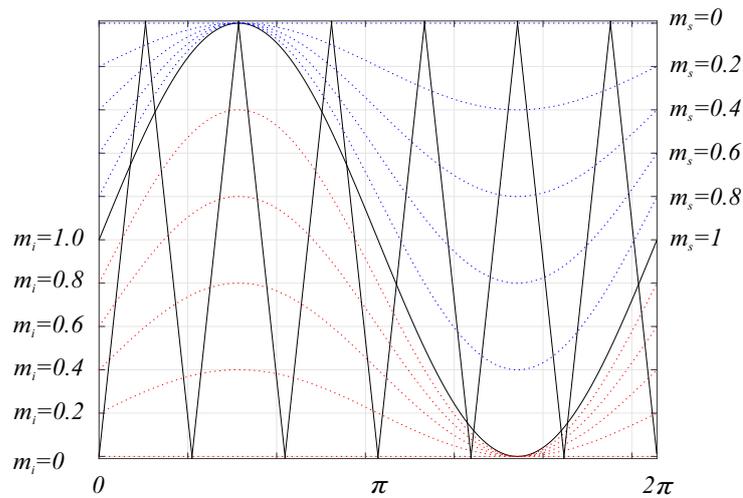
Fonte: o autor (2020).

As restrições apresentadas da Tabela 8 deverão ser respeitadas objetivando a atribuição dos sinais de gatilhos das chaves para cada braço. Devido à utilização de dois conversores que compartilham as chaves centrais e o mesmo barramento CC, existem algumas restrições às tensões de saídas sintetizadas. Como as tensões de saída de ambas as unidades são limitadas pelo barramento CC, deve-se dispor de precauções com as amplitudes e frequências das ondas modulantes, pois partilham da mesma portadora triangular e mesmo barramento c.c. A modulante da unidade *top* deve ser sempre maior ou igual à modulante na unidade *bottom*.

Os sinais modulantes devem ser ajustados em amplitude e frequência para a obtenção dos sinais de saída nos terminais, causando uma limitação em relação às amplitudes máximas que podem ser sintetizadas nos terminais do conversor e, desse modo, cada braço desse conversor *NSI*, que tem duas saídas compartilha a mesma tensão proveniente do barramento CC.

Os conversores nove chaves têm pelas razões citadas, dois modos de operação: o modo de operação em Frequência Comum (FC) e o modo de operação em Frequência Distinta (FD). No modo de operação FC, as ondas modulantes das unidades *top* e *bottom* têm a mesma frequência, porém, podem ter amplitudes distintas. Na Figura 37, é mostrado o esquema de modulação

Figura 37 – Conversor NS atuando no modo FC.

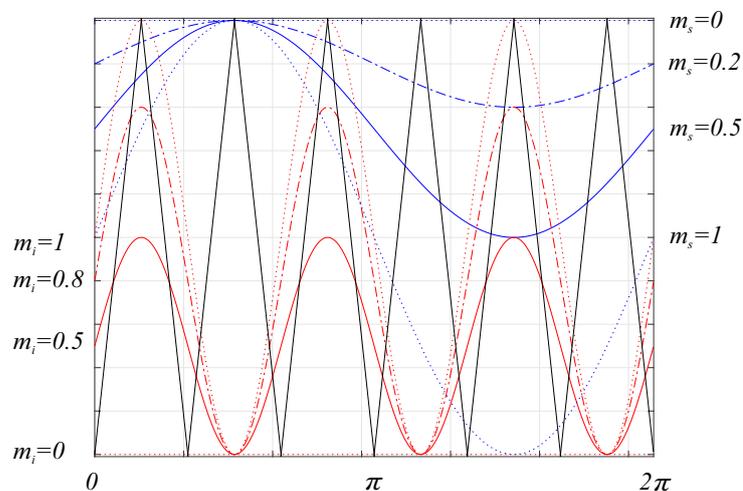


Fonte: Adaptado de Liu et al. (2007)

para o modo FC de operação, onde o m_s e o m_i são os índices de modulação da unidade *top* e *bottom*, respectivamente. Os sinais de gatilhos das chaves são gerados pela comparação do sinal de referência senoidal e pela a portadora triangular comum. Para garantir que o sinal de referência não seja maior do que a capacidade do conversor, não pode existir o cruzamento dos sinais de referência e, assim, os sinais da unidade *top* foram deslocados para cima, enquanto que os da *bottom* foram deslocados para baixo.

No modo de operação FD, as ondas modulantes das unidades *top* e *bottom* têm frequência distintas, porém, podem ter amplitudes iguais ou distintas, contanto que a soma dos índices de modulação deve ser, no máximo, igual a 1. Na Figura 38, é mostrado o esquema de modulação para o modo FD de operação, onde o m_s e o m_i são os índices de modulação das unidades *top* e *bottom*, respectivamente.

Figura 38 – Conversor NS atuando no modo FD.



Fonte: Adaptado de Liu et al. (2007)

A divisão dos índices de modulação implica a partilha proporcional da tensão do barramento CC, acarretando que os valores máximos obtidos nos terminais do conversor sejam proporcionais a essa divisão. Portanto, se os índices de modulação $m_s = 0,5$ e $m_i = 0,5$ e a tensão do barramento CC for igual à de um conversor *back-to-back*, cada terminal do conversor nove chaves só será capaz de sintetizar apenas metade da tensão, isso se comparado ao *back-to-back*, o que é uma desvantagem, pois necessitaria de um barramento CC com o dobro da capacidade do *back-to-back*.

Embora se tenha essa desvantagem do barramento CC para operação em FD, o funcionamento do conversor de nove chaves como *UPS* interativa com a rede não necessita de um barramento CC com tensão tão elevada, pois o conversor não processa todo o fluxo de potência no modo de operação *standby*. Nesse modo, o conversor paralelo é projetado com a capacidade de 100% da potência da carga e o conversor série para uma potência tipicamente entre 10% e 20% na potência da *UPS* (KAMRAN; HABETLER, 1995; KAMRAN; HABETLER, 1998).

O dimensionamento da tensão do barramento CC é a soma das tensões que o conversor paralelo e série podem compensar devido ao modo de funcionamento em FD, pois o conversor paralelo tem que ser capaz de sintetizar as tensões da rede, enquanto a tensão do conversor série é a tensão que aparece no transformador série. Como o conversor série funciona apenas no modo *standby*, e neste transformador de acoplamento tem-se a diferença de tensão entre a rede e a carga, a tensão do barramento CC será um tanto maior, quanto maior for a diferença que se quiser compensar no transformador.

O aumento do barramento CC além das tensões necessárias para compensação paralela está diretamente relacionado com a tensão que surgirá no transformador de acoplamento. Já no modo de *backup*, o conversor paralelo suprirá toda a demanda de energia da carga, e, por isso, o seu dimensionamento é projetado para 100% da potência a ser suprida para a carga.

Tendo em vista essa desvantagem do conversor *NSI* para o aproveitamento do barramento CC com a utilização do *PWM* senoidal. Existe a necessidade de aproveitar bem a tensão disponível no barramento CC para os dois conversores, torna-se importante a utilização de outras técnicas de *PWM*. Há um ganho, com relação às tensões sintetizadas, de aproximadamente 15,5% com o mesmo barramento CC, se for utilizada a técnica do *PWM* vetorial. Então, essa técnica aplicada ao conversor nove chaves permite diminuir ainda mais a tensão do barramento CC utilizando uma simples modelagem matemática, apresentada em Po-Ngam (2014), para os ciclos de trabalho em cada terminal.

Portanto, os ciclos de trabalhos (*duty cycles*) de cada terminal do conversor são adaptados matematicamente para se obter o *PWM* vetorial, para os sinais de referência gerados pelo controle e, suas equações são apresentadas a seguir. Onde esses sinais e as componentes homopolares são normalizados pela tensão do barramento CC, após é adicionado o respectivo *offset*. Assim, se obtêm ciclos de trabalho das unidades superiores e inferiores do conversor. Então, são comparadas com a portadora triangular e, então, obtêm-se as formas de ondas para o ciclos de trabalho de

um braço do conversor, conforme ilustrado na Figura 39.

$$D_{at} = \frac{(v_{an}^{cont} + u_{0t})}{V_{dc}} + O_{ft} \quad (1)$$

$$D_{bt} = \frac{(v_{bn}^{cont} + u_{0t})}{V_{dc}} + O_{ft} \quad (2)$$

$$D_{ct} = \frac{(v_{cn}^{cont} + u_{0t})}{V_{dc}} + O_{ft} \quad (3)$$

$$u_{0t} = -\frac{(\max[v_{an}^{cont}, v_{bn}^{cont}, v_{cn}^{cont}] + \min[v_{an}^{cont}, v_{bn}^{cont}, v_{cn}^{cont}])}{2} \quad (4)$$

$$O_{ft} = \frac{(1 + m_i)}{2} \quad (5)$$

onde pode-se ver que D_{at} , D_{bt} e D_{ct} são os ciclos de trabalho das chaves superiores do conversor com três braços; v_{an}^{cont} , v_{bn}^{cont} e v_{cn}^{cont} são as tensões de referência provenientes do controle da unidade *top*; u_{0t} é a componente homopolar, calculada pela média entre a máxima e a mínima tensão que vêm do controle de corrente (*top*); e O_{ft} é o *offset* para os ciclos de trabalho da unidade *top*, assim não permitindo o cruzamento dos sinais modulantes.

$$D_{ab} = \frac{(v_{apN}^{cont} + u_{0b})}{V_{dc}} + O_{fb} \quad (6)$$

$$D_{bb} = \frac{(v_{bpN}^{cont} + u_{0b})}{V_{dc}} + O_{fb} \quad (7)$$

$$D_{cb} = \frac{(v_{cpN}^{cont} + u_{0b})}{V_{dc}} + O_{fb} \quad (8)$$

$$D_{nb} = \frac{u_{0b}}{V_{dc}} + O_{fb} \quad (9)$$

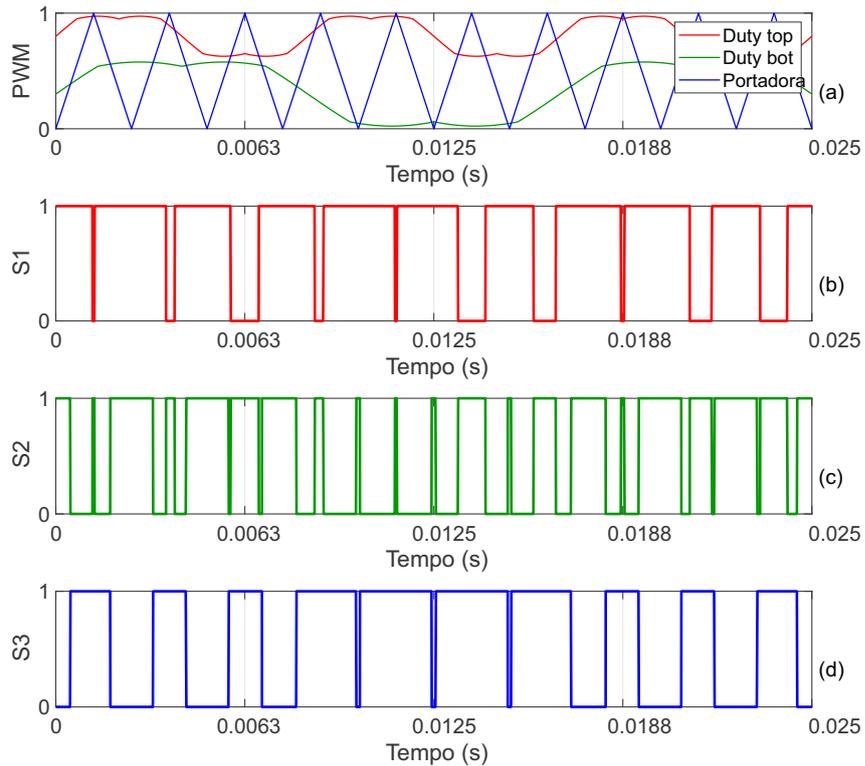
$$u_{0b} = -\frac{(\max[v_{apN}^{cont}, v_{bpN}^{cont}, v_{cpN}^{cont}] + \min[v_{apN}^{cont}, v_{bpN}^{cont}, v_{cpN}^{cont}])}{2} \quad (10)$$

$$O_{fb} = \frac{m_i}{2} \quad (11)$$

onde se vê ainda que: D_{ab} , D_{bb} , D_{cb} e D_{nb} são os ciclos de trabalho das chaves inferiores do conversor com quatro braços; v_{apN}^{cont} , v_{bpN}^{cont} e v_{cpN}^{cont} são as tensões de referência provenientes do controle da unidade *bottom*; u_{0b} é a componente homopolar, calculada pela média entre a máxima e a mínima tensão que vêm do controle de tensão (*bottom*); e O_{fb} é o *offset* para os ciclos de trabalho da unidade *bottom*.

Para o presente trabalho foi escolhido o modo de FD, não existindo o cruzamento dos sinais modulantes, como é exemplificado na Figura 39a, e para um braço do conversor com

Figura 39 – Exemplo da operação do PWM vetorial em um braço do NSI no modo FD.



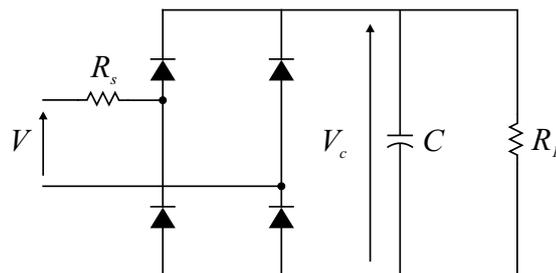
Fonte: o autor (2020).

três chaves S1, S2 e S3, os ciclos de trabalho estão em frequências diferentes para a parte (a). Na partes (b), (c) e (d) da mesma Figura 39 são ilustradas as condições de cada chave, respectivamente, obedecendo às restrições de chaveamento do *NSI*.

3.2 PARÂMETROS DAS SIMULAÇÕES

A topologia proposta é simulada com a utilização de uma carga não linear de referência padrão definida pelas normas IEC-62040-3 (1999a) e NBR-15204 (2005). Essas normas apresentam uma carga não linear para ensaios de qualidade de energia, conforme a Figura 40.

Figura 40 – Carga padrão para testes de *UPS*s.



Fonte: IEC-62040-3 (1999a) e NBR-15204 (2005)

Os parâmetros R_S , R_1 e C dos componentes são calculados pelas equações:

$$R_S = \frac{0,04V^2}{S}; \quad (12)$$

$$R_1 = \frac{V_c^2}{0,66S}; \quad (13)$$

$$C = \frac{0,0125}{R_1}. \quad (14)$$

onde:

- V : tensão eficaz de alimentação da carga não linear;
- V_c : tensão de saída contínua, dada aproximadamente por $V_c = 1,22V$. Essa relação pode ser ajustada de acordo com a tensão média obtida na saída;
- S : potência aparente especificada para a carga.

As grandezas empregadas no projeto para a topologia são tensões de linha de 220V eficazes ou 127V eficazes entre fase e neutro e a potência aparente monofásica de 750VA. Portanto, das equações anteriores se obtém $R_s = 0,86\Omega$, $R_1 = 48,49\Omega$ e $C = 2577,44\mu F$, sendo que os valores disponíveis em laboratório são $R_s = 0,66\Omega$, $R_1 = 48,4\Omega$ e $C = 2350\mu F$ que são utilizados na simulação e no protótipo experimental.

A norma NBR-15204 (2005) determina que a *THD* de tensão deve ser medida para diferentes cargas: sem carga, com carga resistiva, com carga indutiva e a com carga não linear. Habitualmente, o resultado que resulta na maior *THD* de tensão é com a carga não linear de referência da norma IEC-62040-3 (1999a), e sendo, portanto, a carga que será utilizada em todos os ensaios.

A IEC-62040-3 (1999a) estabelece a faixa de tensão em regime permanente em que uma *UPS* deve operar. Para as classes 1 e 2 de resposta transitória, tolera-se a variação da tensão eficaz de -10% a +10% em torno da nominal, já para a classe 3 tolera-se à variação de -20% a +10% em torno da nominal.

Os limites de uma *UPS* classe 3 para resposta transitória apresenta que deve-se suportar uma sobretensão de 20% durante 0,01 segundo, sem desconexão da rede. Para questões de afundamento de tensão, a *UPS* deve suportar subtensão de 20% sem desconexão da rede. A norma brasileira PRODIST (2015) estabelece que a faixa de tensão adequada que as distribuidoras de energia devem fornecer é de 92% a 105% no ponto de conexão com a unidade consumidora e, dessa forma, percebe-se que a *UPS* deve ser ensaiada para valores além dos estabelecidos na norma brasileira.

As *UPSs* são classificadas quanto à continuidade do fornecimento de energia, com interrupção ou sem interrupção. Assim, a definição exata dessas classes depende da resposta das cargas durante os afundamentos momentâneos de tensão. Pode-se considerar que um período de afundamento de tensão inferior a 10 ms já categorize a *UPS* como sendo sem interrupção, pois esse período é tolerado em normas de fontes ininterruptas de energia para a classe 3 da IEC-62040-3 (1999a). Com base nessa condição, alguns ensaios transitórios com dois ou mais ciclos são executados para a topologia proposta. Essa norma não especifica a faixa de frequência em que a *UPS* deve operar.

O circuito de teste para ensaio segundo a norma IEC-62040-3 (1999a), entre os modos de funcionamento *standby* e *backup*, é realizado com uma carga resistiva com a potência igual à da *UPS*. Neste trabalho, optou-se por utilizar a mesma carga não linear, pois ela apresenta um maior esforço para sintetizar ondas senoidais na saída do conversor paralelo. Quando o mesmo passou para o modo de *backup*, algumas adaptações foram realizadas, pois não foi utilizada uma chave estática para abertura de rede, e sim um contactor que apresenta um atraso de aproximadamente 30 ms para a efetiva abertura (medido em laboratório). Da mesma maneira, a realização do ensaio do modo *backup* para o modo *standby* ocorre em norma com uma carga resistiva, mas optou-se por empregar a mesma carga não linear padrão, registrando-se também que existe um atraso no seu fechamento, pois se utiliza o contactor, sendo verificado com experimentos em laboratório que ele apresenta um tempo de aproximadamente 20 ms.

As simulações da topologia de onze chaves serão executadas para fins de comparação com os resultados experimentais posteriores, avaliando o desempenho em cada ensaio realizado. Nos ensaios, são consideradas algumas condições de anormalidade da rede elétrica baseadas nos testes da IEC-62040-3 (1999a) para a topologia, quando são efetuadas três condições para regime permanente. Para o regime de transitório entre os modos de operação, são feitos três ensaios, e por fim, são aplicadas oito condições de transitórios provenientes da rede elétrica. Essas condições são detalhadas a seguir:

- Condição 1: a rede elétrica trifásica está equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V) a *UPS* conectada à rede em regime permanente, atuando no condicionamento das tensões da carga e corrente da rede;
- Condição 2: rede elétrica trifásica equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V) somada com uma terceira harmônica de tensão com amplitude 0,2 p.u. da tensão eficaz. A *UPS* está no modo *standby* e em regime permanente;
- Condição 3: a rede elétrica trifásica está equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V). Neste ensaio foi provocado um desequilíbrio na carga não linear, ou seja, a resistência da fase “A” foi retirada (ficando com a carga capacitiva), a da fase “B” foi alterada para 24,2 Ω e na fase “C” foi atribuída uma de 12,1 Ω , estando essas duas últimas em paralelo com os capacitores;

- Condição 4: neste ensaio, a *UPS* está em modo de *backup*, ou seja, sem alimentação pela rede elétrica, ou poderia ser alguma tensão fora dos limites preestabelecidos, até o momento do retorno da rede elétrica trifásica equilibrada (tensão entre fases de 220 volts) com uma defasagem de 180° com relação à tensão que está sendo sintetizada pelo conversor paralelo na carga;
- Condição 5: nesta prática, a *UPS* está em modo de *backup* novamente, até o momento da volta da rede elétrica trifásica equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V) sem defasagem com relação à tensão sobre a carga;
- Condição 6: nessa verificação, a *UPS* está operando no modo *standby*, com a tensão da rede elétrica em condições normais, até existir uma falta de energia e a *UPS* passar para o modo de *backup*;
- Condição 7: a rede elétrica trifásica está equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V), está em regime, quando ocorre um afundamento monofásico de 20% na fase “A”. Esse transitório apresenta um período de três ciclos;
- Condição 8: nessa circunstância, a rede elétrica trifásica está equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V) está em regime, quando ocorre um afundamento bifásico de 20% nas fases “A” e “B”. Este transitório apresenta uma duração de três ciclos;
- Condição 9: o ensaio tem a rede elétrica trifásica equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V), está em regime, quando ocorre um afundamento trifásico de 20% na fase “A”, “B” e “C”. Esse transitório permanece por três ciclos;
- Condição 10: nessa condição, a rede elétrica trifásica está equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V), em regime, então é aplicada uma sobretensão monofásica de 20% na fase “A”, com um tempo de duração de dois ciclos;
- Condição 11: ensaio com a rede elétrica trifásica equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V), em regime, até uma condição de sobretensão bifásica de 20% nas fases “A” e “B”, e com duração de dois ciclos;
- Condição 12: a rede elétrica trifásica encontra-se equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V), em regime, até ser aplicada uma sobretensão trifásica de 20%, com tempo de duração de dois ciclos;

- Condição 13: a rede elétrica trifásica encontra-se equilibrada com 10% de terceira harmônica de tensão (tensões de linha com valor eficaz de 220 V), em regime, até um transitório de afundamento monofásico de 20% na fase “A” ser aplicado, com tempo associado a três ciclos de duração;
- Condição 14: neste ensaio, a rede elétrica trifásica está equilibrada somada a 10% de terceira harmônica de tensão (tensões de linha com valor eficaz de 220 V), até um momento em que é aplicado um afundamento trifásico de tensão de 0.2 p.u., com tempo de duração de três ciclos.

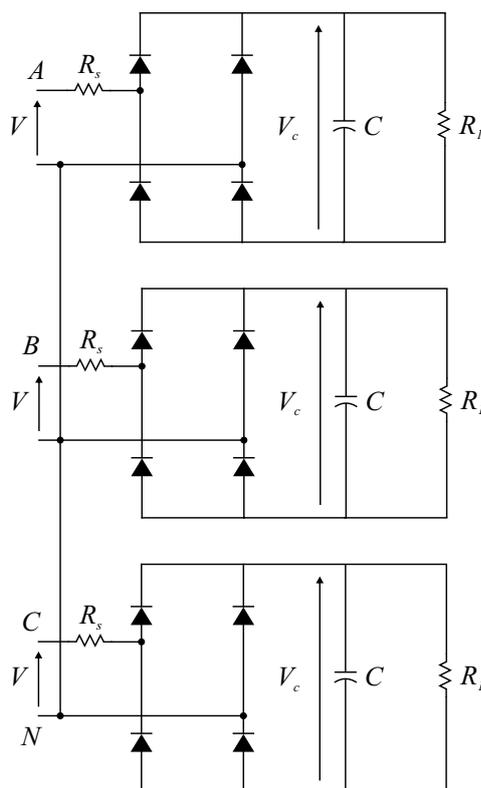
Os parâmetros gerais utilizados nas simulações de todas as topologias são dados na Tabela 9. Na Figura 41 é ilustrada a carga trifásica não linear utilizada. O modo de operação do conversor nove chaves será o de frequências distintas, com os índices de modulação definidos em $m_s = 0,2$ e $m_i = 0,8$ para o modo *standby*, sendo mudado quando baseado no desempenho, dependendo da condição utilizada, mudança realizada de forma manual.

Tabela 9 – Parâmetros gerais para as simulações.

Parâmetro	Valor	Unidade
Valor eficaz da tensão de linha da rede (V_s)	220	V
Tensão do barramento CC (V_{cc})	500	V
Resistência de entrada da carga não linear (R_s)	0,66	Ω
Resistência de saída da carga não linear (R_1)	48,2	Ω
Capacitância da carga (C)	2350	μF
Resistência do indutor série (R_{Ls})	0,10	Ω
Indutância do filtro série (L_{fs})	0,84	mH
Capacitância do filtro série (C_{fs})	4,7	μF
Resistência do transformador série equivalente (R_T)	0,6	Ω
Indutância do transformador série equivalente (L_T)	48	mH
Relação de espiras do transformador série (N)	1	-
Resistência do indutor paralelo (R_{ip})	0,1	Ω
Indutância do filtro paralelo (L_{ip})	0,54	mH
Capacitância do filtro paralelo (C_{ip})	48,5	μF
Frequência do PWM (f_s)	20	kHz
Frequência do filtro anti-aliasing (f_{aa})	10	kHz
Frequência de amostragem (f_a)	20	kHz
Índice de modulação da unidade <i>top</i> (m_s)	0,2	-
Índice de modulação da unidade <i>bottom</i> (m_i)	0,8	-

Fonte: o autor (2020).

Figura 41 – Carga não linear trifásica.



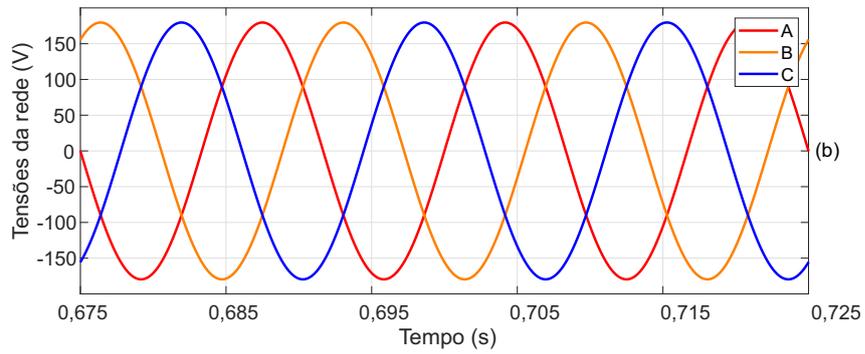
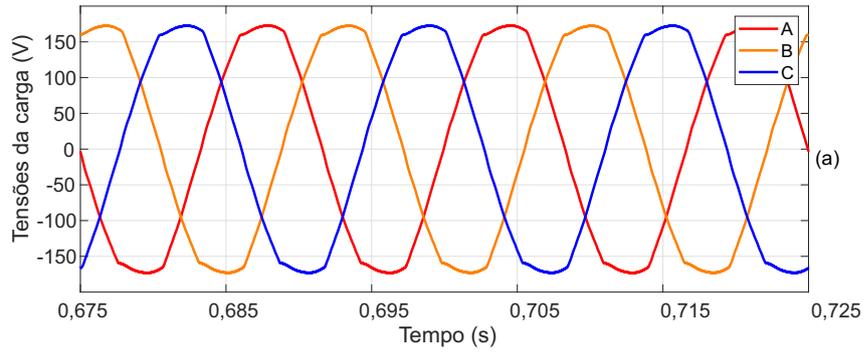
3.2.1 Condição 1

A rede elétrica trifásica de alimentação da carga está em regime permanente senoidal e equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V), a *UPS* de 11 chaves encontra-se conectada à rede e carga, com os conversores atuando no condicionamento das tensões da carga e correntes da rede.

Na Figura 42a são apresentados os resultados das simulações para as formas de tensões da carga, e na Figura 42b são vistas as tensões da rede. É notado, na forma de onda da tensão da carga um certo achatamento, mas isso é uma condição causada pelo tipo da carga de referência utilizado, baseado na norma IEC-62040-3 (1999a). Contudo as tensões da carga apresentam-se dentro dos padrões estabelecidos pelas normas de qualidade de energia IEEE-519 (2014) e PRODIST (2015) que apresentam como limites para a *THD* de tensão de 8% e 10%, respectivamente, e também para a norma de *UPS* (IEC-62040-3, 1999a) que é de 8% para o limite da *THD* de tensão.

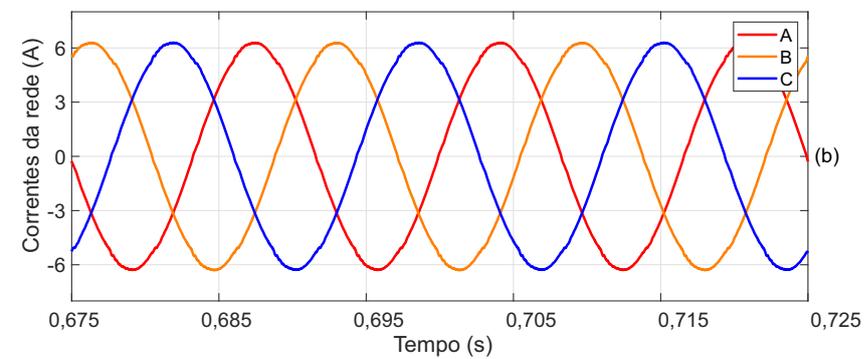
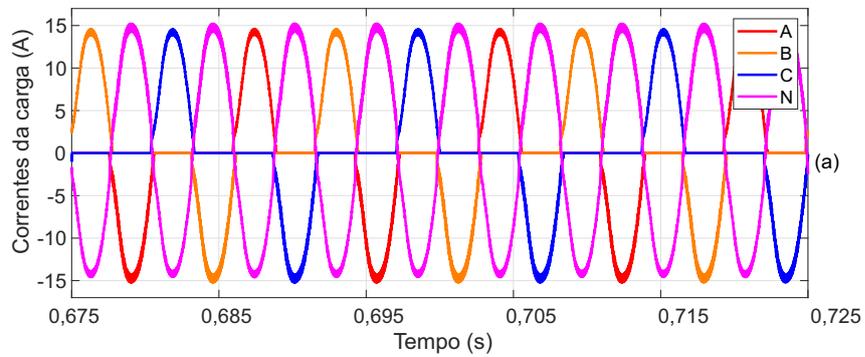
Na Figura 43a aparecem as correntes da carga não linear e na Figura 43b as correntes da rede, vendo-se que essas correntes da carga apresentam uma distorção harmônica alta, e sendo observado que a corrente de neutro tem um frequência dominante de terceira harmônica. Também se percebe que as correntes da entrada são senoidais e com baixo conteúdo harmônico.

