

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Igor Antônio Baldissera de Bitencourt

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUÍDOS CONECTADOS À REDE SOB DIFERENTES
CONDIÇÕES DE IMPEDÂNCIA DE REDE**

Santa Maria, RS, Brasil
2021

Igor Antônio Baldissera de Bitencourt

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS
CONECTADOS À REDE SOB DIFERENTES CONDIÇÕES DE IMPEDÂNCIA DE
REDE**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Leandro Michels

Santa Maria, RS, Brasil
2021

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001

de Bitencourt, Igor Antônio Baldissera
AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUÍDOS CONECTADOS À REDE SOB DIFERENTES CONDIÇÕES
DE IMPEDÂNCIA DE REDE / Igor Antônio Baldissera de
Bitencourt.- 2021.
218 p.; 30 cm

Orientador: Leandro Michels
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2021

1. Impedância de rede 2. Recursos Energéticos
Distribuídos 3. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
4. Fault ride through 5. Rates of Change of Frequency I.
Michels, Leandro II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, IGOR ANTÔNIO BALDISSERA DE BITENCOURT, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

Igor Antônio Baldissera de Bitencourt

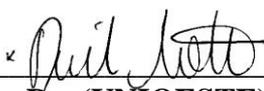
**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS
CONECTADOS À REDE SOB DIFERENTES CONDIÇÕES DE IMPEDÂNCIA DE
REDE**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 17 de Dezembro de 2021



Prof. Leandro Michels, Dr. (UFSM) - Videoconferência
(Presidente/Orientador)



Prof. Daniel Motter, Dr. (UNIOESTE) - Videoconferência



Prof. Marcelo Pinho Almeida, Dr. (IEE-USP) - Videoconferência

Santa Maria, RS, Brasil
2021

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho à minha família que sempre me apoiou em toda minha trajetória, em especial à minha mãe, pelo amor incondicional, pelo carinho de sempre e pelo suporte nos momentos difíceis. Ao meu pai que nunca mediu esforços para proporcionar sempre o melhor para mim e para os meus irmãos, fonte de inspiração para a minha carreira de engenheiro, e que sempre propagou ensinamentos de sabedoria e valores de vida passados pelo seu avô, um homem de um enorme coração no qual não tive o privilégio de conhecer. Aos meus irmãos Pedro e André, que mesmo distante durante minha jornada em Santa Maria sempre estiveram presentes em meu coração. À minha avó Aristilda, que além de me acolher em sua casa no início da minha jornada em Santa Maria, me abençoou com suas palavras de amor e sabedoria desde o momento do meu nascimento. À minha namorada Maria Gabriela, que tornou este final de ciclo mais do que especial com o seu amor, carinho, companheirismo e suporte nos bons e difíceis momentos.

AGRADECIMENTOS

Nenhuma conquista faz-se sozinha, ela é resultado da colaboração de diversas pessoas que cruzam nossos caminhos para agregar. Deixo aqui a minha gratidão por aqueles que por algum motivo contribuíram com este trabalho.

Em primeiro lugar, a Deus, criador do universo e de tudo que está, esteve e estará contido nele.

À minha família, fonte de inspiração de amor, valores e conquistas, em especial aos meus pais Júlio e Gilceia, meus irmãos Pedro e André, meus avós Arisitilda, Porto (em memória), Maria e Dari.

À minha namorada Maria Gabriela, que torna todos os meus dias mais felizes, completos de amor, carinho e acolhimento.

Ao meu professor e orientador Leandro Michels, por me conceder a oportunidade de poder aprender e crescer em uma grande instituição, com grandes profissionais e que representa uma referência nacional no setor industrial de recursos energéticos distribuídos.

Aos professores e pesquisadores, Prof. Daniel Motter, Prof Jorge Massing e Prof. Marcelo Almeida, por participar e contribuir com essa comissão examinadora.

À empresa Lumenk Energia Solar e à empresa Sonnen Energia, por conceder o empréstimo de algumas das amostras utilizadas nos testes experimentais deste trabalho.

Aos meus amigos, pelos momentos de parceria, companheirismo e felicitações, cito alguns nomes em especial, desde os mais antigos aos mais recentes: Gabriela Zaffari, Lucas Wilke, Germano Krapf, Eduardo Honnef, Robson Perske, Willian Padilha, Junior Mendes, Djulia Ziemann, Henrique Horst, Paulo Roberto, Fabiana Faiolla e Annelise Alcântara. Como diria um grande compositor: quem tem um amigo tem tudo.

Aos colegas do programa de pós-graduação (PPGEE) Marcos Treter, Charles Schardong, Charles Haab, Adriano Jaime, Andrei Lima, Luiz Fernando, Miréli Vendruscolo, Anderson Severo, Catherine de Freitas, Antônio Kaminski e Fernando Schmidt, pelos laços de amizade, pela troca de conhecimentos e pelas colaborações neste trabalho.

Aos colegas de laboratório, Alexandre Ruschel, Henrique Hosrt, Débora Steinhorst, Lucas Gularte, Gleyciele Barros, Guilherme Bortoli, Juliana Costa, Josué Putzke, Ricardo Bortolini, Marcelo Capeletti, pelos fortes laços de amizade e pelas experiências trocadas.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001.

“Vocês não podem esperar construir um mundo sem melhorar as pessoas. Cada um de nós deve trabalhar na sua própria melhora.”

Marie Curie

RESUMO

AValiação DO DESEMPENHO DE RECURSOS ENERGÉTICO DISTRIBUÍDOS CONECTADOS À REDE SOB DIFERENTES CONDIÇÕES DE IMPEDÂNCIA DE REDE

AUTOR: Igor Antônio Baldissera de Bitencourt

ORIENTADOR: Prof. Dr. Leandro Michels

Este trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho de Recursos Energéticos Distribuídos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede elétrica quando inseridos em diferentes condições de impedância de rede. Para este propósito, primeiramente foi realizada uma breve revisão bibliográfica sobre as normatizações internacionais, norte-americanas e brasileiras relacionadas à conexão e à compatibilidade eletromagnética de baixa frequência com a rede e aos requisitos de imunidade a distúrbios sistêmicos a rede, além de realizar uma busca na literatura sobre o desempenho de inversores fotovoltaicos em redes fracas. Em seguida, foi realizado um estudo aprofundado sobre as principais normatizações referentes ao tema deste trabalho. Foi verificado que as normatizações brasileiras possuem poucos requisitos de imunidade a distúrbios sistêmicos e de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência. Deste modo, foram realizados testes em 8 amostras de inversores fotovoltaicos disponíveis no mercado brasileiro em 4 condições de rede distintas, considerando uma nula, uma baixa, uma média e uma alta impedância, tendo como base de avaliação os requisitos exigidos pelas normas brasileiras. Foram realizados testes referentes à qualidade de energia elétrica (injeção de componente c.c., harmônicos e THD, fator de potência, variação de tensão e variação de frequência), segurança (anti-ilhamento) e requisitos de suportabilidade a distúrbios sistêmicos (onde foram propostos diferentes testes de *ride-through*). As amostras analisadas obtiveram resultados divergentes entre si, tendo amostras que foram aprovadas em todos os testes realizados, outras com um alto percentual de reprovação, amostras com comportamentos críticos de qualidade de energia e inclusive amostras que reprovaram no ensaio de anti-ilhamento quando inseridas em redes com média e alta impedância.

Palavras-chave: Impedância de rede. Recursos Energéticos Distribuídos. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Fault ride through. Rates of change of frequency.

ABSTRACT

ASSESSMENT OF PERFORMANCE OF GRID TIE DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES UNDER DIFFERENT GRID IMPEDANCE CONDITIONS

AUTHOR: Igor Antônio Baldissera de Bitencourt

ADVISOR: Prof. Dr. Leandro Michels

This work aims to evaluate the performance of Distributed Energy Resources of Grid-Connected Photovoltaic Systems when inserted in different grid impedance conditions. For this purpose, first a brief literature review was conducted on the international, North American and Brazilian standards related to connection and low-frequency electromagnetic compatibility with the grid and the requirements for immunity to systemic disturbances to the grid, besides conducting a literature search on the performance of photovoltaic inverters in weak grids. Next, an in-depth study of the main standards related to the subject of this work was carried out. It was verified that the Brazilian standards have few requirements for immunity to systemic disturbances and low frequency electromagnetic compatibility. In this way, tests were performed in 8 samples of photovoltaic inverters available in the Brazilian market in 4 different network conditions, considering a null, a low, a medium and a high impedance, having as a basis of evaluation the requirements demanded by Brazilian standards. Tests were performed regarding power quality (DC component injection, harmonics and THD, power factor, voltage variation and frequency variation), safety (anti-islanding) and systemic disturbance supportability requirements (where different ride-through tests were proposed). The analyzed samples obtained divergent results among themselves, with samples that passed all the tests performed, others with a high percentage of failure, samples with critical power quality behavior, and even samples that failed the anti-hijacking test when inserted in networks with medium and high impedance.

Keywords: Grid Impedance. Distributed Energy Resources. Grid-Connected Photovoltaic Systems. Fault ride through. Rates of change of frequency.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Quantidade anual de conexões de GD no Brasil.	10
Figura 2 – Linha cronológica dos principais eventos em relação à GDFV no Brasil.	19
Figura 3 – Requisito de suportabilidade a afundamento de tensão ABNT NBR 16149.	27
Figura 4 – Circuito de ensaio para detecção de ilhamento (IEC 62116:2008).	39
Figura 5 – Exemplos de instalação de sistemas fotovoltaicos em ambos os ambientes.	45
Figura 6 – Exemplo de configuração de teste usando um gerador de afundamentos e interrupções de curta duração de tensão.	50
Figura 7 – Procedimentos de avaliação e teste de harmônicos de PCE com corrente nominal de saída até 75 A.	51
Figura 8 – Circuito de medição de harmônicos para PCE monofásico a dois fios.	52
Figura 9 – Circuito de medição de harmônicos para PCE bifásico a três fios.	52
Figura 10 – Circuito de medição de harmônicos para PCE trifásico a três fios.	53
Figura 11 – Circuito de medição de harmônicos para PCE trifásico a quatro fios.	53
Figura 12 – Procedimentos de avaliação e teste de flutuação de tensão e cintilação de PCE com corrente nominal de saída até 75 A.	54
Figura 13 – Circuito de medição de cintilação para PCE monofásico a dois fios.	55
Figura 14 – Circuito de medição de cintilação para PCE bifásico a três fios.	55
Figura 15 – Circuito de medição de cintilação para PCE trifásico a três fios.	55
Figura 16 – Circuito de medição de cintilação para PCE trifásico a quatro fios.	56
Figura 17 – Circuito de medição para equipamento monofásico (IEC 61000-3-2).	61
Figura 18 – Circuito de medição para equipamento trifásico (IEC 61000-3-2).	61
Figura 19 – Circuito de teste para o teste de cintilação para inversores com corrente nominal de até 16 A por fase (IEC 61000-3-3).	65
Figura 20 – Circuito de teste para o teste de cintilação para inversores com corrente nominal acima 16 A até 75 A por fase (IEC 61000-3-11).	67
Figura 21 – Configuração geral para testes combinados de emissão e imunidade de EMC (IEC/TR 61000-3-15).	75
Figura 22 – Níveis de teste de afundamentos de tensão e interrupções de curta duração de diferentes padrões.	84
Figura 23 – Curvas de tolerância de tensão para requisitos de imunidade para GD.	85
Figura 24 – Escopo da IEEE Std 1547-2018.	93
Figura 25 – Relação dos termos de interconexão.	94
Figura 26 – Funcionalidades de injeção/absorção de potência reativa mínima (Categoria A).	98
Figura 27 – Funcionalidades de injeção e absorção de potência reativa mínima (Categoria B).	98
Figura 28 – Resposta a condições anormais de tensão e VRT para RED de categoria I.	102
Figura 29 – Resposta a condições anormais de tensão e VRT para RED de categoria II.	103
Figura 30 – Resposta a condições anormais de tensão e VRT para RED de categoria III.	104
Figura 31 – Exemplos de curvas de controle de potência ativa em sub/sobrefrequência.	107
Figura 32 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor.	115
Figura 33 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.	116
Figura 34 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência.	118
Figura 35 – Requisitos de suportabilidade a sobtensões decorrentes de faltas na rede.	120
Figura 36 – Inversor com múltiplos SPMP.	122
Figura 37 – Diagrama de ligação para os ensaios.	123

Figura 38 – Esquema de ligação dos ensaios realizados.....	128
Figura 39 – Fonte emuladora de gerador fotovoltaico Keysight N8957APV.....	129
Figura 40 – Fonte emuladora de rede c.a. Supplier FCATQ 10000-60-40 PFC55450.....	130
Figura 41 – Fonte emuladora de rede c.a. Regatron TC.ACS.30.528.4WR.S.LC.....	131
Figura 42 – Analisador de energia Zimmer LMG 670.	132
Figura 43 – Sensores de corrente Zimmer PTC200.....	132
Figura 44 – Impedância de rede em série entre inversor e rede.....	133
Figura 45 – Esquemático da carga de impedância de rede.	133
Figura 46 – Protótipo da carga de impedância de rede.....	134
Figura 47 – Carga RLC do laboratório de ensaios do INRI.....	136
Figura 48 – Painel de controle da carga RLC do laboratório de ensaios do INRI.....	137
Figura 49 – Curva padrão de teste proposta de HFRT / RoCoF.....	141
Figura 50 – Curva padrão de teste proposta de LFRT / RoCoF.	142
Figura 51 – Curva padrão de teste proposta de LVRT.	143
Figura 52 – Curva padrão de teste proposta de LFRT / RoCoF + LVRT.....	144
Figura 53 – Captura de tela do analisador de energia do ensaio de injeção de componente c.c. da amostra C na faixa de operação em 100% da potência nominal e impedância Z_3	148
Figura 54 – Forma de onda de tensão (vermelho) e corrente (verde) de saída em regime permanente da amostra C na faixa de operação em 100% da potência nominal e impedância Z_3	149
Figura 55 – Pontos de ensaio de controle de potência ativa em sobrefrequência.....	161
Figura 56 – Formas de onda de tensão (vermelho) e corrente (verde) da amostra A na condição de impedância Z_3 para um degrau no ângulo de fase de 90° (a) e 180° (b).	166
Figura 57 – Formas de onda de tensão (vermelho) e corrente (verde) da amostra G na condição de impedância Z_3 para um degrau no ângulo de fase de 90° (a) e 180° (b).	167
Figura 58 – Forma de onda de tensão da amostra D para o ensaio de anti-ilhamento na condição A e impedância de rede Z_3	171
Figura 59 – Forma de onda de tensão da amostra E para o ensaio de anti-ilhamento na condição A e impedância de rede Z_2	172
Figura 60 – Forma de onda de tensão da amostra G para o ensaio de anti-ilhamento na condição A e impedância de rede Z_3	172
Figura 61 – Valores RMS plotados no analisador de energia da amostra G no ensaio de HFRT com impedância de rede Z_3	174
Figura 62 – Valores RMS plotados no analisador de energia da amostra E no ensaio de HFRT com impedância de rede Z_3	175
Figura 63 – Valores RMS plotados no analisador de energia da amostra E no ensaio de LFRT com impedância de rede Z_0	177
Figura 64 – Valores RMS plotados no analisador de energia da amostra F no ensaio de LFRT com impedância de rede Z_0	177
Figura 65 – Resultados obtidos das amostras no ensaio proposto de LVRT.....	178
Figura 66 – Forma de onda da tensão (vermelho) e da corrente (verde) da amostra F no ensaio de LVRT na condição de impedância Z_2	179
Figura 67 – Forma de onda da tensão (vermelho) e da corrente (verde) da amostra H no ensaio de LVRT na condição de impedância Z_2	180
Figura 68 – Forma de onda da tensão (vermelho) e da corrente (verde) da amostra F no ensaio de LFRT / RoCoF + LVRT na condição de impedância Z_1	182

Figura 69 – Forma de onda da tensão (vermelho) e da corrente (verde) da amostra G no ensaio de LFRT / RoCoF + LVRT na condição de impedância Z_1	182
Figura 70 – Formas de onda em regime permanente da amostra C nas condições de impedância Z_0 (a), Z_1 (b), Z_2 (c) e Z_3 (d) em 100% da potência nominal.	186

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Lista de ensaios necessários para certificação de inversores FV no Brasil.....	21
Tabela 2 – Lista das normas abordadas neste trabalho.	32
Tabela 3 – Limites de distorção harmônica de corrente	34
Tabela 4 – Resposta anormal de tensão	36
Tabela 5 – Testes resumidos da IEC 61727:2004.....	38
Tabela 6 – Parâmetros a serem medidos em tempo real (IEC 62116:2008).....	40
Tabela 7 – Condições de ensaio para anti-ilhamento (IEC 62116:2008).	41
Tabela 8 – Condições de desequilíbrio de carga para a condição de ensaio A.....	43
Tabela 9 – Condições de desequilíbrio de carga para as condições de ensaio B e C.	43
Tabela 10 – Testes de EMC propostos pela IEC 62920.	46
Tabela 11 – Requisitos de afundamentos e interrupções de curta duração de tensão para PCE classe B.....	48
Tabela 12 – Requisitos de afundamentos e interrupções de curta duração de tensão para PCE classe A.	48
Tabela 13 – Critérios de desempenho para testes de imunidade IEC 62920.	49
Tabela 14 – Testes resumidos da IEC 62920.	56
Tabela 15 – Limites de harmônicos de corrente de entrada para equipamentos classe A (IEC 61000-3-2).	59
Tabela 16 – Limites de harmônicos de corrente de entrada para equipamentos classe C (IEC 61000-3-2).....	59
Tabela 17 – Limites de emissão de corrente harmônica para equipamentos que não sejam trifásicos balanceados (IEC 61000-3-12).....	68
Tabela 18 – Limites de emissão de corrente harmônica para equipamentos trifásicos balanceados (IEC 61000-3-12).	69
Tabela 19 – Especificações de GD e requisitos de emissão aplicados em diferentes países (IEC/TR 61000-3-15).....	72
Tabela 20 – Requisitos e testes de EMC propostos para equipamentos GD.	77
Tabela 21 – Diferentes testes de produtos e sistemas sugeridos para emissões harmônicas. ..	80
Tabela 22 – Limites de distorção de tensão na rede simulada (IEC 61000-3-2).	81
Tabela 23 – Limites de distorção de tensão na rede simulada (IEC 61000-3-12).	81
Tabela 24 – Limites de distorção de corrente para GD até 75 A por fase (em porcentagem da I_{RMS} do equipamento).....	82
Tabela 25 – Valores de distorção para <i>flat-top and peak curve</i> THD _V de 4,0%.....	82
Tabela 26 – Requisitos de proteção para inversores fotovoltaicos sob perturbações de tensão.	86
Tabela 27 – Exemplo de teste de imunidade de afundamentos de tensão de curta duração para GD.	88
Tabela 28 – Padrão de teste para uma curva de tolerância de queda de tensão de GD.	89
Tabela 29 – Requisitos de proteção para inversores fotovoltaicos sob distúrbios de frequência.	90
Tabela 30 – Exemplo de teste de imunidade a variação de frequência para GD.....	91
Tabela 31 – Funcionalidades de injeção e absorção de potência reativa mínima.....	97
Tabela 32 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.....	100
Tabela 33 – Requisitos de <i>voltage ride-through</i>	101
Tabela 34 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.	104
Tabela 35 – Requisitos de FRT.....	105
Tabela 36 – Requisitos de FRT e potência ativa de saída.....	105

Tabela 37 – Fórmula de operação do RED para controle de potência ativa para condições de sub e sobrefrequência.	106
Tabela 38 – Requisitos de suportabilidade de RoCoF para RED Categoria I, II e III.	107
Tabela 39 – Limites mínimos individuais de emissão de cintilação.	108
Tabela 40 – Limites de corrente harmônica	109
Tabela 41 – Classificação dos limites de tensão em regime permanente.	111
Tabela 42 – Níveis de tensão regulamentados.	111
Tabela 43 – Limites das distorções harmônicas.	111
Tabela 44 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.	112
Tabela 45 – Limites de distorção harmônica de corrente.	114
Tabela 46 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.	116
Tabela 47 – Limites de operação de frequência.	117
Tabela 48 – Requisitos do simulador de rede c.a.	121
Tabela 49 – Especificação do simulador de gerador fotovoltaico.	122
Tabela 50 – Relação dos ensaios contemplados na ABNT NBR 16150.	124
Tabela 51 – Níveis de impedância de rede utilizadas nos testes.	134
Tabela 52 – Categoria das amostras ensaiadas de acordo com a potência nominal do ESE.	138
Tabela 53 – Lista das amostras utilizadas nos ensaios.	138
Tabela 54 – Lista de ensaios realizados neste trabalho.	140
Tabela 55 – Temporizações de HFRT / RoCoF.	141
Tabela 56 – Temporizações de LFRT / RoCoF.	142
Tabela 57 – Temporizações de LVRT.	143
Tabela 58 – Temporização de LFRT / RoCoF + LVRT.	144
Tabela 59 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de injeção de componente c.c.	147
Tabela 60 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de harmônicos e THD.	150
Tabela 61 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de fator de potência unitário.	152
Tabela 62 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de fator de potência capacitivo.	153
Tabela 63 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de fator de potência indutivo.	154
Tabela 64 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de fator de potência em curva.	156
Tabela 65 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de variação de tensão.	158
Tabela 66 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de variação de frequência.	160
Tabela 67 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de controle de potência ativa em sobrefrequência na faixa de operação de 100% da potência nominal.	163
Tabela 68 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de controle de potência ativa em sobrefrequência na faixa de operação de 50% da potência nominal.	164
Tabela 69 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de FRT.	169
Tabela 70 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de anti-ilhamento.	170
Tabela 71 – Resultados obtidos das amostras no ensaio proposto de HFRT / RoCoF.	173
Tabela 72 – Resultados obtidos das amostras no ensaio proposto de LFRT / RoCoF.	176
Tabela 73 – Resultados obtidos das amostras no ensaio proposto de LFRT / RoCoF + LVRT.	181
Tabela 74 – Resultados compilados da amostra A.	183
Tabela 75 – Resultados compilados da amostra B.	184
Tabela 76 – Resultados compilados da amostra C.	185
Tabela 77 – Resultados compilados da amostra D.	187
Tabela 78 – Resultados compilados da Amostra E.	188
Tabela 79 – Resultados compilados da Amostra F.	189
Tabela 80 – Resultados compilados da Amostra G.	190
Tabela 81 – Resultados compilados da Amostra H.	192

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	MOTIVAÇÃO	12
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
1.2.1	Normatização de GD no Brasil	16
1.2.2	Requisitos de compatibilidade eletromagnética	22
1.2.3	Requisitos de imunidade a distúrbios sistêmicos	25
1.2.4	Desempenho de inversores em redes fracas	28
1.3	OBJETIVOS DO TRABALHO	29
1.4	DELIMITAÇÕES	29
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	30
2	REVISÃO DA NORMATIZAÇÃO DE CONEXÃO À REDE ELÉTRICA E DE COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA DE BAIXA FREQUÊNCIA PARA RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS	31
2.1	NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS	33
2.1.1	IEC 61727:2004	33
2.1.1.1	<i>Compatibilidade com a rede</i>	33
2.1.1.2	<i>Segurança de pessoal e proteção de equipamentos</i>	35
2.1.1.3	<i>Resumo</i>	37
2.1.2	IEC 62116:2008	38
2.1.2.1	<i>Circuito de ensaio</i>	39
2.1.2.2	<i>Requisitos de ensaio</i>	40
2.1.2.3	<i>Procedimento de ensaio</i>	42
2.1.2.4	<i>Critério de aprovação</i>	44
2.1.3	IEC 62920:2017	44
2.1.3.1	<i>Classificação do PCE</i>	44
2.1.3.2	<i>Testes propostos pela IEC 62920</i>	45
2.1.3.3	<i>Condições de operação durante os testes</i>	46
2.1.3.4	<i>Requisitos de imunidade</i>	47
2.1.3.5	<i>Requisitos de emissão de baixa frequência</i>	50
2.1.3.6	<i>Resumo</i>	56
2.1.4	SÉRIE IEC 61000	57
2.1.4.1	<i>IEC 61000-3-2</i>	58
2.1.4.2	<i>IEC 61000-3-3</i>	62
2.1.4.3	<i>IEC 61000-3-11</i>	66
2.1.4.4	<i>IEC 61000-3-12</i>	67
2.1.4.5	<i>IEC/TR 61000-3-15</i>	69
2.2	NORMAS TÉCNICAS NORTE-AMERICANAS	91
2.2.1	IEEE Std 1547-2018	92
2.2.1.1	<i>Apresentação geral</i>	92
2.2.1.2	<i>Critérios gerais de interconexão com a rede</i>	96
2.2.1.3	<i>Requisitos de funcionalidades de potência reativa</i>	97
2.2.1.4	<i>Resposta a condição anormal da rede</i>	99
2.2.1.5	<i>Qualidade de energia</i>	108
2.2.1.6	<i>Anti-ilhamento</i>	109
2.3	RESOLUÇÕES NORMATIVAS BRASILEIRAS	109
2.3.1	PRODIST	109
2.3.1.1	<i>PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica</i>	110

2.3.2	ABNT NBR 16149	113
2.3.2.1	<i>Compatibilidade com a rede</i>	113
2.3.2.2	<i>Segurança pessoal e proteção do sistema FV</i>	116
2.3.2.3	<i>Controle externo</i>	119
2.3.2.4	<i>Requisitos de suportabilidade a sobtensões de faltas na rede (fault ride through - FRT)</i>	119
2.3.3	ABNT NBR 16150	120
2.3.3.1	<i>Requisitos para equipamentos</i>	121
2.3.3.2	<i>Configuração dos ensaios</i>	123
2.3.3.3	<i>Lista de ensaios a serem realizados</i>	123
2.3.4	ABNT IEC 62116:2012	124
2.3.5	Portaria nº 357 do Inmetro	124
2.3.5.1	<i>Inversão de polaridade</i>	125
2.3.5.2	<i>Sobrecarga</i>	125
2.4	SUMÁRIO	125
3	AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA VARIAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DA REDE NOS INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA, SEGURANÇA E SUPORTABILIDADE A DISTÚRBIOS	128
3.1	BANCADA DE ENSAIOS	128
3.1.1	Fonte emuladora de gerador fotovoltaico	129
3.1.2	Fonte emuladora de rede c.a.	129
3.1.3	Analizador de energia	131
3.1.4	Impedância de rede	132
3.1.5	Carga RLC	135
3.1.6	Equipamento sob ensaio	137
3.2	AMOSTRAS DE ENSAIO	138
3.3	ENSAIOS REALIZADOS	139
3.4	ENSAIOS PROPOSTOS DE RIDE-THROUGH	141
3.4.1	HFRT / RoCoF	141
3.4.2	LFRT / RoCoF	142
3.4.3	LVRT	143
3.4.4	LFRT / RoCoF + LVRT	143
4	ANÁLISE EXPERIMENTAL DE INVERSORES	145
4.1	ANÁLISE POR SISTEMA DE UNIDADE (P.U.)	145
4.2	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	146
4.2.1	Injeção de componente c.c.	146
4.2.2	Harmônicos e THD	149
4.2.3	Fator de potência fixo	151
4.2.3.1	<i>Fator de potência unitário</i>	152
4.2.3.2	<i>Fator de potência capacitivo</i>	153
4.2.3.3	<i>Fator de potência indutivo</i>	154
4.2.4	Fator de potência em curva	155
4.2.5	Variação de tensão	156
4.2.6	Variação de frequência	159
4.2.7	Controle de potência ativa em sobrefrequência	161
4.2.8	Religamento automático fora de fase	165
4.2.9	Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede (fault ride through – FRT)	168
4.2.10	Anti-ilhamento	169
4.2.11	Ensaio propostos de ride through	173

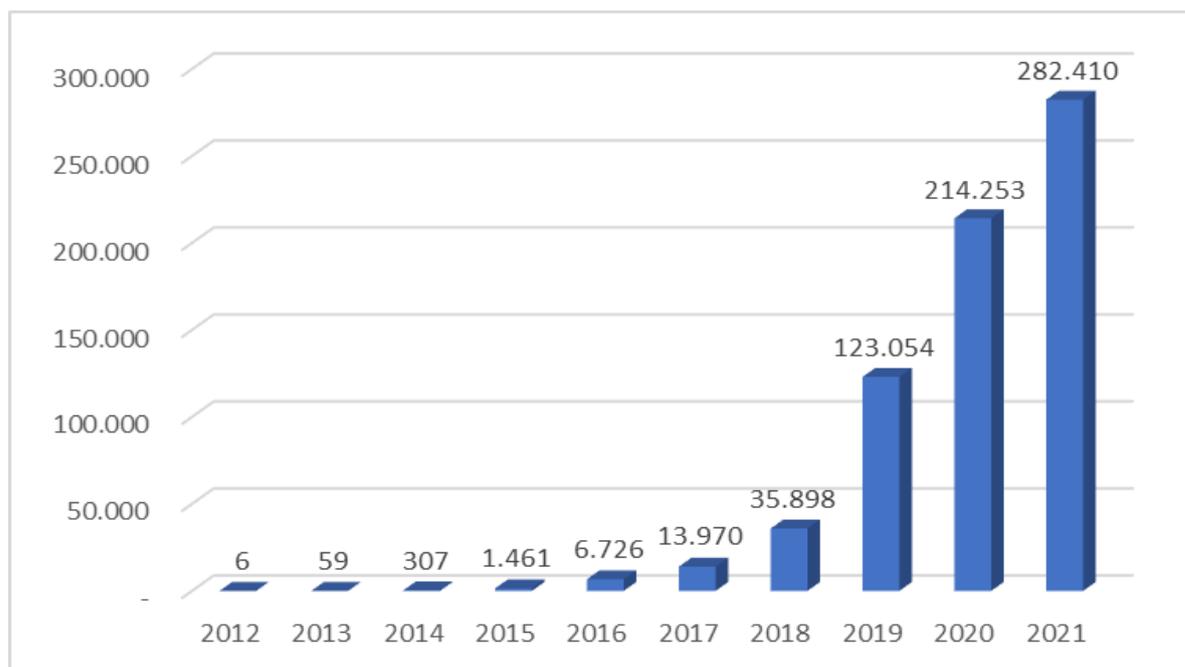
4.2.11.1	<i>HFRT / RoCoF</i>	173
4.2.11.2	<i>LFRT / RoC</i>	175
4.2.11.3	<i>LVRT</i>	178
4.2.11.4	<i>LFRT / RoCoF + LVRT</i>	180
4.3	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	183
4.3.1	Amostra A.....	183
4.3.2	Amostra B.....	183
4.3.3	Amostra C.....	184
4.3.4	Amostra D.....	187
4.3.5	Amostra E.....	187
4.3.6	Amostra F.....	189
4.3.7	Amostra G.....	190
4.3.8	Amostra H.....	191
5	CONCLUSÕES	193
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	195

1 INTRODUÇÃO

O significativo crescimento anual da demanda energética mundial tem despertado grande interesse pela tecnologia de Geração Distribuída (GD) como medida para ampliar a inserção de fontes renováveis na matriz energética mundial, incentivada por questões políticas, sociais, ambientais, técnica e financeiras, tomando posição privilegiada em relação aos grandes sistemas de geração centralizada. À medida que a GD vem se popularizando, o setor elétrico tem experienciado grandes transformações no setor da distribuição, particularmente nos níveis de baixa tensão, em razão da formação de uma nova estrutura operacional da rede.