Figura 42 – Tensões da carga e da rede, em regime permanente senoidal.



Fonte: o autor (2020).

Figura 43 – Correntes da carga e da rede, em regime permanente senoidal.



Fonte: o autor (2020).

Na Tabela 10 podem ser vistos os valores eficazes para as tensões da carga e da corrente de rede, como também os valores das *THD* para as tensões e correntes (IEEE-519 (2014) estabelece que o limite da *THD* de corrente é de 5%). Vê-se que estes valores encontram-se dentro das normas vigentes para *UPS* (IEC-62040-3, 1999a) e normas de qualidade de energia (IEEE-519, 2014; PRODIST, 2015).

Tabela 10 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, com rede senoidal.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	128,4	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	128,3	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	128,3	V
	THD de tensão na fase A	4,38	%
	THD de tensão na fase B	4,38	%
	THD de tensão na fase C	4,38	%
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,418	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,419	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,418	A
	THD de corrente na fase A	0,87	%
	THD de corrente na fase B	0,87	%
	THD de corrente na fase C	0,87	%

3.2.2 Condição 2

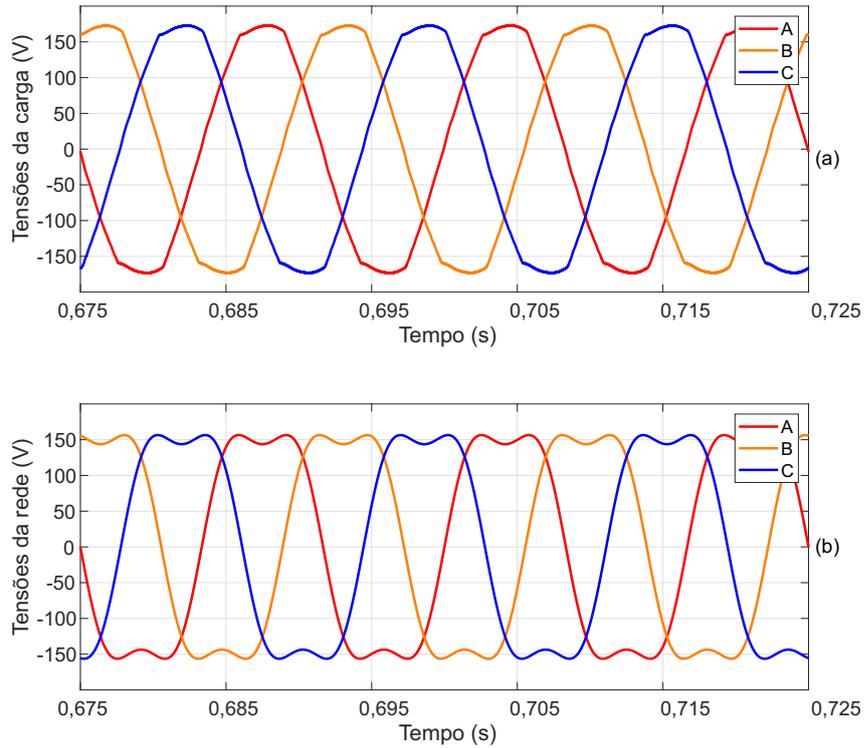
A rede elétrica de alimentação do sistema é trifásica e equilibrada (tensões de linha com valor eficaz de 220 V) somada com uma terceira harmônica de tensão com amplitude de 20% da tensão eficaz. Isso provoca uma deformação na tensão da rede, e pode ser considerado um teste equivalente a um afundamento trifásico com uma distorção na forma de onda, sendo que a *UPS* está no modo *standby* e em regime permanente.

Na Figura 44a pode ser vista a forma de onda da tensão sobre a carga. Essas ondas de tensão estão praticamente senoidais e com baixo conteúdo harmônico, tendo em vista que a alimentação apresenta uma forma de onda com uma grande distorção. Com isso, percebe-se que o controle de tensão está compensando essa *THD* de tensão.

Na Figura 45a é apresentada a corrente da carga não linear, e na Figura 45b é visualizada a corrente da rede senoidal com baixo conteúdo harmônico. Mostra-se assim, que o controle série está compensando com eficiência, para se obter uma corrente senoidal na entrada com baixa distorção harmônica.

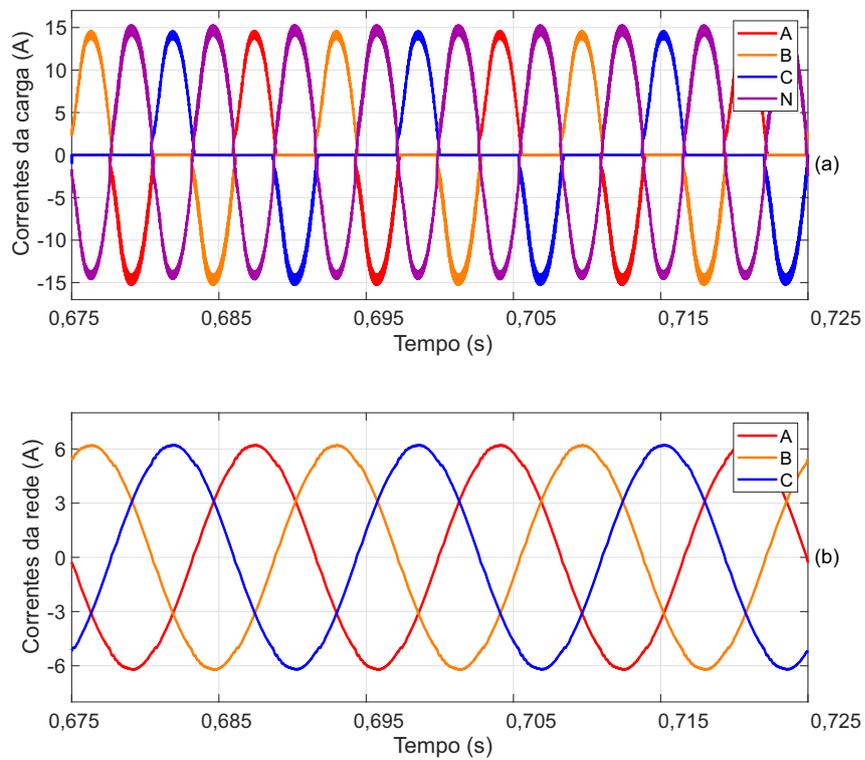
Na Tabela 11 tem-se os valores eficazes para as tensões da carga e da corrente de rede, e também os valores das *THD* para as tensões e correntes, assim como é visto que esses valores encontram-se dentro das normas para *UPS* (IEC-62040-3, 1999a) e de qualidade de energia (IEEE-519, 2014; PRODIST, 2015).

Figura 44 – Tensões da carga e da rede, em regime permanente com 20% de terceira harmônica.



Fonte: o autor (2020).

Figura 45 – Correntes da carga e da rede, em regime permanente com 20% de terceira harmônica.



Fonte: o autor (2020).

Tabela 11 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, com rede senoidal composta com 20% de terceira harmônica.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	128,5	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	128,3	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	128,4	V
	THD de tensão na fase A	4,35	%
	THD de tensão na fase B	4,35	%
	THD de tensão na fase C	4,35	%
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,359	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,361	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,359	A
	THD de corrente na fase A	0,87	%
	THD de corrente na fase B	0,87	%
	THD de corrente na fase C	0,87	%

3.2.3 Condição 3

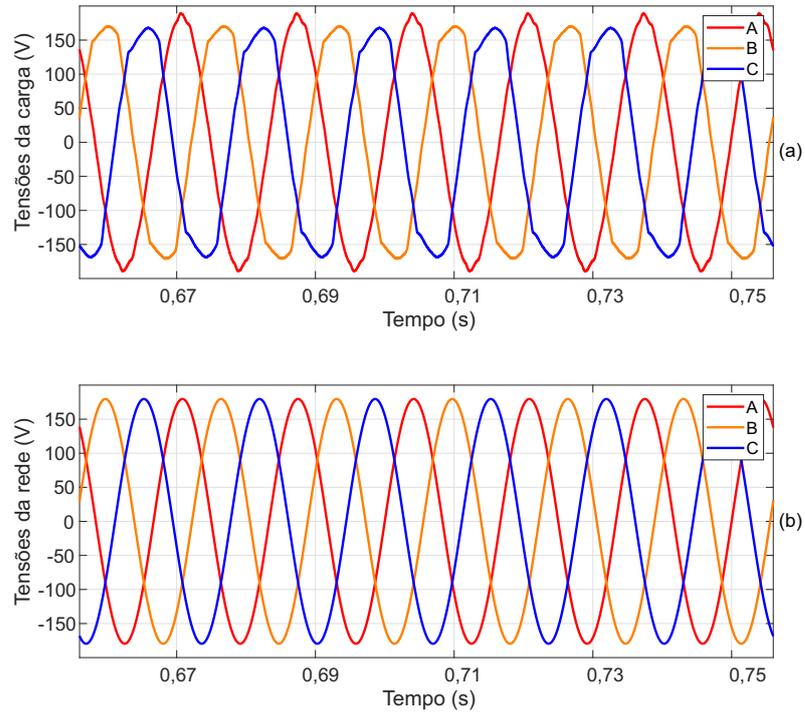
A rede elétrica trifásica é equilibrada (tensão entre fases de 220 volts). Neste ensaio foi provocado um desequilíbrio na carga não linear, ou seja, a resistência da fase “A” foi retirada (ficando com a carga capacitiva), a da fase “B” foi alterada para $24,2 \Omega$ e na fase “C” foi atribuída uma de $12,1 \Omega$, com essas duas últimas em paralelo com os capacitores.

Pode ser visto na Figura 46a que as tensões na carga apresentam diferentes amplitudes nas fases “A”, “B” e “C”, e que elas apresentam também conteúdos harmônicos diferentes para as três fases. Trata-se de uma carga com um desequilíbrio bastante acentuado.

Na Figura 47a é notado que a corrente de carga apresenta uma grande disparidade entre as amplitudes de correntes solicitadas pela carga. Mesmo assim, pode ser notado na Figura 47b que as correntes da rede encontram-se senoidais e com uma baixa distorção harmônica, apresentando uma amplitude maior se comparada com a carga utilizada anteriormente, pois as referências do controle para as correntes utilizam a potência instantânea solicitada pela carga.

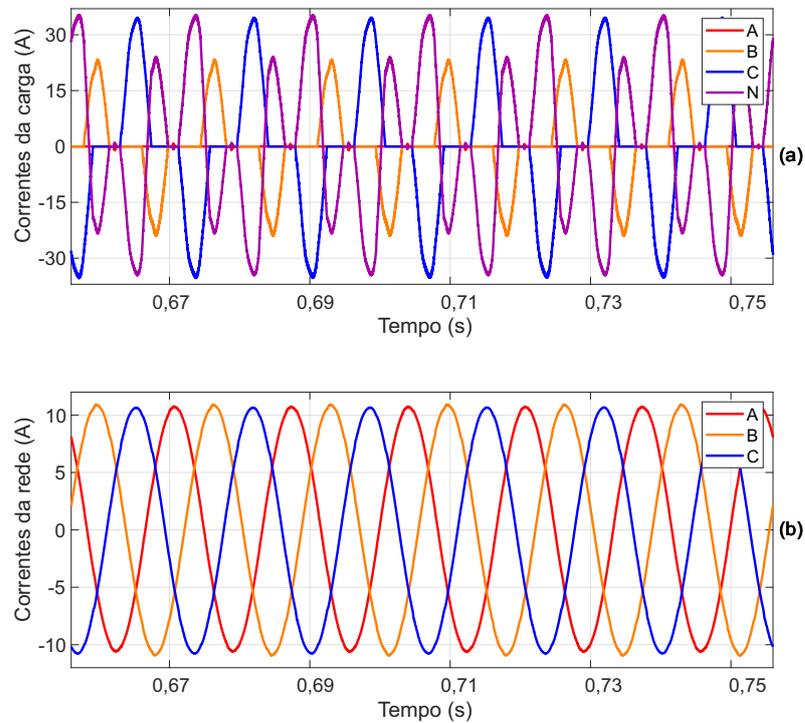
Na Tabela 12 podem ser vistos os valores eficazes para as tensões da carga e da corrente de rede, assim como os valores das *THD* para as tensões e correntes. Também é visto que o valor da *THD* de tensão da carga viola apenas na fase “C” os valores de referência para as normas internacionais (IEC-62040-3, 1999a; IEEE-519, 2014) que são de 8%, mas para a norma nacional esse valor seria respeitado (PRODIST, 2015), pois é de 10%. Os valores para as correntes da rede encontram-se de acordo com a norma IEEE-519 (2014).

Figura 46 – Tensões da carga e da rede, com rede senoidal e com um desequilíbrio de carga.



Fonte: o autor (2020).

Figura 47 – Correntes da carga e da rede, com rede senoidal e com um desequilíbrio de carga.



Fonte: o autor (2020).

Tabela 12 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, com rede senoidal e com um desequilíbrio de carga.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	131,8	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	127,3	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	126,0	V
	THD de tensão na fase A	1,13	%
	THD de tensão na fase B	6,43	%
	THD de tensão na fase C	9,14	%
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	7,526	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	7,624	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	7,565	A
	THD de corrente na fase A	0,56	%
	THD de corrente na fase B	0,73	%
	THD de corrente na fase C	0,67	%

3.2.4 Condição 4

Nesse ensaio, existe uma falta de suprimento pela rede elétrica, e ela retorna no instante de 0,7s quando a *UPS* está em modo de *backup*, ou seja, fornecendo a tensão para a carga não linear, até o momento do retorno da rede elétrica trifásica equilibrada (tensão entre fases de 220 volts) com uma defasagem de 180° com relação à tensão que está sendo sintetizada pelo conversor paralelo na carga. Então, a tensão da carga deve ser sincronizada com a tensão da rede, esse é o pior caso para a sincronização e o que tem maior duração.

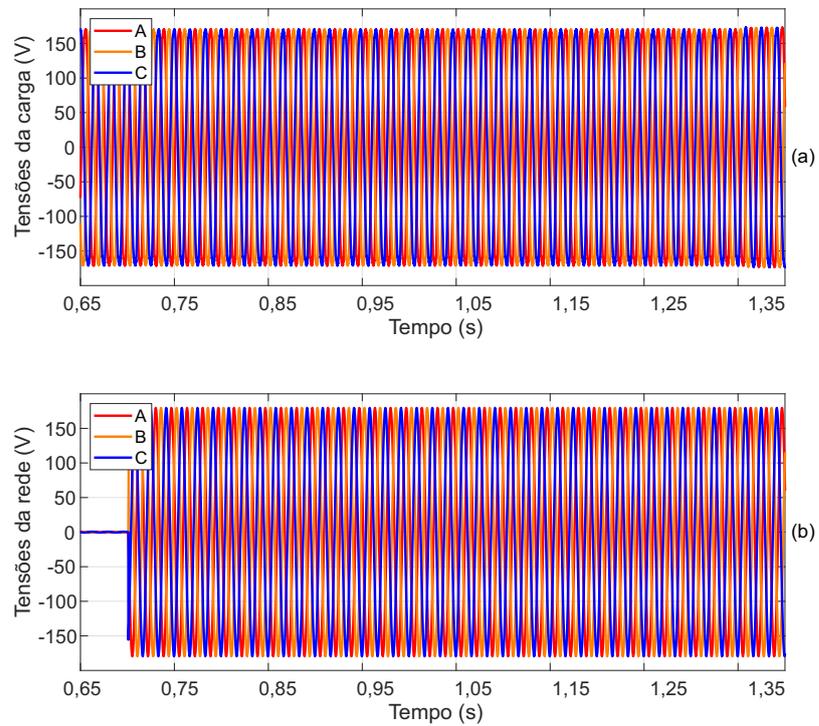
Na Figura 48a é ilustrada a tensão da rede e na Figura 48b a tensão da carga, mas pela quantidade de ciclos para a sincronização, não se consegue observar com precisão o momento em as tensões estão em sincronia. Para se ter uma ideia desse momento, pode-se olhar para a Figura 48a e ver uma pequena variação de tensão próxima ao instante 1,35s ou deve-se observar na Figura 49b o instante em que o controle de corrente é ligado, este é programado para entrar com um atraso de 50 ms em relação ao sinal enviado para o contactor, e com valor zero para a referência, para não existir uma saturação e o controle se tornar instável. Por se tratar de uma chave que tem um retardo no tempo de conexão, pois é uma chave que tem deslocamento de partes mecânicas, para ter o efetivo fechamento dos contatos energiza-se a bobina do contactor que estabelece um campo magnético de atração, com isso, movendo as partes mecânicas e provocando todo o atraso em questão.

O fechamento do contactor pode ser observado na Figura 49b onde o controle de corrente começa com valores próximos de zero, nesse exato momento ele é fechado e as tensões estão sincronizadas, o controle de corrente permanece um tempo em torno do zero, muda de referência e começa a controlar as correntes da rede. Foi colocado um atraso de 20 ms no sinal que vai para a bobina do contactor, pois isso foi verificado em laboratório com experimento prático. Se fosse feito o uso de uma chave estática, esse atraso seria desnecessário.

Na Figura 49a é vista uma oscilação no momento em que o controle de corrente é iniciado objetivando os valores adequados para a corrente de entrada em torno de 1,36s, então o sinal

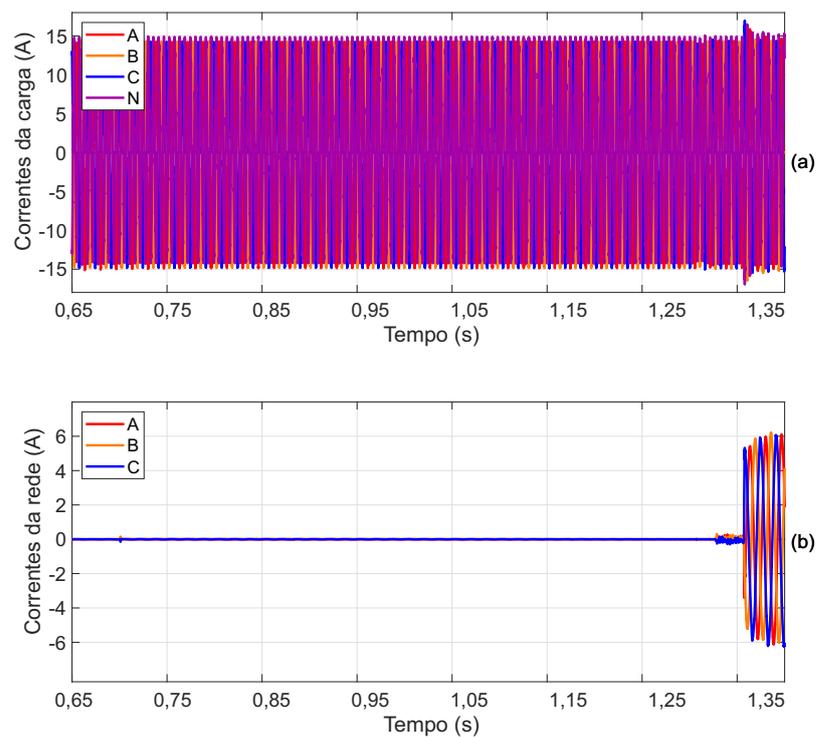
enviado para o contactor foi em aproximadamente 1,31s.

Figura 48 – Tensões da carga e da rede, volta da rede com 180° em relação a carga.



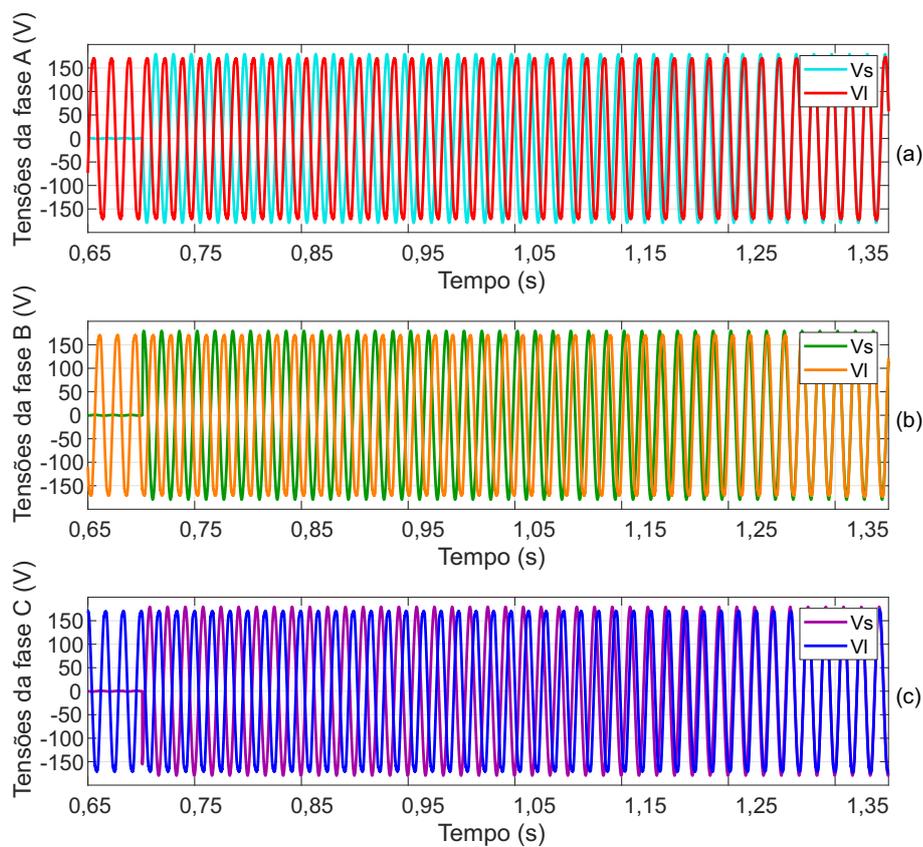
Fonte: o autor (2020).

Figura 49 – Correntes da carga e da rede, volta da rede com 180° em relação a carga.



Fonte: o autor (2020).

Figura 50 – Sincronização das tensões na fases “A”, “B” e “C”, com 180° entre as fases.



Fonte: o autor (2020).

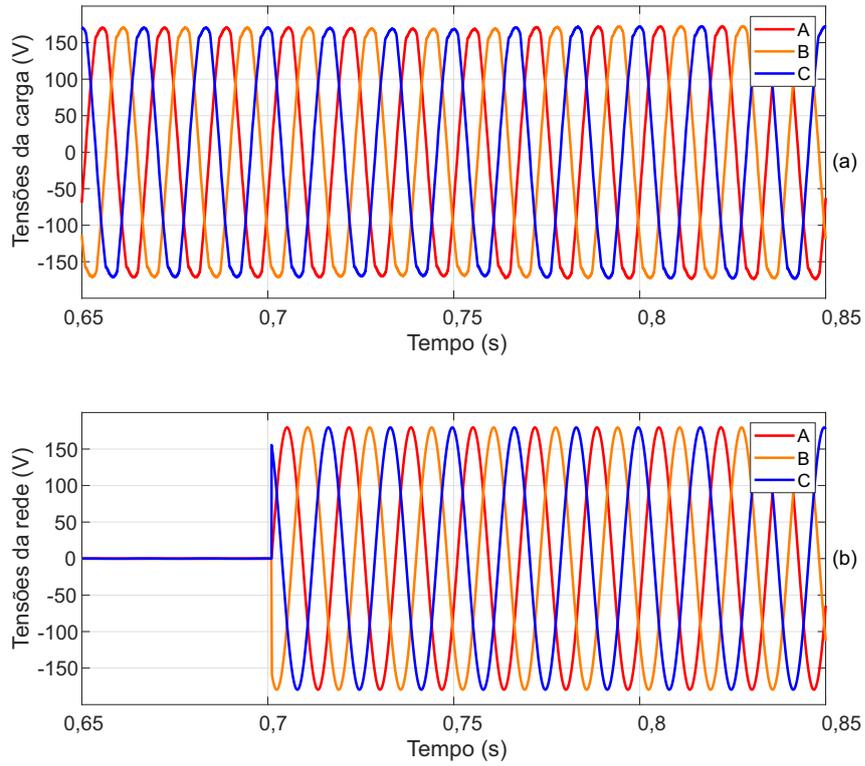
Na Figura 50 são apresentadas as tensões nas fases “A”, “B” e “C” da carga e da rede sendo sincronizadas. Pode ser visto com mais clareza que as tensões voltam com uma defasagem de 180° . O tempo de sincronização pode ser estimado em torno de 0,6 segundos.

3.2.5 Condição 5

Nesta ocasião, existe uma falta na rede e a *UPS* está em modo de *backup* novamente, até o momento da volta da rede elétrica trifásica equilibrada (tensão entre fases de 220 volts) sem defasagem com relação à tensão sobre a carga. Nesse ensaio, também foi usado um acréscimo de 50 ms para início do controle de corrente da rede.

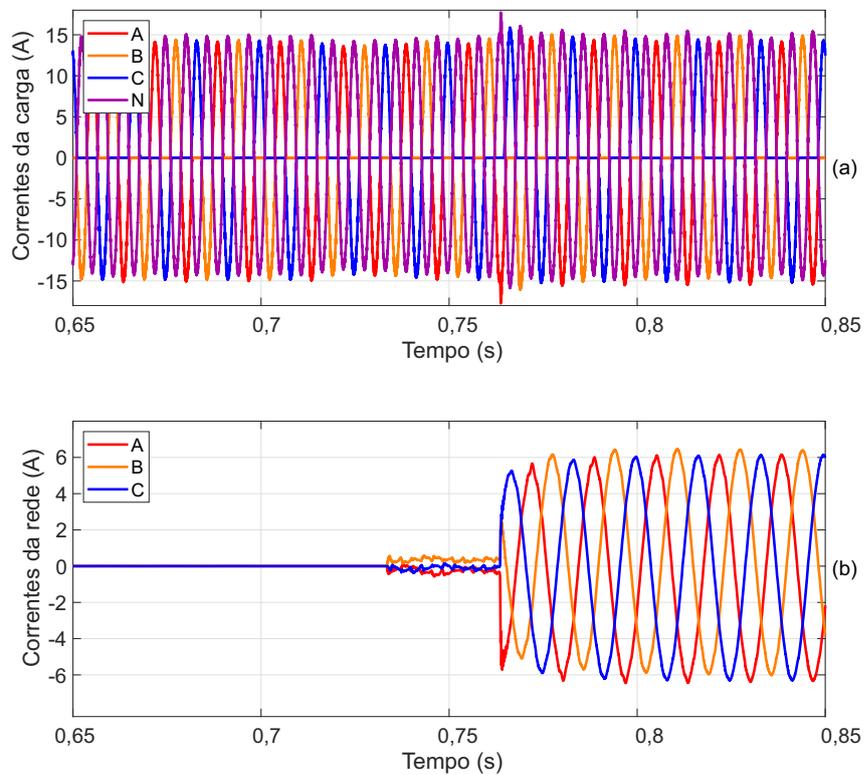
É visto nas Figuras 51a e 51b as tensões na carga e na rede, sendo notados que as tensões da rede voltam em fase com as tensões da carga. Nas Figuras 52a e 52b são mostradas as correntes da carga e da rede, e pode ser observado o exato momento em que o contactor fecha as conexões em torno de 0,735s. O controle de corrente permanece com suas referências em zero, e após uns 30 ms ele muda de referência e começa a controlar a corrente da rede.

Figura 51 – Tensões da carga e da rede, volta da rede em fase com a carga.



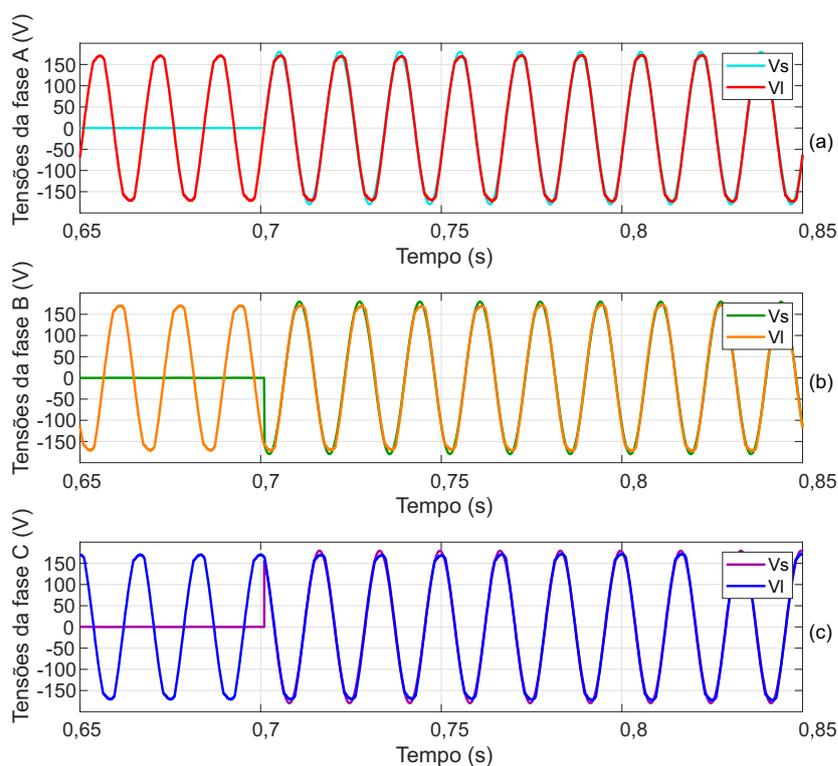
Fonte: o autor (2020).

Figura 52 – Correntes da carga e da rede, volta da rede em fase com a carga.



Fonte: o autor (2020).

Figura 53 – Sincronização das tensões na fases “A”, “B” e “C”, em fase.



Fonte: o autor (2020).

Na Figura 53 pode ser visto que as tensões da carga e da rede estão em fase desde a volta da rede. Mas existe um pequeno tempo de espera para o fechamento do contactor, pois se verifica que as tensões estão com erros entre as amplitudes e os ângulos, tempo estimado de uns dois ciclos.

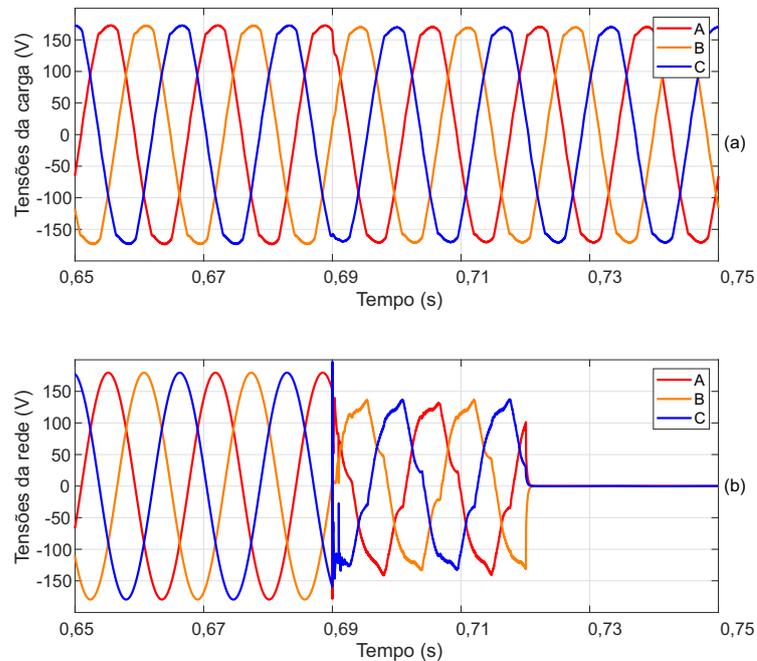
3.2.6 Condição 6

Nessa condição, a rede está operando no modo *standby*, com a tensão da rede elétrica em condições normais, e a *UPS* atuando no condicionamento das tensões e correntes, até existir uma falta de energia, e a *UPS* passar para o modo de *backup*, modo onde o controle de corrente é desativado e a *UPS* fica operando apenas com o lado paralelo com quatro braços controlando as tensões na carga.

Na Figura 54b são expostas as tensões da rede. Elas apresentam um transitório motivado pelo atraso do desligamento do contactor, o qual apresenta um tempo maior para desconexão, fato esperado, pois ele tem que abrir sob carga. Então, foi atribuído um atraso de 30 ms, dado obtido com resultado experimental. A rede efetivamente foi desligada em torno de 0,69s, então a tensão que aparece é resultado da tensão que está sendo sintetizada na carga, tendo essa queda devido à impedância entre o sensor e a carga, que é a impedância composta pela bobina do transformador série e cabos de interligação. Na Figura 54a é visto que a tensão na carga é mantida, tendo um transitório quase que imperceptível na transição entre os modos.

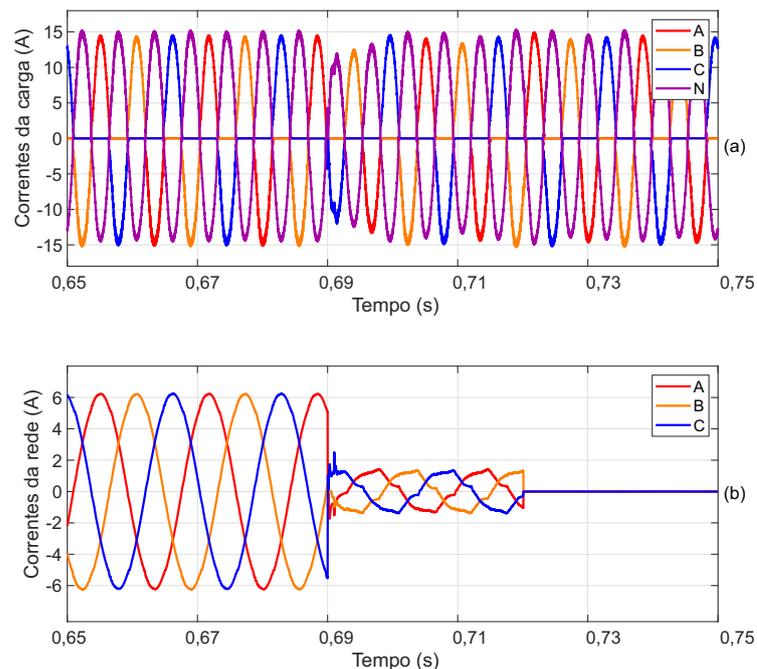
Na Figura 55a é percebida uma diminuição dos valores das correntes de carga, devido a esse atraso na desconexão. Na Figura 55b é visto o controle de corrente tentando forçar as correntes para zero, se fosse utilizada uma chave estática, se eliminaria maior parte desse transitório.

Figura 54 – Tensões da carga e da rede, durante a falta de energia (com atraso).



Fonte: o autor (2020).

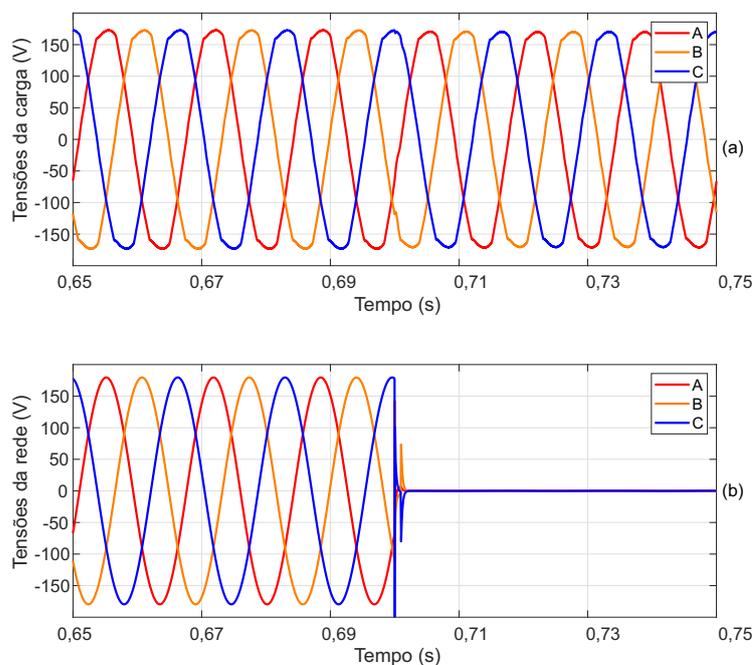
Figura 55 – Correntes da carga e da rede, durante a falta de energia (com atraso).



Fonte: o autor (2020).

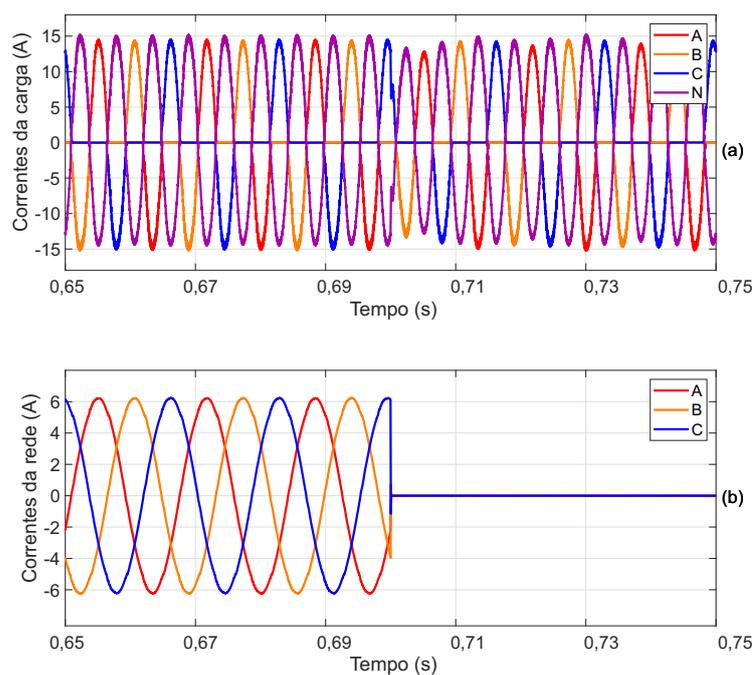
Com a utilização de uma chave estática, é visto na Figura 56a que a tensão na carga é mantida sem transitórios significativos. Na Figura 56b é visto que as tensões na rede na desconexão vão para valores nulos rapidamente. Na Figura 57b é percebida que os valores das correntes de carga vão para zero na desconexão.

Figura 56 – Tensões da carga e da rede, durante a falta de energia (sem atraso).



Fonte: o autor (2020).

Figura 57 – Correntes da carga e da rede, durante a falta de energia (sem atraso).



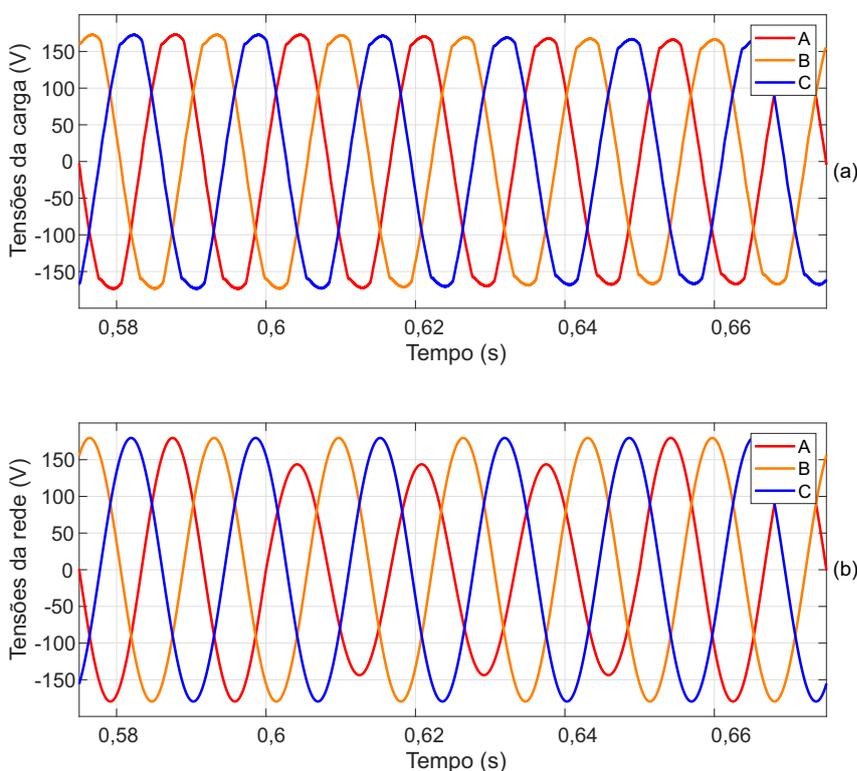
Fonte: o autor (2020).

3.2.7 Condição 7

Nessa condição, a rede elétrica trifásica equilibrada (tensão entre fases de 220 volts) em regime, até a aplicação de um afundamento monofásico de 20% na fase “A”. Esse transitório apresenta um período de três ciclos.

Na Figura 58a é apresentada a forma de onda sintetizada pelo conversor paralelo na carga, e pode ser visto que as tensões não apresentam variações bruscas. Na Figura 58b pode ser percebida a tensão da rede, assim como a visualização do afundamento na fase “A”.

Figura 58 – Tensões da carga e da rede, durante o afundamento monofásico.

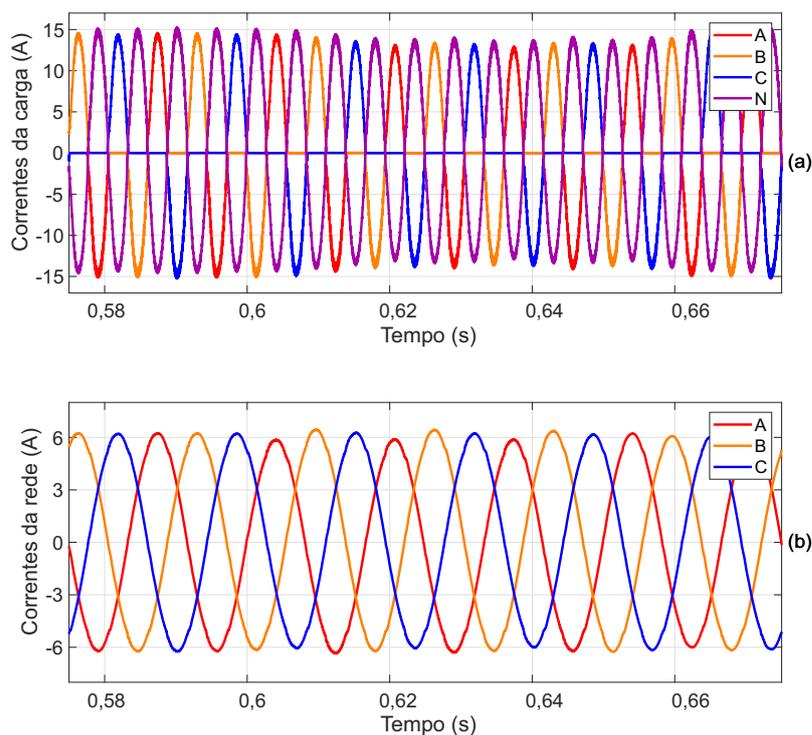


Fonte: o autor (2020).

Na Figura 59a pode ser observado que há uma diminuição nas amplitudes das correntes sobre a carga. As correntes da rede podem ser vistas na Figura 59b, onde existe uma pequena diminuição na amplitude da fase em que está ocorrendo o afundamento, e também é observado um pequeno *offset* entre as correntes, durante o afundamento.

Na Tabela 13, são apresentados os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, durante o último ciclo do afundamento monofásico. É notada uma pequena perda de amplitude nas tensões de carga, e uma perda pequena de amplitude de corrente maior na fase em que é realizado o afundamento, assim como um pequeno desequilíbrio nas amplitudes.

Figura 59 – Correntes da carga e da rede, durante o afundamento monofásico



Fonte: o autor (2020).

Tabela 13 – Resultados das simulações com as tensões da carga e das correntes da rede, durante o afundamento monofásico.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	124,1	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	124,1	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	124	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,245	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,415	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,27	A

3.2.8 Condição 8

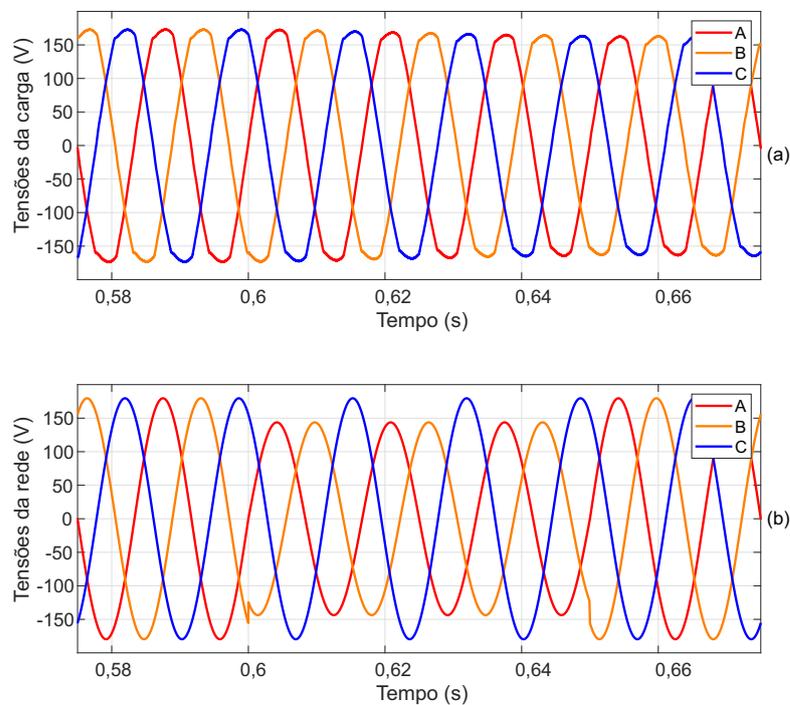
Nesse ensaio, a rede elétrica trifásica está equilibrada (tensão entre fases de 220 volts), está em regime, até o início de um afundamento bifásico de 20% nas fases “A” e “B”, sendo que esse transitório apresenta uma duração de três ciclos. Nessa condição, o índice de modulação foi mudado para $m_i = 0,7$, pois houve uma saturação no controle de corrente, perdendo-se a efetividade do controle das correntes para serem senoidais, devido a esse transiente.

Na Figura 60a as tensões da carga têm uma pequena perda de amplitude, mas não apresentam transitórios significativos. Na Figura 60b são vistas as tensões da rede com o afundamento bifásico, que tem início no instante de 0,6s.

Na Figura 61a é apresentado o comportamento das correntes de carga, onde há um afundamento nas amplitudes, mas é recuperado um ciclo após o transiente. Na Figura 61b são

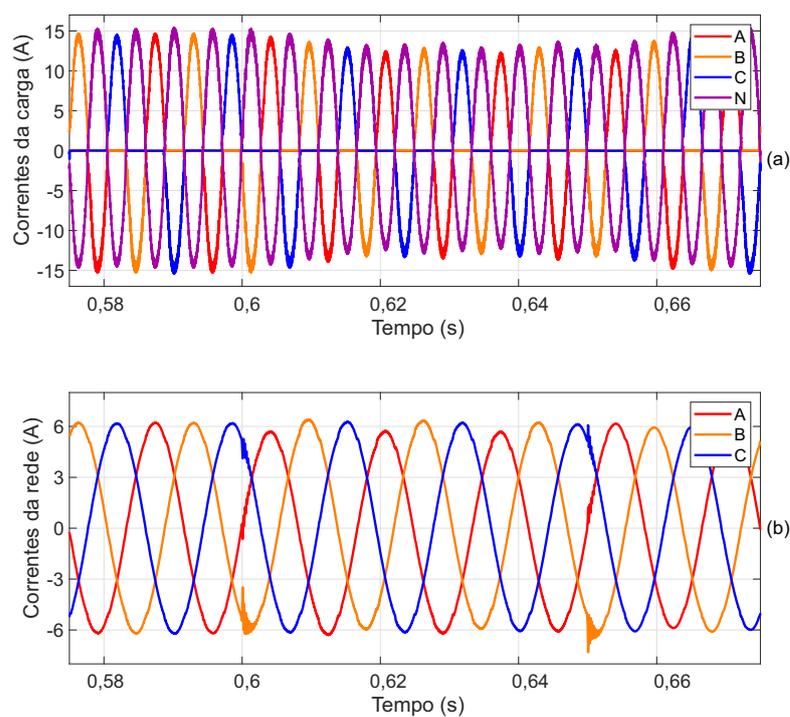
ilustrados os valores das correntes da rede, praticamente senoidais, aparece um pouco de *offset* e existe um pequeno transitório no instantes iniciais e finais do afundamento.

Figura 60 – Tensões da carga e da rede, durante o afundamento bifásico.



Fonte: o autor (2020).

Figura 61 – Correntes da carga e da rede, durante o afundamento bifásico.



Fonte: o autor (2020).

Na tabela 14 é apresentado o valor eficaz para a tensão e a corrente, durante o último ciclo do transitório. Pode ser percebido que as tensões têm perda de amplitude de 6,5V de média, e nas correntes tem um desequilíbrio de 0,1A entre as fases.

Tabela 14 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede durante o afundamento bifásico.

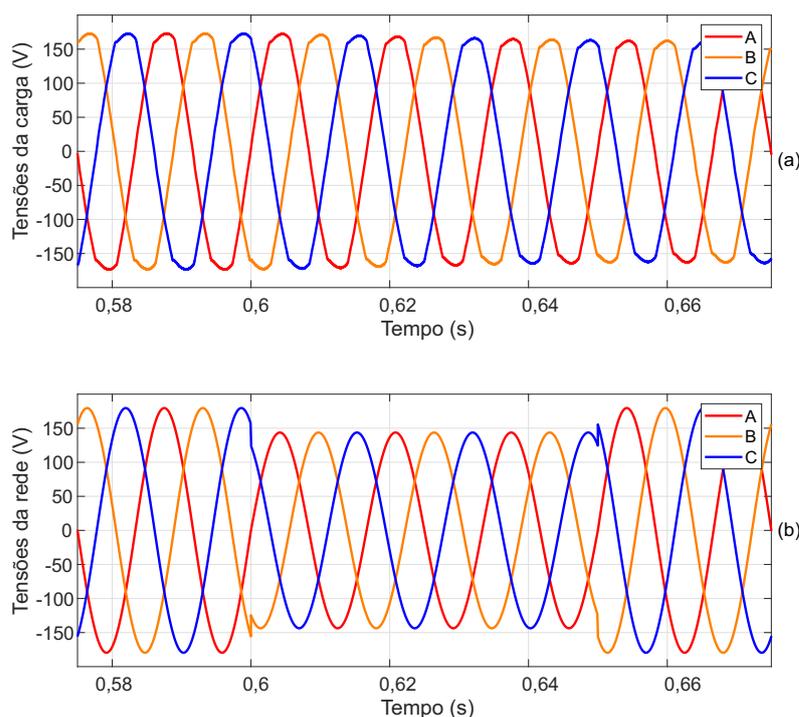
	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	121,7	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	121,7	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	121,5	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,155	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,298	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,306	A

3.2.9 Condição 9

Nessa ocasião, a rede elétrica trifásica está equilibrada (tensão entre fases de 220 volts), está em regime, até o início de um afundamento trifásico de 20% nas fases “A”, “B” e “C”. Esse transitório permanece por três ciclos. O índice de modulação continua com o valor de $m_i = 0,7$.

As tensões na carga e na rede são mostradas na Figura 62, e é visto na Figura 62a que as tensões diminuem as amplitudes de uma forma suave, sem transitórios significativos. Na Figura 62b é apresentado o comportamento da rede, mostrando o momento em que ocorre o afundamento.

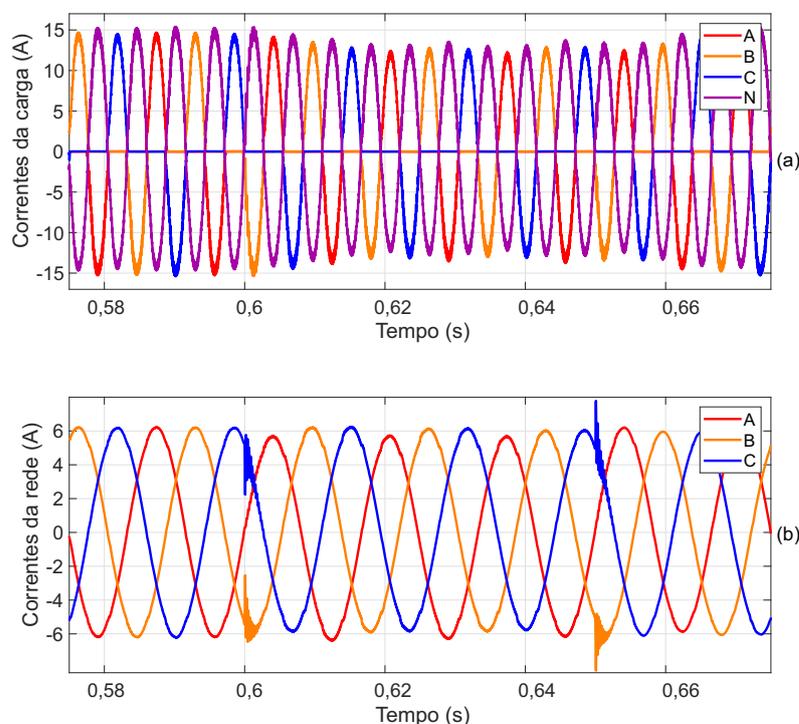
Figura 62 – Tensões da carga e da rede, durante o afundamento trifásico.



Fonte: o autor (2020).

Na Figura 63a é ilustrado que as correntes da carga têm uma diminuição na amplitude durante o afundamento, e na Figura 63b é visto que as correntes da rede apresentam um comportamento senoidal, aparecendo um pequeno *offset* durante o afundamento.

Figura 63 – Correntes da carga e da rede, durante o afundamento trifásico.



Fonte: o autor (2020).

Na tabela 15 é apresentado o valor eficaz para a tensão e a corrente durante o último ciclo do transitório. Pode ser percebido que as tensões têm perdas nas amplitudes com um valor médio de 6,5V e nas correntes se tem amplitudes semelhantes entre as fases.

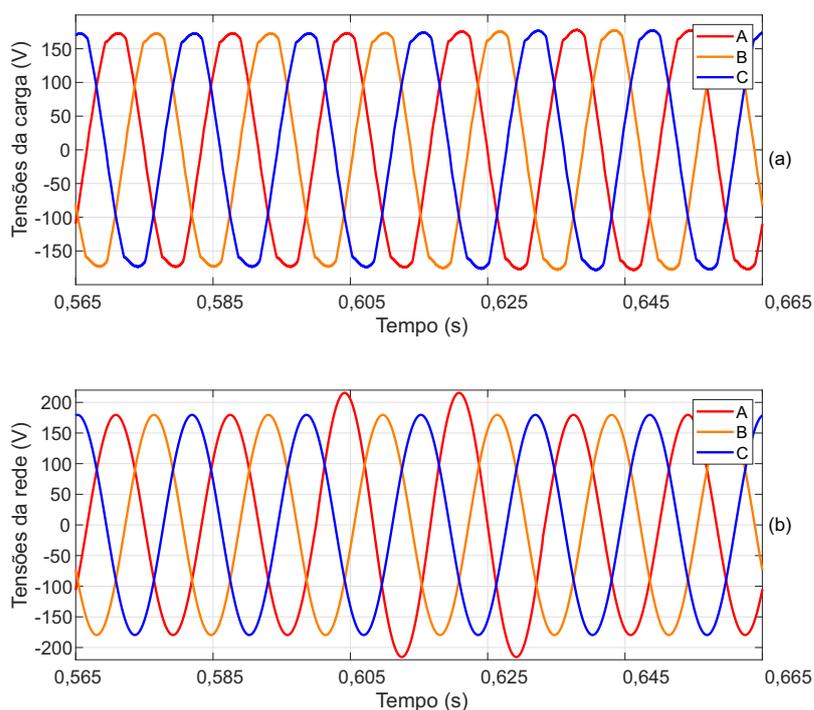
Tabela 15 – Resultados das simulações das tensões da carga e das correntes da rede, durante o afundamento trifásico.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	121,6	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	121,6	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	121,4	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,152	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,164	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,155	A

3.2.10 Condição 10

Com essa condição, a rede elétrica trifásica encontra-se equilibrada (tensão entre fases de 220 volts), em regime, então é aplicada uma sobretensão monofásica de 20% na fase “A”, com um tempo de duração de dois ciclos. O índice de modulação voltou para $m_i = 0,8$. Na Figura 64a é ilustrado que as tensões da carga não apresentam variações significativas, e na Figura 64b são vistas as tensões da rede com o momento em que é aplicada a sobretensão.

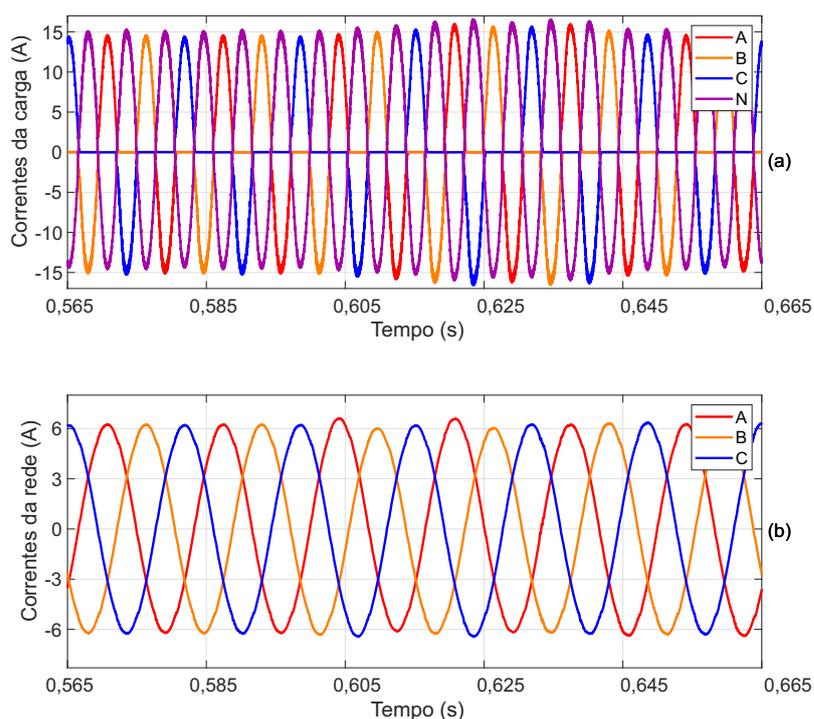
Figura 64 – Tensões da carga e da rede, durante a sobretensão monofásica.