O número de conexões de GD no Brasil vem crescendo anualmente de forma exponencial, desde a sua regulamentação estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel em 2012 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012), conforme apresentado na Figura 1. Liderando este *ranking* destaca-se a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), que até 01 de dezembro de 2021 já possui 678.158 conexões de unidades de sistemas fotovoltaicos disseminados pelo país (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

Figura 1 – Quantidade anual de conexões de GD no Brasil.



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

Para assegurar e estabelecer níveis mínimos de segurança, confiabilidade, qualidade e desempenho de todos os elementos que integram a GD, um conjunto de normatizações e regulamentações envolvendo Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) foi implementado no Brasil e no mundo. No Brasil, a regulamentação da GD no sistema elétrico foi estabelecida pela Resolução Aneel nº 482/2012 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012), que estabelece como requisito necessidade de que os inversores sejam ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia). O Inmetro estabeleceu os requisitos para inversores conectados à rede na Portaria INMETRO nº 357 de 01/08/2014 (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2014), tendo como base as normas brasileiras ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150 e ABNT NBR IEC 62116:2012 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012, 2013a, 2013b).

Entretanto, os países com penetração de GD mais elevada passaram a identificar problemas de qualidade de energia na distribuição de energia (CARVALHO et al., 2017; WALLING; MILLER, 2002), quanto à estabilidade do sistema elétrico relacionados à operação dos inversores da GD (MOURINHO et al., 2019). Quanto à distribuição, os problemas são locais e estão relacionados à sobretensão, harmônicas e interação dinâmica entre inversores fotovoltaicos. Contudo, quanto ao sistema elétrico, identificou-se possíveis problemas de desconexão em cascata de geradores distribuídos diante de oscilações de frequência ou tensão no sistema elétrico podem resultar em eventos severos de *blackout* (NATIONAL GRID ESO, 2008, 2019; UNION FOR THE CO-ORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY, 2004, 2007). As experiências internacionais motivaram o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realizar estudos para avaliar a possibilidade destes eventos também ocorrerem no Brasil (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020). Essas experiências demonstram que esse problema é grave e que deve ser abordado o mais brevemente possível. Por esse motivo, o ONS propôs a implementação de novos testes de imunidade no Brasil (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021).

Contudo, considerando que há poucos estudos que avaliam como os equipamentos que atualmente são comercializados no Brasil se comportam diante dos cenários apresentados, este trabalho se propõe a investigar a questão para avaliar esta questão e apontar possíveis pontos críticos a serem considerados em futuras normatizações.

1.1 MOTIVAÇÃO

Com base no elevado crescimento da GDFV no Brasil e no mundo, surgem novos desafios relacionados à segurança e à proteção da rede de distribuição, principalmente em relação à qualidade de energia elétrica fornecida por ela. A estabilidade dos inversores FV é fundamental para o funcionamento adequado destes sistemas, sendo estes responsáveis pelo condicionamento da energia gerada pelos módulos FV que devem fornecer energia com padrões mínimos de qualidade, a fim de garantir a confiabilidade e a integridade do Sistema Elétrico de Potência (SEP).

A inserção de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição pode trazer alguns benefícios ao sistema, tais como: redução de perdas nos sistemas de distribuição e transmissão, postergação de investimentos, redução dos custos de geração de energia elétrica, além do aumento da confiabilidade e continuidade do atendimento (QIAN et al., 2008). Porém, o crescimento da penetração de GDs, ou de Recursos Energéticos Distribuídos em um contexto mais amplo, nos sistemas de energia elétrica exige diversos estudos para que a conexão destes dispositivos minimize eventuais impactos negativos aos sistemas de distribuição, ao próprio dispositivo, e ao sistema de grande porte também.

Do ponto de vista de Qualidade de Energia Elétrica (QEE), problemas relacionados à cintilação, injeção de componente contínua, variação de tensão e de frequência, ao fator de potência e à distorção harmônica total da forma de onda (THD, do inglês *Total Harmonic Distortion*) podem vir a impactar no SEP. As harmônicas de corrente geradas pelos inversores FV fluem através das impedâncias do sistema de distribuição, que sofrem variação de acordo com a frequência imposta, podendo provocar distorções na tensão fornecida pela rede. Estes possíveis desvios na energia fornecida pelos inversores, quando inseridos em uma rede de distribuição, podem ser insignificantes em um único Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) quando comparados à potência de curto-circuito do sistema de distribuição, entretanto podem intensificar-se significativamente à medida em que aumenta a penetração de sistemas fotovoltaicos conectados em um mesmo Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

Além disso, para atender uma demanda de carga de usuários dispersos, muitas linhas de transmissão são longas e, devido a isto, a reatância equivalente da linha possui magnitudes elevadas. Estas peculiaridades configuram uma “rede fraca”, termo encontrado na literatura como “*weak grid*”, onde as principais características são uma baixa capacidade de curto-circuito e uma alta impedância da rede. Estas condições podem apresentar facilmente alguns problemas em um sistema FV, como a instabilidade no sistema de controle dos inversores,

elevado conteúdo harmônico, flutuação de tensão devido à mudança de carga, entre outros problemas que comprometem a QEE da rede de distribuição de energia.

Se tratando de compatibilidade eletromagnética é importante analisar as condições de rede nos sistemas de geração distribuída quanto a compatibilidade eletromagnética de baixa frequência. A título de exemplos, muitas das centrais geradoras de energia solar fotovoltaica e dos parques eólicos são frequentemente instalados em áreas remotas, longe da rede principal.

Deste modo, vale ressaltar que as normas brasileiras ainda não abordam sobre requisitos de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência para inversores FV (BITENCOURT; FIGUEIRA; MICHELS, 2020), entretanto, para testes de cintilação são referenciados os padrões internacionais IEC 61000-3-3 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017a), para sistemas com corrente inferior a 16 A, IEC 61000-3-11 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017b) para sistemas com corrente superior a 16 A e inferior a 75 A e IEC 61000-3-5 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2009a), para sistemas com corrente superior a 75 A. Estes padrões especificam os limites de flutuação de tensão e *flicker* (cintilação) para equipamentos conectados em sistemas de energia de Baixa Tensão (BT) além de apresentarem uma configuração para os testes que exigem o uso de uma impedância de referência.

Para inversores de potência limitada e exportando para o fornecimento público em uma conexão com uma alta corrente de curto-circuito, é improvável que a GD venha a introduzir cintilação perceptível. No entanto, com grandes unidades GD ou várias unidades fotovoltaicas operando em paralelo ao mesmo PAC, pode ocorrer cintilação. Nos meses de inverno, quando as condições de temperatura, nuvens e vento podem mudar com frequência e repentinamente, pode ocorrer oscilação devido às mudanças de tensão produzidas por mudanças rápidas de energia no ponto de conexão GD (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Além de obedecer aos padrões de QEE, os inversores FV devem possuir funções de segurança e proteção como anti-ilhamento, no qual tem como objetivo evitar a operação do sistema isolado da rede (sistema ilhado). Caso uma ilha intencional ou mesmo não intencional ocorra, o sistema deve se desconectar num período determinado pela norma vigente local em que este sistema FV esteja operando. A operação ilhada dos GDs pode levar a problemas relacionados à segurança do pessoal técnico da concessionária, à qualidade da energia elétrica da ilha formada, à descoordenação da proteção da ilha, ao aterramento inadequado, além de

problemas relacionados ao religamento automático do sistema de distribuição (WALLING; MILLER, 2002).

Além disso, uma das principais preocupações dos operadores de sistemas elétricos está relacionada à desconexão em cascata de GDs durante eventos no sistema de transmissão. Perturbações com origem na rede de transmissão podem provocar excursões significativas na frequência, no ângulo e/ou na tensão vistas pelos GDs, o que pode implicar em atuações incorretas dos sistemas de proteção destes dispositivos (principalmente atuações incorretas de anti-ilhamento), inserindo distúrbios adicionais ao sistema de grande porte, com impactos significativos na estabilidade de todo o sistema (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021). Assim, para garantir a permanência dos GDs em condições funcionais, devem ser exigidos requisitos de suportabilidade/imunidade (ou requisitos de *ride-through*), de modo que tais dispositivos não comprometam o desempenho dinâmico do sistema na ocorrência de grandes perturbações. Neste contexto, é cada vez mais comum que Operadores e Reguladores de Sistemas Elétricos incorporem nos seus códigos de rede requisitos de suportabilidade para as funções de proteção de conexão dos GDs. Considerando essa demanda, o ONS elaborou uma proposta inicial de testes de imunidade de inversores para o Sistema Elétrico Brasileiro (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021).

Para verificar que todos os requisitos de qualidade, segurança e suportabilidade sejam atendidos pelos inversores, diversos testes são realizados em laboratórios capacitados. Ressalta-se que as normas exigem o uso de um emulador de rede para execução dos ensaios, equipamento necessário para evitar a degradação da rede elétrica, bem como para reproduzir funções que emulam alguns eventos decorrentes na rede, como deslocamentos de fase, variação de tensão e frequência, eventos de curta duração, entre outras funções. Além disso, a maioria dos testes são realizados assumindo-se uma rede elétrica ideal sem levar em consideração os níveis de impedância no PAC, exceto para os testes de flutuação de tensão, onde o fenômeno de cintilação é mais crítico devido à presença da rede fraca. Estas condições por vezes podem não representar situações reais, somente quando algum recurso energético distribuído de pequena potência esteja ligado muito próximo a uma subestação de grande potência. Nas situações reais, a impedância equivalente no PAC pode variar arbitrariamente por diversos fatores, como o comprimento e a espessura dos cabos entre os transformadores a uma unidade consumidora, a quantidade e a potência dos RED conectados no mesmo ponto de conexão, a presença de banco de capacitores e de outras cargas reativas. Por fim, os inversores e emuladores de rede em sua maioria são compostos por conversores chaveados

que contêm filtros em suas topologias nos quais podem entrar em ressonância, podendo assim gerar resultados inconclusivos nos testes.

Neste contexto, este trabalho propõe uma análise do desempenho de inversores FV quanto à QEE, à segurança e aos requisitos de suportabilidade (*ride-through*) contra distúrbios de tensão e frequência de SFCR em diferentes condições de rede por meio de ensaios em diferentes modelos de inversores disponíveis no mercado. Como forma de garantir o pleno atendimento às condições de ensaio normativas, os ensaios foram realizados no laboratório de ensaios fotovoltaicos do Instituto de Redes Inteligentes (INRI), laboratório acreditado pelo Inmetro para certificação de inversores fotovoltaicos conectados à rede para sistemas de até 75 kW de potência.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O processo de padronização e discussão a respeito da geração distribuída é um tema que está em constante desenvolvimento no mundo. Observando o elevado crescimento da penetração da GD na rede elétrica, evidencia-se a importância em estudar seus efeitos na operação do sistema elétrico, bem como em analisar os diferentes padrões e diretrizes associados à interconexão de sistemas de GD.

Os sistemas solares fotovoltaicos representam uma das fontes de energia renovável de crescimento mais acelerado que são integradas aos sistemas de distribuição (KARIMI et al., 2016). A padronização destes sistemas deve cobrir princípios gerais, requisitos de qualidade de energia, requisitos técnicos gerais, controle de energia, regulação de tensão e as respostas de um sistema a condições anormais, segurança e proteção. As normas ou diretrizes que regem as interconexões de GD com o sistema elétrico devem influenciar o desenvolvimento da geração distribuída de energia (WU; LIN; LIN, 2017).

Os primeiros padrões relacionados aos REDs foram desenvolvidos na década de 1990, principalmente para estabelecer requisitos básicos de desempenho, bem como garantir questões de segurança. O foco principal foi definir as funções de proteção, como sobrefrequência, subfrequência, sobretensão, subtensão e perda de rede ou proteção anti-ilhamento (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 1995). Estudos que abordam as proteções de perda de rede têm sido realizados desde 1980 (TAKEDA et al., 1988) devido à sua relevância na segurança pessoal. Esta questão foi intensamente estudada, resultando no desenvolvimento de uma abordagem de teste pelo *Sandia National Laboratory* em 2000 (JOHN STEVENS, RUSSEL BONN, JERRY GIN, SIGIFREDO GONZALEZ,

2000), que é a base do IEC. 62116:2014 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014). Novos requisitos e funcionalidades foram introduzidos em padrões recentes para possibilitar o aumento da penetração de Recursos Energéticos Distribuídos no sistema elétrico existente (EUROPEAN STANDARDS, 2019; INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

Os padrões citados acima incluem o IEEE Std 1547-2018 (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018), desenvolvido pelo Instituto de Engenheiros Eletrônicos e Eletricistas (IEEE - *Institute of Electrical and Electronic Engineers*), o IEC 61727:2004 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2004), desenvolvido pela Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC - *International Electrotechnical Commission*) e o EN 50549-1 (EUROPEAN STANDARDS, 2019), desenvolvido pelo Comité Europeu de Normalização Electrotécnica (CENELEC – *Comité Européen de Normalisation Electrotechnique*).

A Norma IEEE Std 1547 é o principal documento que fornece os requisitos para interconexão de recursos energéticos distribuídos, tais como sistemas fotovoltaicos ao sistema de energia. Em 2005, a IEEE Std 1547.1 (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2005) foi publicada contendo procedimentos de teste para verificar a conformidade dos REDs com os requisitos de interconexão da IEEE 1547. Desde a primeira publicação do IEEE Std 1547 em 2003 (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003), muita coisa mudou na área de geração distribuída, por exemplo, os níveis de penetração de REDs e funcionalidades de operação e controle, exigindo uma revisão completa da norma (BASSO et al., 2015), que foi publicada em 6 de abril de 2018. Especialmente nos últimos anos, a porcentagem de geração de RED na rede atingiu elevados índices em muitos estados americanos, por exemplo, Havaí e Califórnia, onde a operação segura e confiável da rede exige a participação ativa dos REDs em termos de funções de suporte da rede (GONZALEZ et al., 2016).

1.2.1 Normatização de GD no Brasil

No Brasil, a geração distribuída passou a ser regulamentada a partir de abril de 2012, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482/2012 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012), que atualmente, após duas revisões implementadas, sendo elas a Resolução Normativa nº687/2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015) e a Resolução Normativa nº786/2017

(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017), regulamenta a GD no país da seguinte forma:

- a) Permite o uso de qualquer fonte renovável (solar, eólica, biomassa, hídrica e outras que sejam desenvolvidas), além da cogeração qualificada;
- b) Estabelece a possibilidade de microgeração (até 75 kW) e minigeração (75 kW até 5 MW), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- c) Cria e regulamenta o sistema de compensação de energia elétrica, onde a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (sistema conhecido como *net metering*);
- d) Define que os créditos têm validade de 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora (autoconsumo remoto);
- e) Estabelece regras que simplificam o processo necessário para se conectar à rede da distribuidora. O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW é de 34 dias.
- f) Possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.
- g) Cria a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

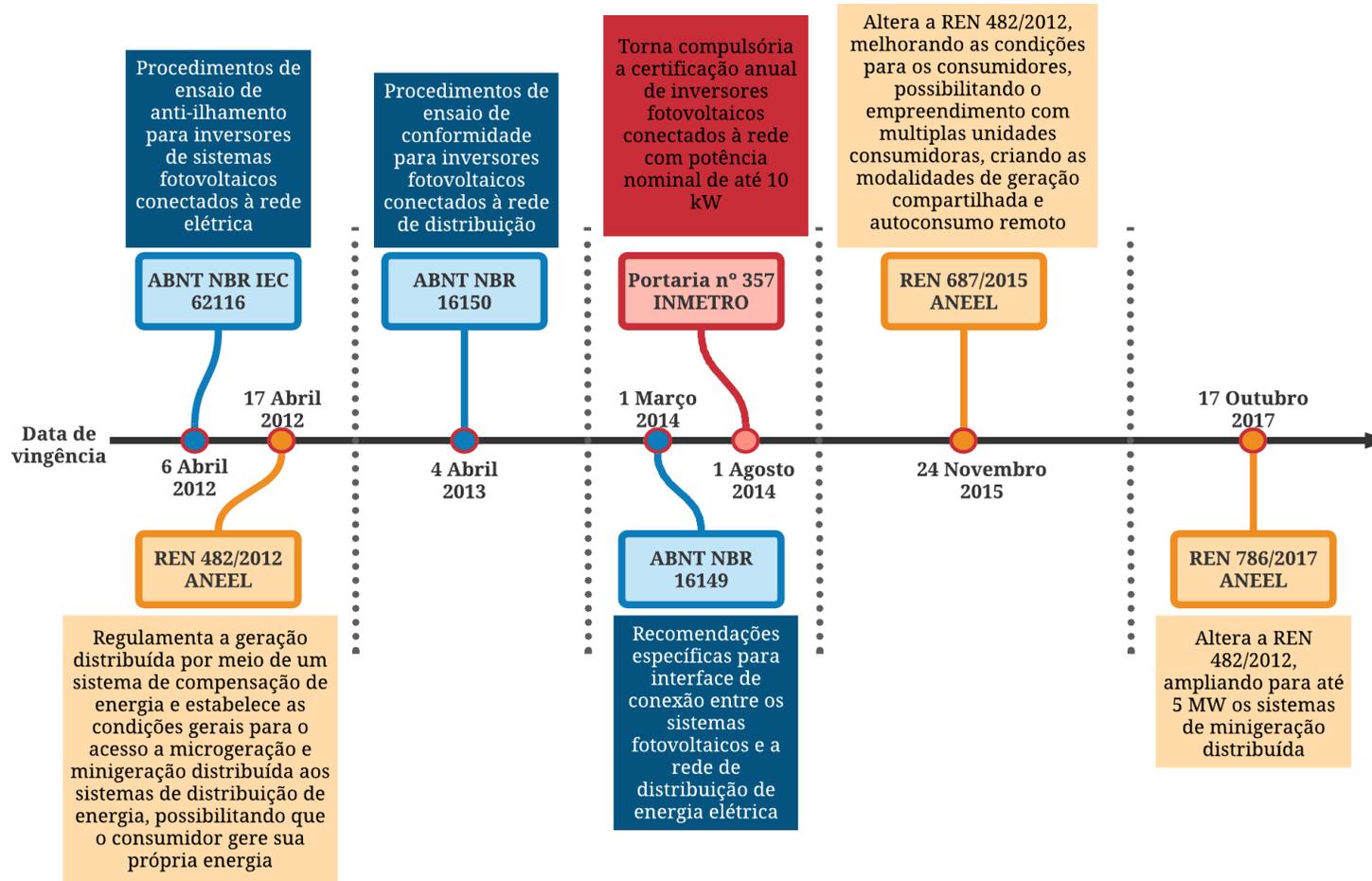
Ainda tratando do cenário nacional, no mesmo ano em 2012, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) deu início ao processo de padronização dos sistemas fotovoltaicos no país, ao publicar a norma ABNT NBR IEC 62116:2012, que prescreve os procedimentos de ensaios para avaliar o desempenho de anti-ilhamento de inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012).

No ano seguinte foram publicadas as normas ABNT NBR 16149:2013, que estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e seus requisitos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a) e ABNT NBR 16150:2013, onde são definidos os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com a ABNT NBR 16149:2013 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b). A primeira e atual edição da ABNT NBR 16149:2013 foi publicada em março de 2013 e passou a ser válida a partir de março de 2014. Em contrapartida, a ABNT NBR 16150:2013, publicada no mesmo período da ABNT NBR 16149:2013, passou a ser válida no mês seguinte de sua publicação em abril/2013.

Por fim, em 2014 o Inmetro tornou compulsória a certificação anual de inversores fotovoltaicos com potência nominal de até 10 kW, ao publicar a Portaria nº 357 (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2014), que determina que os equipamentos comercializados no país devem estar de acordo com as normas sobreditas, além de incluir mais dois ensaios na própria Portaria.

Estas iniciativas normativas e regulatórias podem ser consideradas como o primeiro grande passo para a disseminação da GDFV no Brasil. Estes acontecimentos, mencionados nos parágrafos anteriores, foram resumidos em uma linha cronológica e apresentados na Figura 2. Estes eventos foram essenciais para o crescimento da GDFV no país.

Figura 2 – Linha cronológica dos principais eventos em relação à GDFV no Brasil.



Fonte: O autor (2021).

A Portaria nº 357 diz que as normas dos procedimentos para ensaios dos inversores c.c./c.a. para sistemas fotovoltaicos conectados à rede foram definidas com base nos requerimentos mínimos a serem exigidos destes equipamentos. Estes requerimentos e procedimentos estão indicados a seguir. Os ensaios a serem realizados são os seguintes:

1. Cintilação;
2. Injeção de componente contínua;
3. Harmônicos e distorção de forma de onda;
4. Fator de potência;
5. Injeção/demanda de potência reativa;
6. Sobre/sub tensão;
7. Sobre/sub frequência;
8. Controle da potência ativa em sobrefrequência;
9. Reconexão;
10. Religamento automático fora de fase;
11. Modulação de potência ativa;
12. Modulação de potência reativa;
13. Desconexão do sistema fotovoltaico da rede;
14. Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede;
15. Proteção contra inversão de polaridade;
16. Sobrecarga;
17. Anti-ilhamento.

Para a realização dos ensaios 1 a 14 devem ser utilizadas as normas ABNT NBR 16149:2013 e ABNT NBR 16150:2013. Para a realização do ensaio 17 deve ser utilizada a norma ABNT NBR IEC 62116:2012. Os ensaios 15 e 16 foram incluídos na própria Portaria.

Com objetivo de garantir a correta operação dos inversores fotovoltaicos e prevenir degradação da qualidade da energia elétrica, a Portaria nº 357 requer compulsoriamente a avaliação de 17 itens através de um conjunto de ensaios. Para obtenção do número total de ensaios envolvidos, Figueira (2016) classificou como uma unidade de ensaio cada procedimento que requer pausa da operação para a configuração de fontes que alteram a potência de saída de operação do ESE ou, ainda, na mudança de algum parâmetro no próprio ESE, como por exemplo mudança do fator de potência de operação. A Tabela 1 apresenta a relação dos ensaios para cada item da Portaria nº 357, de acordo com a faixa de potência dos inversores.

Tabela 1 – Lista de ensaios necessários para certificação de inversores FV no Brasil.

Critérios avaliados para certificação de inversores FV	Número de ensaios			
	$P_{ESE} \leq 3 \text{ kW}$	$3 \text{ kW} < P_{ESE} \leq 6 \text{ Kw}$	$P_{ESE} > 6 \text{ Kw}$	
1	Cintilação (impedância de rede necessária)	1	1	1
2	Injeção de componente c.c.	3	3	3
3	Harmônicos e distorção de forma de onda	6	6	6
4.1	Fator de potência unitário	6	6	6
4.2	Fator de potência capacitivo	-	6	6
4.3	Fator de potência indutivo	-	6	6
4.4	Fator de potência em curva	-	6	6
5	Injeção/demanda de potência reativa	-	-	18
6.1.1	Tensão de desconexão por sobretensão	1	1	1
6.1.2	Tempo de desconexão por sobretensão	1	1	1
6.2.1	Tensão de desconexão por subtensão	1	1	1
6.2.2	Tempo de desconexão por subtensão	1	1	1
7.1.1	Frequência de desconexão por sobrefrequência	1	1	1
7.1.2	Tempo de desconexão por sobrefrequência	1	1	1
7.2.1	Frequência de desconexão por subfrequência	1	1	1
7.2.2	Tempo de desconexão por subfrequência	1	1	1
8	Controle de potência ativa em sobrefrequência	2	2	2
9	Reconexão	2	2	2
10	Religamento automático fora de fase	2	2	2
11	Modulação de potência ativa	-	-	9
12	Modulação de potência reativa	-	-	4
13	Desconexão e reconexão do sistema FV na rede	1	1	1
14	Requisitos de suportabilidade a sobtensões decorrentes de faltas na rede	-	-	4
15	Proteção contra inversão de polaridade	1	1	1
16	Sobrecarga	1	1	1
17	Anti-ilhamento (banco RLC necessário)	31	31	31
NÚMERO TOTAL DE ENSAIOS		64	82	117

Fonte: Adaptado de (FIGUEIRA, 2016).

Embora as normas brasileiras para sistemas FV estejam bem consolidadas, esta padronização aconteceu em um primeiro momento com intuito de impulsionar a disseminação da geração distribuída, para contribuir com a ampliação e diversificação das fontes de energia renováveis, além de incentivar a economia através de novos empregos e tornando o mercado de energia mais competitivo no país. Como já mencionado anteriormente, o Brasil já atingiu a marca com mais de 11,5 GW de energia solar FV operacionais no país. Deste modo espera-se

que as normas brasileiras sejam periodicamente atualizadas e mais rigorosas, visto que a GD continua em elevado crescimento na matriz energética do país.

Neste contexto, no dia 11 de abril de 2021 o Inmetro publicou uma proposta de alteração dos Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica através da Consulta Pública nº 16, de 11 de abril de 2021. As principais propostas de mudanças dos requisitos técnicos para os inversores *on grid* foi a inclusão dos ensaios de eficiência, emissão de perturbação de radiofrequência, inspeção visual de existência de dispositivo de desconexão mecânica da rede, resistência de isolamento, detecção de corrente residual e perda de tensão da rede (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2021a). Destaca-se que estas propostas estão sob forma de consulta pública, ou seja, ainda não entraram em vigor, podendo ser aprovados todos ou parte dos requisitos adicionados nesta proposta. A inclusão do ensaio de eficiência para inversores FV é muito importante para o consumidor, pois este classifica a qualidade na eficiência energética do equipamento, visto que até o momento somente os geradores FV são testados e classificados quanto a eficiência energética. Já antecipando esta demanda, (BORTOLINI, 2018) propôs o desenvolvimento de uma bancada de ensaios automatizada para mensuração da eficiência de inversores FV conectados à rede elétrica. Quanto ao ensaio de perturbação de radiofrequência foi um item proposto bastante polêmico nas alterações, primeiramente porque trata de um requisito técnico de compatibilidade eletromagnética (EMC, do inglês *Electromagnetic Compatibility*), que até o momento nenhuma especificação sobre este requisito é abordada nas normas brasileiras para conversores de energia de sistemas fotovoltaicos, além de ser uma competência da Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL)¹, principalmente por tratar de testes de emissão de alta frequência. Em contrapartida nenhum requisito de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência foi abordado, o que seria mais relevante para a certificação dos inversores.

1.2.2 Requisitos de compatibilidade eletromagnética

Nos últimos anos, a padronização de requisitos de compatibilidade eletromagnética para equipamentos de conversão de energia tornou-se mais ativa. Por exemplo, o CISPR/B (do francês, *Comité Internaional Spécial des Perturbations Radioélectriques*) tem considerado

¹ Considerando-se as referências internacionais como o FCC dos EUA, uma vez que a base legal no Brasil é dúbia quanto à essa competência.

os limites e o método de medição para perturbações conduzidas nas portas de energia c.c. de conversores de energia conectados à rede desde 2008. Esses limites e métodos de medição propostos formam a base das instruções para complementar o CISPR 11, a fim de cobrir o conjunto de requisitos EMC (do inglês, *Electromagnetic Compatibility*) para o PCE (do inglês, *Power Converter Equipment*) aplicável aos sistemas de energia solar fotovoltaica. Os requisitos de EMC para PCE foram adicionados ao CISPR 11 ed.6.0, publicado em 2015. Alguns comitês de produtos, que consideram produtos que utilizam PCE, têm seus próprios padrões de produto nos requisitos de EMC. SC 22G desenvolveu IEC 61800-3 para definir os limites e métodos de teste para sistemas de acionamento de energia. SC 22H tem IEC 62040-2 para fontes de alimentação ininterruptas e TC 26 tem IEC 60974-10 para soldagem a arco. TC 69 define os limites de emissão com IEC 62236 (todas as partes). Além disso, o TC 69 terá IEC 61851-21-2 1 cobrindo os requisitos de EMC para estações de carregamento conduzido para veículos elétricos (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

De acordo com a IEC (2011a, p. 18), a degradação da qualidade da energia pode afetar as instalações dos usuários da rede e impedir que a operadora da rede cumpra com suas obrigações. A magnitude dos distúrbios causados pela GD depende muito da potência de curto-circuito disponível no ponto de conexão e do nível de potência da unidade de GD. Portanto, espera-se que os fenômenos sejam mais importantes em redes fracas. Portanto, a impedância da rede no PAC pode ser um dos fatores limitantes que determina o número e o tamanho das unidades de GD que podem ser conectadas.