Fonte: o autor (2020).

Na Figura 65a é visto que os valores das correntes da carga têm um pequeno aumento na amplitude e que, após o transitório, voltam para a condição anterior. Na Figura 65b é percebido que as correntes da rede têm um comportamento senoidal, e que aparece um pequeno *offset*, fato ocorrido na sobretensão.

Figura 65 – Correntes da carga e da rede, durante a sobretensão monofásica.



Fonte: o autor (2020).

Na Tabela 16 é apresentado o valor eficaz para a tensão e a corrente, durante o último ciclo do transitório. Pode ser percebido que as tensões apresentam um aumento da amplitude com um valor médio de 3,5V, e nas correntes nota-se uma maior amplitude na fase que tem a sobretensão.

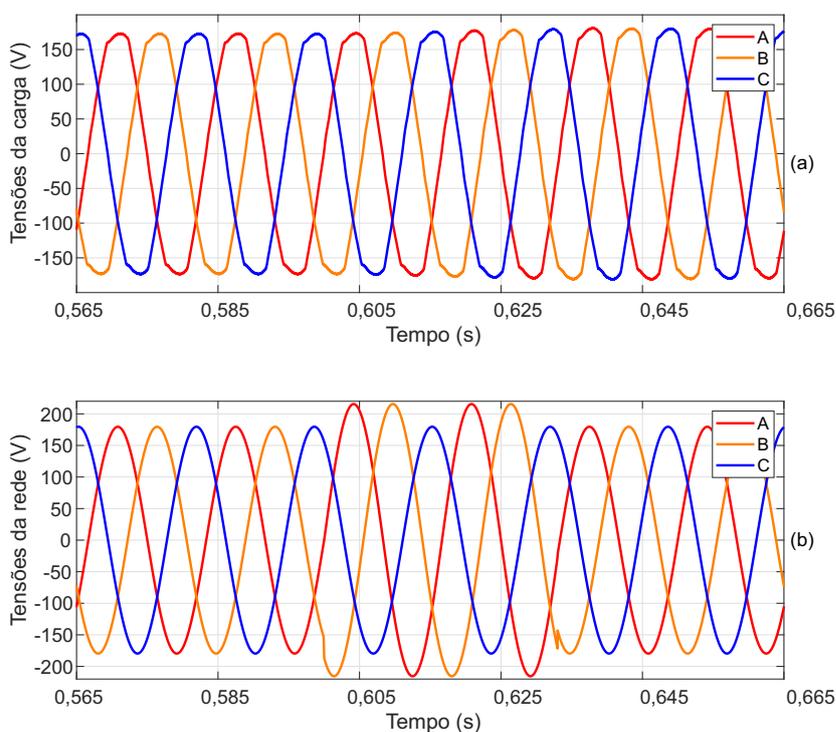
Tabela 16 – Resultados experimentais tensões da carga e correntes da rede, durante a sobretensão monofásica.

	Parâmetro	Unidade	Valor
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	131,1	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	130,7	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	130,9	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,491	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,324	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,449	A

3.2.11 Condição 11

Nesta simulação, a rede elétrica trifásica está em regime e equilibrada (tensão entre fases de 220 volts), até a aplicação de uma sobretensão bifásica nas fases “A” e “B”, a qual tem uma duração de dois ciclos. O índice de modulação é de $m_i = 0,8$. Na Figura 66a podem ser vistos as tensões na carga, pois, independente das sobretensões as tensões na carga aumentam de forma suave e com uma pequena amplitude, assim, mostrando a efetividade do controle paralelo de tensão. Na Figura 66b são vistas as tensões na rede com o aumento de tensão bem perceptível.

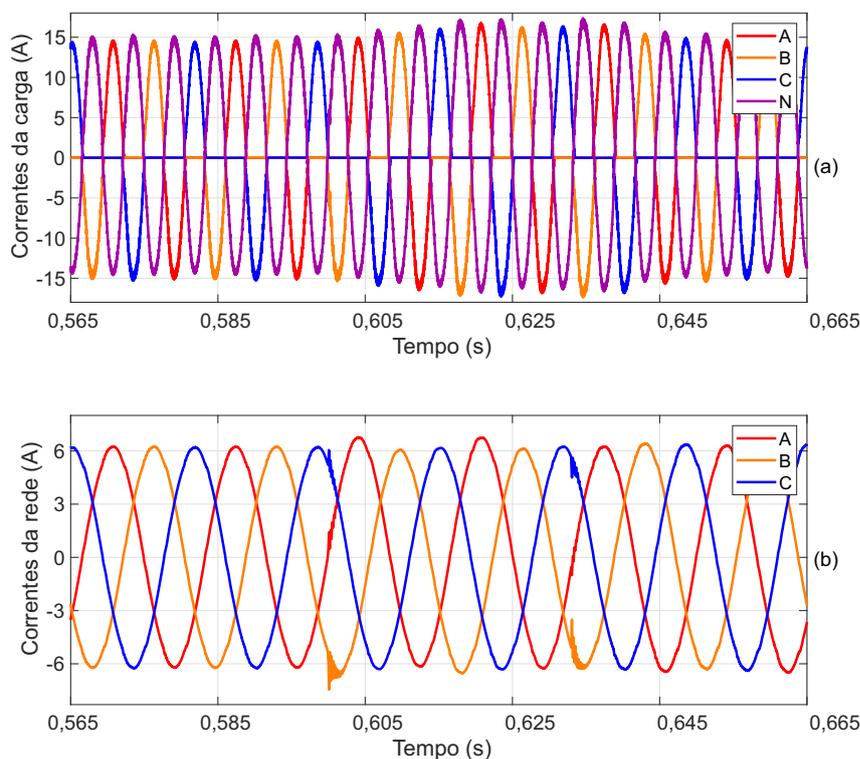
Figura 66 – Tensões na carga e na rede, durante a sobretensão bifásica.



Fonte: o autor (2020).

Na Figura 67a são ilustradas as correntes da carga, onde há um aumento de amplitude durante a sobretensão, voltando às amplitudes anteriores após um ciclo do término da sobretensão. Na Figura 67b é visto que as correntes da rede têm um transitório no início e no final da sobretensão, tendo um pequeno aumento das amplitudes, e novamente aparece um pequeno *offset* no instante do transiente.

Figura 67 – Correntes na carga e na rede, durante a sobretensão bifásica.



Fonte: o autor (2020).

Na Tabela 17 é visualizado o valor eficaz para as tensões e correntes. Durante o último ciclo do transitório de sobretensão bifásica, pode ser percebido que as tensões têm um aumento da amplitude com um valor médio de 5,7 V, valores pequenos se comparados com os 20% de sobretensão em duas fases. Nas correntes nota-se uma maior amplitude na fase “A”.

Tabela 17 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, durante a sobretensão bifásica.

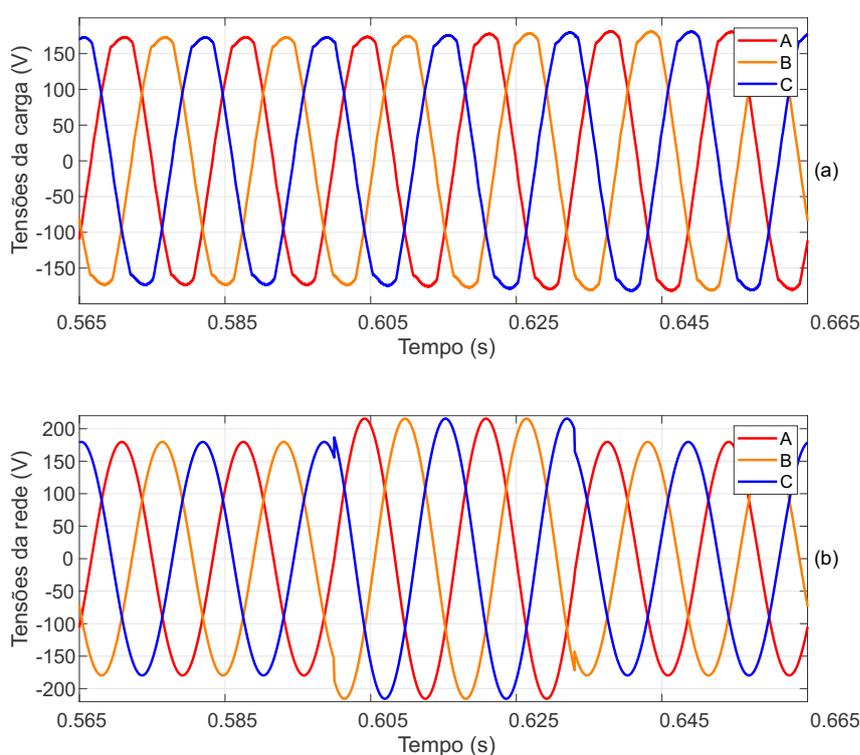
	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	132,9	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	132,4	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	132,7	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,581	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,431	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,402	A

3.2.12 Condição 12

Nessa circunstância, a rede elétrica trifásica encontra-se equilibrada e em regime (tensão entre fases de 220 volts), até ser aplicada uma sobretensão trifásica, com o tempo de duração de dois ciclos. O índice de modulação é de $m_i = 0,8$.

Da Figura 68a é notado que as tensões não apresentam transientes expressivos, assim como aparece um aumento das amplitudes de forma suave, amenizando os efeitos dessa sobretensão na carga. Na Figura 68b são ilustradas as tensões da rede elétrica e o momento em que ocorre a sobretensão trifásica com dois ciclos para cada fase.

Figura 68 – Tensões na carga e na rede, com a sobretensão trifásica.

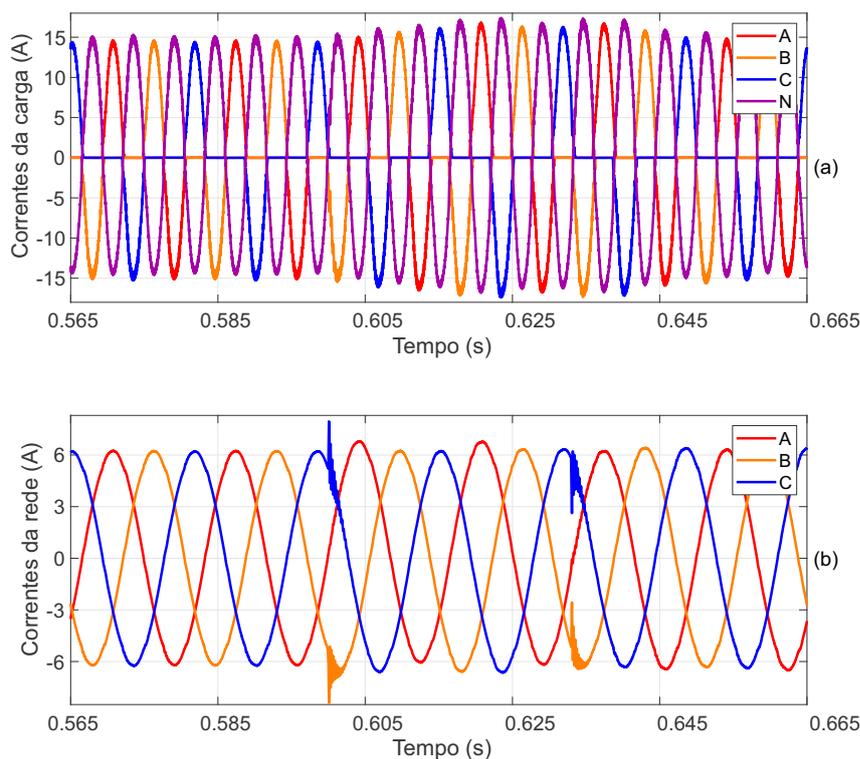


Fonte: o autor (2020).

É percebido na Figura 69a que as correntes da carga têm um aumento durante a sobretensão e que elas retornam para as condições iniciais um ciclo após o término da perturbação. Na Figura 69b são visualizadas as correntes da rede, que apresentam transientes nos instantes inicial e final da sobretensão, mas o controle consegue controlar as correntes para serem senoidais. Existe um pequeno aumento das amplitudes e um pequeno *offset*, durante o transiente.

Na Tabela 18 são apresentados os valores eficazes para as tensões e correntes. Durante o último ciclo do transitório de sobretensão trifásica, pode ser percebido que as tensões têm um aumento da amplitude com um valor médio de 5,8 V, valores pequenos se comparados com os 20% de sobretensão nas três fases, e esse valor é aumentado de forma gradativa, mostrando a efetividade do controle de tensão. Nas correntes notam-se valores com amplitudes praticamente equilibradas.

Figura 69 – Correntes na carga e na rede, com a sobretensão trifásica



Fonte: o autor (2020).

Tabela 18 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, durante a sobretensão trifásica.

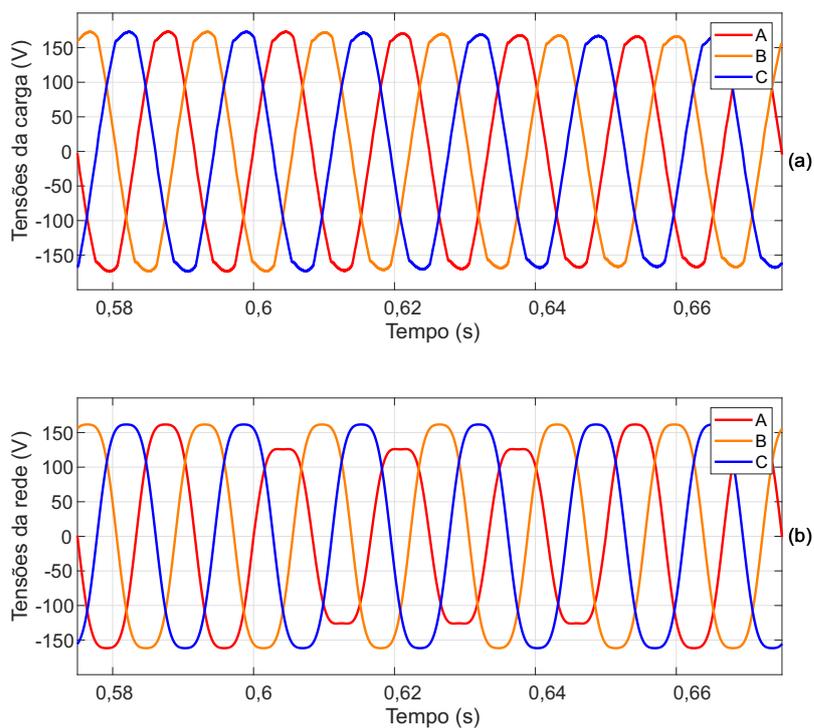
	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	133,0	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	132,5	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	132,9	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,559	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,516	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,516	A

3.2.13 Condição 13

Nessa ocasião, é realizado um ensaio bem atípico, pois a rede elétrica trifásica encontra-se equilibrada somada com 10% de terceira harmônica de tensão (tensão entre fases de 220 volts), em regime, causando uma distorção na tensão de entrada, e depois é causado um afundamento monofásico de 20% na fase “A”, tempo associado a três ciclos de duração. O índice de modulação é mudado para $m_i = 0,7$.

Da Figura 70a é notado que as tensões têm uma pequena diminuição da amplitude, uma redução pequena se comparada com os valores de entrada da rede distorcida e com afundamento. Na Figura 70b é mostrada a forma de onda das tensões da rede, visto como estão distorcidas, e o momento do afundamento monofásico, com uma amplitude próxima a 125 V de pico.

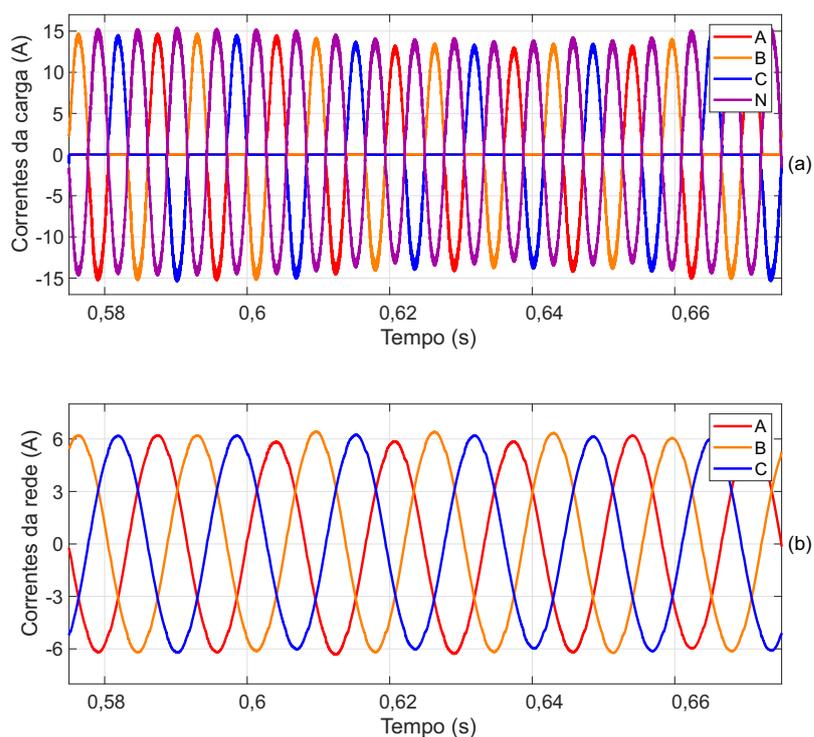
Figura 70 – Tensões na carga e na rede, rede elétrica com 10% de terceira harmônica e afundamento monofásico.



Fonte: o autor (2020).

Na Figura 71a é mostrado que ocorre uma pequena variação nas correntes da carga e que, um ciclo após o afundamento, elas voltam às condições normais. Já na Figura 71b são vistas as correntes da rede que se apresentam senoidais, com uma pequena perda de amplitude, mais pronunciada na fase que tem o afundamento.

Figura 71 – Correntes na carga e na rede, rede elétrica com 10% de terceira harmônica e afundamento monofásico.



Fonte: o autor (2020).

Da Tabela 19 podem ser visualizados os valores eficazes para as tensões e correntes. Durante o último ciclo do afundamento monofásico com 10% de terceira harmônica, também pode ser percebido que as tensões mostram uma pequena diminuição na amplitude com um valor médio de 2,9 V, amplitudes pequenas se comparadas à tensão fornecida da rede, expondo mais uma vez a eficácia do controle de tensão. Nas correntes, nota-se que os valores das amplitudes aparecem com um pequeno desequilíbrio, com uma perda de amplitude mais pronunciada na fase “A”, fase em que ocorre o afundamento.

Tabela 19 – Resultados das simulações para as tensões da carga e das correntes da rede, durante o afundamento monofásico de 20% e com uma terceira harmônica de 10% na alimentação.

	Parâmetro	Unidade	Valor
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	124,2	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	124,2	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	124,1	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,229	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,395	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,26	A

3.2.14 Condição 14

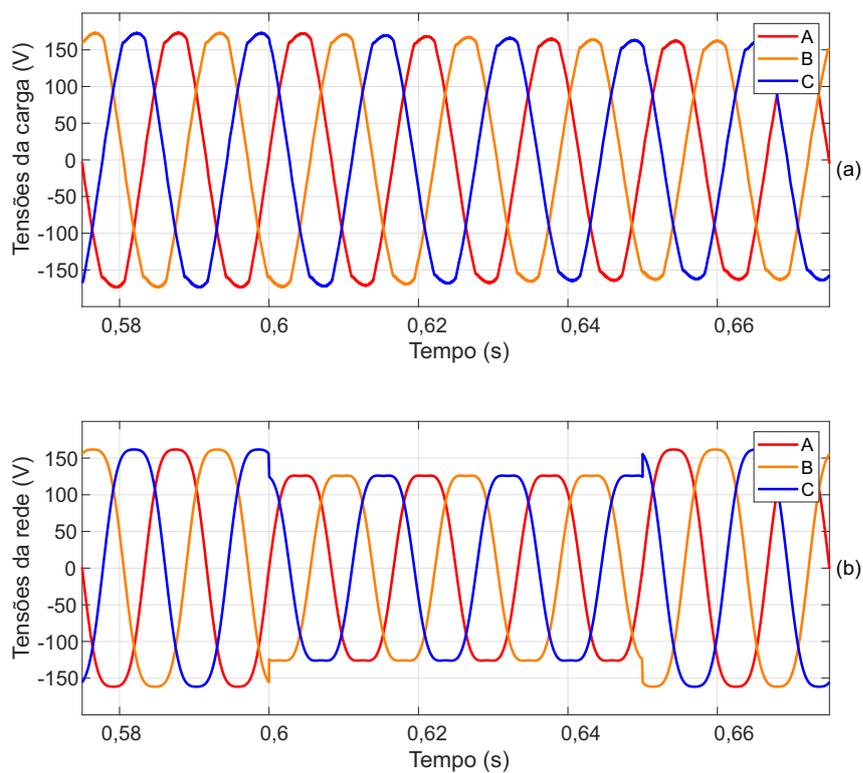
Nesse ensaio, a rede elétrica trifásica está equilibrada, somada com 10% de terceira harmônica de tensão (tensão entre fases de 220 volts), até um momento em que é aplicado um afundamento trifásico de 20%, com duração de três ciclos.

Na Figura 72a são vistas as tensões na carga. Os comportamentos das ondas não mostram transitórios rápidos com o afundamento, e sim, é visualizada uma perda gradativa da amplitude, mas que vai se estabilizando em um valor com uma pequena perda de amplitude. Na Figura 72b podem ser notadas as tensões da rede e seu afundamento trifásico, com um transitório brusco no momento da subtensão.

Podem ser vistas na Figura 73a as correntes da carga com uma perda da amplitude, sendo restabelecidas em um ciclo após o afundamento. As correntes da rede apresentam um comportamento senoidal, conforme pode ser visualizado na Figura 73b, elas apresentam uma pequena perda de amplitude e são praticamente equilibradas, justamente devido a essa condição ser uma falta equilibrada. Além disso, as correntes têm um transiente nos momentos inicial e final do afundamento.

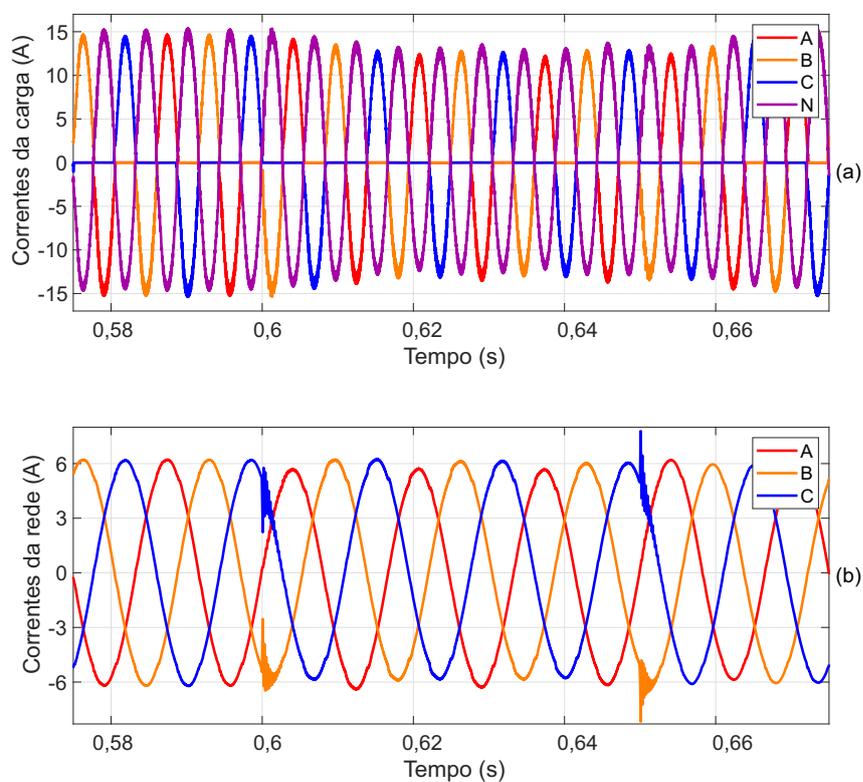
Da Tabela 20 podem ser visualizados os valores eficazes para as tensões e correntes. Durante o último ciclo do afundamento de 20% trifásico com 10% de terceira harmônica. Pode ser percebido que as tensões têm diminuição da amplitude com um valor médio de 5,5 V nas fases, valores de amplitudes pequenos se comparados às tensões distorcidas e sob afundamento trifásico, revelando que o controle de tensão está atuando. Nas correntes, nota-se os valores das amplitudes com uma diminuição, mas com um equilíbrio entre as correntes.

Figura 72 – Tensões na carga e na rede elétrica com 10% de terceira harmônica e afundamento trifásico.



Fonte: o autor (2020).

Figura 73 – Correntes na carga e na rede, rede elétrica com 10% de terceira harmônica e afundamento trifásico.



Fonte: o autor (2020).

Tabela 20 – Resultados experimentais tensões da carga e das correntes da rede durante o afundamento trifásico de 20% e com uma terceira hârmônica de 10% na alimentação.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	121,6	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	121,6	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	121,4	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,153	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,165	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,155	A

3.3 CONCLUSÕES

Ao longo deste capítulo, é apresentado o princípio de funcionamento do conversor de nove chaves *NSI*, onde a topologia proposta acrescenta mais um braço com duas chaves. É ilustrado aqui que o conversor proposto trabalha com frequências distintas e que foi utilizado o controle dual em todas as simulações. A topologia, por sua vez, foi ensaiada com a carga padrão não linear estabelecida em norma, para várias condições. No modo de operação *standby*, as simulações comprovam que a topologia de 11 chaves consegue realizar um bom condicionamento das correntes de entrada e de tensões de saída. Portanto, com base nos resultados obtidos, constata-se a eficácia da topologia proposta suprindo uma carga não linear, visto que o conversor paralelo fornece à carga tensões trifásicas senoidais, mesmo sob condições de afundamento (monofásico, bifásico e trifásico) de tensões, sobretensões (monofásico, bifásico e trifásico) e harmônicos de tensão, provenientes da rede elétrica, bem como, também o conversor série de corrente controla as correntes da entrada para serem senoidais, mesmo sob essas condições.

Nas simulações da topologia durante a interrupção do fornecimento de energia, tal como, no restabelecimento da energia, pode-se constatar que o comportamento das tensões sobre a carga não apresentam um grande transiente, concluindo-se que o tempo de transição entre os modos de operação de *standby* e *backup* é praticamente nulo, fato possível devido ao controle dual utilizado, que tem o controle constante das tensões sobre a carga.

E visto aqui, também, que a topologia consegue desempenhar uma boa compensação nas distorções harmônicas, fato que pode ser observado para condições de regime permanente, e que apenas na condição 3 a *THD* na tensão da fase “c” está em desacordo com as normas internacionais, fato ocasionado pelo grande desequilíbrio causado na carga resistiva da carga de referência.

Na condição 3 observa-se um aumento expressivo nos valores de corrente, pois foi mudada a potência da carga, mas pode-se notar que o controle de corrente consegue atuar para que as correntes permaneçam senoidais e com baixo conteúdo harmônico. As condições em que se tem perdas maiores nas amplitudes das tensões são sempre as condições com afundamento bifásico ou trifásico, tendo uma maior exigência do controle paralelo, mas foi observada no gráfico uma transição sem grandes variações, para evitar qualquer tipo de dano na carga.

4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Este capítulo tem o intuito de explicar, de uma forma geral, o protótipo construído em laboratório com fotos e esquemas ilustrativos, bem como todas as partes constituintes, filtros, conversor, placas de medição de correntes e tensões, placas de condicionamento de sinais e carga não linear, assim como a fonte utilizada para simulação da rede elétrica, seja em regime permanente ou com transitórios provenientes dela. Por fim, são apresentados os resultados experimentais obtidos com a *UPS* interativa com a rede, de 11 chaves, embasado-se como guia nos resultados das simulações obtidos no Capítulo 3.

Os sinais de interesse para tensões e correntes, deste capítulo, seja na carga ou rede, no conversor série ou paralelo, respectivamente, foram aferidos com um osciloscópio da fabricante *Yokogawa*® modelo *DL850*.

Preliminarmente, é mostrado um detalhamento das partes que compõem o protótipo que foi elaborado com o principal objetivo de validação da topologia de fonte interativa com a rede de 11 chaves funcionando com o controle *dual*, assim apresentando seus principais componentes. Por último são apresentados os resultados experimentais obtidos com o funcionamento do protótipo.

4.1 DESCRIÇÃO DO PROTÓTIPO

Os resultados experimentais obtidos com o protótipo construído em laboratório têm como finalidade a comprovação dos resultados obtidos com as simulações em Simulink do Matlab®. O projeto e construção do protótipo foi baseado nas simulações do Capítulo 3. A elaboração do protótipo de 11 chaves segue em total acordo com os elementos utilizados na simulação. Foi empregada uma estrutura modular e o uso de bornes, que facilitam o acesso aos terminais do conversor, filtros e carga de modo a permitir conexão e desconexão de elementos, medições e proteções, para facilitar intervenções, manutenções e modificações.

No conversor de 11 chaves, cada braço é constituído por módulos de duas chaves *IGBT* com capacidade nominal de 50A por braço do conversor, comandadas via circuitos de *gate drive* da Semikron®. Esses *drivers* recebem os pulsos de gatilhos para as chaves da placa de condicionamento de sinais que é apresentada na Figura 74, onde é realizada a comparação dos sinais modulantes com a portadora, assim gerando os pulsos de gatilho do *PWM*, através dos ciclos de trabalho fornecidos pelo *DSPACE*®.