Problemas relacionados à compatibilidade eletromagnética de baixa frequência podem surgir quando as condições da rede de alimentação são identificadas como uma rede fraca, isto é, uma rede caracterizada por uma baixa relação de potência de curto-circuito ou por uma alta impedância equivalente no ponto de conexão à rede. Variações de tensão devido a mudanças na potência de saída da GD podem se tornar grandes o suficiente a ponto de causar o efeito de cintilação a níveis perceptíveis pelos consumidores. As redes fracas geralmente operam nos extremos de suas tolerâncias legais de tensão de alimentação (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

O nível de oscilação, expresso como Pst (indicador de oscilação de curto prazo) e medido nos terminais de alimentação da instalação contendo unidades GD que não exportam energia para uma rede pública de abastecimento, não deve exceder $Pst = 1,0$ em condições normais de carga (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Quando o RED exporta energia para uma rede de abastecimento pública, as emissões de Pst da GD, medidas nos terminais de abastecimento da instalação, não devem exceder $Pst = 0,5$ quando medido em carga normal e condições de estado estacionário do abastecimento público, que é quando nenhuma contribuição do fornecimento público está presente. A contribuição para Pst e dmax (variação máxima da tensão relativa) são os parâmetros mais importantes quando o equipamento de GD exporta energia para uma rede pública de alimentação, pois indicam a quantidade de perturbação nessa rede pública (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

A IEC 61000-4-15 especifica como avaliar Pst, Plt (indicador de oscilação de longo prazo), dmax e dc (mudança de tensão relativa em estado estacionário) e fornece especificações detalhadas para a avaliação desses parâmetros medidos diretamente (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2010).

As mudanças de tensão são geralmente associadas à energização, comutação e desconexão do RED e são expressas como uma porcentagem da tensão de alimentação em estado estacionário imediatamente antes de cada tipo de evento de mudança de tensão. Essas flutuações de tensão estão relacionadas à potência nominal do equipamento. Os limites de mudança de tensão, particularmente os parâmetros dc, d(t) (características de mudança de tensão relativa) e dmax conforme especificado na IEC 61000-3-3 podem ser aplicados à operação de REDs.

A IEC 61000-3-3 estabelece um limite máximo de mudança rápida de tensão de 4% sem outras condições, mas permite 6% para mudanças de tensão causadas por chaveamento manual ou chaveamento automático, desde que este último tenha um reinício retardado, como para muitas instalações GD. A IEC 61000-3-3 permite flutuações de tensão de até 7% para equipamentos atendidos durante o uso ou comutados no máximo duas vezes por dia. Este limite de 7% só se aplica em casos excepcionais no que diz respeito ao equipamento de GD (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017a). Para obter informações, a IEC 61000-2-2 especifica um nível de compatibilidade de 3% para as variações de tensão individuais (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2018a).

Recomendações específicas não são fornecidas nos padrões ou guias do IEEE, mas concessionárias individuais nos EUA geralmente têm suas próprias diretrizes de mudança rápida de tensão na faixa de 4% a 7%.

Muitos inversores baseados em GD têm correntes harmônicas no PAC que parecem ser significativamente dependentes do conteúdo de tensão harmônica da tensão do sistema

c.a.. O impacto das correntes harmônicas produzidas pelo GD na distorção da tensão harmônica também depende da impedância da rede de alimentação no PAC, das propriedades do filtro interno do equipamento de GD e das características do sistema de controle do inversor. Se o sistema de controle obtém sua forma de onda de referência de corrente da tensão de rede medida, os componentes harmônicos na tensão produzem correntes harmônicas que tendem a aumentar a distorção da tensão. Além das correntes harmônicas causadas pelas harmônicas da tensão de alimentação, os inversores baseados em GD geram suas próprias harmônicas devido à operação de chaveamento de seus dispositivos de estado sólido. Esses harmônicos estão geralmente acima de 2 kHz, mesmo assim existem pequenas componentes em frequências mais baixas devido às imperfeições no controle e nas propriedades do dispositivo de estado sólido. Naturalmente, a magnitude dos harmônicos gerados depende do tipo de filtro interno do inversor de GD e seus valores de componente (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

1.2.3 Requisitos de imunidade a distúrbios sistêmicos

A partir da introdução da norma IEC 62116:2008 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008a), que estabelece requisitos rígidos quanto à zona de não-deteção de ilhamentos não-intencionais em sistemas fotovoltaicos, se deu um amplo desenvolvimento de algoritmos para detecção de ilhamentos muito sensíveis como forma de atender à regulamentação. Esta norma focou-se na redução da zona de não-deteção, mas não versou sobre a imunidade contra falsas detecções, que é um problema crítico para esse tipo de aplicação. Por esse motivo, muitos algoritmos não foram desenvolvidos para serem imunes a oscilações de frequência ou tensão no ponto de conexão do RED ou para diversos equipamentos operando em paralelo.

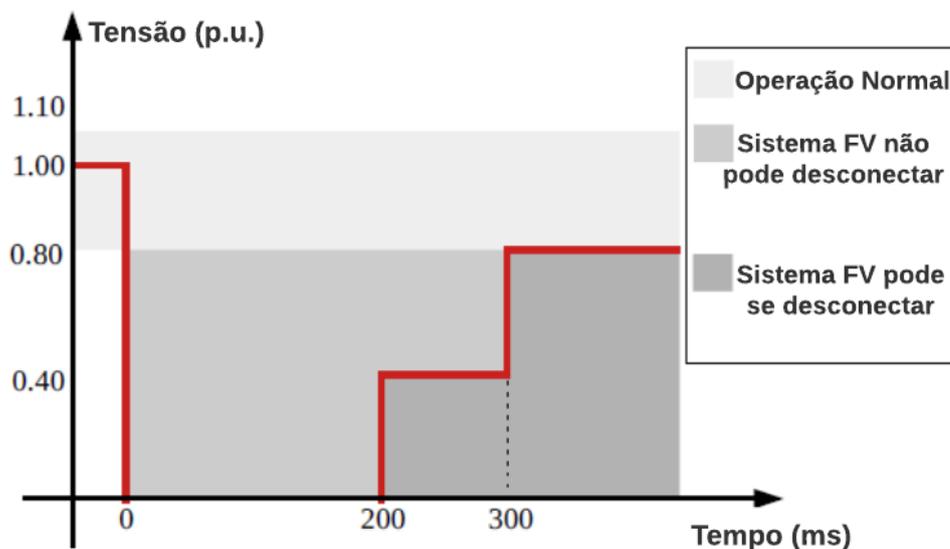
Contudo, as falsas detecções de perda de rede podem ocasionar problemas significativos a sistema elétrico quando a penetração de GDFV é alta, pois estas podem desencadear em desligamentos em cascata de REDs na presença de distúrbios na rede (MOURINHO et al., 2019). Dependendo da quantidade de REDs afetados, esta desconexão em cascata pode ter um impacto severo no desempenho dinâmico e na estabilidade do sistema de energia de grande porte, como observado em 2003 na Itália (UNION FOR THE CO-ORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY, 2004) e em parte do continente europeu em 2006 (UNION FOR THE CO-ORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY, 2007).

Além disso, a imunidade dos algoritmos de anti-ilhamento de REDs devido a distúrbios da rede ainda não foi completamente resolvida. O Relatório Técnico (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2020) apresentou a análise de duas falhas ocorridas na rede de transmissão da Califórnia em 2016 e 2017, que foram corretamente eliminadas pelo sistema de proteção. No entanto, em ambos os casos, a perturbação levou ao desligamento de uma quantidade significativa de REDs, 1.200 MW em 2016 e 900 MW em 2017, piorando o desempenho dinâmico do sistema de potência em massa. Outro exemplo recente de desconexão massiva de REDs após um grande distúrbio na rede de transmissão ocorreu em 2019, quando a Grã-Bretanha experimentou um apagão (NATIONAL GRID ESO, 2019). Nesse caso, o desligamento de aproximadamente 500 MW de GD contribuiu para a operação do esquema de rejeição de carga em subfrequência, resultando em apagão para mais de um milhão de consumidores.

Recentemente, o Relatório Técnico do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020) abordou os potenciais impactos que a desconexão em cascata dos REDs pode ter sobre a estabilidade do Sistema Interligado Nacional de Energia (SIN). Neste relatório, é mostrado que desconexões maiores que 1.200 MW de GD durante grandes distúrbios podem transformar cenários estáveis em instáveis. Embora a penetração dos REDs no Brasil seja em torno de 7,8 GW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021), as previsões feitas pela Empresa Brasileira de Pesquisa Energética preveem que a GD atinja 20 GW em 2025 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). Portanto, se uma grande quantidade de GD não for imune às oscilações de tensão e frequência, poderá haver condições para *blackouts* em grande escala no sistema elétrico brasileiro.

Quanto a requisitos de imunidade a distúrbios de tensão, a ABNT NBR 16149 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a) estabelece requisitos de *ride-through* para suportabilidade a afundamentos de tensão, do inglês *Low Voltage Ride-Through* (LVRT), com base na curva apresentada na Figura 3. Além disso a norma brasileira considera estes testes em condições de rede ideais, ou seja, sem levar em consideração a impedância da rede. Por fim, no momento a norma não considera requisitos de *ride-through* de alta tensão, do inglês *High Voltage Ride-Through* (HVRT).

Figura 3 – Requisito de suportabilidade a afundamento de tensão ABNT NBR 16149.



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a).

Quanto a requisitos de frequência, a ABNT NBR 16149 apresenta apenas requisitos relacionados à imunidade a distúrbios de alta frequência, do inglês *High Frequency Ride-Through* (HFRT). A norma exige dos inversores um controle de potência ativa em operação de sobrefrequência que consta em uma curva de redução de até 60% da potência nominal quando a frequência é superior a 60,5 Hz até 62,0 Hz. Os padrões mais recentes EN 50549 (EUROPEAN STANDARDS, 2019) e o padrão americano IEEE Std 1547-2018 (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018) incluem requisitos de *ride-through* de subfrequência, do inglês *Low Frequency Ride-Through* (LVRT) e para taxa de mudança de frequência, do inglês *Rate of Change of Frequency* (RoCoF).

Previendo a necessidade de requisitos de imunidade a distúrbios sistêmicos, o ONS propôs diferentes testes de imunidade para REDs relacionados a oscilações de tensão e frequência no relatório técnico RT-ONS DPL/0175/2021 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021). Esses testes foram concebidos para mitigar o impacto de possíveis desconexões em cascata de REDs quando ocorrem eventos de grande escala no sistema elétrico de grande porte, considerando as características da rede elétrica brasileira.

Os testes de imunidade apresentados no relatório técnico RT-ONS DPL/0175/2021 consideram as faixas de tensão e frequência diferentes da ABNT NBR 16149. Deste modo, para possibilitar a análise do desempenho de REDs comerciais atuais sob esses novos requisitos, estes testes foram adaptados neste trabalho, com base nas premissas do ONS, de forma a torná-los viáveis de acordo com os padrões brasileiros vigentes.

1.2.4 Desempenho de inversores em redes fracas

É importante ressaltar que a compatibilidade eletromagnética de baixa frequência, definida pela ABNT NBR 16149, é baseada nas normas internacionais IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11 e IEC 61000-3-5 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2009a, 2017a, 2017b). Estas normas especificam nas condições de teste o uso de uma impedância de referência. Esta impedância de referência é referenciada nas normas supracitadas pela IEC/TR 60725 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2012), que corresponde a uma impedância convencional utilizada nos testes. Os valores de impedância representam uma impedância de rede em um sistema de distribuição que possui uma rede fraca e por consequência uma alta impedância (BITENCOURT; FIGUEIRA; MICHELS, 2020).

Entretanto, os níveis de impedância no sistema elétrico brasileiro podem variar de acordo com a região e o ponto de conexão do sistema, uma vez que os níveis e configurações de tensão entre os transformadores não são padronizados e apresentam variações entre estados e municípios (SACCOL et al., 2019). Além disso, muitos sistemas FV, especialmente grandes usinas FV, estão localizados em áreas rurais, onde a impedância de rede equivalente correspondente é elevada e fácil de levar a problemas de estabilidade dos inversores (ZHANG et al., 2020). Desta forma, a adoção de valores de impedância de referência, conforme definido nas normas europeias, nem sempre é o mais adequado para inversores no Brasil. Nesse sentido, ajustes nos valores de impedância definidos nas normas IEC 61000-3-3 e 61000-3-11 podem ser necessários para tornar os testes dos inversores compatíveis com a rede brasileira.

Atualmente, diversos trabalhos têm sido publicados sobre o desempenho de inversores em redes fracas. XU et al. (2013) avaliam diferentes métodos de controle utilizados nos inversores, validando a estabilidade do sistema e a aplicabilidade de cada método no caso da rede fraca (XU; XIE; TANG, 2013). Em JIA et al. (2017) é apresentado uma análise de estabilidade de pequenos sinais para múltiplos inversores FV em paralelo conectados à rede em diferentes intensidades rede (JIA et al., 2017). HÖCKEL et al. (2017) discutem as instabilidades de tensão causadas pelos inversores em redes fracas, comprovando que a estabilidade dos inversores depende diretamente da impedância de rede no ponto de acoplamento comum (HÖCKEL et al., 2017). ZHANG et al. (2020) fornecem um levantamento dos problemas de estabilidade de inversores FV em condições de rede fraca,

discutindo os problemas de estabilidade nos circuitos de controle e na tensão de saída do inversor (ZHANG et al., 2020).

Neste contexto, é importante estudar o desempenho de inversores em diferentes níveis de impedância, uma vez que as normas brasileiras não avaliam o comportamento dos inversores ensaiados quanto aos requisitos de qualidade de energia, segurança e suportabilidade levando em consideração a impedância da rede. Desta forma, este trabalho propõe uma análise comparativa do desempenho de diferentes inversores fotovoltaicos em diferentes condições de impedância de rede.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral desta dissertação é avaliar o desempenho de diferentes modelos de inversores fotovoltaicos disponíveis no mercado com base nos limites exigidos pela ABNT NBR 16149:2013 quanto aos indicadores de qualidade de energia elétrica fornecida pela rede e pelos inversores FV, quanto aos requisitos de suportabilidade a eventos decorrentes na rede e também quanto aos requisitos de segurança de anti-ilhamento por meio de ensaios para diferentes níveis de impedância no ponto de conexão com a rede.

O trabalho tem como objetivos específicos:

- a) Realizar um levantamento extensivo dos requisitos das normas brasileiras e estrangeiras para SFCR;
- b) analisar os impactos da operação de inversores da variação da impedância equivalente no ponto de acoplamento comum;
- c) avaliar o desempenho de algumas amostras de inversores fotovoltaicos comercializadas no mercado brasileiro diante de condições operacionais críticas quanto aos sistemas de distribuição e à estabilidade do sistema elétrico.

1.4 DELIMITAÇÕES

No contexto sobre recursos energéticos distribuídos, tema abordado nesta dissertação, este trabalho está limitado na análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão.

O objetivo do trabalho foi analisar o desempenho de alguns equipamentos do mercado, mas não buscou realizar uma análise estatística do desempenho dos equipamentos comercializados no Brasil. Logo, o número de amostras analisadas considerou o compromisso entre o tamanho da amostra e a quantidade necessária de ensaios de cada amostra. Os modelos

foram escolhidos devido a disponibilidade das empresas integradoras na região de Santa Maria, de forma a contemplar os diversos tipos de mercado de equipamentos e as três classificações vigentes, especificamente no desempenho de diferentes modelos de inversores fotovoltaicos, monofásicos com potência nominal de saída entre 1 kW a 10 kW, certificados de acordo com a ABNT NBR 16149:2013 e inseridos em condições atípicas de rede.

Quanto aos requisitos de compatibilidade eletromagnética, este trabalho está limitado na análise de requisitos de emissão de baixa frequência e requisitos de imunidade a afundamentos e interrupções de curta duração de tensão e frequência dos equipamentos testados. A razão desta limitação se deve ao fato da normatização brasileira atual não se aprofundar em requisitos de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência, somente referenciando normas internacionais para testes de cintilação e apresentando limites de operação para emissão de harmônicos e distorção de forma de onda.

Quanto aos requisitos de imunidade dos inversores para distúrbios de variação de frequência e tensão do sistema, este trabalho adaptou os requisitos apresentados pelo ONS para a faixa operacional de tensão e frequência vigentes atualmente no Brasil, de forma a tornar possível avaliar como os equipamentos se comportam diante destes distúrbios.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No Capítulo 1 foram apresentados uma breve introdução, a motivação da escolha do tema, uma revisão bibliográfica sobre a evolução das normatizações nacional e internacional sobre os recursos energéticos distribuídos para sistemas fotovoltaicos, além de apresentar alguns estudos sobre o desempenho de inversores FV em redes fracas.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão sobre a normatização de conexão à rede elétrica e de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência para recursos energéticos distribuídos, apresentando um panorama comparativo entre as normas citadas.

No Capítulo 3 são apresentados os materiais e os métodos utilizados neste trabalho para avaliar o desempenho dos recursos energéticos distribuídos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em diferentes condições de impedância de rede.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados experimentais obtidos dos ensaios realizados nas amostras utilizadas neste trabalho.

Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho.

2 REVISÃO DA NORMATIZAÇÃO DE CONEXÃO À REDE ELÉTRICA E DE COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA DE BAIXA FREQUÊNCIA PARA RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Neste capítulo serão apresentados um conjunto das principais normatizações nacionais e internacionais referentes aos códigos de rede e aos requisitos de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência para geração distribuída fotovoltaica empregadas no Brasil e no mundo.

Neste trabalho, considerou-se como base normas locais de países e normas internacionais. As normas reconhecidas como internacionais são aquelas produzidas por organizações normativas envolvendo múltiplos países, que congregam a maior parte das organizações nacionais de normatizações do mundo.

Destaca-se que atualmente somente três organizações são reconhecidas como internacionais:

- ISO – International Organization for Standardization (Organização Internacional para Padronização): Produz normas técnicas nas mais diversas áreas de conhecimento.
- IEC – International Electrotechnical Commission (Comissão Eletrotécnica Internacional): Produz normas técnicas nas áreas de eletricidade, eletrônica e tecnologias correlatas.
- ITU – International Telecommunications Union (União Internacional de Telecomunicações): Produz normas técnicas relacionadas à ondas de rádio e telecomunicações.

Devido ao escopo deste trabalho, neste trabalho considerou-se somente normas internacionais da IEC. As normas abordadas neste capítulo são detalhadas e listadas na Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Lista das normas abordadas neste trabalho.

Origem	Norma	Aplicação	Níveis de aplicação	Ano de vigência
Internacionais	IEC 61727:2004;	requisitos de conexão de SFCR	inversores até 10 kVA	2004
	IEC 62116:2008	requisitos de anti-ilhamento	não especificado	2008
	IEC 62920:2017	requisitos de compatibilidade eletromagnética pra inversores <i>on-grid</i> e <i>off-grid</i>	não especificado	2017
	IEC 61000-3-2	limites de harmônicos de equipamentos conectados à rede de BT	equipamentos com corrente nominal ≥ 16 A	2018
	IEC 61000-3-3	limites de flutuação de tensão e cintilação de equipamentos	equipamentos com corrente nominal ≥ 16 A	2017
	IEC 61000-3-11	limites de harmônicos de equipamentos conectados à rede de BT	equipamentos com corrente nominal $16 \geq 75$ A	2017
	IEC 61000-3-12	limites de flutuação de tensão e cintilação de equipamentos	equipamentos com corrente nominal $16 \geq 75$ A	2011
	IEC 61000-3-15	requisitos de imunidade e emissão de EMC de baixa frequência	equipamentos GD com corrente nominal ≥ 75 A	2011
Norte-americana	IEEE Std 1547-2018	requisitos de interconexão de REDs com a rede, anti-ilhamento, ride through e RoCoF, EMI	sistemas com potência aparente de até 10 MVA	2018
Brasileiras	PRODIST módulo 8	requisitos técnicos de qualidade de energia elétrica	não especificado	2018
	ABNT NBR 16149	requisitos de conexão de SFCR	não especificado	2013
	ABNT NBR 16150	procedimentos de ensaio de conformidade de conexão de SFCR	não especificado	2013
	ABNT NBR IEC 62116:2012	requisitos de anti-ilhamento	não especificado	2012
	Portaria nº 357 do Inmetro	documento legal que tornou compulsório a certificação de inversores FV conectados à rede	inversores até 10 kW	2014

Fonte: O autor.

2.1 NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS

2.1.1 IEC 61727:2004

A norma internacional IEC 61727:2004 intitulada de “*Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface*” se aplica a sistemas fotovoltaicos conectados à rede que operam em paralelo com a rede elétrica que utilizam inversores estáticos que não operam de forma ilhada. Este documento descreve as recomendações específicas para sistemas de até 10 kVA, os quais são destinados a serem utilizados em instalações individuais monofásicas ou polifásicas.

O objetivo desta norma é estabelecer os requisitos para a interconexão de sistemas fotovoltaicos ao sistema de distribuição da concessionária. Além disso, esta norma não contempla compatibilidade eletromagnética ou mecanismos de proteção anti-ilhamento.

2.1.1.1 Compatibilidade com a rede

A qualidade da energia fornecida pelo sistema fotovoltaico para as cargas CA no local e para a energia fornecida à concessionária é regida por práticas e padrões de tensão, cintilação, frequência, harmônicos e fator de potência. O desvio desses padrões representa condições fora dos limites e pode exigir que o sistema fotovoltaico detecte o desvio e se desconecte adequadamente do sistema da concessionária.

Todos os parâmetros de qualidade de energia (tensão, oscilação, frequência, harmônicos e fator de potência) devem ser medidos na interface da concessionária, que corresponde ao PAC, a menos que especificado de outra forma.

Os sistemas fotovoltaicos interligados à concessionária normalmente não regulam a tensão da rede, eles apenas injetam corrente na rede da concessionária. Portanto, a faixa de operação de tensão para inversores FV é selecionada como uma função de proteção que responde a condições anormais da rede elétrica, não como uma função de regulação de tensão. A tensão, corrente e frequência c.a. do sistema fotovoltaico devem ser compatíveis com o sistema elétrico da concessionária.

2.1.1.1.1 Flicker (cintilação)

A operação do sistema fotovoltaico não deve causar cintilação acima dos limites mencionados nas seções pertinentes da norma IEC 61000-3-3 para os sistemas com corrente inferior a 16 A ou da norma IEC 61000-3-5 para sistemas com corrente maior ou igual a 16 A.

2.1.1.1.2 Injeção de componente c.c.

O sistema fotovoltaico não deve injetar corrente c.c. superior a 1% da corrente nominal de saída do inversor na interface c.a. da concessionária sob qualquer condição operacional.

2.1.1.1.3 Harmônicos e taxa de distorção harmônica de corrente

Os níveis aceitáveis de tensão e corrente harmônica dependem das características do sistema de distribuição, tipo de serviço, cargas conectadas e prática de utilidade estabelecida.

A saída do sistema fotovoltaico deve ter baixos níveis de distorção de corrente para garantir que nenhum efeito adverso seja causado a outro equipamento conectado ao sistema de distribuição.

A distorção harmônica total da corrente (THD_i) deve ser inferior a 5% na saída nominal do inversor. Cada harmônico individual deve ser limitado às porcentagens listadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Limites de distorção harmônica de corrente

Harmônicos ímpares	Limite de distorção (%)
3° ao 9°	< 4
11° ao 15°	< 2
17° ao 21°	< 1,5
23° ao 33°	< 0,6
Harmônicos pares	Limite de distorção (%)
2° ao 8°	< 1
10° ao 32°	< 0,5

NOTA: O teste de harmônicos pode ser muito complexo, uma vez que a distorção de tensão pode levar a uma distorção de corrente aumentada. A injeção de corrente harmônica deve ser exclusiva de quaisquer correntes harmônicas devido à distorção de tensão harmônica presente na rede elétrica sem o sistema fotovoltaico conectado. Os inversores testados que atendam aos requisitos acima devem ser considerados em conformidade sem mais testes.

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2004).

2.1.1.1.4 Fator de potência

O sistema fotovoltaico deve ter um fator de potência atrasado maior que 0,9 quando a potência de saída for maior que 50% da potência nominal do inversor.

NOTA 1: Sistemas especialmente projetados que fornecem compensação de energia reativa podem operar fora deste limite desde que aprovado pela concessionária.

NOTA 2: A maioria dos inversores fotovoltaicos projetados para serviço interconectado da concessionária opera próximo ao fator de potência unitário.

2.1.1.2 *Segurança de pessoal e proteção de equipamentos*

Esta seção fornece informações e considerações para a operação segura e adequada dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

NOTA 1: A função de proteção pode ser fornecida como um dispositivo interno ou externo no sistema.

NOTA 2: IEC 60364-5-55 ou códigos nacionais ou locais podem ser aplicáveis.

2.1.1.2.1 Perda de tensão da rede elétrica

Para evitar o ilhamento, um SFCR deve parar de fornecer energia ao sistema da concessionária a partir de uma linha de distribuição desenergizada, independentemente das cargas conectadas ou outros geradores dentro dos limites de tempo especificados. Uma linha de distribuição de serviço público pode ficar desenergizada por vários motivos. Por exemplo, a abertura de um disjuntor de subestação devido a condições de falha ou a linha de distribuição desligada durante a manutenção.

2.1.1.2.2 Condições anormais de tensão e frequência

Condições anormais podem surgir no sistema de distribuição que requerem uma resposta do sistema fotovoltaico conectado. Esta resposta visa garantir a segurança do pessoal de manutenção da concessionária e do público em geral, bem como evitar danos aos equipamentos conectados, incluindo o sistema fotovoltaico. As condições anormais de utilidade são as excursões de tensão e frequência acima ou abaixo dos valores declarados nesta seção e a desconexão completa da rede elétrica, apresentando o potencial para um ilhamento dos recursos distribuídos.

Quando a tensão no ponto de conexão estiver fora das condições especificadas na Tabela 4, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia ao sistema de

distribuição da concessionária. Isso se aplica a qualquer fase de um sistema multifásico. Todas as discussões relacionadas à tensão do sistema referem-se à tensão nominal local. O sistema deve detectar tensão anormal e responder. As seguintes condições devem ser atendidas, com tensões em RMS e medidas no ponto de conexão da rede elétrica.

Tabela 4 – Resposta anormal de tensão

Tensão (no ponto de conexão)	Tempo de desligamento* (s)
$V < 50 \%$	0,10
$50 \% \leq V \leq 85 \%$	2,00
$85 \% \leq V \leq 110 \%$	Operação normal
$110 \% < V < 135 \%$	2,00
$135\% \leq V$	0,05

*O tempo de desligamento se refere ao tempo entre a ocorrência da condição anormal e a interrupção da energia do inversor na linha da rede elétrica. Os circuitos de controle do sistema fotovoltaico devem, na verdade, permanecer conectados à rede elétrica para permitir a detecção das condições elétricas da rede elétrica para uso do recurso de reconexão.

NOTA: A queda de tensão entre os terminais do inversor e o ponto de conexão com a rede elétrica deve ser levada em consideração.

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2004).

Quando a frequência da rede elétrica estiver fora da faixa de $\pm 1,00$ Hz, o sistema deve cessar o fornecimento de energia em até 0,2 s.

O objetivo do atraso de tempo permitido é evitar que distúrbios de curta duração causem desconexões excessivas. O sistema FV não precisa cessar o fornecimento de energia se a tensão ou frequência retornarem à condição normal de operação da concessionária dentro do tempo de desarme especificado.

2.1.1.2.3 Proteção de anti-ilhamento

O sistema FV deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede (ilhamento).

As considerações e procedimentos de ensaios de anti-ilhamento dos inversores são descritos na IEC 62116:2014 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014).

2.1.1.2.4 Reconexão

Após uma desconexão devido a uma condição anormal da rede, o sistema FV não deve retornar o fornecimento da energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 segundos a 5 minutos após a retomada das condições normais de operação de tensão e frequência da rede.

2.1.1.2.5 Aterramento

O equipamento de interface com a rede deve dotar de proteção de aterramento em conformidade com a norma IEC 60364-7-712 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017d).

2.1.1.2.6 Proteção contra curto-circuito

O sistema FV deve possuir proteções contra curto-circuito em conformidade com a norma IEC 60364-7-712 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017d).

2.1.1.2.7 Isolação e seccionamento

O sistema FV deve possuir um sistema de isolação e seccionamento em conformidade com a norma IEC 60364-7-712.

2.1.1.3 *Resumo*

A critério de análise, na Tabela 5 estão resumidos os limites e requisitos dos testes contemplados pela norma IEC 61727:2004.

Tabela 5 – Testes resumidos da IEC 61727:2004.

Requisito	Limites e referências	Tempo de desconexão (s)
Cintilação	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-5	-
Injeção de componente c.c. ^a	1 %	-
Taxa de distorção harmônica total de corrente (THD _i)	5 %	-
Fator de Potência	> 0,9 quando a potência nominal de saída do inversor for maior que 50 %	-
Faixa de operação de tensão ^b	V < 50 %	0,10
	50 % ≤ V ≤ 85 %	2,00
	85 % ≤ V ≤ 110 %	Operação normal
	110 % < V < 135 %	2,00
	135% ≤ V	0,05
Faixa de operação de frequência	59,00 Hz < f < 61,00 Hz	0,20
Anti-ilhamento	IEC 62116	2,00
Tempo de reconexão após falha	20 a 300 s	-
Aterramento	IEC 60364-7-712	-
Proteção contra curto-circuito	IEC 60364-7-712	-
Isolação e seccionamento	IEC 60364-7-712	-

^a Valores percentuais em relação à corrente nominal de saída do inversor

^b Valores percentuais em relação à tensão nominal do sistema

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2004).

2.1.2 IEC 62116:2008

A norma internacional IEC 62116:2008 intitulada de “*Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverter*” fornece o procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento aplicadas a SFCR.

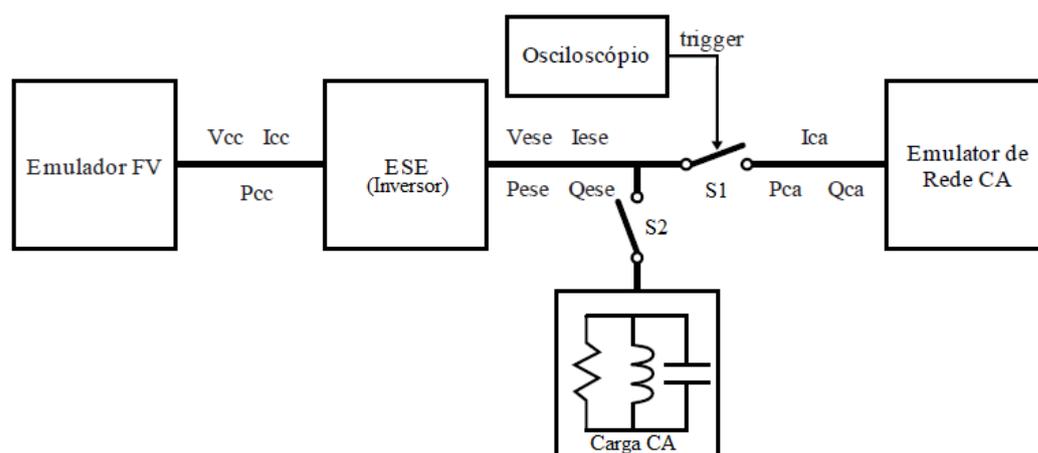
Esta é a primeira versão do padrão IEC 62116 que descreve as diretrizes para ensaiar o desempenho das medidas automáticas de prevenção de ilhamento utilizadas nos inversores monofásicos ou polifásicos empregados nos SFCR. O procedimento de ensaio e os critérios descritos são os requisitos mínimos que permitem a repetibilidade. Requisitos adicionais ou critérios mais exigentes podem ser especificados se houver evidência de riscos comprovados. Inversores e outros dispositivos que satisfazem os requisitos dessa norma são considerados equipamentos com função anti-ilhamento, definidos na IEC 61727:2004.