Na placa de condicionamento, fica acomodado o *CPLD* (*Complex Programmable Logic Device*) que é responsável pela implementação da lógica dos pulsos de gatilhos, responsáveis, por sua vez, pelo chaveamento de todos os *IGBTs* do conversor, assim como pela implementação do tempo morto para cada pulso e também pela proteção, assim, assegurando a integridade

Figura 74 – Placa de condicionamento de sinais e PWM.



Fonte: o autor (2020).

dos componentes do conversor. Em todas as entradas e saídas do *CPLD* são utilizados optoacopladores, assegurando o isolamento dos componentes.

O *CPLD* recebe os sinais do *Dspace*®, via módulo DS 5101, sobre os ciclos de trabalho gerados pelo algoritmo após o controle. O *CPLD* envia sinais ao *Dspace*® via placa DS4002, informando qualquer anormalidade com os *gate drives* ou com a atuação das proteções. Na placa de condicionamento de sinais e *PWM* também é gerada a portadora triangular através de um oscilador contido na placa. Portanto a portadora é comparada com os ciclos de trabalho, produzindo os pulsos de *PWM*. A placa de condicionamento recebem os sinais analógicos medidos nas placas de medição, que contêm os sensores de tensão e corrente que são apresentados na Figura 75. Esses sinais são condicionados e transmitidos por meio de cabos coaxiais à placa DS2004, onde é realizada a discretização dos sinais enviados ao *Dspace*®.

As placas que fazem as medições de tensões e correntes são apresentadas na Figura 75. Nas duas placas da esquerda os sensores de tensão estão localizados. São sete sensores que medem tensões da rede, da carga e do barramento CC. Os sensores de correntes estão nas três placas da direita, onde são aferidas as correntes que saem do conversor série, que saem do conversor paralelo e que entram na carga (ao todo são utilizados nove sensores). Todos esses sinais são enviados para a placa de condicionamento em formato analógico, para posterior condicionamento e discretização (na placa do *Dspace*®). Nesta topologia para o conversor funcionando com 11 chaves optou-se pelo uso de placas de *gate drives* com comando independente para as duas chaves do módulo. Como cada braço do conversor é constituído por

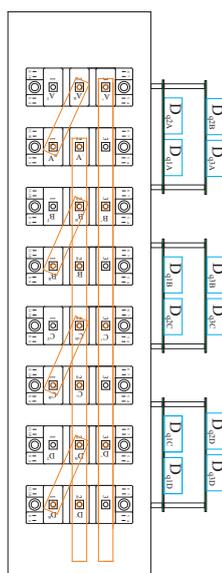
Figura 75 – Placas de medição das tensões e correntes.



Fonte: o autor (2020).

três chaves, apenas o braço de neutro tem duas chaves, e foram necessários oito módulos *IGBT* para a implementação do conversor, porém, apenas 11 chaves foram efetivamente utilizadas. O esquema de montagem do protótipo é apresentado na Figura 76.

Figura 76 – Diagrama de conexões do conversor.



Fonte: o autor (2020).

As chaves foram montadas sobre um dissipador de calor de alumínio com ventilação forçada com um *cooler* na parte superior do dissipador; a conexão entre o barramento CC e as chaves foi construída com barras de cobre e tarugos de alumínio, para as que barras de cobre fiquem em alturas diferentes, evitando o contato com chaves adjacentes. A construção com barras de cobre foi motivada pelos efeitos de indutâncias e capacitâncias parasitas. Na Figura 77, podem ser vistos o conversor, as barras de cobre, os capacitores de filtragem (do barramento CC), as ligações dos *gate drives* e os terminais de saída do conversor.

Na Figura 78, são mostrados de uma forma geral, a parte interna do quadro, o conversor, as placas de medição, as fontes CC, os disjuntores de entrada e saída, os contactores e os bornes de conexão. As placas de medição de tensão e corrente estão na parte lateral direita do quadro, enquanto que o conversor está fixado na chapa do painel, no canto inferior esquerdo. O barramento CC foi implementado por meio de capacitores na parte inferior do conversor onde é colocada a fonte CC para emular as baterias. Os bornes fazem a interligação entre os diversos componentes da parte de potência, como as conexões do conversor com os filtros série e paralelo.

Figura 77 – Conversor 11 chaves, *cooler* e *gate drives*.



Fonte: o autor (2020).

Figura 78 – Visão geral da parte interna do protótipo.



Fonte: o autor (2020).

Na Figura 79 são apresentados os transformadores monofásicos utilizados com a relação de espiras de 1:1. Eles fazem a interligação do conversor série com a rede. No lado secundário o conversor é interligado ao transformador através de um filtro LC, no lado primário as bobinas do lado da rede ficam em série entre a rede e a alimentação da carga, com o propósito de injetar tensões, dessa maneira fazendo o controle das correntes da rede senoidais, e no lado conectado ao conversor, os transformadores são ligados em 'Y' sem aterramento. Na mesma Figura 79 é possível ver o contactor que faz a interligação da rede com as bobinas série do transformador de acoplamento, pois não foi possível utilizar uma chave estática.

Figura 79 – Transformadores monofásicos para o acoplamento do conversor série.



Fonte: o autor (2020).

Os filtros de saída do conversor série e paralelo serão apresentados a seguir. O filtro série LC são indutores de núcleo de ar e um banco de capacitores, conforme é ilustrado na Figura 80 os indutores série e na Figura 81, o filtro capacitivo série com capacitores de poliéster. O filtro paralelo LC foi construído com indutores de núcleo de ar e um banco de capacitores também de poliéster. Os capacitores estão em paralelo em uma placa de circuito impresso, conforme é mostrado da Figura 82.

Figura 80 – Indutores do filtro LC para o conversor série.



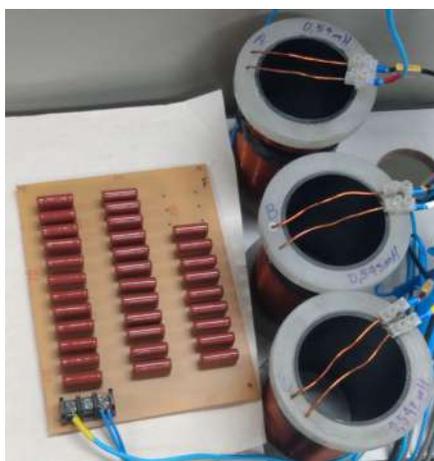
Fonte: o autor (2020).

Figura 81 – Capacitores do filtro LC para o conversor série.



Fonte: o autor (2020).

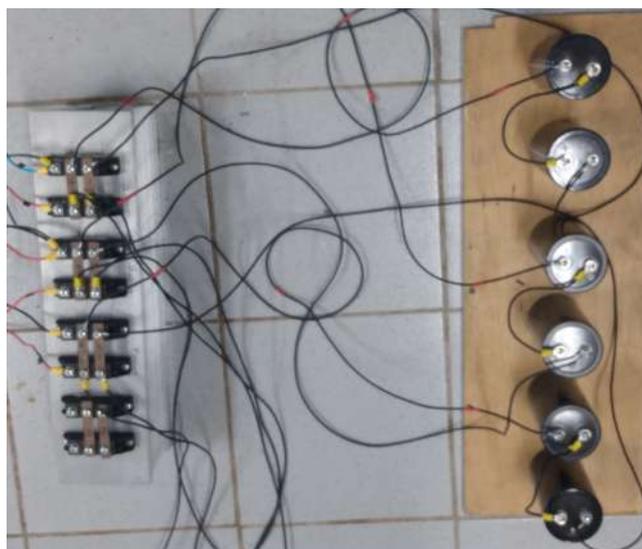
Figura 82 – Filtro LC para o conversor paralelo.



Fonte: o autor (2020).

A carga utilizada foi baseada na norma IEC-62040-3 (1999a) e NBR-15204 (2005), com uma ponte completa de diodos, tendo em seu terminal de saída dois capacitores de $C = 4700\mu F$ em série, que estão em paralelo com as resistências da carga, normalmente com $R_1 = 48,2\Omega$, apenas mudadas em uma condição de desequilíbrio na carga não-linear. A ponte completa de diodos e capacitores é mostrada na Figura 83. O banco de resistências da carga utilizado é apresentado na Figura 84. Como resistências de entrada R_s são utilizadas três resistências de $0,22\Omega$ em série, conforme é mostrado na Figura 85.

Figura 83 – Ponte de diodos e capacitores de carga.



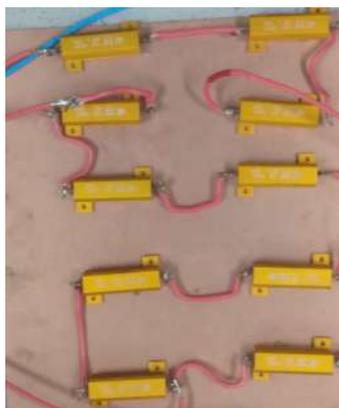
Fonte: o autor (2020).

Figura 84 – Banco de resistências usadas como carga.



Fonte: o autor (2020).

Figura 85 – Resistências de entrada da carga.



Fonte: o autor (2020).

4.2 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA *UPS* ONZE CHAVES

Os ensaios realizados foram baseados em uma *UPS* classe 3 da norma IEC-62040-3 (1999a), em que, em regime permanente, a *UPS* deve suportar afundamentos de tensões de 20% e sobretensões de 10%. Para simular questões mais severas, sobretensões maiores foram utilizadas e, em alguns ensaios na rede de entrada, foi atribuída uma terceira hârmônica de tensão com afundamentos de tensão.

Em um ensaio, foram alteradas as resistências R_1 para gerar um desequilíbrio na carga. Nos ensaios baseados em normas IEC-62040-3 (1999a), o modo de transição é realizado com cargas resistivas mas, no presente caso, foi utilizada a mesma carga, para se observar o comportamento da topologia 11 chaves com condições mais agressivas.

Na realização dos ensaios para simular a rede do sistema elétrico, foi utilizada uma fonte de corrente c.a. trifásica programável fabricada pela empresa *Supplier*® modelo *FCATC 3000-38-15*, fonte com a capacidade de realizar as perturbações de tensão da rede elétrica como afundamentos, sobretensões, e componentes harmônicos nas tensões.

Por se tratar de uma fonte chaveada alguns transitórios como a sobretensão acontecem em rampa com o tempo mínimo de 0,1 segundos, então, para falta de energia, foi utilizado um disjuntor trifásico na entrada a fim de simular uma falta de energia mais próxima do que acontece no sistema elétrico, bem como, nas situações da volta da rede, seja em fase ou com 180 graus de defasagem com as tensões da carga.

A carga utilizada baseada na norma IEC-62040-3 (1999a) é composta de três retificadores monofásicos de ponte completa, onde, nos seus terminais de saída, são conectados os capacitores e os resistores em paralelo. Essa carga apresenta uma *THD* de corrente de 121,05% para uma alimentação com tensões na frequência fundamental.

Figura 86 – Fonte de corrente c.a. trifásica *Supplier*®.

Fonte: o autor (2020).

Os resultados foram aferidos com o osciloscópio *Yokogawa*® modelo *DL850*. Na obtenção dos resultados experimentais no protótipo, os parâmetros utilizados são descritos na Tabela 21.

Tabela 21 – Parâmetros utilizados para os ensaios da *UPS* de onze chaves.

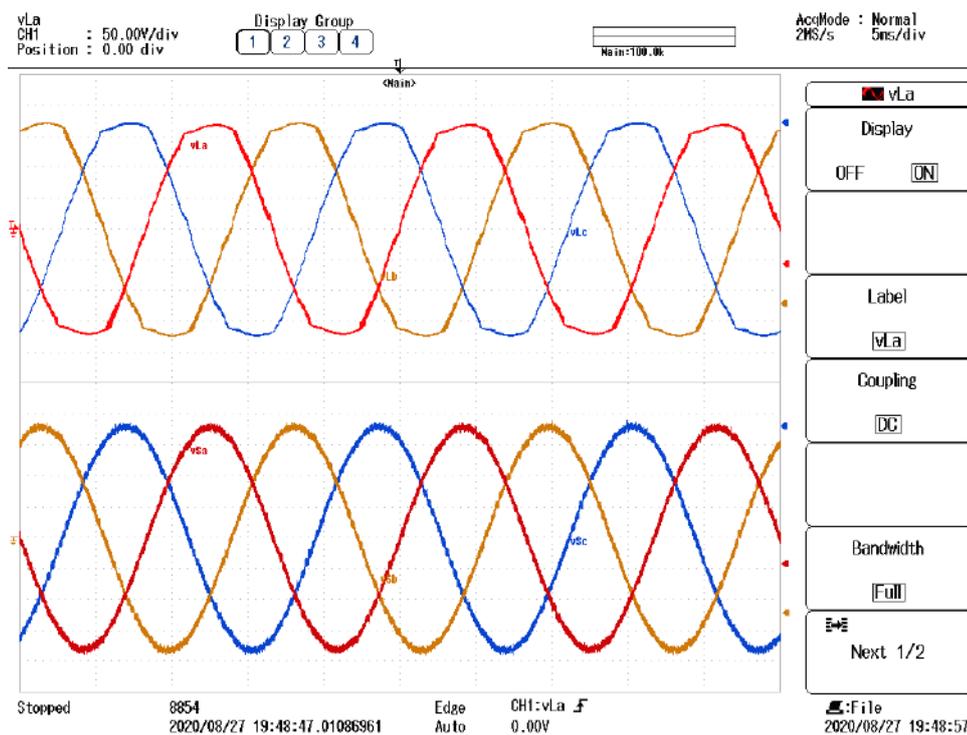
Parâmetro	Valor	Unidade
Tensão eficaz, fase-neutro, da rede (V_s)	127	V
Resistência de entrada da carga (R_s)	0,66	Ω
Resistência da carga (R_1)	48,4	Ω
Capacitância da carga (C)	2350	μF
Indutância do filtro série (L_S)	0,83	mH
Capacitância total do barramento CC (C_{cc})	4.700	μF
Capacitância do filtro série (C_{c2})	4,7	μF
Indutância do filtro paralelo (L_P)	0,54	mH
Relação de espiras dos transformadores série (n)	1.0	-
Tensão de referência do barramento CC	500	V
Frequência do <i>PWM</i> (f_s)	20	kHz
Frequência do filtro anti-aliasing (f_{aa})	10	kHz
Frequência de amostragem (f_a)	20	kHz
Índice de modulação da unidade <i>top</i> (m_s)	0,2	-
Índice de modulação da unidade <i>bottom</i> (m_i)	0,8	-

Fonte: o autor (2020).

4.2.1 Condição 1

Com essa condição, a rede elétrica é mantida com a tensão nominal e em regime permanente, e a *UPS* está atuando no condicionamento das correntes da rede e tensões da carga, para serem senoidais. Na Figura 87, é apresentada a aferição das tensões na carga e na rede em regime permanente com a *UPS* de 11 chaves em operação com os dois lados do conversor, ou

Figura 87 – Tensões da carga e rede em regime permanente.



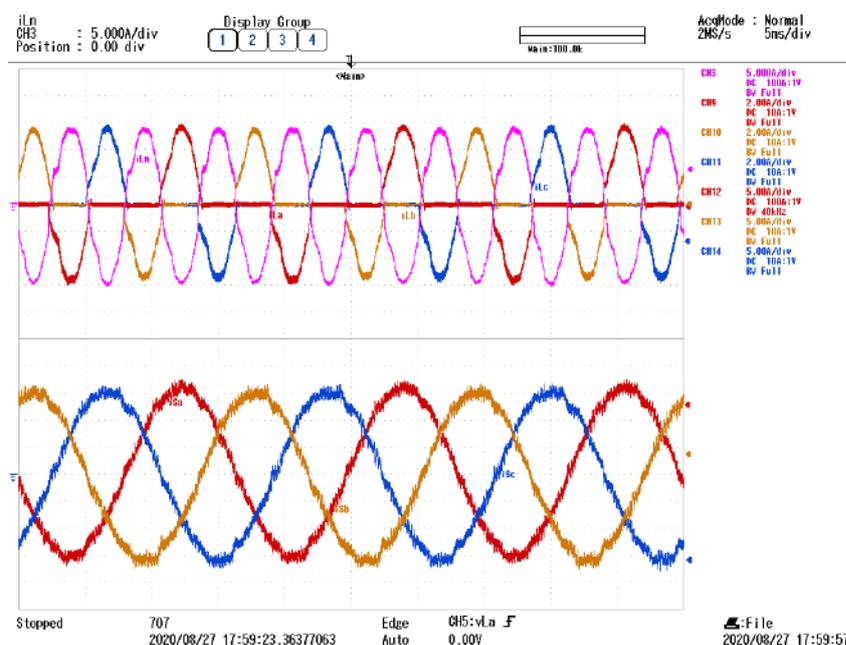
Fonte: o autor (2020).

seja, no modo *standby*. A distorção harmônica total das tensões da carga é de 5,33% na fase “A”, 4,53% na fase “B” e 4,75% na fase “C”.

Na Figura 88, é mostrado o formato das correntes de carga nas fases e neutro, e correntes da rede nas fases, sendo que as correntes de carga apresentam uma alta distorção harmônica com valores de pico próximos a 15 A. A distorção harmônica total (*THD*) das correntes da rede é de 4,6% na fase “A”, 3,96% na fase “B” e 4,27% na fase “C”, o que mostra que a carga do experimento apresenta pequenas diferenças nos valores dos componentes que compõem a carga, o que pode ser explicado pela faixa de tolerância de 5% nos valores dos componentes resistivos e capacitivos utilizados. Então, pode ser observado que a carga não é completamente equilibrada.

Na Tabela 22 é mostrados os valores das amplitudes e *THD* das tensões da carga e corrente da rede. Nota-se que a *UPS* 11 chaves apresenta uma atuação que consegue compensar as distorções harmônicas provenientes da carga e, dessa maneira, os valores de *THD* de tensão e corrente encontram-se enquadrados dentro das normas internacionais (IEC-62040-3, 1999a; IEEE-519, 2014) e nacionais (PRODIST, 2015).

Figura 88 – Correntes da carga e rede em regime permanente.



Fonte: o autor (2020).

Tabela 22 – Resultados experimentais das tensões e correntes da rede e carga, em regime permanente.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	126,3	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	127,6	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	127,8	V
	THD de tensão na fase A	5,33	%
	THD de tensão na fase B	4,53	%
	THD de tensão na fase C	4,75	%
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,368	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,383	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,357	A
	THD de corrente na fase A	4,60	%
	THD de corrente na fase B	3,96	%
	THD de corrente na fase C	4,27	%

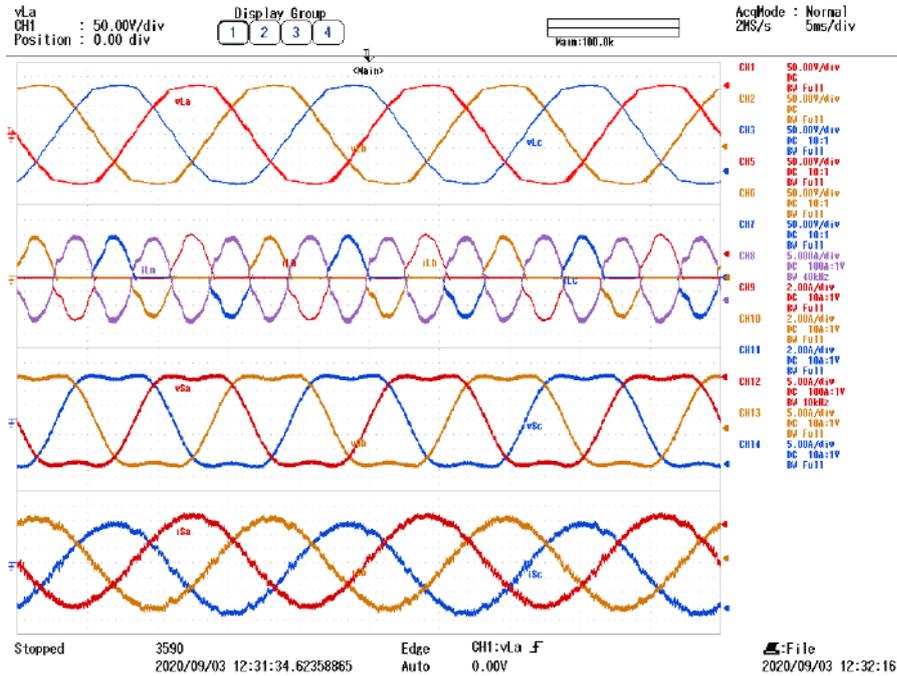
Fonte: o autor (2020).

4.2.2 Condição 2

Nessa condição, a tensão da rede elétrica está com 20% de terceiro harmônico e em regime permanente, causando uma deformação na tensão de alimentação do sistema. Na Figura 89 são apresentados os valores obtidos para as tensões e correntes da carga e rede, respectivamente. Vê-se que as correntes da rede são controladas para serem senoidais e com baixo *THD*, assim mostrando a eficácia da topologia.

São vistas na Figura 90 as tensões na carga e rede, onde é mostrado que as tensões da carga estão com baixo conteúdo harmônico, apesar de uma rede com 20% de *THD* de tensão (terceira harmônica). O ensaio mostra a atuação da *UPS* na mitigação de harmônicos nas tensões

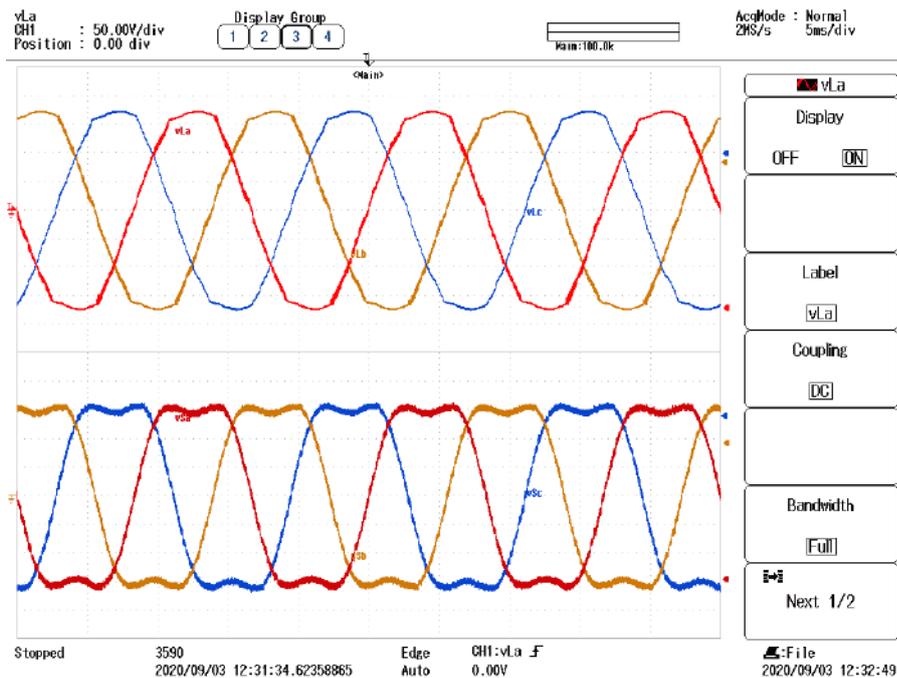
Figura 89 – Tensões e correntes na carga e rede, com a rede com 20% de terceiro harmônico.



Fonte: o autor (2020).

da rede. Assim, fica exposta a boa atuação do conversor paralelo com o quarto braço na realização do controle das tensões sobre a carga.

Figura 90 – Tensões na carga e rede, com a rede com 20% de terceiro harmônico.



Fonte: o autor (2020).

Na Tabela 23 são vistos os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, e também as suas respectivas *THD*. Durante o funcionamento com a tensão da rede com 20% de terceiro harmônico, as tensões apresentam amplitudes satisfatórias e com a *THD* dentro das normas internacionais (IEC-62040-3, 1999a; IEEE-519, 2014) e nacionais (PRODIST, 2015), assim como as correntes de carga apresentam comportamento senoidal, também com uma baixa *THD*, obedecendo às normas de qualidade de energia.

Tabela 23 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, com a rede com 20% de terceiro harmônico.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	128,2	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	128,2	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	128,1	V
	THD de tensão na fase A	4,72	%
	THD de tensão na fase B	4,63	%
	THD de tensão na fase C	4,41	%
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,42	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,401	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,387	A
	THD de corrente na fase A	3,40	%
	THD de corrente na fase B	3,53	%
	THD de corrente na fase C	3,59	%

Fonte: o autor (2020).

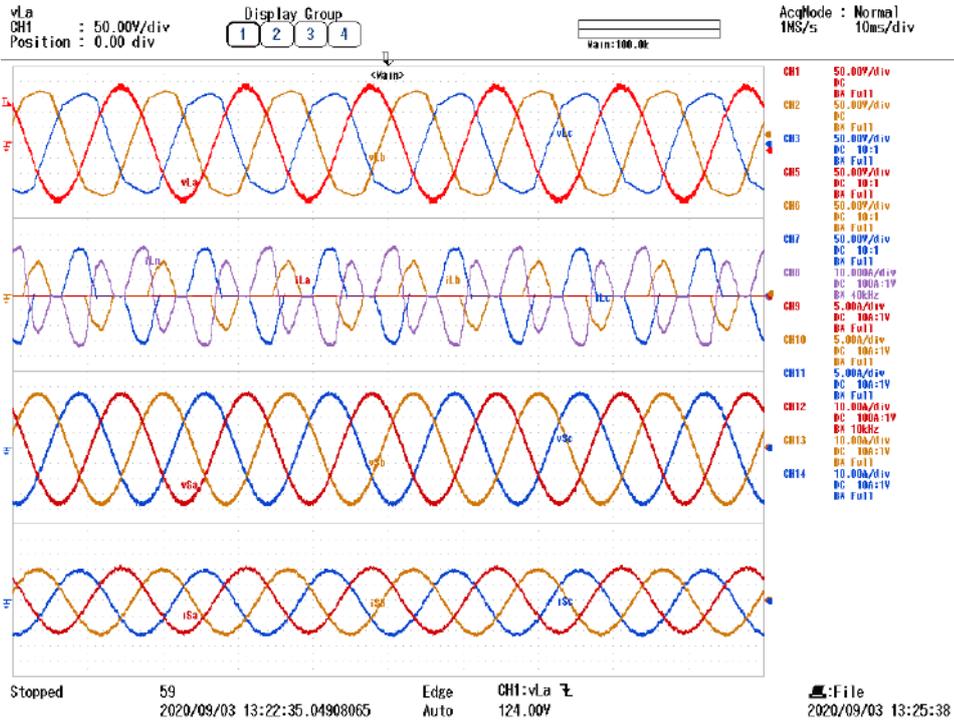
4.2.3 Condição 3

Nessa condição, a tensão da rede é mantida em senoidal com 127 V fase-neutro e a carga não linear é alterada para ser desequilibrada, ou seja, alterando os valores de resistências (R_1). Desse modo, a resistência na fase “A” é retirada, ficando apenas os capacitores, na fase “B” é colocada uma resistência de 24,2 Ω e na fase “C” uma de 12,1 Ω , porém, se mantêm os capacitores nestas últimas fases. Na Figura 91 é mostrado que as correntes da rede são controladas e com baixa *THD*, mas com amplitudes maiores devido à mudança da potência consumida pela carga, ocasionado pela troca nas resistências.

Na Figura 92 vê-se que o conversor paralelo consegue controlar as tensões sobre a carga, mas é notada uma maior distorção na fase “C”, fase com a menor resistência.

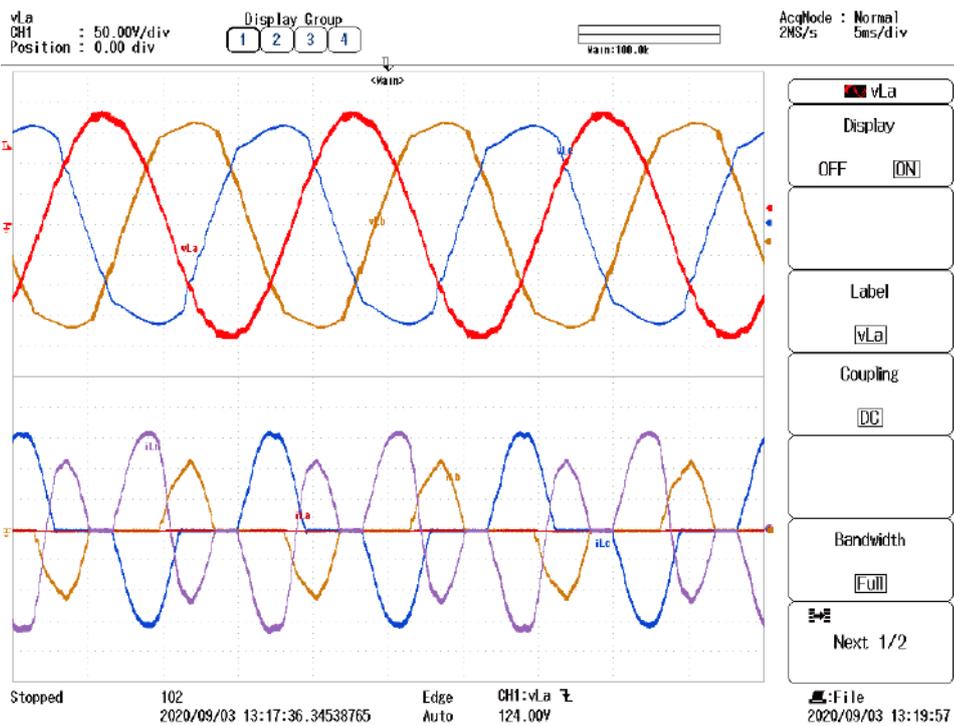
Na Tabela 24 são vistos os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede e também as suas respectivas *THD*. Durante o funcionamento com a carga desequilibrada e com a rede em condições normais, as tensões apresentam amplitudes diferentes e com o *THD* dentro das normas internacionais apenas para duas fases, sendo a *THD* máxima permitida violada na fase “C”. A norma nacional foi respeitada, mostrando que o sistema atende ao propósito sugerido. Porém, as correntes de carga apresentam comportamento senoidal, com a baixa *THD* e valores que estão de acordo com as normas.

Figura 91 – Tensões e correntes na carga e rede, com desequilíbrio na carga não linear.



Fonte: o autor (2020).

Figura 92 – Tensões e correntes da carga, com desequilíbrio na carga não linear.



Fonte: o autor (2020).

Tabela 24 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede com carga desequilibrada e alimentação senoidal.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	131,2	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	127,6	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	121,5	V
	THD de tensão na fase A	1,52	%
	THD de tensão na fase B	6,83	%
	THD de tensão na fase C	9,31	%
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	7,38	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	7,424	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	7,381	A
	THD de corrente na fase A	2,73	%
	THD de corrente na fase B	2,61	%
	THD de corrente na fase C	2,77	%

Fonte: o autor (2020).

4.2.4 Condição 4

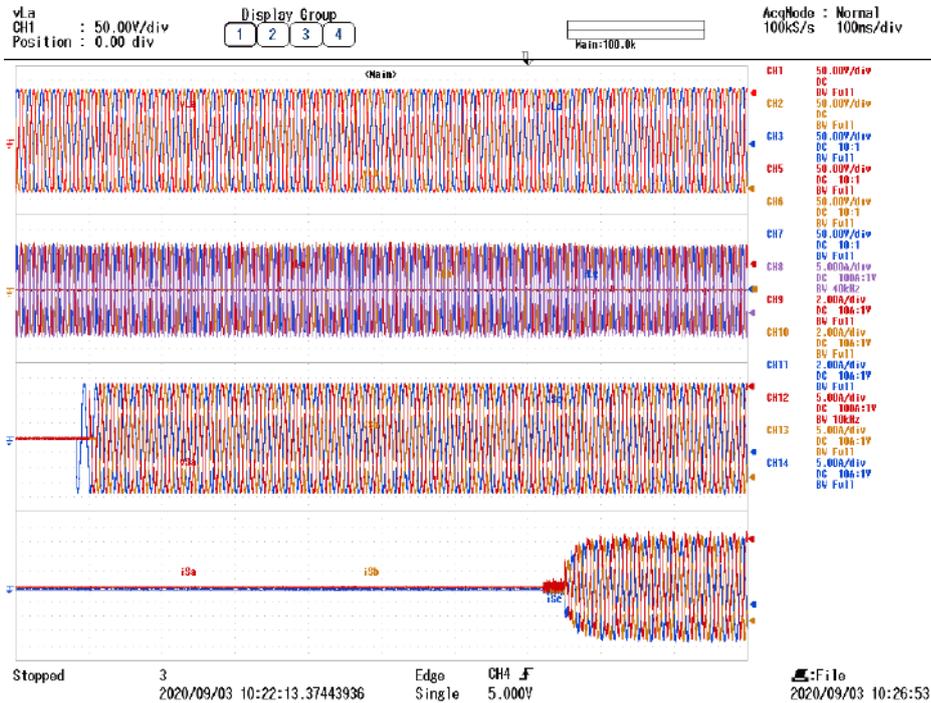
Nesse teste, a *UPS* encontra-se em modo de *backup*, ou seja, existe uma falta de energia ou poderia ser uma condição em que a rede não está dentro dos parâmetros estabelecidos para o ideal funcionamento da *UPS*. No presente caso, a rede elétrica retorna com uma tensão defasada de 180° em relação às tensões que estão sendo sintetizadas pelo conversor paralelo para a carga, sendo o pior cenário possível para análise do desempenho e funcionalidade do algoritmo de sincronização. Assim, pode ser analisada a eficácia e o tempo de sincronização com a rede do algoritmo utilizado. As tensões e correntes de carga e rede, respectivamente, são mostradas na Figura 93.

Na Figura 94 é apresentada uma janela da tela do osciloscópio onde é dado um aumento (*zoom*) para melhor visualização do momento quando a tensão da rede está sincronizada com a tensão da carga. A linha em azul claro representa o sinal enviado para a bobina do contactor, mostrando o exato momento em que o sinal é enviado, pois as tensões estão em sincronia. Entretanto, existe um atraso na comutação do contactor, pois se trata de uma chave lenta. Então o controle de corrente tem um atraso proposital de 50 ms, para entrar efetivamente em uma condição em que a chave esteja realmente fechada, evitando transitórios desnecessários. Após esse tempo, o controle de corrente começa a controlar e aumenta rapidamente para a referência, levando aproximadamente três ciclos.

No modo de transferência de *backup* para *standby*, é notado que as tensões não têm transitórios significativos entre os modos de transferência.

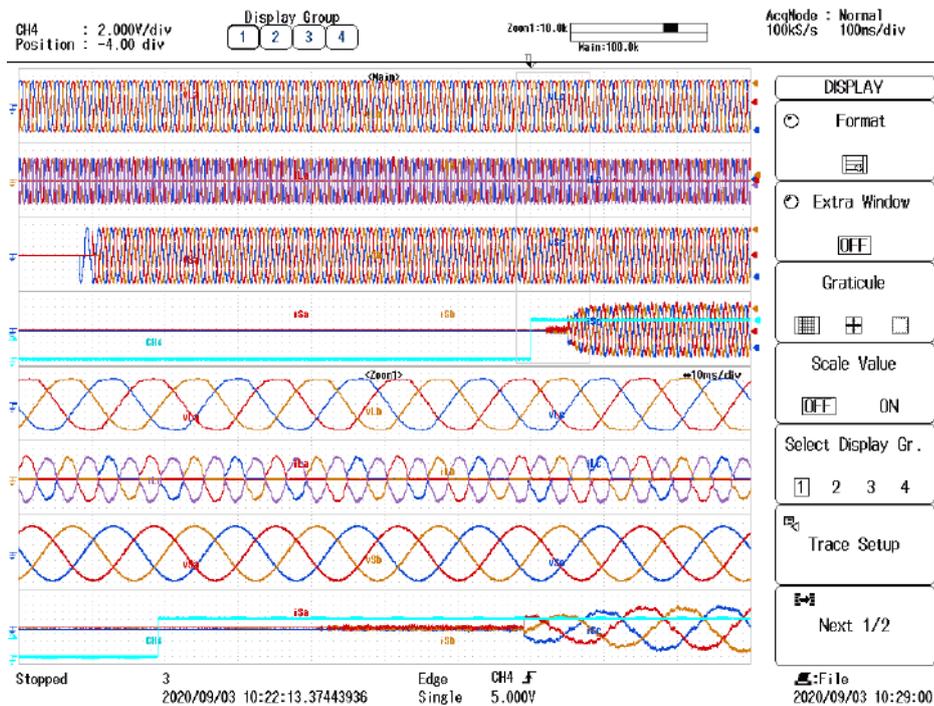
A sincronização das tensões em cada uma das fases é realizada fazendo uma pequena mudança incremental na frequência da tensão da carga, limitada a uma frequência de 1Hz. Na Figura 95 é notado o instante em que a tensão da rede volta com a defasagem de 180° em relação à tensão da carga, assim como são ilustradas as tensões da fase “A”, “B” e “C” da carga entrando em fase com as tensões da rede, tendo um tempo de sincronização de aproximadamente 600ms.

Figura 93 – Tensões e correntes na carga e rede com o retorno da rede com fase de 180° em relação à fase da tensão da carga.



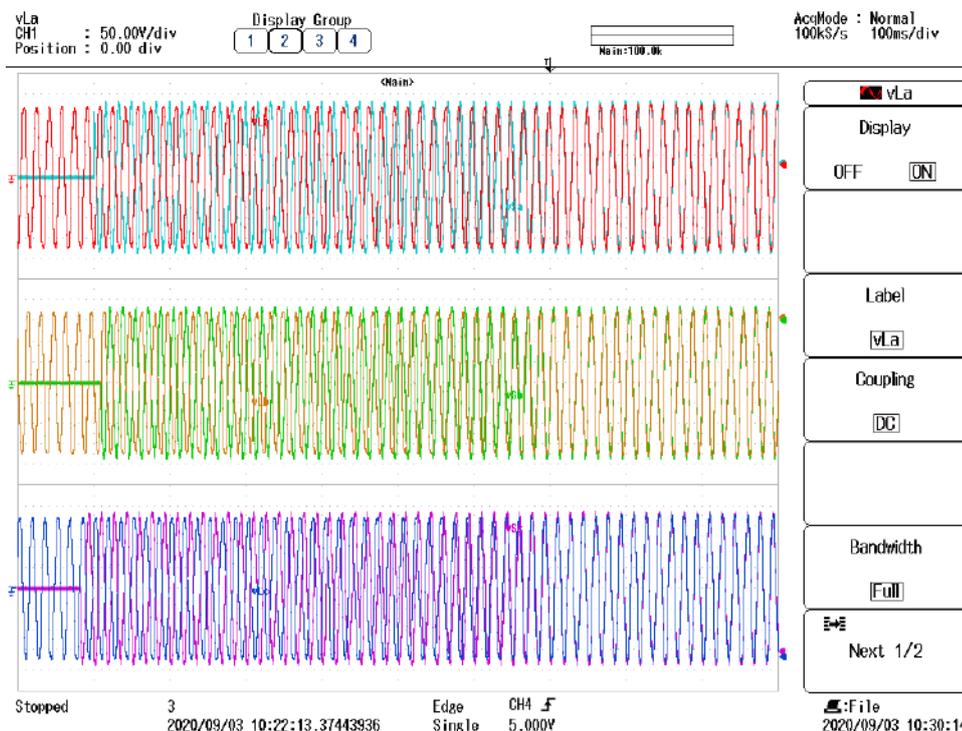
Fonte: o autor (2020).

Figura 94 – Tensões e correntes na carga e rede, com o retorno da rede com fase de 180° em relação à fase da tensão da carga.



Fonte: o autor (2020).

Figura 95 – Tensões da carga e na rede em fase de sincronização, com o retorno da rede com fase de 180° em relação à fase da tensão da carga.



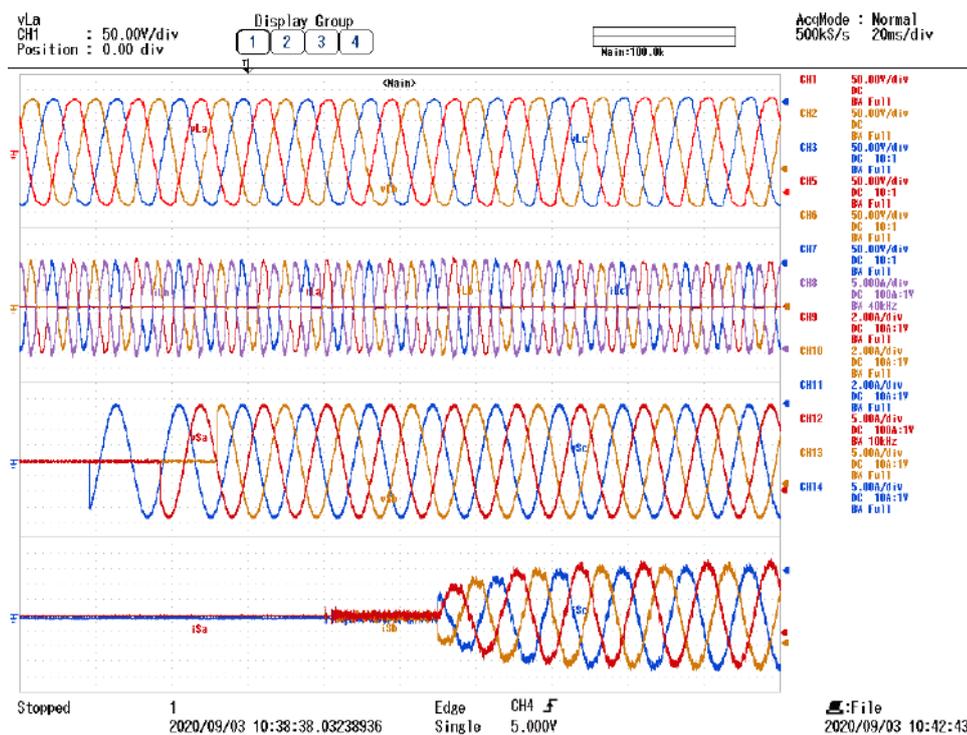
Fonte: o autor (2020).

4.2.5 Condição 5

Nessa parte, é ilustrada uma conexão da *UPS* com a rede, considerando que, após a interrupção, a onda de tensão da rede volta praticamente em fase com a tensão que está sendo sintetizada na carga, conforme é apresentado na Figura 96. Nesta ocasião, também ocorre um atraso na conexão do contactor e é acrescido um tempo de 50 ms para a entrada do controle de corrente, que foi utilizado como um valor padrão para fechamento.

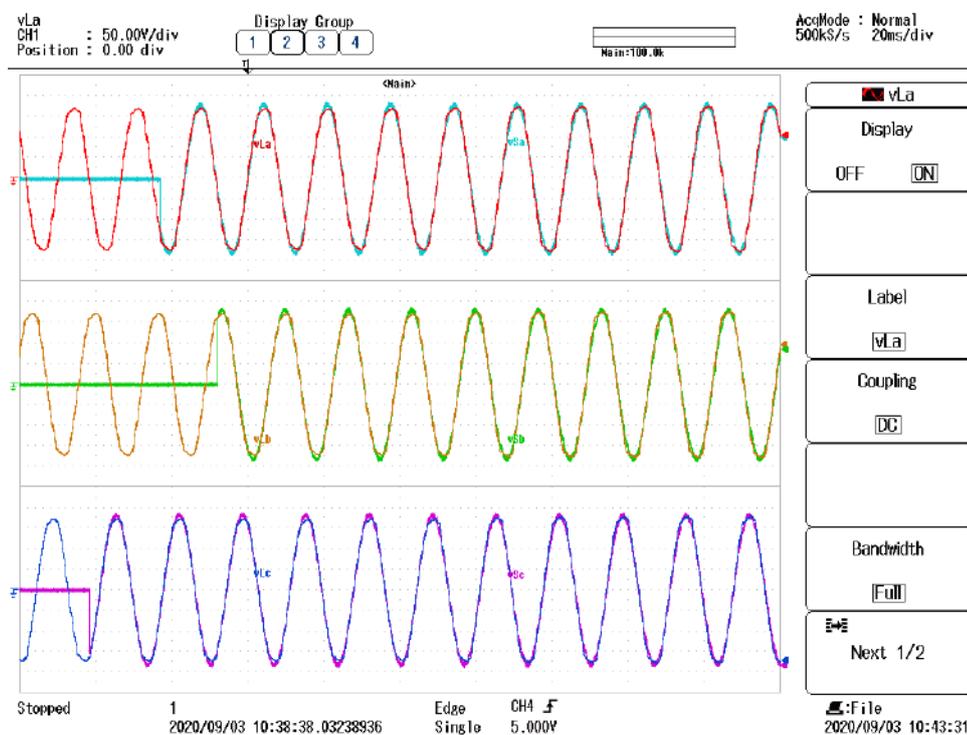
Na Figura 97 são apresentadas em detalhes as ondas de tensões sendo sincronizadas rapidamente. Elas voltam em fase, porém, é percebido que as voltas das tensões da rede são em instantes distintos. Esse transitório de conexão foi realizado com um disjuntor tripolar, que apresenta essas características de conexão nas fases. Cada fase da rede volta aproximadamente com meio ciclo da fundamental de diferença entre elas. Provocando um pequeno aumento no tempo de sincronização das tensões com a rede, visto que, é monitorando as tensões coletivas de sequência positiva. Mas, mesmo assim, é um tempo relativamente curto para a sincronização, tendo em vista, os atrasos motivados pela utilização do contactor.

Figura 96 – Tensões e correntes na carga e rede, com retorno da rede em fase com a tensão da carga.



Fonte: o autor (2020).

Figura 97 – Tensões na carga e rede, com retorno da rede em fase com a tensão da carga.



Fonte: o autor (2020).

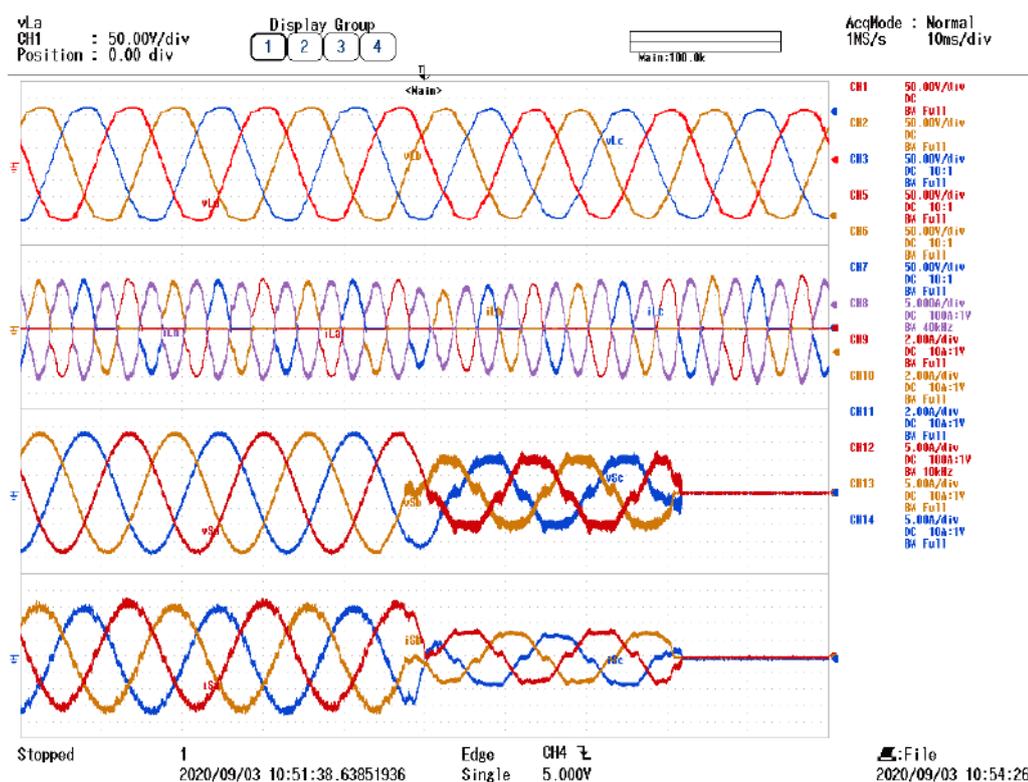
4.2.6 Condição 6

Nessa condição, a rede de alimentação está senoidal e é desligada, ou seja, a fonte ininterrupta de energia é desconectada da rede por uma falta de energia e entra no modo de funcionamento de *backup*. Isso significa que o controle de corrente é desativado, de acordo com o que pode ser visto na Figura 98.

Na mesma Figura 98 é mostrado que o contactor, neste caso, tem um retardo maior na desconexão do que na conexão, apresentando um tempo de resposta de 30 ms para sua abertura efetiva, causando um transitório de aproximadamente dois ciclos nas correntes da carga e rede e tensões de entrada. Mas as tensões sintetizadas não apresentam transitório significativo, conforme é ilustrado na Figura 99.

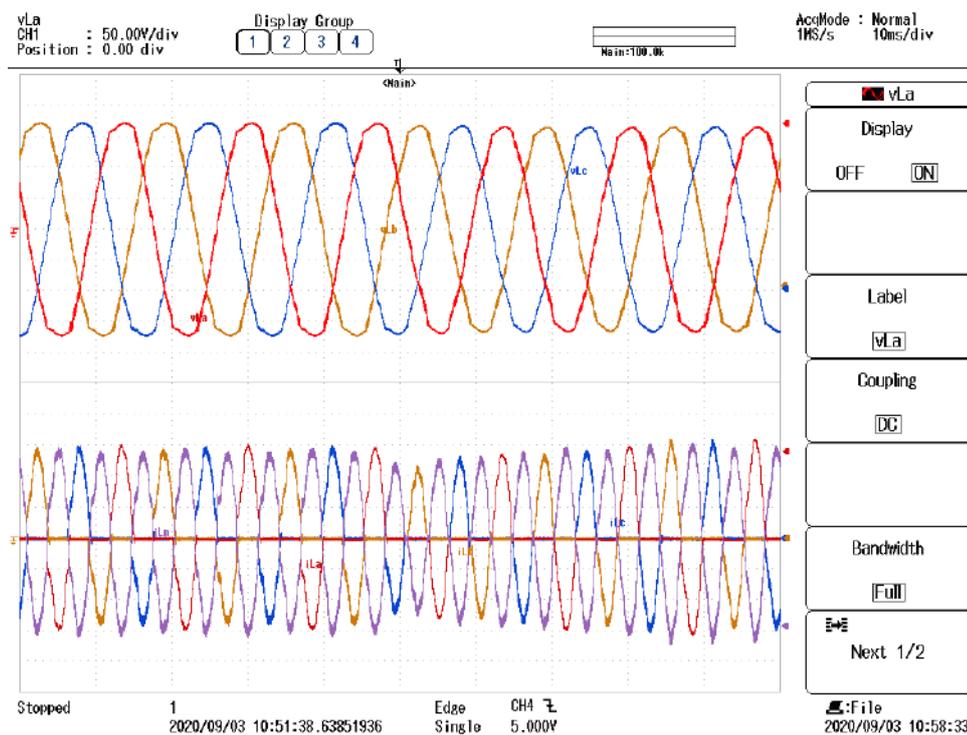
Na Figura 99 é notado que esse transitório causa um afundamento nas correntes de carga, com a mesma quantidade de ciclos da perturbação, motivado pelo atraso da abertura do contactor. Este fato pode ser de fácil solução, fazendo-se a substituição do contactor por uma chave estática de ação rápida.

Figura 98 – Tensões e correntes na carga e rede, com uma falta de energia.



Fonte: o autor (2020).

Figura 99 – Tensões e correntes na carga, com uma falta de energia.



Fonte: o autor (2020).

4.2.7 Condição 7

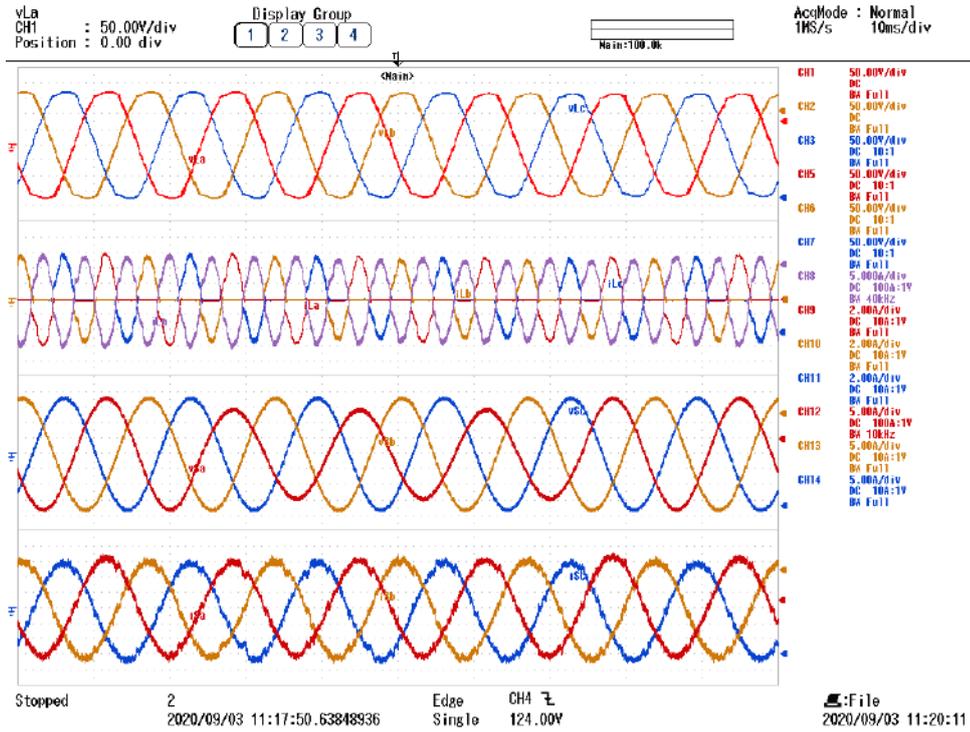
Nessa condição, a tensão da rede é senoidal (127 V), entretanto é realizado transitório com um afundamento monofásico de 20% na fase “A” (101,6 V) com duração de três ciclos da fundamental, isto é, a *UPS* está no modo *standby* e é realizado um afundamento monofásico, para observar sua compensação. O resultado é apresentado na Figura 100.

Na Figura 100 é visto que as correntes da rede têm um pequeno transitório, mas o inversor série consegue controlar para que as correntes se mantenham senoidais.

Na Figura 101 é notado que as tensões da carga se mantêm constantes, apesar do afundamento e, é possível notar o instante do afundamento monofásico.

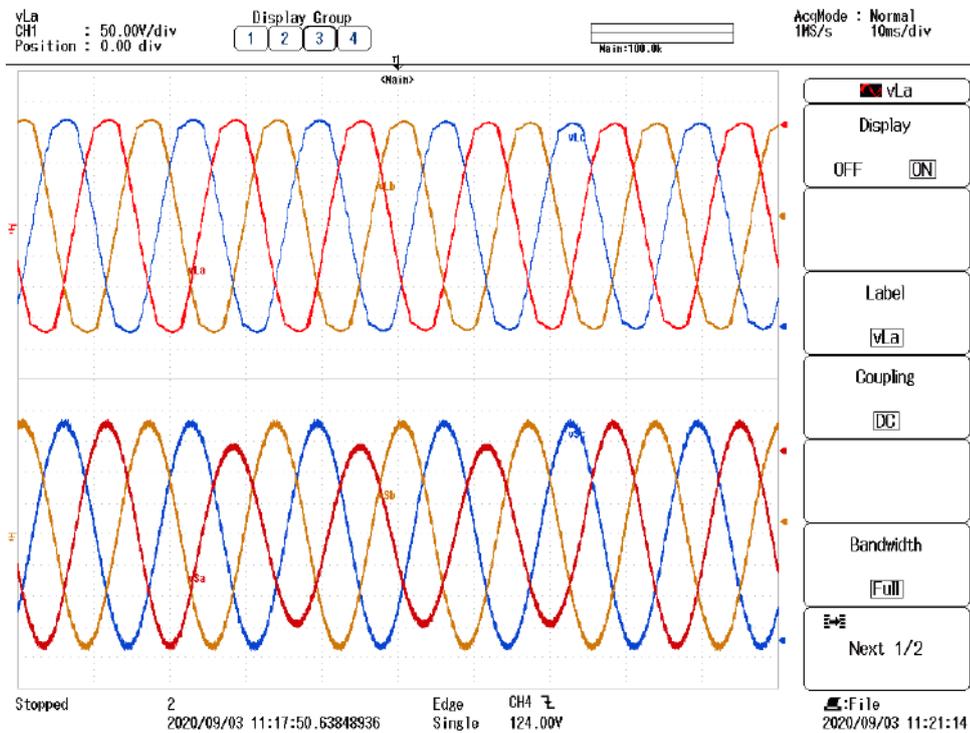
Na Tabela 25 são apresentados os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, durante o último ciclo do afundamento monofásico. É notada uma pequena perda de amplitude nas tensões de carga, fato de difícil visualização na tela das tensões da carga, e uma perda pequena de amplitude de corrente maior na fase em que é realizado o afundamento, em torno de 0,1 A, em relação às outras fases.

Figura 100 – Tensões e correntes na carga e rede, com afundamento monofásico.



Fonte: o autor (2020).

Figura 101 – Tensões na carga e rede, com afundamento monofásico.



Fonte: o autor (2020).

Tabela 25 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede durante o afundamento monofásico.

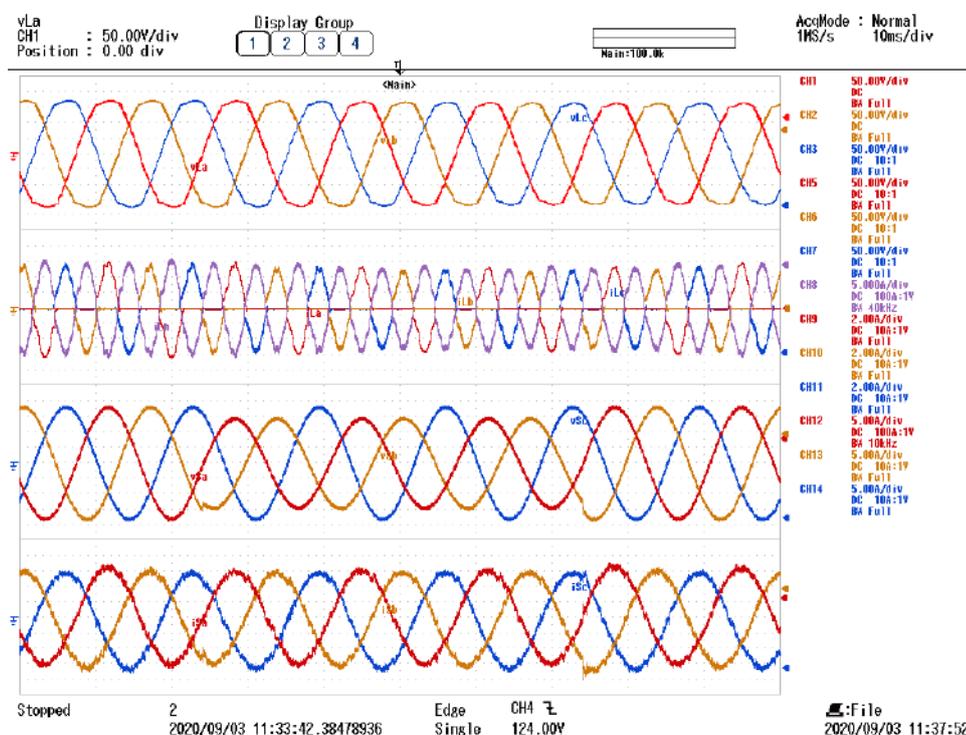
	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	123,8	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	124,0	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	123,6	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,334	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,445	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,39	A

Fonte: o autor (2020).