Esta norma foi atualizada em 2014 na sua segunda versão (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014), porém neste trabalho serão abordados os requisitos da primeira versão, devido ao fato da norma brasileira ABNR NBR IEC 62116 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012) corresponder à tradução da primeira versão do padrão IEC 62116:2008 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008a).

2.1.2.1 Circuito de ensaio

Deve ser utilizado o circuito de ensaio apresentado na Figura 4. Os parâmetros a serem medidos são apresentados na Tabela 6.

Figura 4 – Circuito de ensaio para detecção de ilhamento (IEC 62116:2008).



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014).

Tabela 6 – Parâmetros a serem medidos em tempo real (IEC 62116:2008).

Parâmetro	Símbolo	Unidade
Entrada c.c. do ESE^{1,2}		
Tensão c.c.	$V_{c.c.}$	V
Corrente c.c.	$I_{c.c.}$	A
Potência c.c.	$P_{c.c.}$	W
Irradiância ³	G	W/m ²
Saída c.a. do ESE		
Tensão c.a. ^{2,4,5}	V_{ESE}	V
Corrente c.a. ^{2,4,5}	I_{ESE}	A
Potência ativa ²	P_{ESE}	W
Potência reativa ²	Q_{ESE}	VA _r
Forma de onda de tensão ^{4,5,6,7}		
Forma de onda de corrente ^{4,5,6,7}		
Sinal de controle de saída do ESE (relé) ⁴		
Tempo de permanência da alimentação	t_R	s
Sinal de interrupção	SS	
Carga de ensaio²		
Corrente de carga resistiva	I_R	A
Corrente de carga indutiva	I_L	A
Corrente de carga capacitiva	I_C	A
Fonte de alimentação c.a. (rede elétrica)²		
Potência ativa da rede ⁹	$P_{c.a.}$	W
Potência reativa da rede ⁹	$Q_{c.a.}$	VA _r
Corrente da rede ⁹	$I_{c.a.}$	A

¹ Se for aplicável.

² Registrar os valores antes da abertura da chave S1.

³ Registrado quando o ensaio é realizado com um gerador FV. É conveniente que o piranômetro empregado seja de resposta rápida do tipo semiconductor e não do tipo termopilha.

⁴ O tempo de resposta dos transdutores de tensão e de corrente deve ser compatível com a taxa de amostragem utilizada.

⁵ As formas de onda de tensão e corrente c.a. devem ser medidas em todas as fases.

⁶ Os dados das formas de onda devem ser registrados desde o início do ensaio de ilhamento até que o ESSE interrompa o fornecimento de energia. A medição do tempo deve ter precisão e exatidão melhores que 1 ms.

⁷ Quando a forma de onda é registrada.

⁸ Se estiver disponível no ESE.

⁹ O sinal deve ser filtrado se necessário para proporcionar o valor da frequência fundamental (50 Hz ou 60 Hz). Os valores fundamentais ignoram a presença de harmônicas causadas por distorções da tensão da rede, absorvidas pela carga e pelos filtros capacitivos do ESE.

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014).

2.1.2.2 Requisitos de ensaio

Utilizar uma carga RLC ressonante na frequência nominal do ESE (50 Hz ou 60 Hz) e adequada à potência de ensaio. Para um ESE polifásico, a carga deve ser balanceada e a chave

S1 da Figura 4 deve abrir todas as fases. Este ensaio deve ser realizado em todas as condições do ESE mostradas na Tabela 7, na qual os valores de potência e tensão são dados em porcentagens dos valores máximos de saída do ESE.

Tabela 7 – Condições de ensaio para anti-ilhamento (IEC 62116:2008).

Condição	Potência de saída do ESE, P_{ESE}	Tensão de entrada do ESE
A	Máxima (nominal)	> 90% da faixa de tensão de entrada nominal.
B	50% - 66% da máxima	50% da faixa de tensão de entrada nominal \pm 10%.
C	25% - 33% da máxima	< 10% da faixa de tensão de entrada nominal.

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014).

A carga RLC deve ser composta por resistores, indutores e capacitores associados em paralelo. Salienta-se que uma carga eletrônica também pode ser utilizada se comprovados que esta não proporcione resultados diferentes daqueles que seriam obtidos com o banco RLC passivo.

2.1.2.2.1 Fator de qualidade Q_f

O fator de qualidade Q_f corresponde a uma medida do potencial de ressonância da carga de ensaio de ilhamento, apresentado na Equação (1).

Em um circuito ressonante paralelo, tal como uma carga de uma rede elétrica:

$$Q_f = R \times \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (1)$$

onde

Q_f é o fator de qualidade;

R é a resistência da carga;

C é a capacitância da carga (incluindo capacitores *shunt*);

L é a indutância da carga.

Com C e L sintonizados na frequência fundamental do sistema elétrico, Q_f , de um circuito ressonante demandando potência ativa, P , potência reativa, Q_L , para a carga indutiva e Q_C para a carga capacitiva, Q_f pode ser determinado pela Equação (2):

$$Q_f = \frac{1}{P} \times \sqrt{|Q_L| \times |Q_C|} \quad (2)$$

onde

P é a potência ativa, em W;

Q_L é a potência reativa indutiva, em va_{r_L}

Q_C é a potência reativa capacitiva, em va_{r_C}

2.1.2.2.2 Tempo de permanência da alimentação t_R

O tempo de permanência da alimentação t_R corresponde ao intervalo de tempo em que uma ilha não intencional persiste. O tempo de permanência da alimentação é definido como o intervalo entre a abertura da chave S1 da Figura 4 e a interrupção da corrente de saída do ESE.

2.1.2.3 Procedimento de ensaio

Deve-se ajustar o circuito RLC para ter fator de qualidade $Q_f = 1 \pm 0,05$ durante a execução de todos os pontos de ensaio.

As condições de ensaio A, B e C são ajustadas de forma equilibrada e desequilibrada, ou seja, de maneira que na condição de equilíbrio a potência ativa e reativa consumida pela carga RLC seja igual à potência de saída do ESE, de outra forma a condição de desequilíbrio corresponde a pequenas variações na potência ativa e reativa em diferentes fluxos de potência, que pode tanto estar sendo consumida pela carga RLC quanto sendo injetada na rede.

Para a condição de ensaio A da Tabela 7, ajustar a carga ativa e somente um dos componentes da carga reativa (capacitância C ou indutância L) para cada uma das condições de desequilíbrio de carga apresentados na Tabela 8. Os valores da Tabela 8 representam variações em porcentagem dos valores nominais determinados e mostram o fluxos de potência ativa e reativa na chave S1 da Figura 4, com valor positivo indicando que o fluxo é do ESE

para a fonte de alimentação c.a. Após cada ajuste, um ensaio de ilhamento é realizado e o tempo de permanência da alimentação é registrado.

Tabela 8 – Condições de desequilíbrio de carga para a condição de ensaio A.

Variação em % das cargas ativa e reativa com relação ao valor nominal		
-5, +5	0, +5	+5, +5
-5, 0	0, 0 (condição de equilíbrio)	+5, 0
-5, -5	0, -5	+5, -5

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014).

Para as condições de ensaio B e C, deve-se variar somente um dos componentes da carga reativa (capacitância C ou indutância L) em aproximadamente 1,0% por ensaio, dentro de uma faixa total de 95% a 105% do ponto de operação, conforme apresentado na Tabela 9.

Os números em cada célula apresentados na Tabela 8 e na Tabela 9, por exemplo, +M, +N, são utilizados para representar a porcentagem da variação das potências ativa e reativa. O primeiro número “M” representa a potência ativa (%) e o segundo número “N” representa a potência reativa (%). Os valores devem estar entre $\pm 1\%$ daqueles especificados.

Tabela 9 – Condições de desequilíbrio de carga para as condições de ensaio B e C.

Variação em % das cargas ativa e reativa com relação ao valor nominal	
	0, -5
	0, -4
	0, -3
	0, -2
	0, -1
	0, 0 (condição de equilíbrio)
	0, 1
	0, 2
	0, 3
	0, 4
	0, 5

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014).

Deste modo, o ensaio de anti-ilhamento de acordo com a IEC 62116:2008 requer no total 31 condições de ensaio para certificação de um inversor FV.

2.1.2.4 Critério de aprovação

O ESE é considerado em conformidade com os requisitos de proteção contra ilhamento quando cada registro do tempo de permanência da alimentação t_R é inferior a 2 segundos ou respeita os requisitos dos códigos locais.

2.1.3 IEC 62920:2017

A norma internacional IEC 62920 intitulada de “*Photovoltaic power generating systems – EMC requirements and test methods for power conversion equipment*” (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c) especifica os requisitos de compatibilidade eletromagnética (EMC) para inversores fotovoltaicos conectados à rede e inversores fotovoltaicos autônomos, denominados nesta norma como *Power Conversion Equipment (PCE)*. Nela são definidos testes e requisitos de imunidade e emissão de baixa e alta frequência que o PCE deve atender.

Este documento cobre não apenas o PCE conectado à rede de baixa tensão, mas também o PCE conectado à rede de média ou alta tensão com ou sem transformadores abaixadores. No entanto, alguns requisitos relevantes para a interconexão da rede são tratados com outras normas que especificam a qualidade da energia ou seus próprios códigos de rede em alguns países.

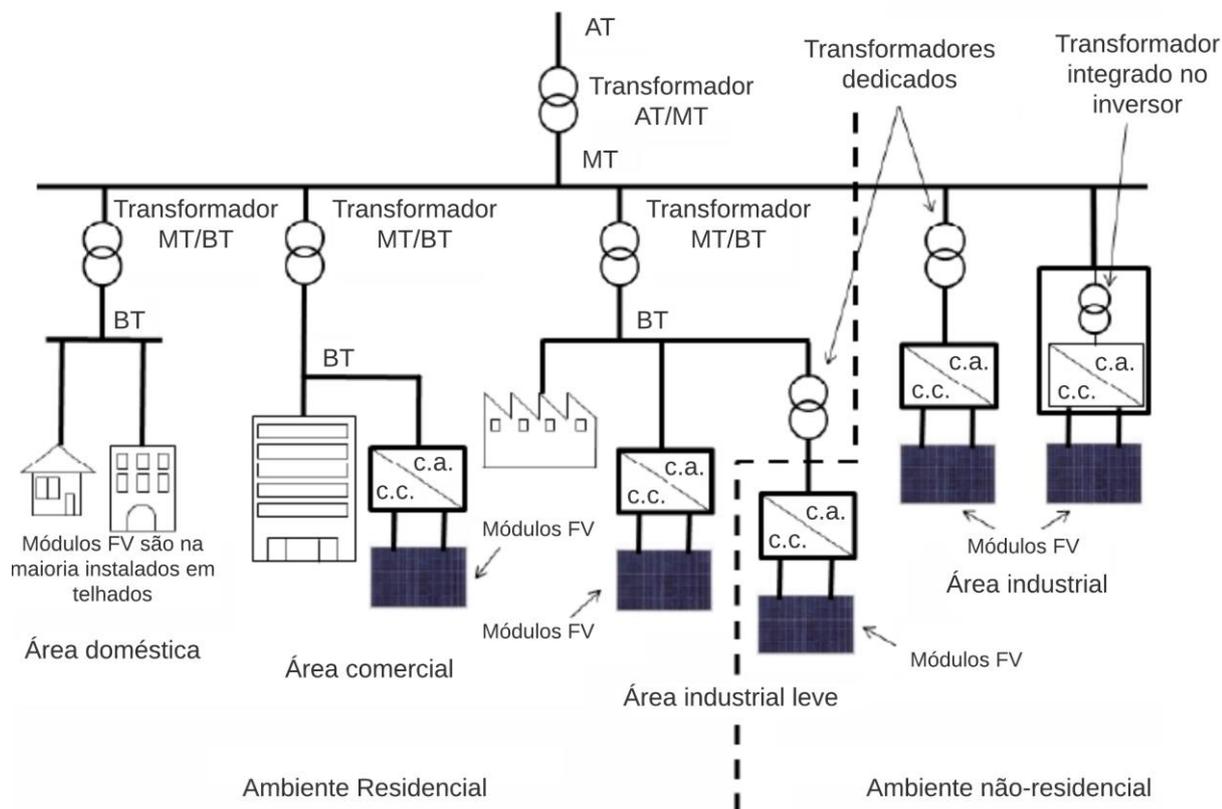
2.1.3.1 Classificação do PCE

2.1.3.1.1 Categoria de ambiente

Em consideração ao uso pretendido de PCE em ambientes e à definição de ambiente nos padrões EMC genéricos, para simplificar, apenas duas categorias para requisitos de emissão e imunidade são definidas na IEC 62920, sendo estes ambientes residenciais e não residenciais.

A Figura 5 mostra exemplos de instalação de sistemas fotovoltaicos em ambos os ambientes de acordo com a IEC 62920. A categoria apropriada de ambiente deve ser confirmada de acordo com a definição de cada ambiente.

Figura 5 – Exemplos de instalação de sistemas fotovoltaicos em ambos os ambientes.



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

2.1.3.1.2 Divisão em classes

A fim de se harmonizar com os padrões básicos, genéricos e da família de produtos, este documento define duas classes de equipamentos de acordo com a categoria de ambiente, classe A e classe B conforme segue:

- O PCE classe A é adequado para uso em ambientes não residenciais;
- O PCE classe B é adequado para uso em ambientes residenciais.

O PCE pode ainda cumprir os requisitos de ambas as classes. Neste caso o PCE pode ser classificado como A e B, sendo adequado para uso em ambos os ambientes.

2.1.3.2 Testes propostos pela IEC 62920

A IEC 62920 especifica os requisitos e os testes de EMC para PCE de sistemas FV e apresenta exemplos de configuração para a realização dos testes. Os limites e procedimentos

de ensaio dos testes de EMC são definidos na série IEC 61000 (partes 3 e 4), referenciadas nesta norma. Os requisitos de EMC desta norma são classificados em três tipos de testes distintos, sendo eles: testes de imunidade, testes de emissão de baixa frequência e testes de emissão de alta frequência.

Os testes de EMC contemplados pela IEC 62920 estão resumidos na Tabela 10 a seguir.

Tabela 10 – Testes de EMC propostos pela IEC 62920.

Tipo de teste					
Imunidade		Emissão de baixa frequência		Emissão de alta frequência	
Requisito	Referências	Requisito	Referências	Requisito	Referências
Descarga eletrostática	IEC 61000-4-2	Harmônicos	IEC 61000-3-2 IEC 61000-3-12	Perturbações irradiadas	CISPR 11:2015
Perturbações irradiadas	IEC 61000-4-3				CISPR 16-1-2:2014
Transiente elétricos rápidos	IEC 61000-4-4				CISPR 32:2015
Surto	IEC 61000-4-5	Flutuação de tensão e flicker	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11	Perturbações conduzidas	CISPR 11:2015
Perturbações conduzidas, induzidas por campos de radiofrequência	IEC 61000-4-6				CISPR 11:2015
Afundamentos e interrupções de curta duração de tensão	IEC 61000-4-11 IEC 61000-4-34				/AMD1:2016

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

A critério de interesse deste trabalho, apenas os testes de imunidade a afundamentos e interrupções de curta duração de tensão e os testes de emissão de baixa frequência serão abordados desta norma.

2.1.3.3 Condições de operação durante os testes

Este documento define dois modos de operação do PCE para os testes de conformidade, conforme apresentado a seguir:

- Modo de espera (do inglês, *Standby mode*): O PCE está conectado à rede c.a. e permanece energizado, porém não está gerando energia ou alimentando a rede

elétrica c.a.. O nível de tensão nas portas de alimentação c.c. não precisa estar dentro da faixa de operação nominal.

- Modo de operação (do inglês, *Operating mode*): O PCE é operado em um ponto de operação para o qual o PCE alimenta e exporta energia a rede de alimentação c.a.. O nível de tensão nas portas de energia c.c. deve estar dentro da faixa nominal de operação.

O teste de imunidade a afundamentos e interrupções de curta duração de tensão deve ser conduzido no modo de operação. Durante o teste, recomenda-se que o PCE seja operado com a máxima potência de alimentação à rede c.a. Se a potência máxima de alimentação não estiver tecnicamente disponível devido à restrição da capacidade de alimentação e do nível de tensão c.c. do fornecimento de energia e do equipamento de teste no laboratório, pode ser necessário realizar alguns testes de investigação para ajustar a potência de alimentação do PCE e o nível de tensão c.c. nas portas de alimentação c.c.

Os testes de emissões em baixa frequência devem ser realizados sob as condições normais de operação especificadas pelo fabricante. As medições de correntes harmônicas, flutuações de tensão e cintilação devem ser realizadas no modo de operação. Os testes devem ser realizados a 25 %, 50 % e 100 % da potência nominal. A tolerância da potência nominal deve estar dentro de 5 %. Para emissões em baixa frequência, o fator de potência deve ser considerado.

2.1.3.4 Requisitos de imunidade

2.1.3.4.1 Afundamentos e interrupções de curta duração de tensão

Em alguns países, os requisitos de imunidade contra afundamentos e interrupções de curta duração de tensão são especificados com seus próprios códigos de rede. Esses requisitos podem ter de ser aplicados para cumprir os regulamentos nacionais ou acordos contratuais entre fabricantes e operadores de redes de alimentação c.a.. Quando esses requisitos são aplicados, os requisitos de imunidade contra afundamentos e interrupções de curta duração de tensão especificados na IEC 61000 (todas as partes) podem ser omitidos.

Se os requisitos de imunidade contra afundamentos e interrupções de curta duração de tensão forem exigidos como requisitos de EMC, devem ser aplicados os padrões e níveis de imunidade apropriados fornecidos na Tabela 11 para PCE classe B e na Tabela 12 para PCE classe A.

Tabela 11 – Requisitos de afundamentos e interrupções de curta duração de tensão para PCE classe B.

Porta	Fenômeno	Níveis de teste	Critério de desempenho	Normas para procedimentos de teste
Saída c.a.	Afundamento de tensão	0 %, 0,5 ciclo	B	IEC 61000-4-11 (até 16 A) IEC 61000-4-34 (acima de 16 A)
		0%, 1 ciclo	B	
		70%, 30 ciclos em 60 Hz (% tensão residual)	C	
	Interrupção de curta duração	0%, 300 ciclos em 60 Hz (% tensão residual)	C	

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Tabela 12 – Requisitos de afundamentos e interrupções de curta duração de tensão para PCE classe A.

Porta	Fenômeno	Níveis de teste	Critério de desempenho	Normas para procedimentos de teste
Saída c.a.	Afundamento de tensão ^a	0 %, 1 ciclo	B	IEC 61000-4-11 (até 16 A) IEC 61000-4-34 (acima de 16 A)
		40%, 12 ciclos em 60 Hz	C	
		70%, 30 ciclos em 60 Hz (% tensão residual)	C	
	Interrupção de curta duração ^a	0%, 300 ciclos em 60 Hz (% tensão residual)	C	

^a Requisitos não aplicáveis para PCE de MT.

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Os critérios de desempenho descritos nas tabelas acima são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Critérios de desempenho para testes de imunidade IEC 62920.

Item	Critério de desempenho B	Critério de desempenho C
Estado de operação	Mudanças perceptíveis das características operacionais; Auto recuperável.	Desligamento, mudanças no status operacional; Disparo de dispositivos de proteção; Não auto recuperável.
Potência de saída	Saída de energia permitida para variar temporariamente fora de $\pm 25\%$; Auto recuperável.	Perda de potência de saída; Não auto recuperável.
Indicações externas e internas e medição	Mudanças apenas durante o teste.	Desligamento, acionamento de dispositivos de proteção; Não auto recuperável
Sinal de controle para dispositivos externos	Comunicação interrompida temporariamente, mas nenhum relatório de erro dos dispositivos internos ou externos que poderia causar desligamento.	Erros de comunicação, perda de dados e informações. Sem perda do programa armazenado, sem perda do programa do usuário; Não auto recuperável.

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

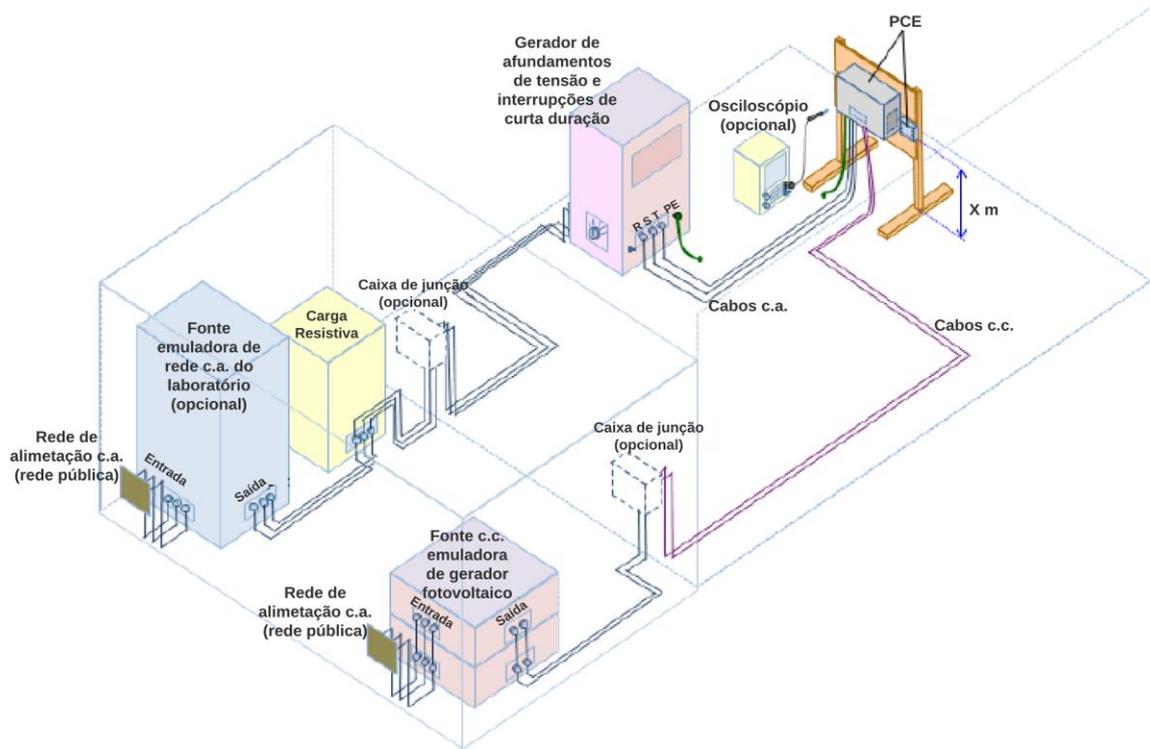
2.1.3.4.1.1 Configuração de ensaio

A Figura 6 ilustra um exemplo de configuração da instalação de teste usando um gerador de afundamentos e interrupções de curta duração de tensão para PCE montado na parede proposto pela norma. Se o gerador não possui a função de absorver a energia fornecida pelo PCE ou de regenerar a energia fornecida pelo PCE à rede c.a., são necessárias cargas resistivas entre o PCE e o gerador para que o gerador possa ser protegido contra sobrecorrente.

O PCE deve ser colocado em um suporte isolante da mesma forma que o PCE é colocado de acordo com as instruções de instalação do fabricante. Um rack de madeira pode ser usado para colocar o PCE montado na parede, conforme ilustrado na Figura 6.

Instruções detalhadas sobre equipamentos e métodos de teste são apresentadas na IEC 61000-4-11 ou IEC 61000-4-34 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2009b, 2017e).

Figura 6 – Exemplo de configuração de teste usando um gerador de afundamentos e interrupções de curta duração de tensão.



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

2.1.3.5 Requisitos de emissão de baixa frequência

Os ensaios de emissão de baixa frequência devem ser realizados apenas para as portas de alimentação c.a. do PCE conectadas a redes de alimentação de baixa tensão. Estes requisitos não se aplicam a PCE de Média Tensão (MT).

O teste de emissão de baixa frequência deve ser aplicado a qualquer porta de alimentação c.a., incluindo portas de alimentação c.a. auxiliar (inversores híbridos) que estão conectadas a uma rede pública de distribuição de energia c.a. de baixa tensão ou outra instalação de alimentação c.a. de baixa tensão.

2.1.3.5.1 Harmônicos

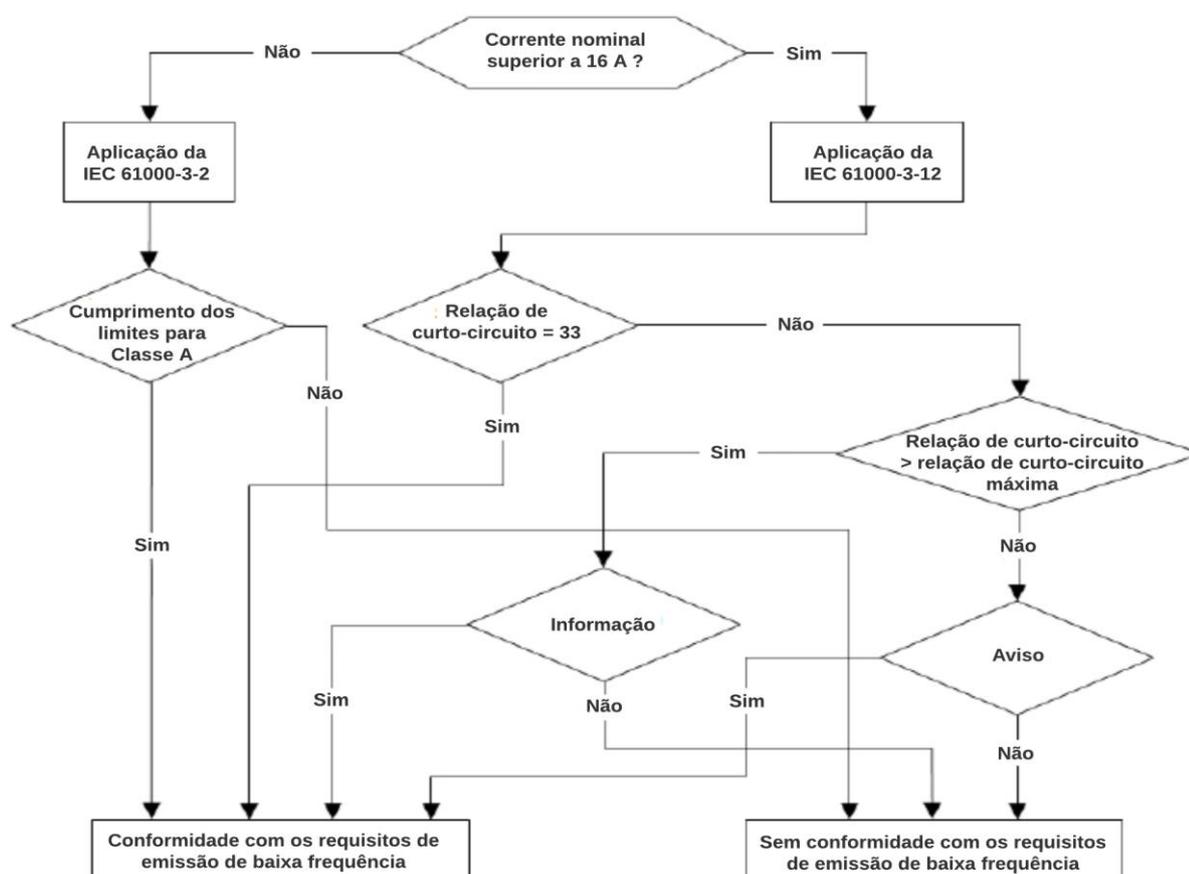
Os limites de emissão de harmônicos são descritos na IEC 61000-3-2, para PCE com corrente nominal de saída até 16 A, e na IEC 61000-3-12, para PCE com corrente nominal de saída acima de 16 A até 75 A.

Para PCE com corrente nominal de saída acima de 75 A, é recomendável consultar o operador do sistema de distribuição, do inglês *Distribution System Operator* (DSO), para obter os níveis de harmônicos apropriados. Consulte os limites de instalação IEC/TR 61000-3-6 para produtos de alta potência conectados a redes MT e AT e IEC 61000-3-14 para produtos de alta potência conectados a redes BT (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008b, 2011b).

Se as portas de alimentação auxiliar c.a. (inversores híbridos) estiverem conectadas a uma rede pública de baixa tensão c.a., rede de distribuição de energia ou outra instalação de rede c.a. de baixa tensão, a energia auxiliar c.a. também devem ser avaliadas de acordo com a IEC 61000-3-2 ou IEC 61000-3-12. Os requisitos para os equipamentos de medição são definidos na IEC 61000-4-7.

Um fluxograma descrevendo os procedimentos de avaliação e teste para o ensaio de harmônicos é apresentado na Figura 7.

Figura 7 – Procedimentos de avaliação e teste de harmônicos de PCE com corrente nominal de saída até 75 A.