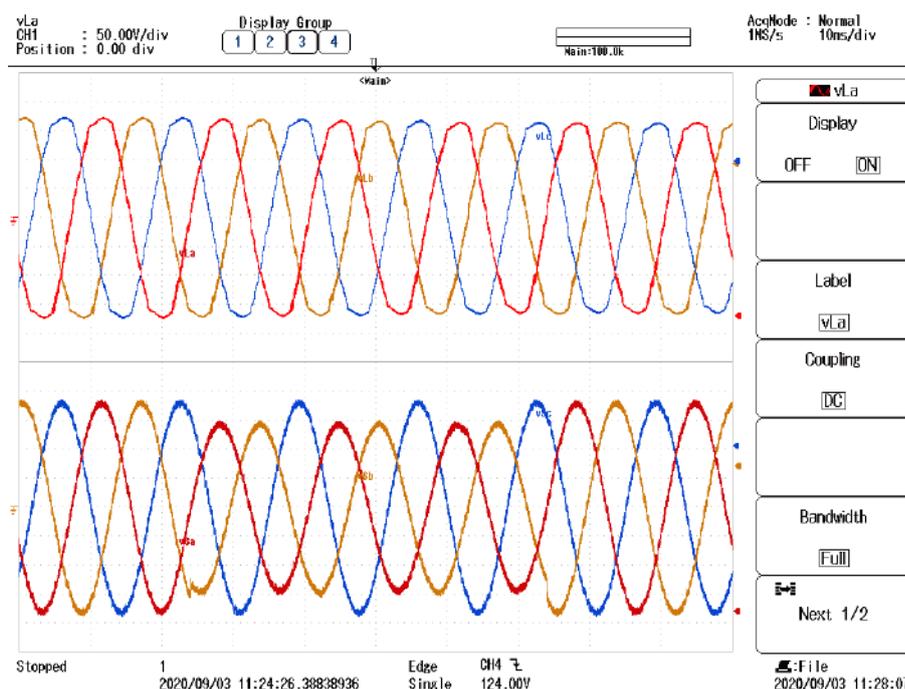
4.2.8 Condição 8

A rede está em regime senoidal (127 V), então é realizado um transitório, com um afundamento bifásico de 20% nas fases “A” e “B” da tensão na rede (101,6 V), com duração de três ciclos, conforme a Figura 102. Nessa ocasião, foi mudado o índice de modulação para $m_i = 0,7$, pois na simulação foi visto que o conversor série não consegue compensar com efetividade as correntes da rede durante esse afundamento.

Na Figura 103 é visto que as tensões na carga não apresentam transitórios significativos, mesmo com a diminuição do seu índice de modulação, e fica bem claro o afundamento bifásico com três ciclos nas tensões da rede.

Figura 102 – Tensões na carga e rede, com afundamento bifásico e $m_i = 0,7$.

Fonte: o autor (2020).

Figura 103 – Tensões na carga e rede, com afundamento bifásico e $m_i = 0,7$.

Fonte: o autor (2020).

Na Tabela 26 são mostrados os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, durante o último ciclo do afundamento bifásico. Neste caso, existe uma pequena perda de amplitude nas tensões da carga, durante o transitório, há também uma perda pequena de magnitude nas correntes da fase que estão com o afundamento.

Tabela 26 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede durante o afundamento bifásico.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	121,8	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	122	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	121,7	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,239	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,309	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,38	A

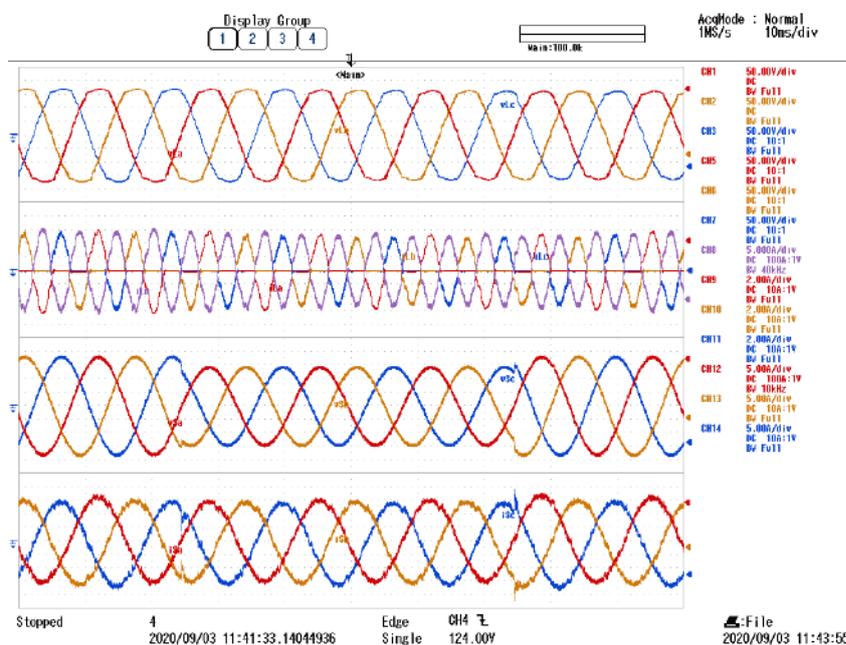
Fonte: o autor (2020).

4.2.9 Condição 9

A rede elétrica está em regime (127 V), então, aplica-se um afundamento trifásico de 20% na tensão (101,6 V), com duração de três ciclos, e com o índice de modulação em $m_i = 0,7$. As tensões não apresentam transitórios significativos, apesar da diminuição do seu índice de modulação, conforme é visto na Figura 104, mostrando a eficácia do controle de tensão. No ponto

onde ocorre os afundamentos e a volta da rede ao normal são vistos transitórios nas correntes da rede. É percebido também um afundamento nas correntes na carga, ao longo do transiente.

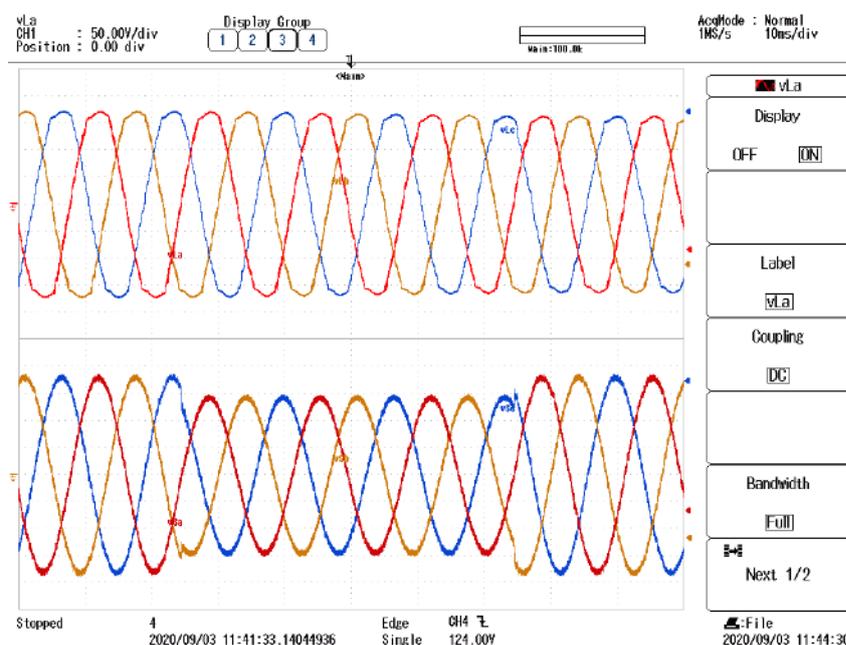
Figura 104 – Tensões e correntes na carga e rede, com afundamento trifásico.



Fonte: o autor (2020).

Na Figura 105 são apresentadas as tensões na carga e rede, onde fica bem ilustrado o momento do afundamento trifásico na rede elétrica.

Figura 105 – Tensões na carga e rede, com afundamento trifásico.



Fonte: o autor (2020).

Da Tabela 27 podem ser extraídos os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, no decorrer do afundamento trifásico no último ciclo. A perda das amplitudes nas tensões da carga e corrente da rede são aproximadamente iguais em todas as fases, isto sendo motivado pelo fato de ser uma falta equilibrada.

Tabela 27 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante o afundamento trifásico.

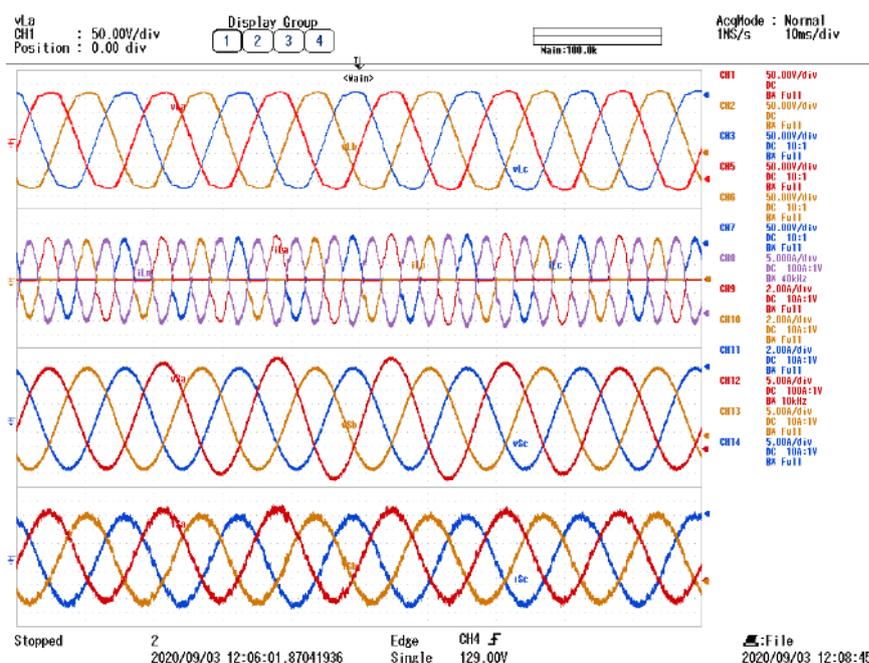
	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	121,6	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	121,9	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	121,5	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,191	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,259	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,247	A

Fonte: o autor (2020).

4.2.10 Condição 10

Nesta condição, a rede encontra-se em regime permanente (127 V) e é aplicada uma sobretensão monofásica de 20% na fase “A” da tensão de entrada (152,4 V), no decorrer de dois ciclos, e a fonte que simula sobretensões tem uma subida em rampa de 0,1 segundos, conforme é percebido na Figura 106. O índice de modulação m_i voltou à condição anterior de $m_i = 0,8$. As tensões da carga são controladas e ficam com a amplitude praticamente constantes. Nas correntes da rede aparece um *offset* nas fases, mas as correntes se mantêm senoidais.

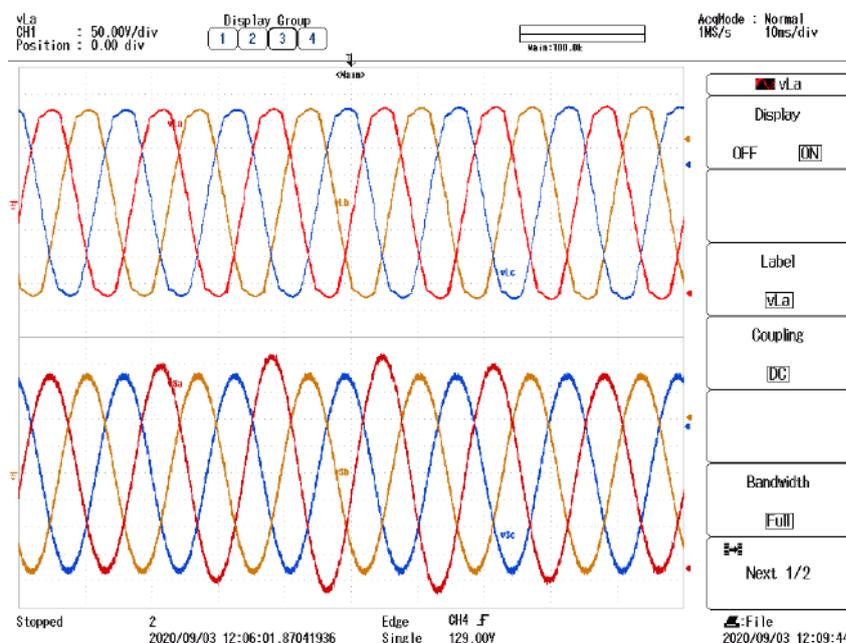
Figura 106 – Tensões e correntes na carga e rede, com uma sobretensão monofásica de 20%.



Fonte: o autor (2020).

É visto na Figura 107 que a tensão da carga permanece constante, sem grandes variações, e é notado que a sobretensão da rede com dois ciclos tem um ciclo de subida e descida a mais, característica da fonte utilizada.

Figura 107 – Tensões na carga e rede, com uma sobretensão monofásica de 20%.



Fonte: o autor (2020).

Podem ser visualizados na Tabela 28 os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, durante o último ciclo sobretensão monofásica. É visto um acréscimo de cerca de 3,5V na amplitude das tensões da carga e que a correntes de rede têm um pequena variação entre elas.

Tabela 28 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante a sobretensão monofásica.

	Parâmetro	Unidade	Valor
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	131,5	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	131,0	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	131,4	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,445	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,306	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,418	A

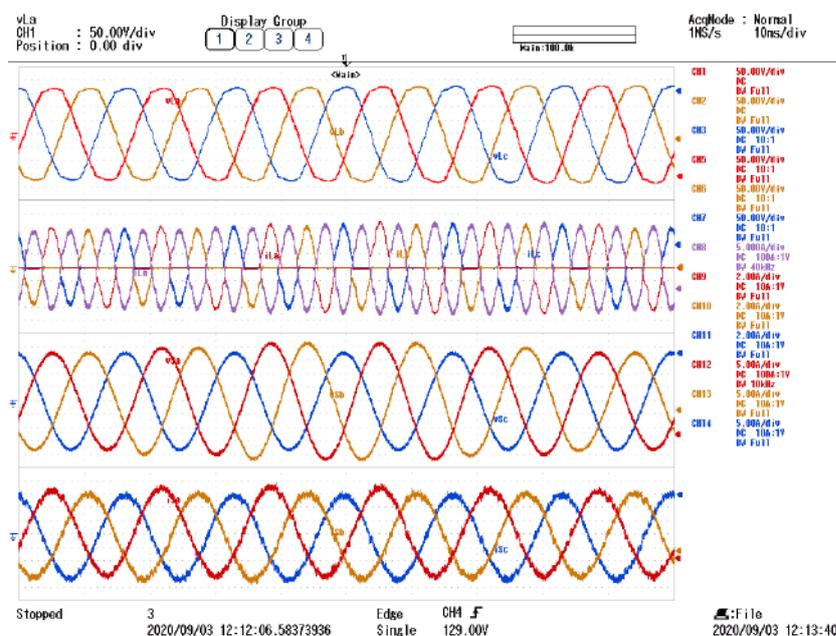
Fonte: o autor (2020).

4.2.11 Condição 11

A rede de alimentação está em regime (127 V), então é aplicada uma sobretensão bifásica de 20% nas tensão das fases “A” e “B” (152,4 V). O índice de modulação é de $m_i = 0,8$. As tensões de interesse da carga se mantêm com valores praticamente constantes, e durante o transitório existe um pequeno aumento na amplitude das correntes de carga. Nas correntes

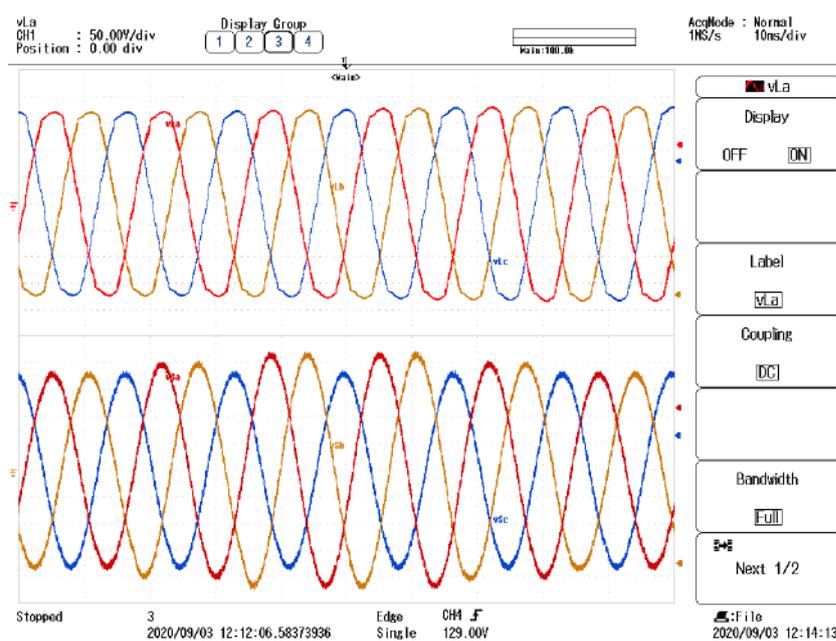
da rede aparece novamente um *offset*. Na Figura 109 veem-se as sobretensões nas fases “A” e “B” da rede elétrica, e que elas têm um ciclo a mais de subida e descida. Também, é visto que não existem bruscas variações nas tensões da carga, que são as características desejáveis para as tensões de interesse para as cargas sensíveis.

Figura 108 – Tensões e correntes na carga e rede, com uma sobretensão bifásica de 20%.



Fonte: o autor (2020).

Figura 109 – Tensões na carga e rede, com uma sobretensão bifásica de 20%.



Fonte: o autor (2020).

Conforme é mostrado na Tabela 29, nos valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, no último ciclo durante a sobretensão bifásica de 20%, é visto um acréscimo na amplitude nas tensões da carga. Nas correntes, apresentam um aumento pequeno nas amplitudes em cada fase.

Tabela 29 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante a sobretensão bifásica.

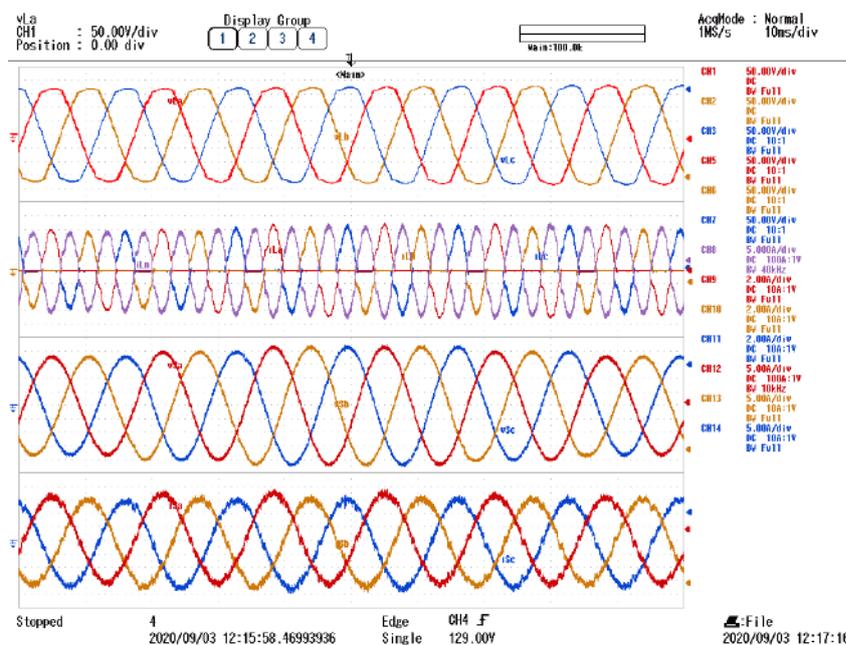
	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	133,9	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	133,7	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	133,4	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,577	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,412	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,403	A

Fonte: o autor (2020).

4.2.12 Condição 12

Nessa condição, a rede está em regime senoidal (127 V), e é aplicada uma sobretensão trifásica de 20% na tensão da rede (152,4 V). O índice de modulação $m_i = 0,8$. Na Figura 110, é são apresentadas as tensões e correntes da carga e rede, respectivamente. As correntes da rede apresentam valores sem bruscas variações, e novamente sofrem um *offset*.

Figura 110 – Tensões e correntes na carga e rede, com uma sobretensão trifásica de 20%.

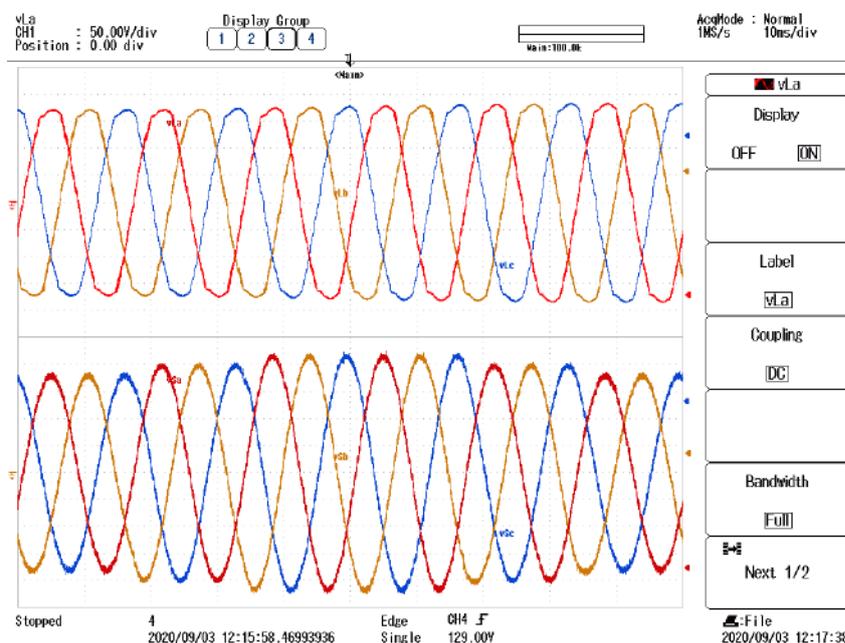


Fonte: o autor (2020).

Na Figura 111 são vistas as sobretensões nas três fases da rede elétrica, e também que as sobretensões começam e terminam um ciclo antes e um depois do valor efetivo de sobretensão,

respectivamente. É visto também que não existem variações significativas nas tensões da carga.

Figura 111 – Tensões na carga e rede, com uma sobretensão trifásica de 20%.



Fonte: o autor (2020).

Conforme é mostrado na Tabela 30, os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, durante a sobretensão trifásica de 20% no último ciclo, mostram um acréscimo na amplitude das tensões da carga e também um pequeno aumento nas amplitudes das correntes.

Tabela 30 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante a sobretensão trifásica.

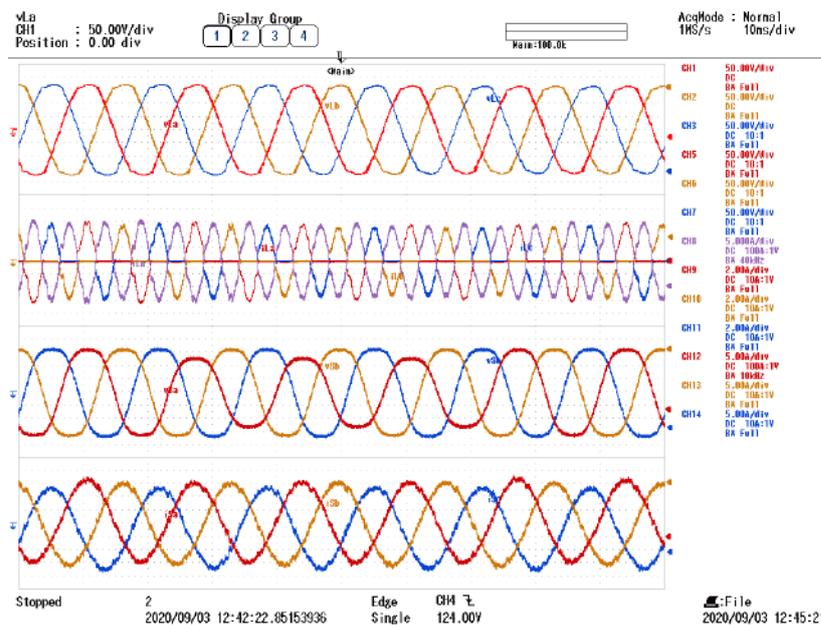
	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	135,4	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	135,2	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	135	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,54	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,471	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,495	A

Fonte: o autor (2020).

4.2.13 Condição 13

Nesta ocasião, a fonte está em regime (127 V) com 10% de terceiro harmônico, então é aplicado um afundamento monofásico de 20% na fase “A”, com duração de três ciclos na tensão, causando distorção na tensão de entrada. O índice de modulação voltou à condição $m_i = 0,7$. Na Figura 112 são vistas as tensões e correntes da carga e rede, respectivamente. As tensões da carga apresentam valores sem grandes alterações. A corrente da carga tem uma diminuição durante o transiente. Na Figura 113 são apresentadas as tensões da carga e rede, respectivamente.

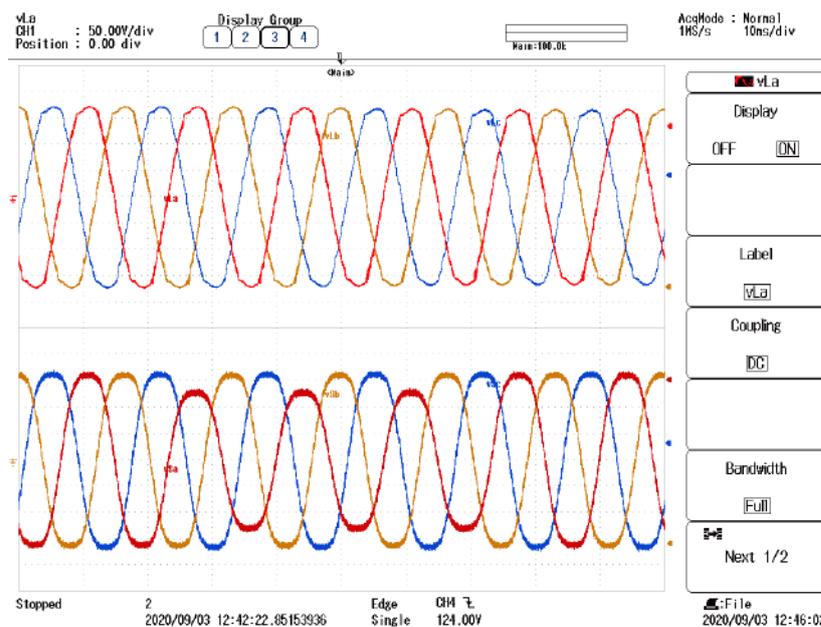
Figura 112 – Tensões e correntes na carga e rede, com afundamento monofásico de 20% e com terceiro harmônico na alimentação de 10%.



Fonte: o autor (2020).

Assim, ilustra-se bem a efetividade do controle de tensão na carga, onde a tensão se mantém sem alterações significativas, apesar da diminuição do índice de modulação e da distorção na forma de onda da entrada.

Figura 113 – Tensões na carga e rede, com afundamento monofásico de 20% e com terceiro harmônico na alimentação de 10%.



Fonte: o autor (2020).

Da Tabela 31 são notados os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, durante o afundamento monofásico de 20% com um terceiro harmônico de 10% na tensão alimentação no último ciclo do afundamento, e há um decréscimo nas tensões eficazes, e as correntes de carga apresentam comportamento senoidal com amplitudes semelhantes, mas com um pequeno *offset*.

Tabela 31 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede, durante o afundamento monofásico de 20% e com terceiro harmônico de 10% na alimentação.

	Parâmetro	Unidade	Valor
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	123,8	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	124,0	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	123,6	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,282	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,244	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,287	A

Fonte: o autor (2020).