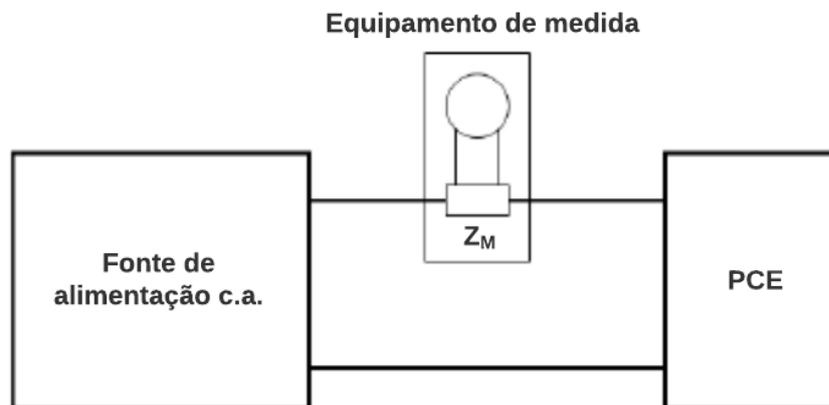


2.1.3.5.1.1 Configuração de ensaio

As correntes harmônicas produzidas pelo PCE devem ser medidas de acordo com os circuitos descritos nas seguintes figuras:

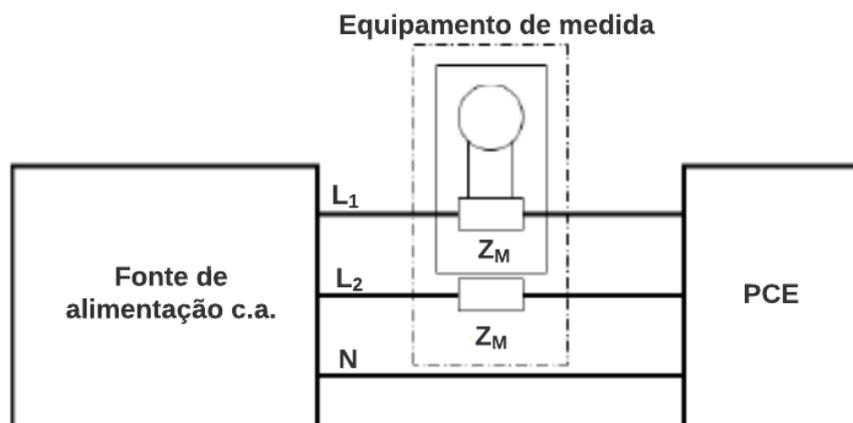
- Figura 8 para um PCE monofásico a dois fios;
- Figura 9 para um PCE bifásico a três fios;
- Figura 10 para um PCE trifásico de três fios;
- Figura 11 para um PCE trifásico de quatro fios.

Figura 8 – Circuito de medição de harmônicos para PCE monofásico a dois fios.



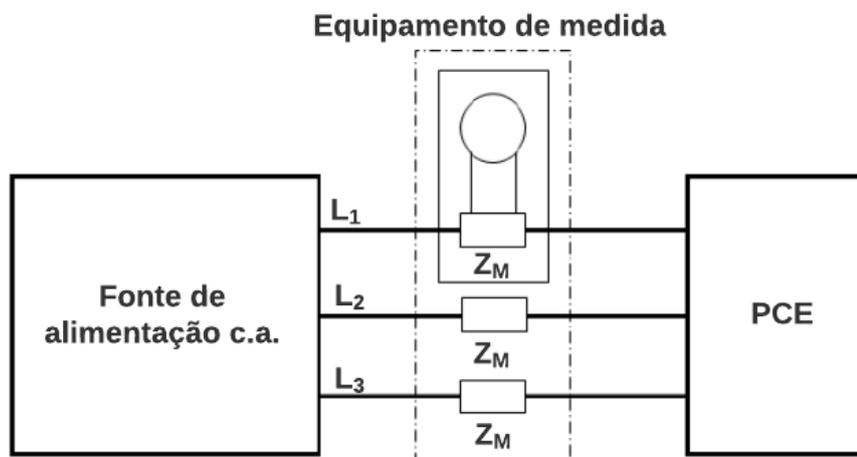
Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Figura 9 – Circuito de medição de harmônicos para PCE bifásico a três fios.



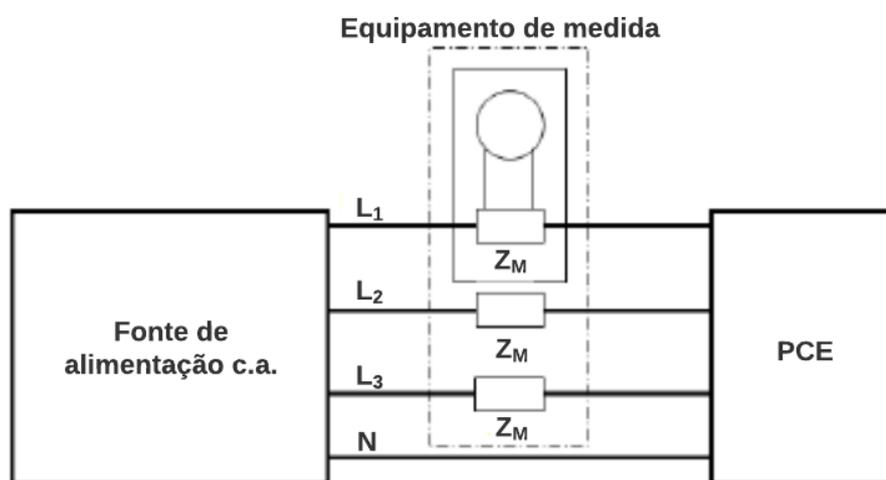
Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Figura 10 – Circuito de medição de harmônicos para PCE trifásico a três fios.



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Figura 11 – Circuito de medição de harmônicos para PCE trifásico a quatro fios.



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Onde Z_M corresponde a impedância de entrada do equipamento de medição.

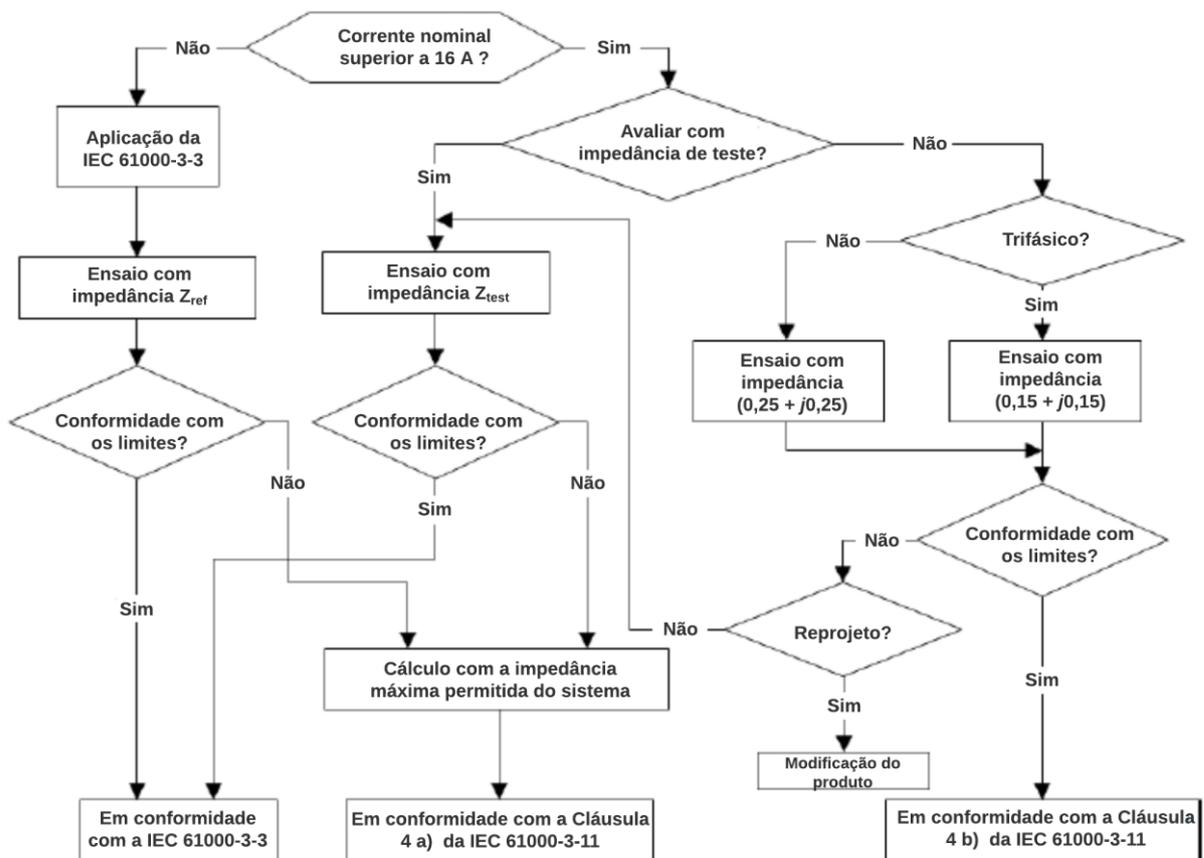
2.1.3.5.2 Flutuação de tensão e cintilação

Os limites de emissão de flutuação de tensão e cintilação são descritos na IEC 61000-3-3, para PCE com corrente nominal de saída até 16 A, e na IEC 61000-3-11, para PCE com corrente nominal de saída acima de 16 A até 75 A, com o limite para Pst (oscilação curta) igual a 1,0 para geradores injetando energia no sistema elétrico de potência. Para PCE

com corrente nominal de saída acima de 75 A, é recomendado usar IEC 61000-3-5 como referência.

Um fluxograma mostrando os procedimentos de avaliação e teste para o ensaio de flutuação de tensão e cintilação é dado na Figura 12.

Figura 12 – Procedimentos de avaliação e teste de flutuação de tensão e cintilação de PCE com corrente nominal de saída até 75 A.



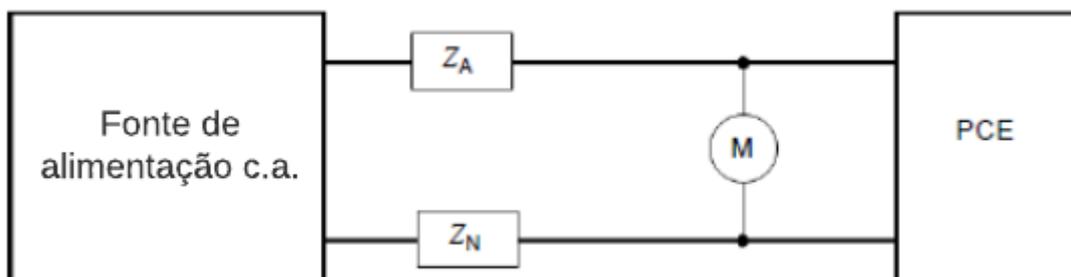
Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

2.1.3.5.2.1 Configuração de ensaio

Exemplos de configurações para os procedimentos de ensaio de *flicker* propostos pela IEC 62920 são apresentadas nas seguintes figuras:

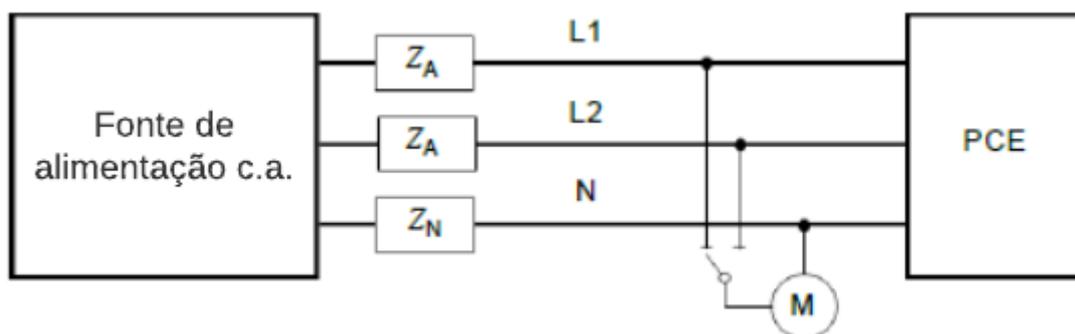
- Figura 13 para um PCE monofásico a dois fios;
- Figura 14 para um PCE bifásico a três fios;
- Figura 15 para um PCE trifásico a três fios;
- Figura 16 para um PCE trifásico a quatro fios.

Figura 13 – Circuito de medição de cintilação para PCE monofásico a dois fios.



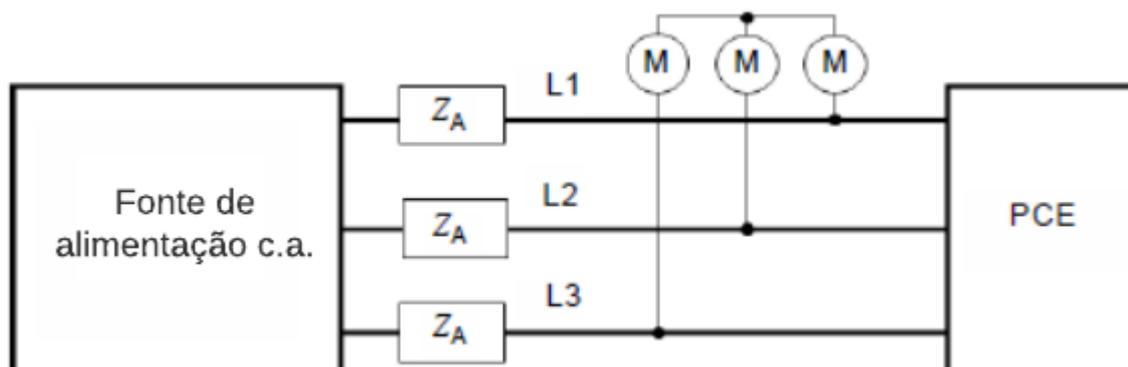
Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Figura 14 – Circuito de medição de cintilação para PCE bifásico a três fios.



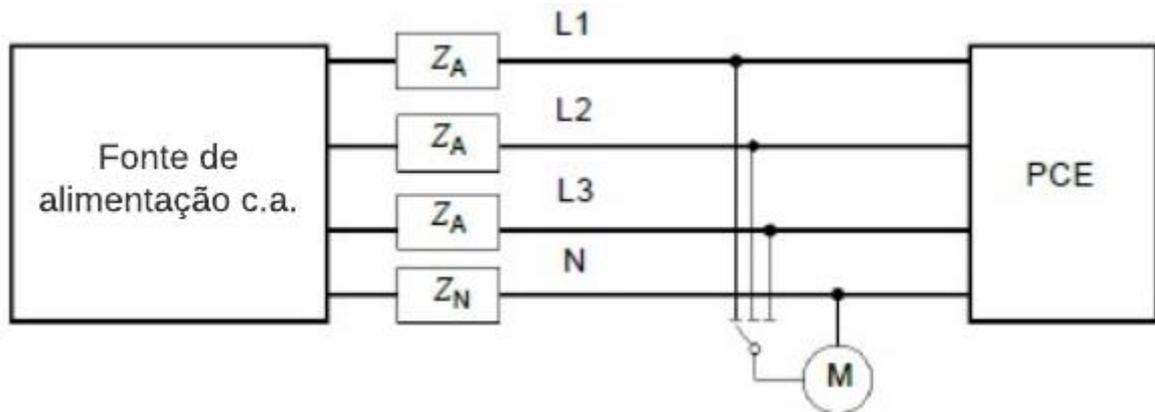
Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Figura 15 – Circuito de medição de cintilação para PCE trifásico a três fios.



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Figura 16 – Circuito de medição de cintilação para PCE trifásico a quatro fios.



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

Cada circuito de medição deve conter uma fonte emuladora de rede c.a. ligada ao PCE com impedâncias Z_A (fase) e Z_N (neutro), especificadas na IEC 61000-3-3 como Z_{ref} e na IEC 61000-3-11 como Z_{test} , em série entre os condutores do PCE e a fonte emuladora de rede c.a..

2.1.3.6 Resumo

A critério de análise, na Tabela 14 estão resumidos os limites e requisitos dos testes contemplados pela norma IEC 62920.

Tabela 14 – Testes resumidos da IEC 62920.

(continua)

Testes e requisitos de imunidade	Referências		Níveis de teste	
	PCE até 16 A	PCE acima de 16 A	PCE classe A	PCE classe B
Afundamento de tensão	IEC 61000-4-11	IEC 61000-4-34	0 %, 1 ciclo 40%, 12 ciclos em 60 Hz 70%, 30 ciclos em 60 Hz (% tensão residual)	0 %, 0,5 ciclo 0%, 1 ciclo 70%, 30 ciclos em 60 Hz (% tensão residual)
Interrupção de curta duração	IEC 61000-4-11	IEC 61000-4-34	0%, 300 ciclos em 60 Hz (% tensão residual)	0%, 300 ciclos em 60 Hz (% tensão residual)

Tabela 14 – Testes resumidos da IEC 62920

Testes e requisitos de emissão de baixa frequência	Referências		Níveis de teste	
	PCE até 16 A	PCE acima de 16 A até 75 A	PCE até 16 A	PCE acima de 16 A até 75 A
Harmônicos	IEC 61000-3-2	IEC 61000-3-12	Limites para equipamentos classe A da Tabela 1 da IEC 61000-3-2	Limites para equipamentos com $R_{sc}=33$ da Tabela 2 da IEC 61000-3-12
Flutuação de tensão e cintilação	IEC 61000-3-3	IEC 61000-3-11	$Z_A = (0,24 + j0,15) \Omega$ $Z_N = (0,16 + j0,10) \Omega$	$Z_A = (0,15 + j0,15) \Omega$ $Z_N = (0,10 + j0,10) \Omega$

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017c).

2.1.4 SÉRIE IEC 61000

A série IEC 61000 trata de um conjunto de normas, especificações e relatórios técnicos que abordam sobre compatibilidade eletromagnética, em inglês “*electromagnetic compatibility*” (EMC), para adequação de produtos elétricos, eletrônicos e eletroeletrônicos, publicadas em partes separadas de acordo com a seguinte estrutura:

- Parte 1: Geral - Considerações gerais (introdução, princípios fundamentais) Definições, terminologia;
- Parte 2: Ambiente – Descrição do ambiente; Classificação do ambiente; Níveis de compatibilidade;
- Parte 3: Limites – Limites de emissão; Limites de imunidade (na medida em que não caiam sob a responsabilidade dos comitês de produto);
- Parte 4: Técnicas de teste e medição – Técnicas de medição; Técnicas de teste;
- Parte 5: Diretrizes de instalação e mitigação - Diretrizes de instalação; Métodos e dispositivos de mitigação;
- Parte 6: Padrões Genéricos;
- Parte 9: Diversos.

Cada parte é subdividida em diversas partes publicadas como Normas Internacionais ou como Especificações Técnicas ou Relatórios Técnicos, alguns dos quais já foram publicados como seções. Outros são publicados com o número da peça seguido por um travessão e um segundo número identificando a subdivisão (exemplo: IEC 61000-1-1).

A IEC define compatibilidade eletromagnética como a capacidade de um equipamento ou sistema em funcionar satisfatoriamente no seu ambiente eletromagnético sem introduzir perturbações eletromagnéticas intoleráveis a qualquer elemento nesse ambiente.

A seguir serão apresentados os documentos mais relevantes dessa série que se aplicam aos sistemas de geração distribuída fotovoltaica.

Como já mencionado, neste trabalho serão abordados somente os requisitos de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência.

2.1.4.1 IEC 61000-3-2

A IEC 61000-3-2 intitulada de “*Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)*” é uma norma internacional que especifica os limites dos componentes harmônicos da corrente de entrada que podem ser produzidos por equipamentos elétricos e eletrônicos com uma corrente de entrada nominal menor ou igual a 16 A por fase e destinados a serem conectados a sistemas públicos de distribuição de baixa tensão.

2.1.4.1.1 Classificação do equipamento

Para fins de limitação de corrente harmônica, os equipamentos nesta norma são classificados em diferentes classes, sendo elas:

- Classe A
- Classe B
- Classe C
- Classe D

Para sistemas de geração de energia fotovoltaica, a IEC 62920 indica os equipamentos GD com corrente de até 16 A por fase de acordo com a classe A desta norma. Em contrapartida, o Relatório Técnico IEC/TR 61000-3-15 indica para equipamentos GD de até 600 W de acordo com a classe C desta norma.

2.1.4.1.2 Requisitos gerais

Os requisitos e limites especificados nesta norma são aplicáveis aos terminais de entrada de energia dos equipamentos destinados a serem conectados a sistemas de 220/380 V, 230/400 V e 240/415 V operando a 50 Hz ou 60 Hz. As exigências e os limites para outros casos ainda não estão especificados.

2.1.4.1.3 Limites de corrente harmônica

Para equipamentos classe A e classe C, os limites de harmônicos da corrente de entrada não devem exceder os valores indicados na Tabela 15 e Tabela 16, respectivamente.

Tabela 15 – Limites de harmônicos de corrente de entrada para equipamentos classe A (IEC 61000-3-2).

Ordem harmônica (h)	Máxima corrente harmônica permissível (A)
Harmônicas ímpares	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq h \leq 39$	$0,15 \cdot \frac{15}{h}$
Harmônicas pares	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq h \leq 40$	$0,23 \cdot \frac{8}{h}$

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2018b).

Tabela 16 – Limites de harmônicos de corrente de entrada para equipamentos classe C (IEC 61000-3-2).

Ordem harmônica (h)	Máxima corrente harmônica permissível percentual em relação a fundamental (%)
2	2
3	$30 \cdot \lambda^a$
5	10
7	7
9	5
$11 \leq h \leq 39$ (apenas ímpares)	3

^a λ corresponde ao fator de potência do circuito

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2018b).

As correntes harmônicas do equipamento sob teste (ESE) devem ser medidas de acordo com os circuitos apresentados na Figura 17 e na Figura 18. Deve ser utilizado

equipamento de medição em conformidade com a norma IEC 61000-4-7 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2016).

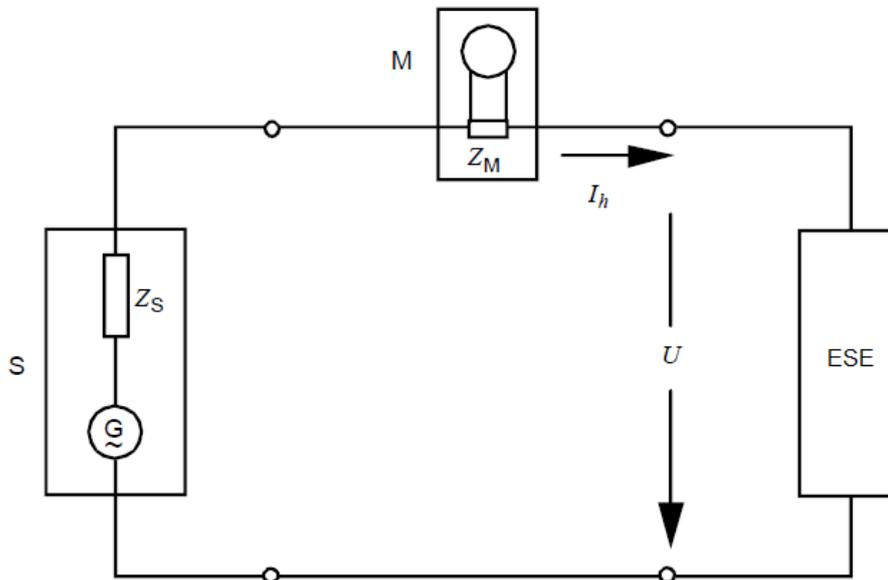
Enquanto as medições estiverem sendo feitas, a tensão de teste (U) nos terminais do equipamento em teste deverá atender os seguintes requisitos.

- a) A tensão de teste (U) deverá ser a tensão nominal do equipamento. No caso de uma faixa de tensão, a tensão de teste deverá ser de 230 V ou 400 V para fontes monofásicas ou trifásicas, respectivamente. A tensão de teste deve ser mantida em $\pm 2,0$ % e a frequência em $\pm 0,5$ % do valor nominal.
- b) No caso de uma fonte trifásica, o ângulo entre a tensão fundamental em cada par de fases de uma fonte trifásica deve ser de $120^\circ \pm 1,5^\circ$.
- c) As relações harmônicas da tensão de teste (U) não devem exceder os seguintes valores com a ESE conectado como em operação normal:
 - 0,9 % para harmônica de ordem 3;
 - 0,4 % para harmônica de ordem 5;
 - 0,3 % para harmônica de ordem 7;
 - 0,2 % para as harmônicas de ordem 9;
 - 0,2 % para harmônicas de ordem pares de 2 a 10;
 - 0,1 % para as harmônicas de ordem de 11 a 40.
- d) O valor de pico da tensão de teste deve estar dentro de 1,40 vezes e 1,42 vezes seu valor RMS e deve ser alcançado entre 87° a 93° após o cruzamento por zero. Este requisito não é aplicado no teste de equipamentos classe A.

Os valores das impedâncias Z_S e Z_M na Figura 17 e na Figura 18 não são especificados, mas devem ser suficientemente baixo para que as exigências citadas acima sejam atendidas. Isto é verificado através da medição das propriedades da tensão de alimentação no ponto de conexão do ESE à medição do equipamento. Mais informações podem ser encontradas na IEC 61000-4-7.

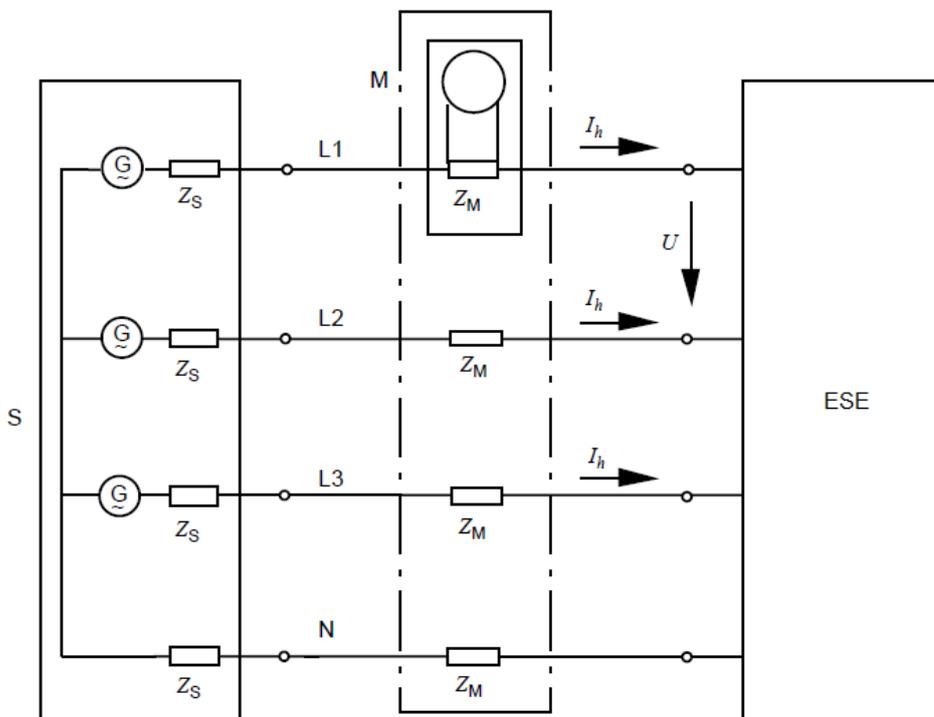
Em alguns casos especiais, pode ser necessário um cuidado especial para evitar ressonância entre a indutância interna da fonte e as capacitâncias do equipamento sob teste.

Figura 17 – Circuito de medição para equipamento monofásico (IEC 61000-3-2).



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2018b).

Figura 18 – Circuito de medição para equipamento trifásico (IEC 61000-3-2).



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2018b).

Os elementos da Figura 17 e da Figura 18 são descritos a seguir:

S	Fonte de alimentação
M	Equipamento de medida
ESE	Equipamento sob teste
G	tensão em circuito aberto da fonte de alimentação
Z_M	impedância de entrada do equipamento de medida
Z_S	impedância interna da fonte de alimentação
I_h	componente harmônico de ordem h da corrente de linha
U	Tensão de teste

2.1.4.2 IEC 61000-3-3

A IEC 61000-3-3 intitulada de “*Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection*” é a norma internacional que se refere à limitação de flutuações de tensão e de cintilação causada no sistema público de baixa tensão para equipamentos com corrente de até 16 A por fase. Ela especifica os limites das variações de tensão que podem ser produzidas por um equipamento testado sob condições especificadas e apresenta orientações sobre os métodos de avaliação.

2.1.4.2.1 Avaliação das flutuações de tensão e cintilação

Para a avaliação das variações e flutuações de tensão e cintilação em sistemas elétricos, alguns conceitos são definidos e analisados. A seguir são apresentados estes conceitos.

1 Variação de tensão característica $d(t)$

Função de tempo da mudança relativa da tensão RMS. avaliada como um valor único para cada meio período sucessivo entre os cruzamentos por zero da tensão da fonte, exceto durante os intervalos de tempo em que a tensão está em estado estável por pelo menos 1 s.

2 d_c

Mudança máxima de tensão em estado estacionário durante um período de observação.

3 d_{\max}

Varição máxima absoluta de tensão durante um período de observação.

4 T_{\max}

Duração máxima do tempo durante o período de observação que o desvio de tensão $d(t)$ excede o limite para d_c .

Durante uma mudança característica de tensão, a duração do tempo T_{\max} é acumulada até que uma nova condição de estado estacionário seja estabelecida.

A avaliação do limite de T_{\max} nesta norma é geralmente destinada a avaliar o padrão de corrente de excitação do equipamento em teste. Deste modo, assim que uma nova condição de estado estacionário é estabelecida, a avaliação de T_{\max} é encerrada. Quando ocorre uma nova mudança de tensão que excede o limite para d_c , uma nova avaliação de T_{\max} é iniciada. A duração máxima que $d(t)$ excede o limite de d_c para qualquer uma das avaliações individuais de T_{\max} .

5 P_{st}

Grau de cintilação a curto prazo. Se não especificado diferentemente, o tempo de observação de P_{st} é de 10 minutos. Para fins de pesquisas e estudos de qualidade de energia elétrica, outros intervalos de tempo podem ser usados e têm que ser definidos no índice. Por exemplo, um intervalo de 1 minuto deve ser escrito como $P_{st,1min}$.

6 P_{lt}

Grau de cintilação a longo prazo:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{st,i}^3}{N}} \quad (3)$$

onde $P_{st,i}$ ($i = 1, 2, 3, \dots$) são leituras consecutivas da cintilação a curto prazo P_{st} .

2.1.4.2.2 Limites de flutuação de tensão e cintilação

Os seguintes limites são aplicados de acordo com a IEC 61000-3-3:

- o valor de P_{st} não deve ser maior do que 1,0;
- o valor de P_{lt} não deve ser maior do que 0,65;

- T_{\max} , o valor de tempo acumulado de $d(t)$ com um desvio superior a 3,3 % durante uma única mudança de tensão nos terminais ESE, não deve exceder 500 ms;
- a variação máxima relativa de tensão constante, d_c , não deve exceder 3,3 %;
- a variação máxima de tensão relativa d_{\max} , não deve exceder:
 - a) 4 % sem condições adicionais;
 - b) 6 % para equipamentos que sejam:
 - comutado manualmente, ou
 - trocado automaticamente com mais de duas vezes por dia, e também tem um reinício retardado (sendo o atraso não inferior a algumas dezenas de segundos), ou com reinício manual, após uma interrupção do fornecimento de energia elétrica.
 - c) 7 % para o equipamento que é:
 - atendido durante o uso (por exemplo: secadores de cabelo, aspiradores, cozinha, etc.) equipamentos como misturadores, equipamentos de jardim como cortadores de grama, ferramentas portáteis tais como furadeiras elétricas), ou
 - ligado automaticamente, ou se destina a ser ligado manualmente, não mais do que duas vezes por dia, e também tem um reinício retardado (sendo o atraso não inferior a um algumas dezenas de segundos) ou reinício manual, após uma interrupção do fornecimento de energia elétrica.

2.1.4.2.3 Condições de testes

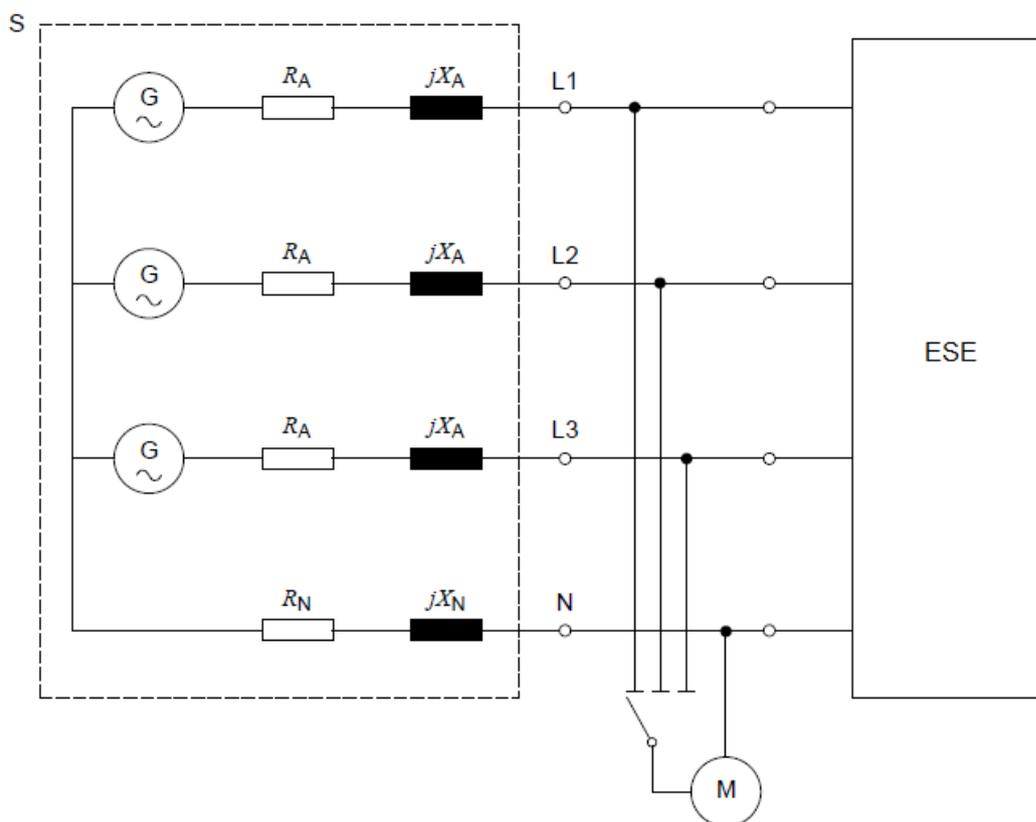
Para testar a conformidade do equipamento os testes devem ser realizados de acordo com o circuito apresentado na Figura 19.

O circuito de teste é composto por:

- uma fonte de alimentação de tensão de teste;
- uma impedância de referência;
- o equipamento sob teste (ESE);
- se necessário, um flickerímetro.

A IEC 61000-3-3 não especifica testes para inversores fotovoltaicos, porém aconselha-se o uso do flickerímetro para a execução do ensaio. O flickerímetro deve estar de acordo com a IEC 61000-4-15 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2010).

Figura 19 – Circuito de teste para o teste de cintilação para inversores com corrente nominal de até 16 A por fase (IEC 61000-3-3).



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017a).

Os elementos da Figura 19 são descritos da seguinte maneira para testes de sistemas FV:

- G Emulador de rede
- ESE Equipamento sob ensaio
- M Equipamento de medida (flickerímetro)
- S Fonte de alimentação composta pelo emulador de rede e uma impedância de referência Z_{ref} com os seguintes elementos:

$$R_A = 0,24 \, \Omega; \quad jX_A = 0,15 \, \Omega \text{ em } 50 \text{ Hz};$$

$$R_N = 0,16 \, \Omega; \quad jX_N = 0,10 \, \Omega \text{ em } 50 \text{ Hz}.$$

A impedância de referência Z_{ref} é referenciada pela IEC/TR 60725 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2012), que corresponde a uma impedância convencional utilizada nos testes. Os valores de impedância Z_{ref} representam uma impedância de rede em um sistema de distribuição que possui uma rede fraca.

2.1.4.3 IEC 61000-3-11

A IEC 61000-3-11 intitulada de “*Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems – Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection*” é a norma internacional que se refere à limitação das flutuações de tensão e à cintilação causada no sistema público de baixa tensão para equipamentos com corrente nominal acima de 16 A até 75 A por fase. Este padrão é aplicável principalmente a equipamentos elétricos e eletrônicos com uma corrente nominal de entrada de 16 A até 75 A inclusive, que se destinam a ser conectados a sistemas públicos de distribuição de baixa tensão com tensões nominais de sistema entre 220 V e 250 V, fase-neutro a 50 Hz, e que está sujeito a conexão condicional.

As avaliações e limites de flutuação de tensão e cintilação aplicadas nesta norma são as mesmas exigidas da IEC 61000-3-3 citadas na seção 2.1.4.2.

As condições de testes desta norma são similares à IEC 61000-3-3 alterando-se apenas os valores da impedância Z_{ref} do circuito de teste apresentado na Figura 19 para diferentes níveis Z_{test} .

2.1.4.3.1 Circuito de teste

Para testar a conformidade do equipamento os testes devem ser realizados de acordo com o circuito apresentado na Figura 20.

Os elementos da Figura 21 são descritos da seguinte maneira para testes de sistemas FV:

G Emulador de rede

ESE Equipamento sob ensaio

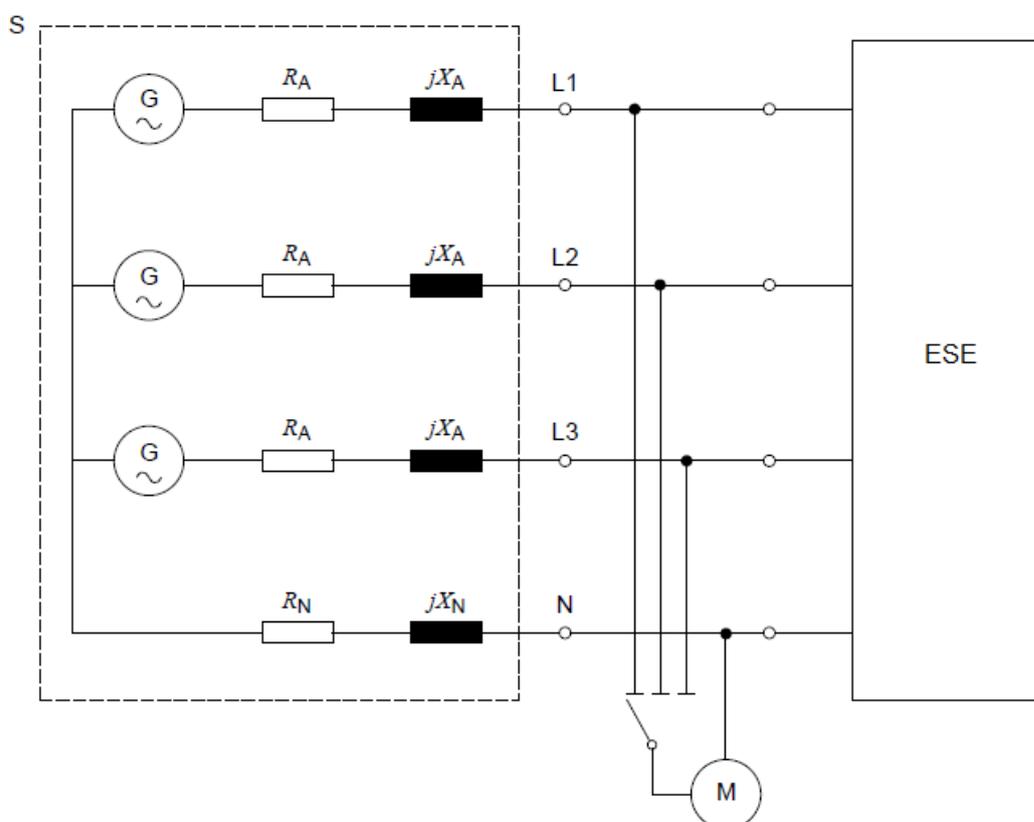
M Equipamento de medida (flickerímetro)

S Fonte de alimentação composta pelo emulador de rede e uma impedância de referência Z_{test} com os seguintes elementos:

$$R_A = 0,15 \, \Omega; \quad jX_A = 0,15 \, \Omega \text{ em } 50 \text{ Hz};$$

$$R_N = 0,10 \, \Omega; \quad jX_N = 0,10 \, \Omega \text{ em } 50 \text{ Hz}.$$

Figura 20 – Circuito de teste para o teste de cintilação para inversores com corrente nominal acima 16 A até 75 A por fase (IEC 61000-3-11).



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017b).

2.1.4.4 IEC 61000-3-12

A IEC 61000-3-12 intitulada de “*Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current >16 A and ≤75 A per phase*”, é uma norma internacional que especifica os limites dos componentes harmônicos da corrente de entrada que podem ser produzidos por equipamentos elétricos e eletrônicos com uma corrente de entrada nominal acima de 16 A e menor ou igual a 75 A por fase e destinados a serem conectados a sistemas públicos de distribuição de baixa tensão.

Diferente da IEC 61000-3-2 que diferencia os equipamentos por classes e define limites fixos para cada classe dos equipamentos, este padrão emprega uma metodologia diferente. A IEC 6100-3-12 define os limites de emissões de harmônicas de acordo com a relação de curto-circuito R_{scc} entre o equipamento e o sistema em que este é empregado.

2.1.4.4.1 Avaliação da relação de curto-circuito R_{scc}

Para calcular a relação de curto-circuito primeiramente deve-se saber qual é a potência de curto-circuito S_{scc} entre a tensão nominal U_{nom} do sistema e da impedância de linha Z do sistema no ponto de acoplamento comum conforme a Equação (4):

$$S_{sc} = U_{nom}^2 / Z \quad (4)$$

Onde Z é a impedância do sistema na frequência fundamental.

A relação de curto-circuito R_{scc} é uma relação entre a potência de curto-circuito do sistema S_{sc} e a potência aparente nominal do equipamento S_{equ} , conforme as seguintes relações:

- a) $R_{scc} = S_{sc} / (3 \cdot S_{equ})$ para equipamentos monofásicos;
- b) $R_{scc} = S_{sc} / (2 \cdot S_{equ})$ para equipamentos interfases;
- c) $R_{scc} = S_{sc} / S_{equ}$ para equipamentos trifásicos;

2.1.4.4.2 Limites de corrente harmônica

A Tabela 17 é aplicada a equipamentos que não sejam equipamentos trifásicos balanceados e a é aplicada a equipamentos trifásicos balanceados.

Tabela 17 – Limites de emissão de corrente harmônica para equipamentos que não sejam trifásicos balanceados (IEC 61000-3-12).

R_{scc} mínimo	Corrente harmônica admissível I_h / I_{ref}^a (%)						Parâmetros harmônicos admissíveis (%)	
	I_3	I_5	I_7	I_9	I_{11}	I_{13}	THC / I_{ref}	$PWHC / I_{ref}$
33	21,6	10,7	7,2	3,8	3,1	2	23	23
66	24	13	8	5	4	3	26	26
120	27	15	10	6	5	4	30	30
250	35	20	13	9	8	6	40	40
≥ 350	41	24	15	12	10	8	47	47

Os valores relativos dos harmônicos pares até a ordem 12 não devem exceder $16/h$ %. Mesmo as harmônicas acima da ordem 12 são consideradas em THC e $PWHC$ da mesma forma que as harmônicas de ordem ímpar.
A interpolação linear entre valores R_{scc} sucessivos é permitida.

^a I_{ref} = corrente fundamental; I_h = componente harmônica de corrente.

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011c).

Tabela 18 – Limites de emissão de corrente harmônica para equipamentos trifásicos balanceados (IEC 61000-3-12).

R_{scc} mínimo	Corrente harmônica admissível I_h / I_{ref}^a (%)				Parâmetros harmônicos admissíveis (%)	
	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	THC / I_{ref}	$PWHC / I_{ref}$
33	10,7	7,2	3,1	2	13	22
66	14	9	5	3	16	25
120	19	12	7	4	22	28
250	31	20	12	7	37	38
≥ 350	40	25	15		48	46

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011c).

O equipamento que cumpre com os limites de emissão de corrente harmônica correspondentes a $R_{scc} = 33$ é considerado adequado para conexão em qualquer ponto do sistema de alimentação.

Para equipamentos que não estejam em conformidade com os limites de emissão de corrente harmônica correspondentes a $R_{scc} = 33$, são permitidos valores de emissão mais altos, sob a suposição de que a relação de curto-circuito R_{scc} seja maior que 33. Espera-se que isto se aplique à maioria dos equipamentos com entrada corrente acima de 16 A por fase.

2.1.4.5 IEC/TR 61000-3-15

A IEC/TR 61000-3-15, intitulada de “*Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network*”, consiste em um Relatório Técnico relacionado à avaliação da compatibilidade eletromagnética de baixa frequência, requisitos de imunidade e emissão, para sistemas de geração distribuída em redes de baixa tensão. Este documento apresenta uma avaliação crítica dos padrões nacionais e internacionais existentes e emergentes para sistemas de geração distribuída monofásica e multifásica com corrente nominal de até 75 A por fase, especificamente para conversores conectados à rede de alimentação pública de baixa tensão, para servir como um ponto de partida e, em última instância, pavimentar um caminho para a definição de requisitos de EMC e condições de teste destes sistemas.

Este Relatório Técnico é limitado a questões de EMC (imunidade e emissão) para frequências até 9 kHz e não inclui outros aspectos de conexão de geradores à rede e está focado na emissão causada por GD (principalmente harmônicos e inter-harmônicos, cintilação, injeção de componente c.c., mudanças e flutuações rápidas de tensão), bem como

aspectos de imunidade a eventos que ocorrem normalmente na rede pública de abastecimento (quedas de tensão e interrupções de curta duração, variações de frequência, harmônicas e inter-harmônicas).

As normas existentes, em combinação com os requisitos de equipamentos de GD, prestam-se à definição de dois tipos de testes de emissão:

- "teste do produto"
- "teste do sistema"

Acredita-se que a aplicação desses dois métodos de teste atenda às demandas tanto dos DSOs quanto dos fabricantes de GD e deve resultar na operação confiável do equipamento de GD de até 75 A quando conectado em condições de rede típicas. De referir que estes testes, embora sejam essencialmente testes de emissão, também tratam, em certa medida, da imunidade do sistema de GD contra eventos de ocorrência normal no abastecimento público.

No momento, o equipamento de GD geralmente não é projetado para compensar as distorções de corrente ou tensão oriundas da rede, mas essa possibilidade pode ser avaliada para desenvolvimentos futuros. Para tais desenvolvimentos, nenhum requisito está incluído neste Relatório Técnico, mas o método de “teste do sistema” introduzido neste relatório pode ser usado para avaliar o comportamento de compensação.

As emissões sugeridas e os testes de imunidade são elaborados para garantir que o equipamento de GD conectado à rede funcione de maneira aceitável no ambiente EMC.

2.1.4.5.1 Classificação de geradores para GD

Existem três tipos principais de sistemas de geração que fazem interface com o sistema de energia. Estão inclusos geradores de indução (assíncronos), geradores síncronos e conversores de energia estáticos. Cada tipo tem sua própria característica específica em relação ao equipamento de sincronização, funções de proteção, práticas de partida e comportamento de operação elétrica. A fonte de energia primária da usina geradora pode ser a combustão interna ou externa, eólica, células de combustível, acumuladores eletroquímicos, sistemas de armazenamento *flywheel*, hidrelétricas de pequena escala e células fotovoltaicas.

Neste Relatório Técnico são abordados os inversores de fonte de corrente e tensão. Embora a maioria dos equipamentos de GD possam ser considerados como inversores de fonte de tensão com base em sua topologia, eles se comportam com uma estratégia de controle de fonte de corrente quando vistos da perspectiva de integração de rede. Isso

significa que geralmente é assumido que a tensão da rede no ponto de conexão da GD pode ser considerada constante, de modo que a injeção de potência desejada é obtida controlando a corrente injetada pelo inversor.

2.1.4.5.2 Levantamento dos requisitos de EMC para GD

A necessidade de testes e certificação de equipamentos de geração distribuída para garantir uma interconexão compatível e confiável com a rede elétrica e outros equipamentos de carga levou os órgãos de pesquisa, como IEEE, EPRI, UL, CIGRE e CIRED a investigações sobre o assunto para chegarem a diretrizes ou padrões operacionais que encontram ampla aceitação.

As especificações e requisitos de emissão usados com mais frequência em diferentes países estão resumidos na Tabela 19. O objetivo desta tabela é principalmente avaliar como os requisitos de emissão de baixa frequência são levados em consideração em diferentes países e resumir os possíveis padrões nacionais e internacionais além das especificações de práticas comuns que são normalmente aplicadas a GD e cumprem com as restrições dos DSOs.

Na Tabela 19, os dados relativos às flutuações de tensão, harmônicos e injeção de componente c.c. foram fornecidos principalmente pelo CIGRE TF C6.04.01, uma Força-Tarefa dedicada aos critérios de conexão na rede de distribuição para geração distribuída (CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES, 2007).

Esta tabela foi posteriormente atualizada com base nas contribuições dos Comitês Nacionais de cada país. A última coluna da Tabela 19 lista as referências às especificações nacionais.

Os testes de emissão propostos neste Relatório Técnico são derivados com esses padrões existentes em mente. Os dados sobre os requisitos de imunidade de subfrequência de EMC foram insuficientes para uma tabela dedicada.

Tabela 19 – Especificações de GD e requisitos de emissão aplicados em diferentes países (IEC/TR 61000-3-15).

(continua)

País	Flutuação de tensão	Harmônicos	Injeção de componente c.c.	Especificações nacionais
Áustria	$P_{it} = 0,46$ Resultante de todos os geradores conectados no PAC mais afetados	Limites individuais com base na potência de curto-circuito disponível (metade dos limites usados para cargas de mesma potência)	Os sistemas que injetam corrente c.c. por projeto (por exemplo, operação de meia onda) não são permitidos. (Ref para EN 50438:2007)	TOR D2:2006 Avaliação de interferências de rede para qualquer instalação (MT e BT) ÖVE/ÖNORM E 8001-4-172:2009 (para instalações fotovoltaicas)
Bélgica	IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-5, IEC 61000-3-11	IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-4 IEC 61000-3-12	<1% da corrente nominal; se > 1%, desconexão após 0,2 s	Synergrid - Requisitos técnicos específicos para conexão de sistemas GD operando em paralelo na rede de distribuição (C10/11 - revisão 12 de maio de 2009)
Canadá	IEEE 519 ou série IEC 61000	IEEE 519 ou série IEC 61000	IEEE 1547: <0,5% da corrente nominal	C22.3 NO. 9.08 Interconexão de Recursos Distribuídos e Sistemas de Fornecimento de Energia Elétrica CAN/CSA-C22.2 NO. 257-06 Recursos microdistribuídos baseados em inversores interconectados para sistemas de distribuição
França	IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11 Limitada de forma que o DSO possa cumprir seus compromissos em termos de qualidade de energia. $P_{it} \leq 1$	IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-12 Limitada de forma que o DSO possa cumprir seus compromissos em termos de qualidade de energia.		Decreto do governo 2003-229 e portarias (março e abril de 2003, novembro de 2006) sobre os requisitos técnicos gerais de projeto e operação que as instalações devem cumprir para conexão à rede pública de distribuição. Guia Técnico da Distribuição (EDF)
Alemanha	IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11	IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-12	1 A máx. (Operação não normal) desconexão após 0,2 s	E VDE-AR-N 4105 Diretriz para conexão de GD à rede de BT (rascunho de julho de 2010). VDE 0126-1-1 Dispositivo de desconexão automática entre um gerador e a rede pública de baixa tensão

Tabela 19 – Especificações de GD e requisitos de emissão aplicados em diferentes países (IEC/TR 61000-3-15).

(continuação)

País	Flutuação de tensão	Harmônicos	Injeção de componente c.c.	Especificações nacionais
Grécia	IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11	IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-4	Sob consideração; <1% da corrente nominal	Requisitos técnicos para a conexão da geração independente à rede. Guia para a conexão de instalações fotovoltaicas à rede BT
Itália	Série IEC 61000	Série IEC 61000	<0,5% da corrente nominal	CEI 0-21 (rascunho) Requisitos técnicos de referência para conectar usuários elétricos ativos e passivos à redes de BT de empresas de fornecimento de energia elétrica
Japão	ΔV_{10} deve ser $\leq 0,45$ em geral	$THD_i \leq 5\%$ cada corrente harmônica $\leq 3\%$	1% da corrente nominal, desconexão após 0,5s	Interpretação das Normas Técnicas para Instalações Elétricas; Código de interconexão de rede
Coreia do Sul	$P_{it} \leq 0,25$; $P_{st} \leq 0,35$	IEEE 519: <i>Total Demand Distortion (TDD) = 5%</i>	IEEE 1547: <0,5% da corrente nominal	Requisito técnico para a conexão da geração distribuída ao sistema de distribuição.
Malásia	Série IEC 61000 $P_{st} = 1$; $P_{it} = 0,8$	Série IEC 61000	Nenhum	Padrões da IEC adotados pela Malásia
México	IEC 61000-3-3	IEEE1547 IEEE 519 IEC 61000-3-2 IEC 61000-3-6	Em consideração	CFE-L0000-45 CFE-L0000-70 NMX-J-610/3-2-ANCE NMX-J-610/3-3-ANCE NMX-J-610/3-6-ANCE NMX-J-610/3-12-ANCE
Holanda	Série IEC 61000	Série IEC 61000	EN 50438	NTA 8494 Medições de qualificação para inversores (PV) conectados à rede
Portugal	Série IEC 61000	Série IEC 61000	EN 50438	Requisitos técnicos necessários para a ligação dos sistemas de GD à Rede Elétrica BT EDP (Rede Portuguesa)
Eslovênia	IEC 61000-3-3 ou $P_{it} = 0,46$ no PAC mais afetado	IEC 61000-3-2, Classe A ou IEC 60034-1 ou calculado individualmente quando os inversores são usados	0,5% da corrente nominal e não superior a 1A	“Diretriz para conexão e operação de usinas de até 10 MW na rede de distribuição” (Sistema Nacional da operadora da rede de distribuição - SODO)

Tabela 19 – Especificações de GD e requisitos de emissão aplicados em diferentes países (IEC/TR 61000-3-15).

(conclusão)

País	Flutuação de tensão	Harmônicos	Injeção de componente c.c.	Especificações nacionais
Espanha	Série IEC 61000	Série IEC 61000	Série IEC 61000 Isolação galvânica ou qualquer método equivalente é necessário	Decreto real 1955/200 ORDER 5/9/1985 Normas administrativas e técnicas para operação e interligação à rede de usinas hidrelétricas de até 5 MVA e “usinas de autogeração” RD 1663/2000 Interligação da instalação fotovoltaica para a rede de baixa tensão
Suíça	$P_{It} = 0,46$ no PAC mais afetado	Calculado individualmente quando inversores são usados	1 A máx. (Operação não normal) desconexão após 0,2 s	VSE/AES 301/006 Regras Técnicas para Avaliação de Perturbações de Rede
Tailândia	TIS 1449-2010 TIS 2484-2010 TIS 1450-2010	TIS 1448-2010 TIS 2483-2010 TIS 2485-2010	<0,5% da corrente nominal do inversor	Padrões da IEC adotados pela Tailândia
Reino Unido	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11 Pst <0,5 medido no PAC de acordo com ENA ER P28; Pst <1,0 medido nos terminais de abastecimento (não aplicável à usina geradora exportando energia para outros consumidores)	IEC 61000-3-2 (Classe A) IEC 61000-3-12 IEC / TR 61000-3-4 Limites implementados por meio de referências em ENA ER G59/1, ER G83, ER G5/4-1	Limite de 20 mA recomendado em ENA ER G83. GDS <16A Limite zero recomendado em ENA G5/4-1	Conformidade com a <i>Energy Networks Association</i> (ENA), Recomendações de Engenharia (ERs) relativas à conexão de equipamentos, obrigatórias de acordo com o Código de Distribuição para todos os DSOs titulares de Licenças de Distribuição emitidas pela Autoridade Reguladora
Austrália	Série AS/NZS 61000	Série AS/NZS 61000	Série IEC 61000	Série AS 4777: Ligação à rede de sistemas de energia através de inversores; Série AS 4509: Sistemas de energia autônomos
Estados Unidos	IEEE 519	IEEE 519	Varia entre as concessionárias	Padrão IEEE 1547 Lei de Política Energética de 2005

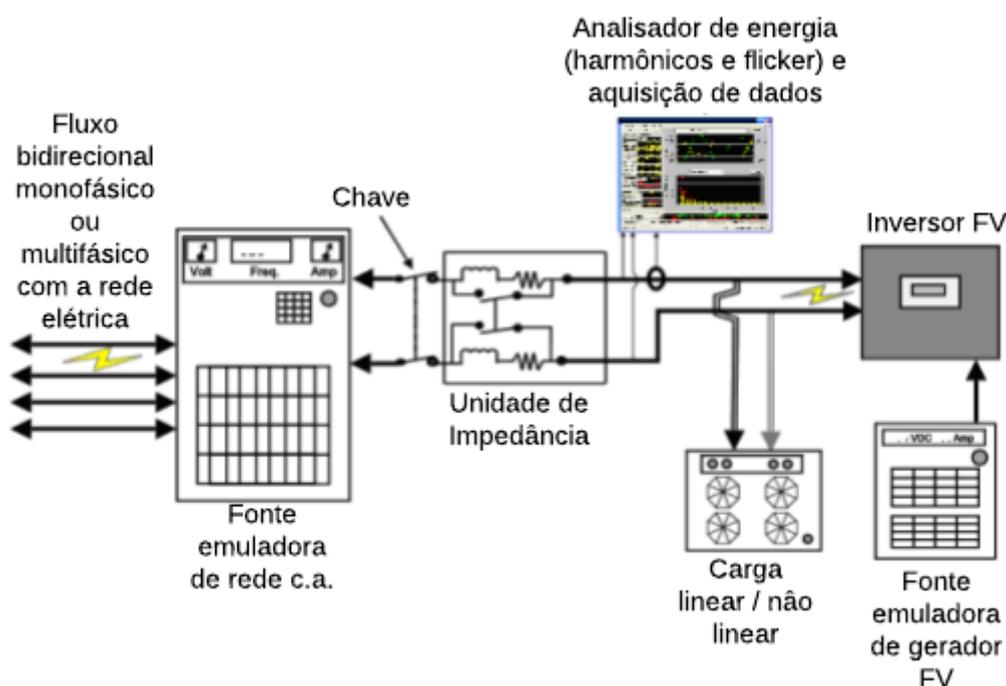
Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

2.1.4.5.3 Requisitos e testes de EMC propostos

2.1.4.5.3.1 Requisitos gerais

A configuração geral de teste proposta para testes de emissão e imunidade para inversores GD alimentados em c.c. é mostrada na Figura 21.

Figura 21 – Configuração geral para testes combinados de emissão e imunidade de EMC (IEC/TR 61000-3-15).



Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

A unidade de impedância mostrada na Figura 21 pode ser *in-line* ou *bypass*. Ela representa a impedância da rede de alimentação pública definidas na IEC 60725. Com a impedância em linha, qualquer corrente não linear fluindo através do inversor ou da carga causará distorção de tensão no lado do inversor e da impedância. Para fins dos testes definidos na IEC/TR 61000-3-15, são sugeridos valores de impedância Z_{ref} e Z_{test} como referência, valores combinados de resistência mais indutância para redes de alimentação públicas europeias de 230 V - 50 Hz.

Para níveis de corrente de até 16 A, os valores de impedância Z_{ref} descritos na IEC 61000-3-3 são usados. Os valores combinados de resistência mais indutância de Z_{ref} resultam em $(0,4 \Omega + j0,25 \Omega)$ entre fase-neutro, consistindo em $(0,24 \Omega + j0,15 \Omega)$ por fase e $(0,16 \Omega + j0,1 \Omega)$ para o neutro. De outro modo, para níveis de corrente acima de 16 A até 75 A, os

valores de impedância Z_{test} descritos na IEC 61000-3-11 são empregados, que resultam em uma impedância combinada de $(0,25 \Omega + j0,25 \Omega)$ entre fase-neutro, sendo $(0,15 \Omega + j0,15 \Omega)$ por fase e $(0,10 \Omega + j0,10 \Omega)$ para o neutro. Para redes norte-americanas, valores de impedância adequadamente mais baixos podem ser usados ao realizar o “teste do sistema”, equivalentemente para redes brasileiras, em que a frequência da rede é de 60 Hz.

Um analisador de energia ou unidade de aquisição de dados apropriado deve ser usado para medir as emissões de corrente, flutuações de tensão e cintilação, bem como distorções de tensão e corrente causadas pelo inversor.