4.2.14 Condição 14

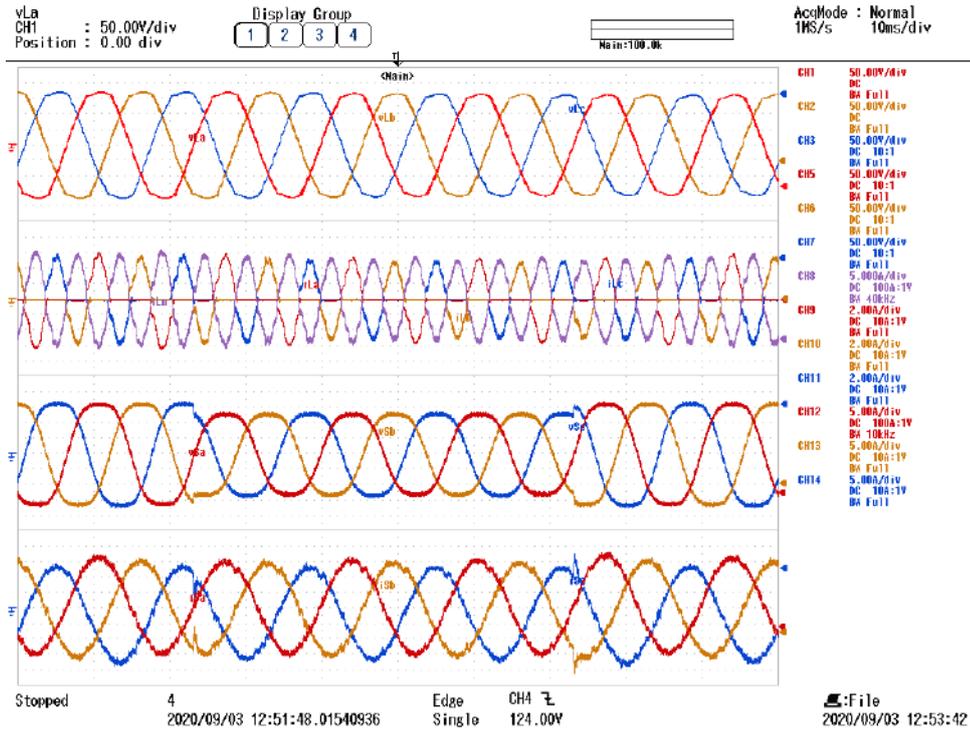
Nessa circunstância, a rede está em regime permanente (127 V) acrescida de 10% de terceiro harmônico do valor eficaz, então é aplicado um afundamento trifásico de 20% nas fases “A”, “B” e “C”, com duração de três ciclos na tensão. O índice de modulação utilizado é de $m_i = 0,7$.

Na Figura 114 são vistas as tensões e correntes da carga e rede, respectivamente. As correntes de carga têm uma diminuição durante esse transiente. Existe um pequeno transitório nas correntes da rede, no instante de entrada e saída do afundamento.

É mostrado na Figura 115 o comportamento das tensões da carga e rede, e as tensões da carga apresentam valores sem grandes alterações, apesar do afundamento e da distorção contida na tensão da rede.

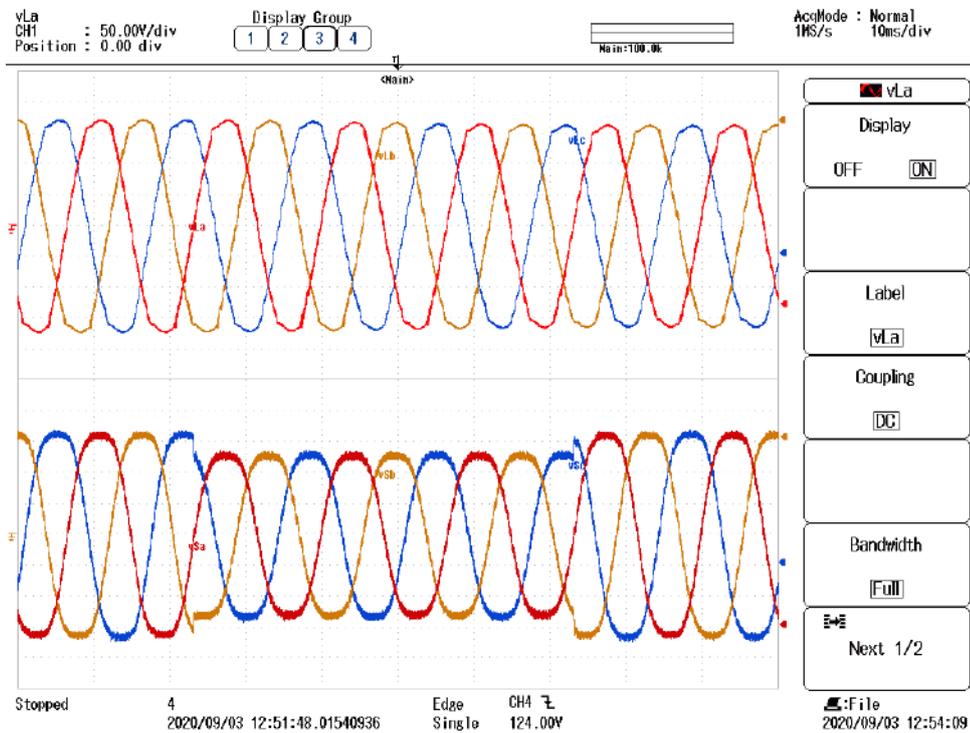
Na Tabela 32 são vistos os valores eficazes das tensões da carga e correntes da rede, durante o último ciclo do afundamento trifásico de 20% com um harmônico de 10% na alimentação, e há uma diminuição de aproximadamente 6 V por fase. O conversor série consegue impor as correntes da rede para um comportamento senoidal, mas com um pequeno *offset*. É observada também uma pequena perda de amplitude nas correntes da rede.

Figura 114 – Tensões e correntes na carga e rede, com afundamento trifásico de 20% e terceiro harmônico de 10%.



Fonte: o autor (2020).

Figura 115 – Tensões na carga e rede, com afundamento trifásico de 20% e terceiro harmônico de 10%.



Fonte: o autor (2020).

Tabela 32 – Resultados experimentais das tensões da carga e correntes da rede durante o afundamento trifásico de 20% e com terceiro harmônico de 10% na alimentação.

	Parâmetro	Valor	Unidade
Carga	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase A	121,8	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase B	122	V
	Tensão eficaz na frequência fundamental na fase C	121,6	V
Rede	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase A	4,234	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase B	4,196	A
	Corrente eficaz na frequência fundamental na fase C	4,144	A

Fonte: o autor (2020).

4.3 CONCLUSÕES

Neste capítulo são explicadas as partes constituintes da montagem do protótipo para a fonte ininterrupta de 11 chaves interativa com a rede, assim como, foram apresentados em detalhes: o conversor, as placas de aquisição e condicionamento de sinais, as placas de medição de tensões e correntes, as fontes CC e CA, o detalhamento bem ilustrativo da carga não linear utilizada, os contactores, os disjuntores e bornes de interligações.

Na seção anterior foram apresentadas as formas de ondas obtidas para tensões e corrente da carga e rede para a *UPS* 11 chaves interativa com a rede, onde foram realizados alguns testes para regime permanente, conexão com a rede (tensões da rede e carga defasadas ou em fase), desconexão (falta de energia) e por fim, para várias condições de transitórios provenientes da rede de alimentação do sistema.

Em regime permanente, a *UPS* foi testada para três condições: com as tensões da rede em regime permanente senoidal, com as tensões da rede com um *THD* de 20% para terceiro harmônico e com uma carga não linear desequilibrada. Esses dois últimos testes extrapolam o que se tem em norma para ensaios de *UPS* (IEC-62040-3, 1999a), e foram realizados para verificação da robustez da topologia. A norma IEC-62040-3 (1999a) estabelece que os valores de *THD* para tensão são de 8%, a norma brasileira (PRODIST, 2015) estabelece que a *THD* de tensão é de 10%, a norma IEEE-519 (2014) de qualidade de energia apresenta valores *THD* para tensão de 8% e para a corrente de 5%, todos eles para regime permanente. O segundo teste realizado com regime permanente e com 20% de terceiro harmônico fica dentro todos de os padrões das normas, já o terceiro teste com a carga desequilibrada viola apenas a *THD* de tensão da fase “C”, mas na norma brasileira estaria dentro do padrões, porém trata-se de um teste que demanda um grande esforço do conversor paralelo.

Outros testes estabelecidos pela norma são conexão e desconexão da rede com uma carga resistiva, mas, neste trabalho optou-se por utilizar a mesma carga padrão não linear. Os ensaios de conexão com a rede defasada ou não; mostram que o algoritmo de sincronização está atuando de forma correta e eficaz aplicando os atrasos necessários para o controle de corrente entrar no momento certo, devido à utilização de um contactor. O ensaio de desconexão da *UPS* 11 chaves

com a rede mostra que o conversor, com a estratégia de controle implementada, apresenta um bom desempenho, apesar da utilização do contactor para desconexão da rede, que resulta em um atraso de tempo maior para abertura.

A *UPS* 11 chaves também foi testada para diversos transientes nas tensões fornecidas pela rede extrapolando os ensaios contidos na norma IEC-62040-3 (1999a), em que foram aplicadas sobretensões monofásicas, bifásicas e trifásicas, obtendo um bom condicionamento para as tensões na carga e correntes da rede, durante os transientes. Quando de afundamentos das tensões da rede com harmônico sistema proposto mostra resultados aceitáveis e mais uma vez demonstra a robustez do protótipo para diversas condições, expondo que a topologia apresenta um bom condicionamento nas tensões e correntes.

A topologia apresenta resultados convincentes com a utilização de uma carga que tem uma alta distorção harmônica de corrente com 121,05%, em regime permanente senoidal, e consegue manter tanto a *THD* de corrente e tensão dentro dos padrões estabelecidos nas normas. Quanto em transitórios a topologia consegue manter um bom desempenho para as tensões da carga e correntes da rede. Nos transitórios, o controle de corrente do conversor série consegue impor as correntes da rede senoidais, e o conversor paralelo com o quarto braço consegue manter as tensões da carga dentro de padrões adequados e sempre apresentando transitórios mínimos de tensões.

É visto que o protótipo consegue executar uma boa compensação nas distorções harmônicas, fato que pode ser observado para condições de regime permanente, e que apenas na condição 3, a *THD* na tensão da fase “c” está em desacordo com as normas internacionais, fato causado pelo acentuado desequilíbrio na carga referência. Nesta condição tem-se um aumento expressivo nos valores de corrente, pois foi mudada a potência da carga, e é visto que o controle de corrente consegue atuar de forma eficaz, para que as correntes permaneçam senoidais e com baixo conteúdo harmônico.

As condições que se têm as maiores perdas na amplitude das tensões na carga, são sempre as condições com afundamento bifásico ou trifásico, tendo um maior exigência do controle paralelo, mas foi observado nas medições que não há uma transição com grandes variações das amplitudes, assim, evitando-se uma condição que poderia causar danos na carga alimentada.

Na Tabela 33, são apresentados os valores de *THD* para as tensões da carga e nas correntes da rede para o regime permanente, em que a letra “S” representa simulado e as sigla “RE” simboliza resultados experimentais. Os resultados para as tensões estão com valores bem próximos, as *THD* de correntes apresentam valores com uma diferença significativa, pois na prática, é notado que as cargas não são perfeitamente equilibradas, da maneira como é realizado na simulação, e que efeitos de resistências de conexões, capacitâncias e indutâncias parasitas não entram nos resultados simulados, assim como, no ambiente prático aparecem muitos ruídos que podem ser até provenientes do próprio chaveamento em 20 kHz, que tem potencial para serem acoplados eletromagneticamente com várias partes do circuito.

Tabela 33 – THD das tensões da carga e das correntes da rede, resultados de simulação e resultados experimentais.

Condição	THD da tensão da carga (%)			THD da corrente da rede (%)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1 S	4,38	4,38	4,38	0,87	0,87	0,87
1 RE	5,33	4,53	4,75	4,6	3,96	4,27
2 S	4,35	4,35	4,35	0,87	0,87	0,87
2 RE	4,72	4,63	4,41	3,4	3,53	3,59
3 S	1,13	6,43	9,14	0,56	0,73	0,67
3 RE	1,52	6,83	9,31	2,73	2,61	2,77

Fonte: o autor (2020).

Na Tabela 34, são mostrados os valores das amplitudes das tensões na carga e das correntes na rede, como os resultados das simulações e os resultados experimentais. As três primeiras condições são para o regime permanente e as seguintes para os transitórios provocados na rede elétrica. Estes valores comprovam uma concordância dos resultados de simulação com os resultados experimentais, obtidos através de medição no protótipo, apesar do ambiente prático apresentar algumas peculiaridades, como já foi citado antes.

Tabela 34 – Amplitudes das tensões na carga e das correntes na rede, resultados de simulação e experimentais.

Condição	Tensões da carga (V)			Correntes da rede (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1 S	128,4	128,3	128,3	4,418	4,419	4,418
1 RE	126,3	127,6	127,8	4,368	4,383	4,357
2 S	128,5	128,3	128,4	4,359	4,361	4,359
2 RE	128,2	128,2	128,1	4,42	4,401	4,387
3 S	131,8	127,3	126	7,526	7,624	7,565
3 RE	131,2	127,6	121,5	7,38	7,424	7,381
7 S	124,1	124,1	124	4,245	4,415	4,27
7 RE	123,8	124	123,6	4,334	4,445	4,39
8 S	121,7	121,7	121,5	4,155	4,298	4,306
8 RE	121,8	122	121,7	4,239	4,309	4,38
9 S	121,6	121,6	121,4	4,152	4,164	4,155
9 RE	121,6	121,9	121,5	4,191	4,259	4,247
10 S	131,1	130,7	130,9	4,49	4,324	4,449
10 RE	131,5	131	131,4	4,445	4,306	4,418
11 S	132,9	132,4	132,7	4,581	4,431	4,402
11 RE	133,9	133,7	133,4	4,577	4,412	4,403
12 S	133	132,5	132,9	4,559	4,516	4,516
12 RE	135,4	135,2	135	4,54	4,471	4,495
13 S	124,2	124,2	124,1	4,229	4,395	4,26
13 RE	123,8	124	123,6	4,282	4,244	4,287
14 S	121,6	121,6	121,4	4,153	4,165	4,155
14 RE	121,8	122	121,6	4,234	4,196	4,144

Fonte: o autor (2020).

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Um levantamento bibliográfico é realizado sobre a qualidade de energia nos sistemas elétricos, tal como a sua falta que causa perdas de produtividade, paradas de processos industriais e comprometimento de serviços essenciais, provocando grandes perdas financeiras e, deste modo, mostrando a importância que as fontes ininterruptas têm para resolver esses problemas. As utilizações das fontes ininterruptas provoca melhorias na QEE, e são ilustradas as diversas topologias disponíveis, apresentando as formas de funcionamento, quais aplicações de cada uma, como também são vistas as vantagens e desvantagens de cada uma das *UPS's*.

O objetivo contido neste trabalho teve como foco principal analisar a viabilidade de simular e implementar uma topologia de sistema de energia ininterrupta interativa com a rede, baseada em topologias de conversores nove chaves *NSI*, com a utilização de um braço adicional, que contém 2 chaves, ou seja, totalizando 11 chaves. Assim, vislumbra-se uma economia de chaves, *gate drives* e de todos os componentes associados à montagem, frente aos conversores tradicionais *back-to-back* utilizados com braço extra, ou seja, um quarto braço.

A modelagem matemática foi desenvolvida de maneira detalhada e mostrando o passo a passo para prosseguimento do projeto dos controles de corrente (conversor série) e de tensão (conversor paralelo) com três ou quatro braços, em que se optou pelo controle dual, controle para sintetizar ondas senoidais para as correntes de entrada e tensões da carga. Do mesmo modo, é apresentada a forma de geração das referências de corrente e tensão para o controle, e da mesma maneira, são ilustrados os detalhes para sincronização das tensões geradas pela *UPS* interativa com a rede elétrica de alimentação em diagrama de blocos.

Tendo em vista a viabilidade através da simulação em software *Simulink* do *Matlab*® é realizada a simulação da topologia 11 chaves baseada no conversor de nove chaves para utilização em redes trifásicas, realizando testes na topologia de 11 chaves para diversas condições, em regime permanente ou transitório, com a carga padrão estabelecida pela norma IEC-62040-3 (1999a). Alguns testes foram realizados superando os parâmetros estabelecidos em norma, para ver o comportamento da *UPS* interativa com a rede em situações extremas, e pode-se citar, por exemplo, o teste com uma carga desbalanceada, quando a *UPS* consegue atingir níveis aceitáveis com os parâmetros de tensões na carga e corrente e com as *THDs* dentro da norma.

Optou-se pela montagem do protótipo de 11 chaves, porque ele apresentou um bom desempenho e economia de componentes. No capítulo de resultados experimentais foi bem ilustrado o desempenho da *UPS* interativa com a rede, vendo-se que os resultados se assemelham ao que foi simulado, mostrando a eficiência desse conversor para essa aplicação, bem como são apresentados resultados satisfatórios em condições adversas de afundamentos de tensão com ou sem harmônicos, sobretensões e com a carga desbalanceada, expondo uma boa compensação nas

distorções harmônicas provenientes desta carga. Comprova-se, também, que controle dual é uma boa escolha para esta aplicação.

Portanto, a aplicabilidade técnica da topologia de 11 chaves para fonte de energia ininterrupta mostra-se exequível e com boas perspectivas para utilização nas indústrias e em serviços que demandam alta qualidade de energia, o que pode ser alicerçado com os resultados obtidos na simulação e, sobretudo, com os resultados experimentais alcançados.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Como recomendações para sequência deste trabalho, são apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros associados a este assunto:

- Substituição do contactor de entrada por uma chave estática, para obter melhores resultados entre os modos de transição;
- Aplicação de degraus de cargas não lineares para se obter o erro de tensão na carga, efetivar aplicabilidade e se tornar um produto comercial para utilização na indústria e com cargas sensíveis que necessitam de uma boa qualidade de energia;
- Investigar a utilização da topologia juntamente com sistemas fotovoltaicos para carregamento do barramento c.c., implementação da estratégia de carregamento de baterias;
- Estudar e implementar um algoritmo para um compartilhamento dinâmico do barramento CC, ou seja, usando índices de modulação variável e ajustável automaticamente nos conversores série e paralelo do *NSI*;
- Investigar e aplicar novas técnicas de controle para os conversores, a fim de comparação de resultados;
- Utilizar a *UPS* 11 chaves interativa com a rede no modo de operação de frequência comum, para diminuição da tensão do barramento CC;
- Investigar e utilizar um controle adequado para diminuir o aparecimento de offset nas correntes da rede elétrica, sob condições de alguns transitórios.

REFERÊNCIAS

ABREU, D. **Dois terços das indústrias têm prejuízos com falhas no fornecimento de energia elétrica**. 2016. Disponível em: <<https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/infraestrutura/dois-tercos-das-industrias-tem-prejuizos-com-falhas-no-fornecimento-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: 12 mar. 2016.

AFONSO, J. L.; MARTINS, J. S. Qualidade da energia eléctrica. **Revista o Electricista**, v. 3, p. 66–71, 2004.

ANEEL. **AVALIAÇÃO DOS CUSTOS RELACIONADOS ÀS INTERRUPÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA E SUAS IMPLICAÇÕES NA REGULAÇÃO**. 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36144/472644/Produto+5.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2018.

AZEVEDO, G. M. de S. **Sistema de Conversão de Energia Fotovoltaica com Compensação Baseada em Corrente e Tensão**. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2007.

AZEVEDO, G. M. de S. **Controle e Operação de Conversores em Microrredes**. Dissertação (Tese de Doutorado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2011.

BEKIAROV, S. B.; EMADI, A. Uninterruptible power supplies: classification, operation, dynamics, and control. In: **in Proceedings of the 17th IEEE Applied Power Electronics Conference**. Dallas, TX: [s.n.], 2002. v. 2, p. 597–604.

BONATTO, B. D.; MERTENS, E. A.; FERNANDES, A. F. Diagnóstico da qualidade de energia elétrica em clientes industriais. In: **SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE A QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – SBQEE**. Brasília, DF, BRA: [s.n.], 1999.

CHAPMAN, D. **The Cost of Poor Power Quality**. 2001. Disponível em: <<http://admin.copperalliance.eu/docs/librariesprovider5/power-quality-and-utilisation-guide/21-the-cost-of-poor-power-quality.pdf?sfvrsn=4&sfvrsn=4>>. Acesso em: 11 abr. 2018.

CHAPMAN, D. **Power Quality Application Guide, Harmonics Causes and Effects**. 2001. Disponível em: <<http://admin.copperalliance.eu/docs/librariesprovider5/power-quality-and-utilisation-guide/12-power-quality-self-assessment-guide.pdf?sfvrsn=4&sfvrsn=4>>. Acesso em: 22 mar. 2018.

CHAPMAN, D. **Power Quality Self-assessment Guide, Introduction to Power Quality**. 2001. Disponível em: <<http://admin.copperalliance.eu/docs/librariesprovider5/power-quality-and-utilisation-guide/12-power-quality-self-assessment-guide.pdf?sfvrsn=4&sfvrsn=4>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

CIOBOTARU, M.; TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F. A new single-phase pll structure based on second order generalized integrator. In: **2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–6.

CUNHA, L. **UPS: energia sem interrupção**. 2009. Disponível em: <<https://www.osetoelettrico.com.br/ups-qualidade-de-energia/>>. Acesso em: 18 mar. 2018.

- CURTIS, P. M. **Maintaining Mission Critical Systems in a 24/7 Environment**. [S.l.]: John Wiley and Sons, 2007. ISBN 9780471683742.
- DIAB, M. S. et al. A nine-switch-converter-based integrated motor drive and battery charger system for evs using symmetrical six-phase machines. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 63, n. 9, p. 5326–5335, 2016.
- DIBOMA, B.; TATIETSE, T. T. Power interruption costs to industries in cameroon. **Energy Policy**, v. 62, p. 582–592, 2013.
- 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, p. 1248–1255, 1951.
- DUGAN, R.; MCGRANAGHAN, M.; BEATY, H. **Electrical Power Systems Quality**. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 2002.
- FÉLIX, C. H.; SEIXAS, P. F.; CORTIZO, P. C. Digital control of a three-phase ups. **Eletrônica de Potência**, v. 12, p. 189–196, 2007.
- FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, XXXVII, n. 2, p. 1027–1140, 1918.
- FRANCIS, B. A.; WONHAM, W. M. The internal model principle for linear multivariable regulators. **Applied Mathematics and Optimization**, v. 2, n. 2, p. 170–194, 1975.
- GOMES, M. D. B. **Topologias do Conversor Nove Chaves Aplicadas a Redes Elétricas Desbalanceadas a Quatro Fios**. Dissertação (Tese de Doutorado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia de Energia, UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, Recife, Brasil, 2019.
- GOMES, M. D. B. **Topologias do Conversor Nove Chaves Aplicadas a Redes Elétricas Desbalanceadas a Quatro fios**. Dissertação (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2019.
- GUERRERO, J. M.; VICUÑA, L. G. D.; UCEDA, J. Uninterruptible power supply systems provide protection. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 1, p. 28–38, 2007.
- HO, W. J.; LIO, J. B.; FENG, W. S. Economic ups structure with phase-controlled battery charger and input-power-factor improvement. In: **IEE Proceedings of Electric**. [S.l.: s.n.], 1997. v. 144, p. 221–226.
- IEC-62040-3. Uninterruptible power systems (ups) - part 3: Method of specifying the performance and test requirements. **INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION 62040-3 International Std**, 1999a.
- IEEE-1159. Ieee recommended practice for monitoring electric power quality. **IEEE Std 1159-2019**, v. 99, p. 1–98, 2019.
- IEEE-519. Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems. **IEE Standards Association**, 2014.

- JEON, S.-J.; CHO, G.-H. A series-parallel compensated uninterruptible power supply with sinusoidal input current and sinusoidal output voltage. In: **Power Electronics Specialists Conference**. Taejeon, Korea: [s.n.], 1999. v. 28, p. 297–303.
- KAMRAN, F.; HABETLER, T. G. A novel on-line ups with universal filtering capabilities. In: **IEEE/PESC Power Electronics Specialists Conference**. [S.l.: s.n.], 1995. p. 500–506.
- KAMRAN, F.; HABETLER, T. G. A novel on-line ups with universal filtering capabilities. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 13, p. 410–418, 1998.
- KARVE, S. Three of a kind. **IEE Review**, v. 46, p. 27–31, 2000.
- KRISHNAN, R.; SRINIVASAN, S. Topologies for uninterruptible power supplies. In: **in Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics**. [S.l.: s.n.], 2002. p. 122–127.
- LIMONGI, L. et al. Dual hybrid power filter based on a nine-switch inverter. **Electric Power Systems Research**, v. 117, n. 1, p. 154–162, 2014.
- LINARES, P.; REY, L. The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals? **Energy Policy**, v. 61, p. 751–760, 2013.
- LIU, C. et al. A novel three-phase three-leg ac/ac converter using nine IGBTs. In: **Proc. of IEEE Power Electronics Specialists Conference**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 2685–2690.
- LIU, C.; ZARGARI, N.; XU, D. Novel nine-switch PWM rectifier-inverter topology for three-phase UPS applications. **European Power Electronics and Drives**, v. 19, p. 36–44, 2009.
- LOH, P. C.; ZHANG, L.; GAO, F. Compact integrated energy systems for distributed generation. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 4, p. 1492–1502, 2013.
- LYON, W. V. **Application of the Method of Symmetrical Components**. 1. ed. New York: McGraw-Hill book Company, 1937.
- MIRON, A.; CHINDRIS, M.; CZIKER, A. Detection and analysis of interharmonics. **2ND INTERNATIONAL CONFERENCE ON MODERN POWER SYSTEMS**, Cluj-Napoca, Romania, v. 19, p. 317–320, 2008.
- MODESTO, R. A. **Estudo, Projeto e Implementação de Sistemas UPQC/UPS Trifásicos Aplicados no Condicionamento Ativo de Energia Elétrica**. Dissertação (Tese de Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, 2015.
- MODESTO, R. A. et al. A versatile unified power quality conditioner applied to three-phase four-wire distribution systems using a dual control strategy. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 31, p. 5503–5514, 2016.
- NBR-15014. Conversor e semicondutor - sistema de alimentação de potência ininterrupta com saída em corrente alternada (nobreak) - terminologia. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS**, 2004b.
- NBR-15204. Conversor e semicondutor - sistema de alimentação de potência ininterrupta com saída em corrente alternada (nobreak) - segurança e desempenho. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS**, 2005.

NETO, R. C. **Controle Repetitivo Complexo Baseado em GDSC Aplicado a Filtro Ativo de Potência**. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2018.

NOBRE, M. M. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica através do Custo da Interrupção para o Consumidor Industrial e dos Indicadores de Continuidade (DEC e FEC)**. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação: Engenharia de Energia, UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, Natal, Brasil, 2017.

PAULILO, G. **Qualidade de energia**. 2011. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2013/02/Ed84_fasc_qualidade_energia_cap1.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2018.

PINTO, D. A. **Implementação de uma UPS Offline Monofásica**. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Escola de Engenharia, Universidade do Minho, Braga, Portugal, 2012.

Po-Ngam, S. The simplified control of three-phase four-leg shunt active power filter for harmonics mitigation, load balancing and reactive power compensation. In: **2014 11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.

PRODIST. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - módulo 8 - qualidade de energia elétrica. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**, 2015.

RATHMANN, S.; WARNER, H. A. New generation ups technology, the delta conversion principle. In: **IEEE Transactions on Industrial Electronics**. San Diego, CA, USA: [s.n.], 1996. p. 2389–2395.

RODRIGUEZ, P. et al. Control of statcom in wind power plants based on induction generators during asymmetrical grid faults. In: **The 2010 International Power Electronics Conference - ECCE ASIA**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 2066–2073.

RODRIGUEZ, P. et al. Flexible active power control of distributed power generation systems during grid faults. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 54, n. 5, p. 2583–2592, 2007.

SANTOS, R. J.; CUNHA, J. C. da; MEZARROBA, M. A simplified control technique for a dual unified power quality conditioner. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, p. 5851–5860, 2014.

SANTOS, R. J.; MEZARROBA, M.; CUNHA, J. C. A dual unified power quality conditioner using a simplified control technique. In: **Power Electronics Conference (COBEP)**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 486–493.

SILVA, S. A.; MODESTO, R.; KASTER, M. S. Single-phase power quality conditioners with series-parallel filtering capabilities. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, p. 1124–1130, 2011.

SILVA, S. A. et al. Compensation algorithms applied to power quality conditioners in three-phase four-wire systems. In: **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 730–735.

SILVA, S. A. O. da. **Sistemas de Energia Ininterrupta Line Interactive Trifásicos com Compensação Ativa de Potência Série e Paralela**. Dissertação (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil, 2001.

SILVA, S. O. da; DONOSO-GARCIA, P. F.; CORTIZO, P. C. A three-phase series-parallel compensated line-interactive ups system with sinusoidal input current and sinusoidal output voltage. In: **IEEE Industry Applications Conference**. [S.l.: s.n.], 1999. p. 826–832.

SOUSA, L. A. R. **Proposta para Medição de Distorções Harmônicas e Interharmônicas variantes no tempo em Cargas não Lineares**. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação: Engenharia de Energia, UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, Itajubá, Brasil, 2019.

SU, G.-J. Design and analysis of a low cost, high performance single phase ups system. In: **IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition**. [S.l.: s.n.], 2001. p. 900–906.

SU, G.-J.; OHNO, T. A new topology for single phase ups systems. In: **Proceedings of the Power Conversion Conference**. [S.l.: s.n.], 1997. v. 2, p. 913–918.

UCAR, M.; OZDEMIR, S. 3-phase 4-leg unified series–parallel active filter system with ultracapacitor energy storage for unbalanced voltage sag mitigation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 49, p. 149–159, 2013.

WU, J.-C.; JOU, H.-L. A new ups scheme provides harmonic suppression and input power factor correction. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 42, p. 629–635, 1995.

YEPES, A. G. et al. Effects of discretization methods on the performance of resonant controllers. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 25, n. 7, p. 1692–1712, 2010.

ZHANG, L.; LOH, P. C.; GAO, F. An integrated nine-switch power conditioner for power quality enhancement and voltage sag mitigation. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 3, p. 1177–1190, 2012.