A fonte emuladora de rede c.a. simula o fornecimento público e pode produzir tensões distorcidas, quedas e interrupções e variações de frequência. A fonte de alimentação c.a. ou a unidade de impedância deve ser capaz de separar a fonte de alimentação simulada do inversor. Isso também pode ser realizado por uma chave separada, conforme mostrado na Figura 21. A abertura desta chave simula uma desconexão física do sistema de distribuição entre um alimentador à uma unidade consumidora, momento em que pode ocorrer um ilhamento não intencional da GD na rede local. De outro modo, a programação da tensão para zero através da fonte emuladora de rede CA simula a situação em que a tensão da rede pública vai para zero.

Se a fonte emuladora de rede c.a. for regenerativa, ela pode alimentar o inversor (em excesso) de volta para a alimentação pública. Caso contrário, uma unidade de carga paralela adicional é necessária, conforme apresentado na Figura 21, a menos que a fonte de alimentação seja capaz de absorver toda a energia produzida pelo inversor. A unidade de carga deve ser capaz de produzir fluxo de corrente linear e não linear, para simular o padrão de carga típico, como encontrado em residências e escritórios.

A fonte de alimentação c.c. mostrada na Figura 21 fornece energia para o inversor e pode ser configurada para vários níveis de energia, de modo a operar o inversor em vários níveis de geração de energia em relação à sua potência nominal. Uma fonte c.c. padrão, possivelmente controlada por computador ou de outra forma controlável, com tensão variável deve ser usada para os testes.

2.1.4.5.3.2 Testes propostos

O resultado do processo de avaliação levou à compilação dos testes mostrados na Tabela 20. A conclusão bem-sucedida dos testes deve resultar na operação confiável do equipamento de GD até 75 A quando conectado em condições de rede típicas. Ressalta-se que estes são apenas testes propostos pela IEC/TR 61000-3-15.

Tabela 20 – Requisitos e testes de EMC propostos para equipamentos GD.

Tipo de teste	Teste proposto	Configuração de teste	Limites propostos	Teste com impedância	Notas específicas de teste
Emissão	Harmônicos	IEC 61000-3-2 IEC 61000-3-12	Classe C modificada da IEC 61000-3-2 ($\leq 600W$) Tabela 2 modificada da IEC 61000-3-12, $R_{sce} = 33$ ($> 600W$)	Não	“Teste do produto”
		IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11 Pré-distorção < 5%	Se $THD_V < 5\%$, aumento de $THD_V < 1\%$ devido à GD	Sim	“Teste do sistema”
	Flutuação de tensão e Flicker	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11	$P_{st} = 0,5$ $\Delta U = 4; 6 \%$ $dc = d(t) = 3,3 \%$	Z_{ref} ou Z_{test} dependendo da potência do GD	“Teste do produto”
	Injeção de componente c.c.	Veja emissão de harmônicos	0,5 A ou 1% da corrente nominal, o que for menor	Não	“Teste do produto”
	Sobretensão de curta e longa duração causada quando a GD se desconecta da rede pública	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11	Envelope de tolerância de tensão	Sim	Teste menor que 2 ciclos
			Envelope de tolerância de tensão	Sim	Teste maior que 2 ciclos
	Frequência de comutação	Em consideração	Em consideração	-	Para emissões de 2 a 9 kHz, o trabalho está em andamento na IEC 77A WG1
Imunidade	Afundamentos de tensão e interrupções de curta duração	IEC 61000-4-11 IEC 61000-4-34	Curva de tolerância de afundamento de tensão	Sim	Afundamento/interrupção curta <100 ms
					Afundamento de tensão longa
	Variação de frequência	IEC 61000-4-28	$\pm 6 \%$	Não	-
Harmônicos e inter-harmônicos	IEC 61000-4-13	Classe 2 Classe 3	Não	Imunidade de 2 a 9 kHz está em consideração	

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Os requisitos de EMC são classificados de acordo com dois tipos de testes, sendo eles: testes de emissão e testes de imunidade.

A degradação da qualidade da energia pode afetar as instalações dos usuários da rede e impedir que a operadora da rede cumpra com suas obrigações. A magnitude dos distúrbios causados pela GD depende muito da potência de curto-circuito disponível no ponto de conexão e do nível de potência da unidade de GD. Portanto, espera-se que os fenômenos sejam mais importantes em redes fracas. Deste modo, a impedância da rede no PAC pode ser um dos fatores limitantes que determina o número e o tamanho das unidades de GD que podem ser conectadas.

A critério de interesse deste trabalho, serão analisados e discutidos os seguintes testes abordados neste Relatório Técnico:

- Emissão de harmônicos;
- Injeção de componente c.c.;
- Imunidade a afundamentos de tensão e interrupções de curta duração;
- Imunidade a variação de frequência.

2.1.4.5.3.2.1 Emissão de harmônicos

Mesmo que os limites de emissão de corrente harmônica em IEC 61000-3-2 (até 16 A) e IEC 61000-3-12 (de 16 A até 75 A) tenham sido derivados para diversos tipos de cargas, sistemas de GD não foram considerados. Pode-se assumir que há um grau substancial de comunalidade entre certas cargas e geração distribuída no que diz respeito às emissões.

Em particular, há semelhanças entre cargas da classe de iluminação e GD abaixo de 600 W. Tanto a iluminação quanto a GD são usadas por períodos prolongados que também podem ter níveis de potência comparáveis. Os produtos de iluminação combinados de uma casa podem ser comparados a pequenos inversores, enquanto um pequeno prédio de escritórios pode ter um consumo de energia de iluminação combinado que é semelhante aos tipos de inversores populares na faixa de baixa potência. Isto é particularmente aplicável a inversores FV. Portanto, pode-se concluir que a iluminação e os inversores de pequeno porte geralmente têm um impacto potencialmente semelhante na rede no que diz respeito às emissões de corrente, independentemente da direção do fluxo da corrente.

Consequentemente, parece ser razoável considerar valores de referência com base na tabela de limites, ligeiramente modificada, IEC 61000-3-2 Classe C (iluminação), como uma

boa diretriz para limites de emissões de harmônicos de corrente para unidades de GD abaixo de 600 W. Limites proporcionais da IEC 61000-3-12 (Tabela 2, $R_{sce} = 33$) são considerados adequados para inversores FV na faixa de potência acima de 600 W.

Além de limitar as emissões de corrente, o inversor FV não deve aumentar significativamente a distorção de tensão na rede. Para verificar se o inversor faz com que nenhuma distorção de corrente ou tensão exceda níveis aceitáveis, dois métodos de teste são propostos: o primeiro método define um “teste do produto” fortemente sugerido e o segundo método, altamente recomendado como um teste complementar, define um “teste do sistema” para os inversores FV.

O método de “teste do produto” utiliza a configuração de teste especificada em IEC 61000-3-2 (até 16 A), que é semelhante à configuração de teste para IEC 61000-3-12 (até 75 A). O teste avalia basicamente as emissões de corrente da GD nas piores condições. Se a GD cumprir com os limites propostos, espera-se que ela funcione adequadamente em todos os casos, exceto em casos excepcionais. Os limites de emissão de corrente especificados em IEC 61000-3-2 e IEC 61000-3-12 foram derivados para limitar a distorção de tensão a níveis aceitáveis no ponto onde a carga é conectada. Entretanto, a rede pode não ser ideal, ou seja, pode haver uma distorção significativa presente. Qualquer distorção de corrente adicionada do GD pode aumentar a distorção de tensão já presente na rede, portanto, é necessário limitar a quantidade de distorção de tensão aumentada que o GD pode causar.

Por esta razão, a norma propõe o método de “teste do sistema” que utiliza os circuitos de teste especificados na IEC 61000-3-3 (até 16 A) e IEC 61000-3-11 (até 75 A), incluindo uma impedância em série na saída do inversor, com a adição de uma carga definida e níveis de pré-distorção especificados, a fim de emular a condição real na rede pública de abastecimento.

Os métodos de teste propostos devem permitir ao usuário e ao fabricante garantir que o equipamento de GD possa funcionar de maneira aceitável no ambiente EMC comumente encontrado na rede. Desde que o gerador distribuído atenda aos requisitos de teste do produto, é proposto que um comportamento de sistema aceitável seja alcançado quando o equipamento de GD não fizer com que a distorção harmônica de tensão local aumente em mais de 1% absoluto, sob a suposição de que a distorção de tensão local é menor que 5% antes da conexão do gerador distribuído.

A Tabela 21 especifica as características da instrumentação principal e lista diferentes produtos sugeridos e testes de sistema para emissões de corrente harmônica.

Tabela 21 – Diferentes testes de produtos e sistemas sugeridos para emissões harmônicas.

INSTRUMENTAÇÃO PRINCIPAL PARA REALIZAR TESTES DE GD	
Fonte emuladora de rede CA	- Regenerativa: a fonte de alimentação realimenta a energia da GD para o fornecimento público. - Não regenerativa: a fonte de energia ou carga consumidora deve absorver toda a energia da GD mais uma margem aceitável
Carga consumidora	- Linear - Não linear
Fonte emuladora fotovoltaica	- Tensão variável para diferentes níveis de potência de GD

TESTE DO PRODUTO (rede ideal)**Limites propostos na Tabela 24**

Carga consumidora	Fonte emuladora de rede c.a.^a	Impedância de rede	Nível de pré-distorção
Não necessária	Regenerativa	Não	Não
Carga linear ou fonte emuladora com capacidade de absorver energia	Não regenerativa	Não	Não

Principais características do teste do produto:

Emissões harmônicas de GD medidas no pior caso. Se o teste do produto for aprovado, o GD funcionará corretamente na rede de abastecimento pública (em todos os casos, exceto nos casos mais excepcionais).

^a máximas distorções de tensão permitidas de acordo com IEC 61000-3-2 (<16 A) e IEC 61000-3-12 (> 16 A)

TESTE DO SISTEMA (rede atípica)

Carga consumidora	Fonte c.c.	Impedância de rede^b	Nível de pré-distorção < 5%	Configuração	Limite de distorção de tensão da GD
Linear	100%	Z_{ref} ou Z_{test}	$4,0 \pm 0,2$ % definido pela fonte ^c	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11	aumento < 1% na THD _v GD
50% linear 50% não linear	100%	Z_{ref} ou Z_{test}	$4,0 \pm 0,2$ % causado pela carga consumidora	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11	aumento < 1% na THD _v GD
25% linear 25% não linear	100%	Z_{ref} ou Z_{test}	$2,5 \pm 0,2$ % causado pela carga consumidora	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11	aumento < 1% na THD _v GD
25% linear 25% não linear	50%	Z_{ref} ou Z_{test}	$4,0 \pm 0,2$ % causado pela carga consumidora	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11	aumento < 1% na THD _v GD

^b da rede pública: Z_{ref} em IEC 60725 = $0,4 \Omega + j 0,25 \Omega$ (impedância aplicada para níveis de potência <16 A por fase); Z_{test} = $0,25 \Omega + j0,25 \Omega$ (impedância aplicada para níveis de potência > 16 A por fase).

^c Veja Tabela 24.

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

2.1.4.5.3.2.1.1 Procedimento de teste do produto para emissões de corrente harmônica

Conecte o equipamento de GD conforme mostrado na Figura 21 (com impedância em *bypass*) e defina a alimentação da rede simulada para a tensão nominal.

Para sistemas abaixo de 16 A, deve-se verificar se o emulador de rede c.a. tem uma distorção de tensão menor que os valores máximos especificados na IEC 61000-3-2, apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 – Limites de distorção de tensão na rede simulada (IEC 61000-3-2).

As relações harmônicas da tensão de teste (U) não devem exceder os seguintes valores com o ESE conectado como em operação normal:
0,9% para harmônico de ordem 3; 0,4% para harmônico de ordem 5; 0,3% para harmônico de ordem 7; 0,2% para harmônico de ordem 9; 0,2% para harmônicos pares da ordem de 2 a 10; 0,1% para harmônicos da ordem de 11 a 40

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Para sistemas acima de 16 A, estes valores de distorção de tensão do emulador de rede c.a. devem ser menores que os valores máximos especificados na IEC 61000-3-12, apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – Limites de distorção de tensão na rede simulada (IEC 61000-3-12).

As relações harmônicas da tensão de saída (U) em condição sem carga não devem exceder os seguintes valores:
1,25% para harmônico de ordem 3; 1,5% para harmônico de ordem 5; 1,25% para harmônico de ordem 7; 0,6% para harmônico de ordem 9; 0,4% para harmônicos pares da ordem de 2 a 10; 0,7% para harmônico da ordem 11; 0,6% para harmônico da ordem 13; 0,3% para harmônicos de ordem 12 e de 14 a 40

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Posteriormente deve-se verificar se as emissões de corrente do equipamento de GD permanecem dentro dos limites especificados na Tabela 24.

Os limites informados na Tabela 24 são definidos como uma porcentagem do valor RMS da corrente (I_{RMS}) que a unidade de GD pode operar continuamente em sua potência nominal de operação.

O método para determinar a corrente operacional contínua máxima é o método usado na IEC 61000-3-12 (basicamente a média da corrente durante o período de observação com o inversor operando na potência máxima).

A validação da conformidade dos limites de harmônicos do inversor é verificada com base na corrente nominal de saída do equipamento, operação em 100% de sua potência nominal, mesmo quando o equipamento é testado em outras faixas de potência de operação.

Tabela 24 – Limites de distorção de corrente para GD até 75 A por fase (em porcentagem da I_{RMS} do equipamento).

Ordem harmônica	2	3	5	7	9	11	13	Harmônicos ímpares de H15 a H39	Harmônicos pares de H4 a H40
GD ≤ 600 W	2%	30% * λ	10%	7%	5%	3%	3%	3%	2%
GD > 600 W	1%	21,6%	10,7%	7,2%	3,8%	3,1%	2%	1%	1%

NOTA: λ é o fator de potência da GD, medido na condição de 100% da potência de geração

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

2.1.4.5.3.2.1.2 Procedimento de teste do sistema para emissões de corrente harmônica

Na Tabela 25 são relatados limites de distorção de tensão THD_V de 4,0% com base na *flat-top and peak curve* da IEC 61000-4-13.

Tabela 25 – Valores de distorção para *flat-top and peak curve* THD_V de 4,0%.

Frequência	Fund.	H3	H5	H7	H9	H11	H13	H15	H17	H19
Amplitude (%)	100	3,3	1,6	1,1	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,1
Fase para “flat-top wave form”	0°	10°	210°	300°	220°	20°	0°	120°	180°	0°
Fase para “peaky wave form”	0°	180°	0°	270°	0°	180°	0°	0°	0°	0°

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

2.1.4.5.3.2.2 Injeção de componente c.c.

Diferentes preocupações estão relacionadas à injeção de corrente c.c. na rede c.a., algumas delas são descritas na IEC 61000-2-2.

De acordo com este Relatório Técnico a injeção de componente c.c. pode ser medida usando o teste estabelecido para avaliação de emissão de harmônicas especificados nas seções 2.1.4.5.3.2.1.1 e 2.1.4.5.3.2.1.2.

No momento, não há limites mundiais ou limites da IEC definidos para injeção de corrente c.c. Para os EUA, o padrão IEEE 1547 especifica 0,5% no máximo da corrente nominal GD. Esta especificação também se aplica a muitos países fora da América do Norte, como no Brasil. Vários outros países permitem 1% da corrente nominal ou ainda níveis absolutos, variando de 0 a 1 A, enquanto o limite no Reino Unido é de 0,25% da corrente nominal por fase.

Deve-se notar que os valores acima como 0,5% representam uma pequena porção da carga total do transformador de distribuição. Além disso, várias unidades GD podem compensar qualquer injeção de c.c. umas das outras.

Nos países europeus onde a EN 50438 (EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION, 2014) é lei, os sistemas que injetam componente c.c. na rede por construção são proibidos, com o objetivo de levar a um impacto mínimo sobre a rede. Esta exigência implica que, para sistemas baseados em inversores, apenas é permitido o controle simétrico, enquanto os sistemas que injetam corrente contínua por projeto (por exemplo, operação de meia onda) não são permitidos.

2.1.4.5.3.2.3 Imunidade a afundamentos de tensão e interrupções de curta duração (*low voltage ride-through*)

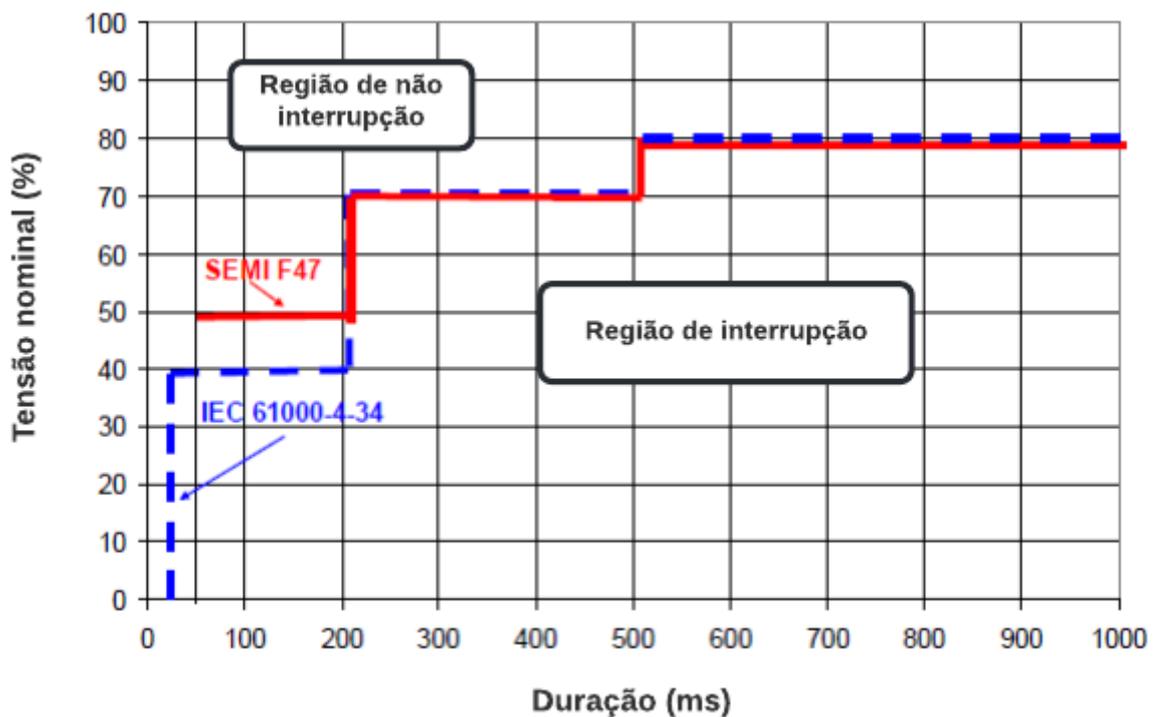
Os padrões existentes para testar a imunidade a interrupções de curta duração de tensão concentram-se principalmente na verificação dos requisitos mínimos de imunidade para a resposta do equipamento a afundamentos de tensão.

Para equipamentos elétricos abaixo de 16 A, é aplicado o padrão IEC 61000-4-11. Para equipamentos com níveis acima de 16 A o IEC 61000-4-34 é aplicado. Para equipamentos da indústria de semicondutores, é aplicada a norma SEMI F47 (SEMICONDUCTOR EQUIPMENT MATERIALS INTERNATIONAL, 2000).

A Figura 22 apresenta, como exemplo, os níveis de teste preferidos da IEC 61000-4-34, relacionados ao ambiente Classe 3 (PAC industrial da unidade em teste) e

baseados na IEC 61000-2-8 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2002a). Uma tendência similar é apresentada na IEC 61000-4-11 (para < 16 A). Para equipamentos conectados à rede pública, pertencentes à Classe 2 ou inferior são solicitados níveis de teste menos severos, em comparação com os ilustrados na Figura 22. A definição de classes ambientais é dada na norma IEC 61000-2-4 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2002b).

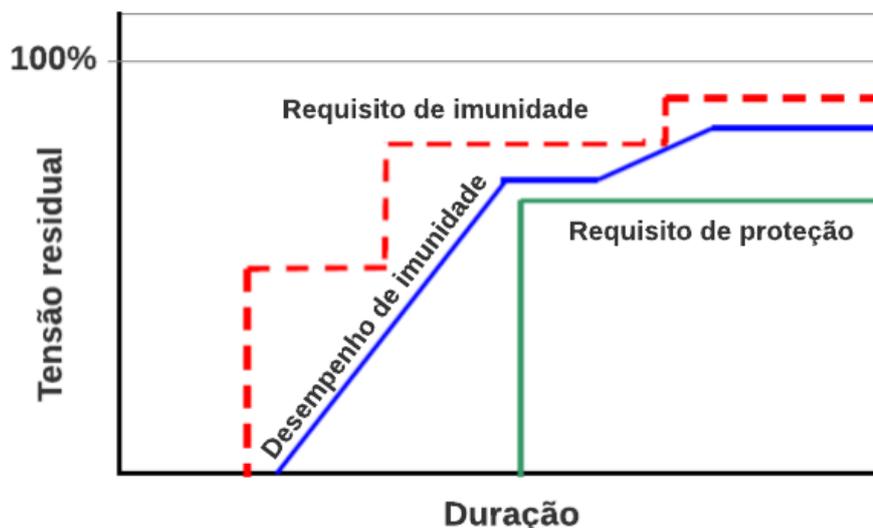
Figura 22 – Níveis de teste de afundamentos de tensão e interrupções de curta duração de diferentes padrões.



Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Para geradores distribuídos, os requisitos de imunidade devem ser coordenados com os requisitos de proteção para o tempo máximo de disparo com uma determinada subtensão. Os requisitos de proteção definidos pelo DSO devem evitar o ilhamento e garantir o correto funcionamento da proteção contra curto-circuito. Na Figura 23 três tipos de curvas de tolerância de tensão para os requisitos de imunidade são plotados juntos: requisito de proteção para interface de rede solicitado pelos operadores, desempenho de imunidade do gerador e requisito de imunidade solicitado por normas.

Figura 23 – Curvas de tolerância de tensão para requisitos de imunidade para GD.



Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Os inversores geralmente são requisitados a desconectar em caso de distúrbios de tensão. Isso é obrigatório em redes de BT para grandes sistemas com geradores síncronos. O tempo de desconexão do inversor deve ser menor que o tempo de religamento da rede após uma falha.

A Tabela 26 ilustra a janela de operação de tensão de inversores fotovoltaicos em diversos países. A última coluna indica o tempo ou intervalo de tempo de desconexão dos inversores.

A Tabela 26 evidencia que os requisitos de proteção variam substancialmente de país para país. Por exemplo, na Áustria, Alemanha e Dinamarca, tensões na saída do equipamento inferiores a 85% ou superiores a 110% da tensão nominal devem causar um desligamento em 200 ms, enquanto na Grécia e Espanha são permitidos tempos mais longos. Alguns outros países exigem tempos tão curtos quanto 100 ms. Isso significa que o “domínio proibido” da característica de tolerância de tensão depende fortemente do país em que o gerador distribuído é operado.

Independentemente das tolerâncias variáveis, uma vez que os geradores são desconectados, eles não devem ser danificados pelo religamento automático. Isso significa que as unidades de GD precisam desarmar antes que o religamento automático ocorra e devem se reconectar o mais rápido possível.

Tabela 26 – Requisitos de proteção para inversores fotovoltaicos sob perturbações de tensão.

País	Tensão c.a. máxima (V)	Tensão c.a. mínima (V)	Tempo de desconexão (s)
Áustria	253	195	0,2
Bélgica	253	U < 195	0,2; até 1,5 (< 10 kW)
Dinamarca	> 265 > 253	< 207	0,2 > 265; 40 > 253; 10 < 207
Finlândia	> 244	207	30 a 60 > 244 V; 0,05 em 253 V; 2 em 207 V
França	264	195	0,1
Alemanha	253	195	0,2
Grécia	264	184	0,5
Itália	276	184	0,1 em 276 V; 0,2 em 184 V
República da Coreia	264	194	0,16 a 2
México	126	108	0,16 a 2
Holanda	244	207	0,1
Noruega	253	< 207	60 > 253 V; 0,2 em 276 V; 60 < 207 V
Portugal	264	195	0,1 a 1
Eslovênia	Estágio 1: 255; Estágio 2: 265	Estágio 1: 196; Estágio 2: 161	Estágio 1: 1,5; Estágio 2: 0,2
Espanha	253	195	0,5
Suécia	> 244	< 207	60 > 244V; 0,2 em 276 V; 60 < 207 V; 0,2 em 184 V
Suíça	253	195	0,2
Reino Unido	Estágio 1: 253 Estágio 2: 264	Estágio 1: 209 Estágio 2: 192	1 em 253 V; 2,5 em 209 V; 0,5
Austrália	270	200	2
Japão	120	80	05 a 2
Estados Unidos	> 164 164 > U > 132	< 60 60 < U < 105,6	0,033 a 0,1 2

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Observa-se também, que existe um estado indefinido, de pelo menos 100 ms (França, Holanda) onde não há um comportamento específico que a GD deva aderir. Em outras palavras, alguns equipamentos de GD podem “permanecer” por alguns ciclos, enquanto

outros fabricantes podem decidir que o equipamento deve desligar dentro de um ciclo ou mais.

Levando em conta os limites exigidos pelos requisitos de proteção, são propostos testes de imunidade a afundamentos de tensão e interrupções de curta duração. Para realizar afundamentos de tensão e testes de interrupção de curta duração, um emulador de rede, semelhante à configuração de teste ilustrado na Figura 21, é sugerida. O abastecimento público emulado é então programado para atuar como gerador de afundamento de tensão. Além disso, a imunidade à impedância de rede também deve ser testada, o que significa que o inversor deve ser capaz de operar sem problemas sob diferentes impedâncias de rede. Para isso, o teste de afundamento/interrupção pode ser realizado com a Impedância de Referência Z_{ref} ou Z_{test} , para correntes mais altas no modo *bypass*, seguido da impedância em linha.

Os testes devem ser realizados em diferentes condições de operação do equipamento sob teste, em diferentes níveis de potência, como simulação de operação em dia nublado ou ensolarado para sistemas solares: a aquisição precisa do comportamento do equipamento em teste deve, portanto, incluir as tensões c.c. e correntes, e qualquer mau funcionamento deve ser documentado.

Os testes devem ser repetidos três vezes para cada nível de potência. Entre os níveis de afundamento por uma determinada porcentagem, a unidade pode estabilizar por 10 s (indicado pelo “*gap*”) enquanto o tempo de espera entre as etapas sucessivas no teste é indicado pelo “atraso”. Isso não apenas permite que a unidade restabeleça a operação nominal, mas também facilita a identificação de qualquer etapa que faça com que o gerador distribuído se desconecte do abastecimento público.

Dois testes diferentes são sugeridos:

- um afundamento de tensão de curta duração, menor que 100 ms: para este teste, vários dos padrões de teste derivados da IEC 61000-4-11) podem ser aplicados, conforme ilustrado na Tabela 27.

- um afundamento de tensão de duração mais longa: para este teste, a tensão c.a. deve ser diminuída lentamente (cada etapa cerca de 2% da tensão nominal) e a tensão de disparo/tempo de desconexão deve ser registrado. Conforme ilustrado na Tabela 28, um possível padrão de teste é proposto onde o fornecimento público é reduzido ao nível de tensão restante por 10 ciclos (200 ms) e depois retorna ao nível nominal por 5 s, seguido por mais 2 “quedas” para o mesmo nível. Após a conclusão, o gerador distribuído pode estabilizar por algum tempo (5 s no exemplo) e, em seguida, o próximo passo com uma tensão 2% menor é executado. Enquanto o padrão de teste é executado, a saída do gerador é monitorada, e o

instante em que a corrente de saída do gerador desaparece (reduz a zero) é o ponto de desconexão. Ao traçar os resultados do teste acima, é obtida uma curva de tolerância de queda de tensão.

A curva de tolerância de queda de tensão pode ser usada como uma especificação para uma capacidade de *ride-through* mínima dos geradores distribuídos.

Geralmente, o monitoramento da rede para proteção de anti-ilhamento requer que o equipamento de GD seja desconectado se a tensão cair abaixo dos níveis especificados. Por exemplo, uma especificação afirma: “tensões no terminal do equipamento inferiores a 80% ou superiores a 115% da tensão nominal devem causar um desligamento dentro de 200 ms”. Isso pode ser entendido pelo fabricante do inversor como um requisito para desconectar instantaneamente o gerador distribuído ou implementar um desarme atrasado (de 200 ms). Muitos inversores também têm a capacidade de programar atrasos e níveis de desarme, e estes podem ser selecionados para obter as características operacionais ideais para a instalação em questão.

Tabela 27 – Exemplo de teste de imunidade de afundamentos de tensão de curta duração para GD.

	Tensão (% da nominal)	T_s (ciclos)	Fase de início	Repetições	Gap (s)	Atraso (s)
1	70	1,00	0,00	3	10	5
2	70	2,00	0,00	3	10	5
3	70	5,00	0,00	3	10	5
4	40	1,00	0,00	3	10	5
5	40	2,00	0,00	3	10	5
6	40	5,00	0,00	3	10	5
7	0	1,00	0,00	3	10	5
8	0	2,00	0,00	3	10	5
9	0	5,00	0,00	3	10	5
10	-	-	-	-	-	5

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Tabela 28 – Padrão de teste para uma curva de tolerância de queda de tensão de GD.

	Tensão (% da nominal)	T_s (ciclos)	Fase de início	Repetições	Gap (s)	Atraso (s)
1	100	10,0	0,00	2	5	5
2	98	10,0	0,00	2	5	5
3	96	10,0	0,00	2	5	5
4	94	10,0	0,00	2	5	5
5	92	10,0	0,00	2	5	5
6	90	10,0	0,00	2	5	5
7	88	10,0	0,00	2	5	5
8	86	10,0	0,00	2	5	5
9	84	10,0	0,00	2	5	5
10	82	10,0	0,00	2	5	5
11	80	10,0	0,00	2	5	5
12	-	-	-	-	-	5

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

2.1.4.5.3.2.4 Imunidade a variação de frequência (RoCoF)

Nos sistemas de abastecimento público normalmente existe uma reserva de energia para manter a frequência dentro da faixa de tolerância declarada, que varia entre as várias regiões do mundo, mas muitas vezes é fixada em $\pm 1\%$.

No entanto, em caso de grandes incidentes no sistema de transmissão, se a frequência diminuir, toda a geração deve ser mantida o máximo possível para evitar o colapso da rede. Ao contrário, se a frequência aumentar além de 2%, é necessário o desligamento automático da geração para equilibrar carga e geração.

Para operação de sistemas fotovoltaicos sob perturbações de frequência, os vários requisitos são ilustrados na Tabela 29.

Dentro das tolerâncias normais, o principal efeito de uma mudança na frequência de potência está na velocidade das máquinas de rotação. Assim, os relógios elétricos da rede perderão ou ganharão tempo e os motores fornecerão mais ou menos potência, a mudança dependendo da relação velocidade/torque da carga.

A variação da frequência de alimentação pode ter um efeito de dessintonização nos filtros harmônicos.

Qualquer equipamento eletrônico que utilize a frequência de alimentação como referência de tempo também será afetado.

Tabela 29 – Requisitos de proteção para inversores fotovoltaicos sob distúrbios de frequência.

País	Frequência máxima (Hz)	Frequência mínima (Hz)	Tempo de desconexão (s)
Austrália	52,00	48,00	2,0
Áustria	50,20	49,80	0,2
Dinamarca	53,00	47,00	0,2
Alemanha	50,20	49,80	0,2
Grécia	50,50	49,50	0,5
Itália	50,30	49,70	0,1
Japão (60 Hz)	51,50 (61,80)	48,50 (58,20)	0,5 a 2,0
República da Coreia	60,30	59,70	0,5
Malásia	52,00	47,00	Operação contínua 10,0 (pior caso)
México	69,48	59,52	0,1 a 2,0
Holanda	52,00	48,00	2,0
Portugal	50,25	49,75	0,1
Eslovênia	51,00	47,00	0,2
Suíça	50,20	49,80	0,2
Reino Unido	Estágio 1: 51,50 Estágio 2: 52,00	47,50 47,00	90 em 51,5 Hz; 20 em 47,50 Hz; 0,5
Estados Unidos	60,50	59,30	0,1 Potência < 30 kW (IEEE 1547)

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

Para testar a imunidade contra variações de frequência de alimentação de equipamentos de GD conectados à redes de 50 Hz ou 60 Hz com corrente nominal de até 75 A por fase, a norma IEC 61000-4-28 pode ser aplicada. Embora o escopo da IEC 61000-4-28 inclua equipamentos de até 16 A por fase, os princípios de teste também podem ser usados para equipamentos de GD de alta potência de até 75 A por fase.

O teste deve ser realizado na tensão nominal da rede em modos operacionais representativos do equipamento em teste. Para cada teste, qualquer degradação do desempenho deve ser registrada.

A ilustra um padrão de teste onde a frequência é escalonada em incrementos de 0,1 Hz a partir de 50,3 Hz. Geralmente, o equipamento de GD deve ser capaz de lidar com uma variação de pelo menos $\pm 0,5$ Hz, portanto, a partir de 50,3 Hz inclui operação normal.

O teste deve ser realizado em passos de 0,2 % da frequência nominal (ou 0,1 Hz absoluto), num intervalo que varia de país para país, mas pode chegar a ± 6 %. As frequências de disparo e o atraso de tempo de desconexão devem ser registrados.

Tabela 30 – Exemplo de teste de imunidade a variação de frequência para GD.

Degraus de frequência em 0,1 Hz a partir de 50,3 Hz (RoCoF em 0,5 Hz/s)					
	Tipo	Tempo (s)	Frequência	Repetições	Forma de onda
1	Degrau	0,2	50,3	0	Senóide
2	Degrau	0,2	50,4	0	Senóide
3	Degrau	0,2	50,5	0	Senóide
4	Degrau	0,2	50,6	0	Senóide
5	Degrau	0,2	50,7	0	Senóide
6	Degrau	0,2	50,8	0	Senóide
7	Degrau	0,2	50,9	0	Senóide
8	Degrau	0,2	51,0	0	Senóide

Fonte:(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a).

2.2 NORMAS TÉCNICAS NORTE-AMERICANAS

Os padrões técnicos empregados no campo da engenharia elétrica nos EUA são principalmente elaborados pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE*).

Atualmente, o padrão IEEE Std 1547 é o principal documento que fornece os requisitos para interconexão de REDs a nível sistêmico nos EUA. Diferentemente da IEC 61727:2004 que é um padrão internacional voltado especificamente a sistemas fotovoltaicos, a IEEE Std 1547 consiste em um padrão técnico voltado a recursos energéticos distribuídos, que incluem conversores de energia baseados em geradores síncronos, geradores de indução ou conversores estáticos de potência (inversores).

A IEEE Std 1547 é composta por uma série de documentos nos quais são listados abaixo:

- IEEE Std 1547-2018 – *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.*

- IEEE Std 1547.1-2020 – *IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces.*
- IEEE Std 1547.2-2008 – *IEEE Application guide for IEEE 1547 standard for interconnecting distributed resources with electric power systems.*
- IEEE Std 1547.3-2007 – *IEEE Guide for monitoring information exchange, and control of distributed resources with electric power systems*
- IEEE Std 1547.4-2011 – *IEEE Guide for design, operation and integration of distributed resources island systems with electric power systems.*
- IEEE Std 1547.6-2011 – *IEEE Recommended practice for interconnecting distributed resources with electric power systems distribution secondary networks.*
- IEEE Std 1547.7-2013 – *IEEE Guide to conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection.*

Da série listada acima, a critério informativo em relação aos limites e requisitos deste padrão técnico, apenas a IEEE Std 1547-2018 será abordada neste trabalho.

2.2.1 IEEE Std 1547-2018

A norma norte americana IEEE Std 1547-2018 consiste em um documento fundamental para a interconexão dos recursos energéticos distribuídos com o sistema elétrico de potência (SEP).

Esta norma atende a sistemas com capacidade de potência de até 10 MVA, em tensões de distribuição primárias ou secundárias e trata da especificação do sistema de interconexão e dos seus requisitos de teste com relação à regulação de tensão, aterramento, desconexões, monitoramento, ilhamento, variação de frequência, sincronização, interferência eletromagnética EMI (*Electromagnetic Interference*), resistência a surtos, injeção de corrente contínua, harmônicos e reconexão.

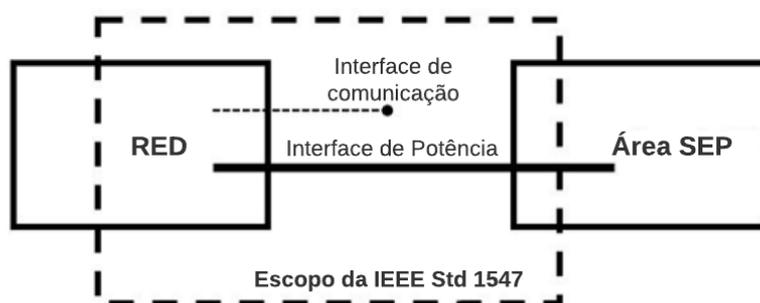
2.2.1.1 Apresentação geral

Esta norma estabelece critérios e requisitos para a interconexão dos REDs com sistemas de energia elétrica e interfaces associadas. As exigências de desempenho

especificadas aplicam-se no momento da interconexão e enquanto o RED permanecer em serviço.

A Figura 24 ilustra o escopo da IEEE Std 1547-2018. Os critérios e requisitos deste documento podem influenciar o projeto e as capacidades da interface de energia, a interface de comunicação local do RED e todas as partes de um RED que estão relacionadas com o cumprimento dos requisitos desta norma.

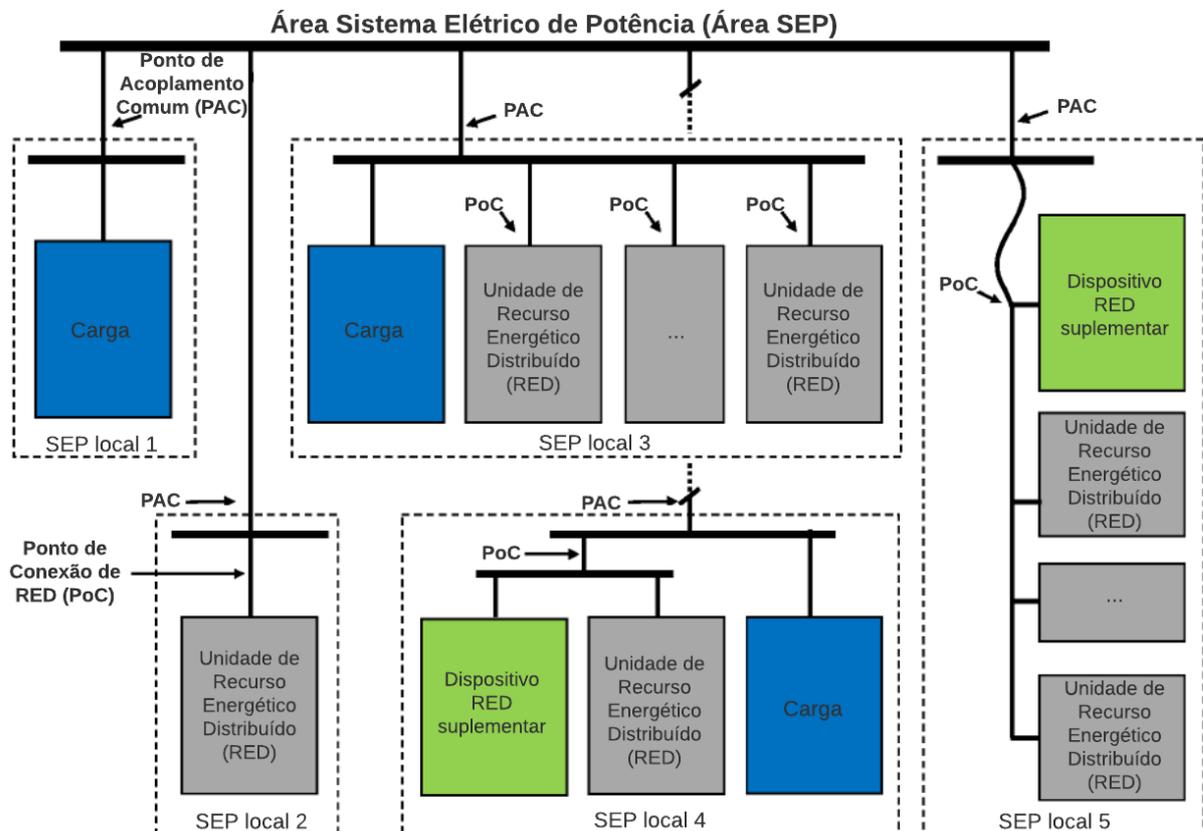
Figura 24 – Escopo da IEEE Std 1547-2018



Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

Esta norma se aplica à interconexão de todas as unidades de REDs que estão dentro de um SEP local em uma determinada Área SEP. Estas relações são apresentadas na Figura 25.

Figura 25 – Relação dos termos de interconexão.



Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

O exemplo do SEP local 1 inclui apenas carga. Quaisquer requisitos para este SEP local estão fora do escopo deste padrão.

O exemplo do SEP local 2 inclui apenas o RED. Dependendo da classificação do RED, os requisitos deste padrão se aplicam ou no PAC ou no PoC. A unidade RED neste exemplo é capaz de atender às exigências em seus terminais sem qualquer dispositivo RED suplementar; o PoC coincide com os terminais da unidade RED.

O exemplo do SEP local 3 inclui tanto as unidades RED quanto a carga. Dependendo da classificação agregada das unidades RED e da porcentagem da demanda de carga média, os requisitos desta norma se aplicam tanto no PAC quanto no PoC. As duas (ou mais) unidades RED são capazes de atender às exigências em seus terminais sem nenhum dispositivo RED suplementar; o PoC coincide com os terminais das unidades RED; existem dois (ou mais) PoCs.

O exemplo do SEP local 4 inclui uma unidade RED, um dispositivo RED suplementar, e carga. Dependendo da classificação da unidade RED e da porcentagem da demanda de carga

média, os requisitos desta norma se aplicam tanto no PAC quanto no PoC. A unidade RED não é capaz de atender às exigências em seus terminais sem qualquer dispositivo RED suplementar; o PoC é o ponto onde as exigências desta norma são atendidas pela unidade RED em conjunto com o dispositivo RED suplementar exclusivo de qualquer carga, se presente, na respectiva parte do SEP local.

O exemplo do SEP local 5 inclui duas (ou mais) unidades RED e um dispositivo RED suplementar, mas sem carga. Dependendo da classificação das unidades RED agregadas, os requisitos desta norma se aplicam tanto no PAC quanto no PoC. Conforme indicado pela linha curva, o PAC e o PoC podem estar localizados bem separados um do outro. As duas (ou mais) unidades RED não são capazes de atender às exigências em seus terminais sem qualquer dispositivo RED suplementar; o PoC é o ponto onde as exigências desta norma são atendidas por duas (ou mais) unidades RED em conjunto com o dispositivo RED suplementar exclusivo de qualquer carga, se presente, na respectiva parte do SEP Local.

2.2.1.1.1 Classificação de desempenho por categorias

As especificações e exigências técnicas declaradas são universalmente necessárias para a interconexão e interoperabilidade do RED e serão suficientes para a maioria das instalações. A aplicabilidade de certas especificações e requisitos depende de considerações de aplicação. Para tais, os requisitos são fornecidos em termos de um número limitado de categorias de desempenho tecnologicamente neutras, para as quais é responsabilidade da autoridade que rege os requisitos de interconexão determinar a aplicabilidade.

Para categorias relacionadas aos requisitos de funcionalidade de potência reativa e de desempenho de regulação de tensão classificadas as seguintes categorias:

- Categoria A – cobre as capacidades mínimas de desempenho necessárias para a regulação de tensão SEP de área e são razoavelmente alcançáveis por todas as tecnologias RED a partir da publicação desta norma. Este nível de desempenho é considerado adequado para aplicações onde a penetração do RED na distribuição é menor, e onde a potência total do RED não está sujeita a frequentes grandes variações;
- Categoria B – cobre todos os requisitos da Categoria A e especifica as capacidades suplementares necessárias para integrar adequadamente os REDs nos SEPs locais onde a penetração agregada dos DERs é maior ou onde a saída de energia total dos REDs está sujeita a grandes variações frequentes.

Para categorias relacionadas à resposta de condições anormais de rede são classificadas as seguintes categorias:

- Categoria I – baseada nas necessidades essenciais de estabilidade/confiabilidade do sistema de energia de grande porte (do inglês, *bulk power system* – BPS) e razoavelmente alcançável por todas as tecnologias de REDs que estão em uso comum atualmente.
- Categoria II – cobre todas as necessidades de estabilidade/confiabilidade do BPS e é coordenado com os padrões de confiabilidade existentes para evitar o disparo de uma ampla variedade de distúrbios que preocupam a estabilidade do BPS.
- Categoria III – baseada tanto na estabilidade/confiabilidade do BPS quanto nas necessidades de qualidade de energia do sistema de distribuição e é coordenada com requisitos de interconexão para uma penetração muito elevada de REDs.

2.2.1.2 Critérios gerais de interconexão com a rede

2.2.1.2.1 Seccionamento

Quando exigido pelas práticas operacionais da área SEP, um dispositivo de seccionamento de fácil acesso, bloqueável e visível deve ser localizado entre a área SEP e o RED.

2.2.1.2.2 Proteção a interferência eletromagnética (EMI)

O RED deverá estar em conformidade com a IEEE Std C37.90.2, IEC 61000-4-3, ou outra norma aplicável da indústria com uma resistência de campo elétrica mínima de 30 V/m. A influência da EMI, tendo uma força de campo elétrica campo menor ou igual ao valor especificado nesta subcláusula, não deve resultar em uma mudança de estado ou mau funcionamento do RED que afeta o desempenho exigido por esta norma.

2.2.1.2.3 Proteção contra surtos

O sistema de interconexão deve ter a capacidade de suportar picos de tensão e corrente de acordo com as classificações do sistema de interconexão e ambientes definidos na norma

IEEE Std C62.41.2, IEEE Std C37.90.1, IEEE Std C62.45, ou IEC 61000-4-5, conforme aplicável.

2.2.1.2.4 Dispositivo de paralelismo

O sistema de interconexão deve ter a capacidade de suportar picos de tensão e corrente de acordo com as classificações do sistema de interconexão e ambientes definidos na norma IEEE Std C62.41.2, IEEE Std C37.90.1, IEEE Std C62.45, ou IEC 61000-4-5, conforme aplicável.

2.2.1.2.5 Interconexão com o aterramento da área SEP

A menos que especificado de outra forma pelo operador da área SEP, o esquema de aterramento da interconexão do RED deve ser coordenado com a proteção de falhas de aterramento da área SEP.

2.2.1.3 Requisitos de funcionalidades de potência reativa

2.2.1.3.1 Capacidade de potência reativa do RED

A operação em qualquer saída de potência ativa acima de 20% da potência ativa nominal não deverá condicionar a entrega de injeção ou absorção de potência reativa, até a capacidade especificada na Tabela 31. A restrição de potência ativa para atender às restrições de potência aparente é permitida.

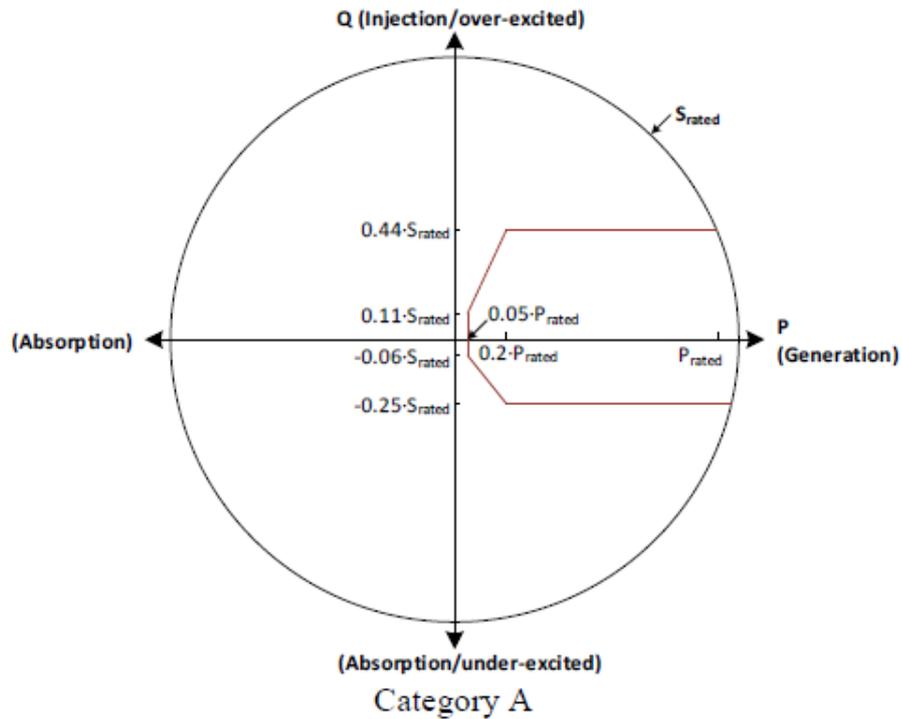
Tabela 31 – Funcionalidades de injeção e absorção de potência reativa mínima.

Categoria	Capacidade de injeção de acordo com % de potência aparente da placa de identificação (kVA)	Capacidade de absorção de acordo com % de potência aparente da placa de identificação (kVA)
A (RED na tensão nominal)	44	25
B (em toda a extensão da faixa A da ANSI C84.1)	44	44

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

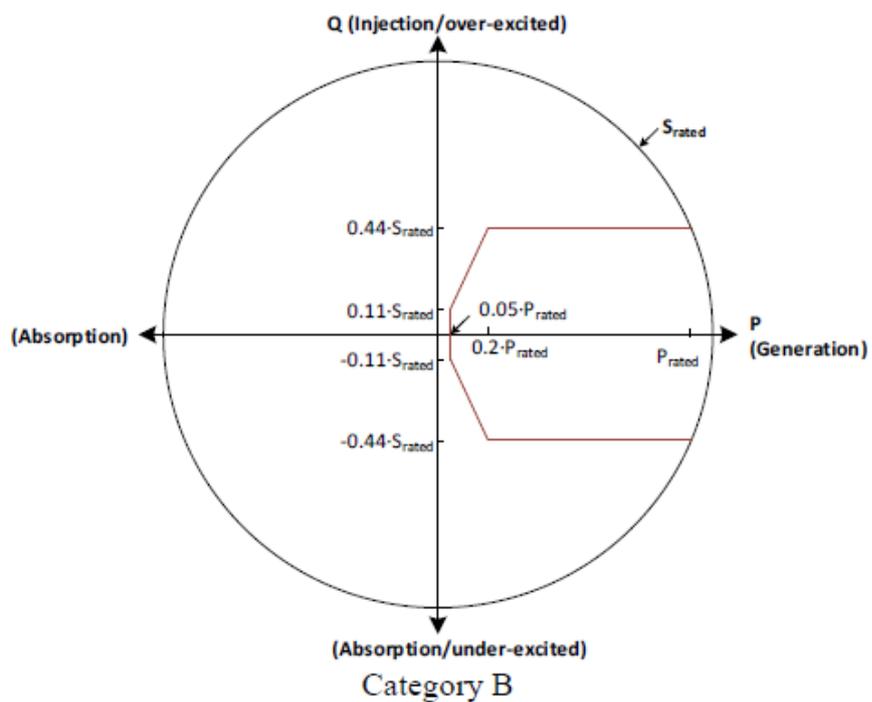
As funcionalidades da Tabela 31 estão ilustradas na Figura 26 para Categoria A e na Figura 27 para Categoria B.

Figura 26 – Funcionalidades de injeção/absorção de potência reativa mínima (Categoria A).



Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

Figura 27 – Funcionalidades de injeção e absorção de potência reativa mínima (Categoria B).



Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

O RED deve ser capaz de injetar potência reativa (sobre-excitado) e absorver potência reativa (sub-excitado) para níveis de potência ativa maiores ou iguais à capacidade mínima de potência ativa em estado estacionário (P_{\min}), ou 5% da potência ativa nominal, P_{nom} (kW) do RED, o que for maior.

Ao operar com potência ativa superior a 5% e inferior a 20% da potência ativa nominal, o RED deve ser capaz de trocar potência reativa até o valor mínimo de potência reativa indicado na Tabela 31 multiplicada pela saída de potência ativa dividida por 20% da potência ativa nominal.

2.2.1.3.2 Controle de tensão e potência reativa

O RED deve fornecer capacidade de regulação de tensão através de mudanças de potência reativa. A aprovação do operador da área SEP será necessária para que o RED participe ativamente da regulação de tensão.

O RED deve fornecer as capacidades dos seguintes modos de funções de controle de potência reativa mutuamente exclusivos:

- Modo com fator de potência constante;
- Modo de potência reativa à tensão (*voltage-reactive*);
- Modo de potência reativa ativa (*power-reactive*);
- Modo de potência reativa constante.

2.2.1.4 Resposta a condição anormal da rede

2.2.1.4.1 Tensão

Quando qualquer tensão aplicável for menor que um limite de subtensão ou maior que um limite de sobretensão, o RED deixará de energizar a Área SEP e cessar o fornecimento de energia dentro de um tempo de desconexão definido, conforme indicado na Tabela 32.

Tabela 32 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.

Função de desconexão	Tensão (p.u.)	Configuração padrão			Tensão (p.u.)	Faixas de ajustes permitidas	
		Tempo de desconexão (s)				Tempo de desconexão (s)	
		Categoria I	Categoria II	Categoria III		Categoria I e II	Categoria III
OV2	1,20	0,16	0,16	0,16	fixo em 1,20	fixo em 0,16	fixo em 0,16
OV1	1,10	2,00	2,00	13,00	1,10 a 1,20	1,00 a 13,00	1,00 a 13,00
UV1	0,88	2,00	10,00	21,00	0,00 a 0,88	2,0 a 21,00	21,00 a 50,00
UV2	0,45	0,16	0,16	2,00	0,00 a 0,50	0,16 a 2,00	2,00 a 21,00

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

Além disso, o RED não deve infringir a faixa de tensão requerido pelo ANSI C84.1 em nenhum local da área SEP para a tensão de serviço primário.

2.2.1.4.2 Requisitos de suportabilidade a distúrbios de tensão

O RED deve ser projetado para proporcionar suportabilidade a perturbações de tensão. Os requisitos de suportabilidade a perturbações de tensão (*voltage ride-through* – VRT) são apresentados na Tabela 33.

Tabela 33 – Requisitos de *voltage ride-through*.

Faixa de tensão (p.u.)	Modo/resposta de operação			Tempo mínimo de <i>ride-through</i> (s)		
	Categoria I	Categoria II	Categoria III	Categoria I	Categoria II	Categoria III
$V > 1,20$	cessar a energização	cessar a energização	cessar a energização	n/a	n/a	n/a
$1,175 < V \leq 1,20$	operação permitida	operação permitida	n/a	0,2	0,2	-
$1,15 < V \leq 1,175$	operação permitida	operação permitida	n/a	0,5	0,5	-
$1,10 < V \leq 1,20$	n/a	n/a	suspensão momentânea	n/a	n/a	1,2
$1,10 < V \leq 1,15$	operação permitida	operação permitida	-	1	1	-
$0,88 \leq V \leq 1,10$	operação contínua	operação contínua	operação contínua	infinito	infinito	infinito
$0,70 \leq V < 0,88$	operação obrigatória	n/a	operação obrigatória	inclinação linear de 4 s/1 p.u. de tensão a partir de 0,7 s @ 0,7 p.u.*	n/a	20
$0,65 \leq V < 0,88$	n/a	operação obrigatória	n/a	n/a	inclinação linear de 4 s/1 p.u. de tensão a partir de 0,7 s @ 0,7 p.u.**	n/a
$0,50 \leq V < 0,70$	operação permitida	n/a	operação obrigatória	0,16	n/a	10
$0,45 \leq V < 0,65$	n/a	operação permitida	n/a	n/a	0,32	n/a
$0,30 \leq V < 0,45$	n/a	operação permitida	n/a	n/a	0,16	n/a
$V < 0,50$	cessar a energização	n/a	suspensão momentânea	n/a	n/a	1
$V < 0,30$	n/a	cessar a energização	n/a	n/a	n/a	n/a

* $T_{VRT} = 0,7s + \frac{4s}{1p.u.}(V - 0,7p.u.)$

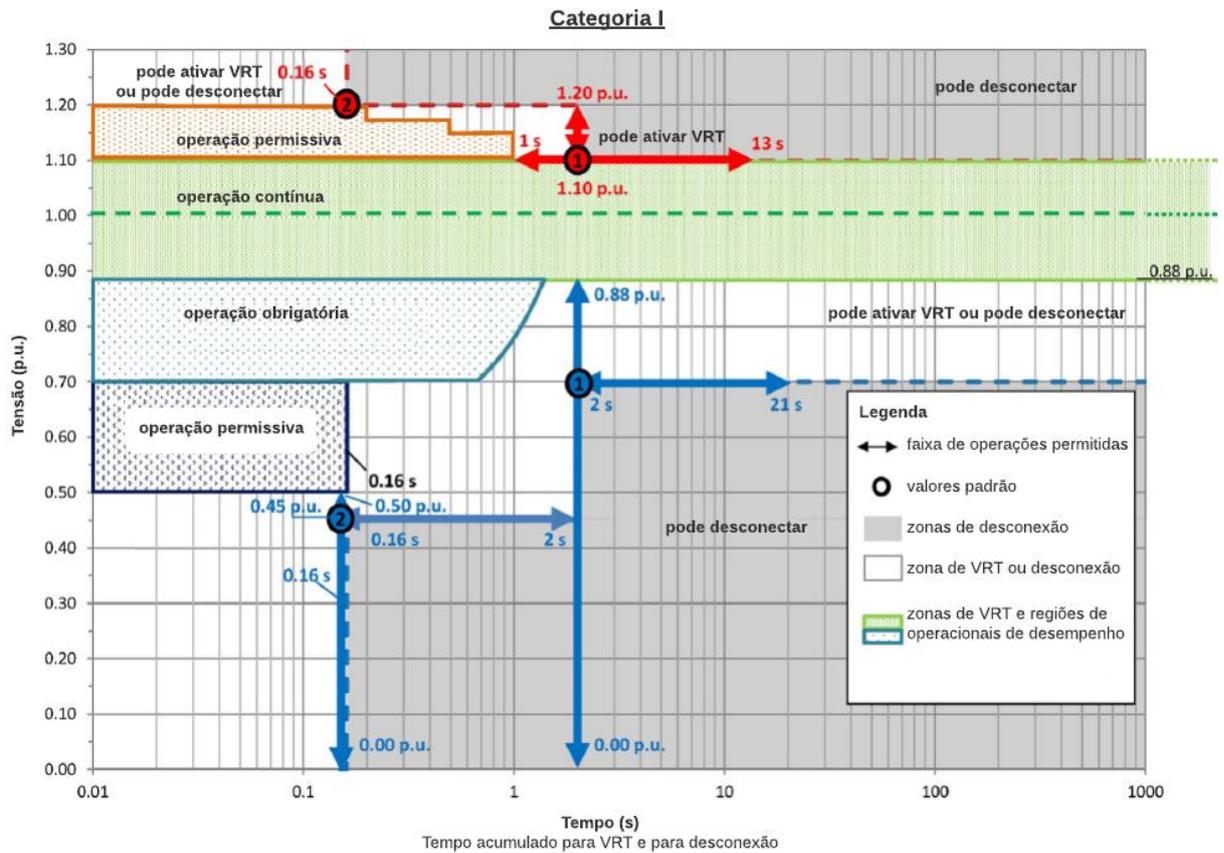
** $T_{VRT} = 3s + \frac{8,7s}{1p.u.}(V - 0,65p.u.)$

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

Tanto para distúrbios de subtensão (*Low Voltage Ride-through* – LVRT) quanto para distúrbios de sobretensão (*High Voltage Ride-through* – HVRT), durante o período de ocorrência do distúrbio o RED deve manter o sincronismo com a rede, não deve se desconectar e deve voltar a injetar corrente ativa em pelo menos 80% do valor pré distúrbio em até 0,4 segundos.

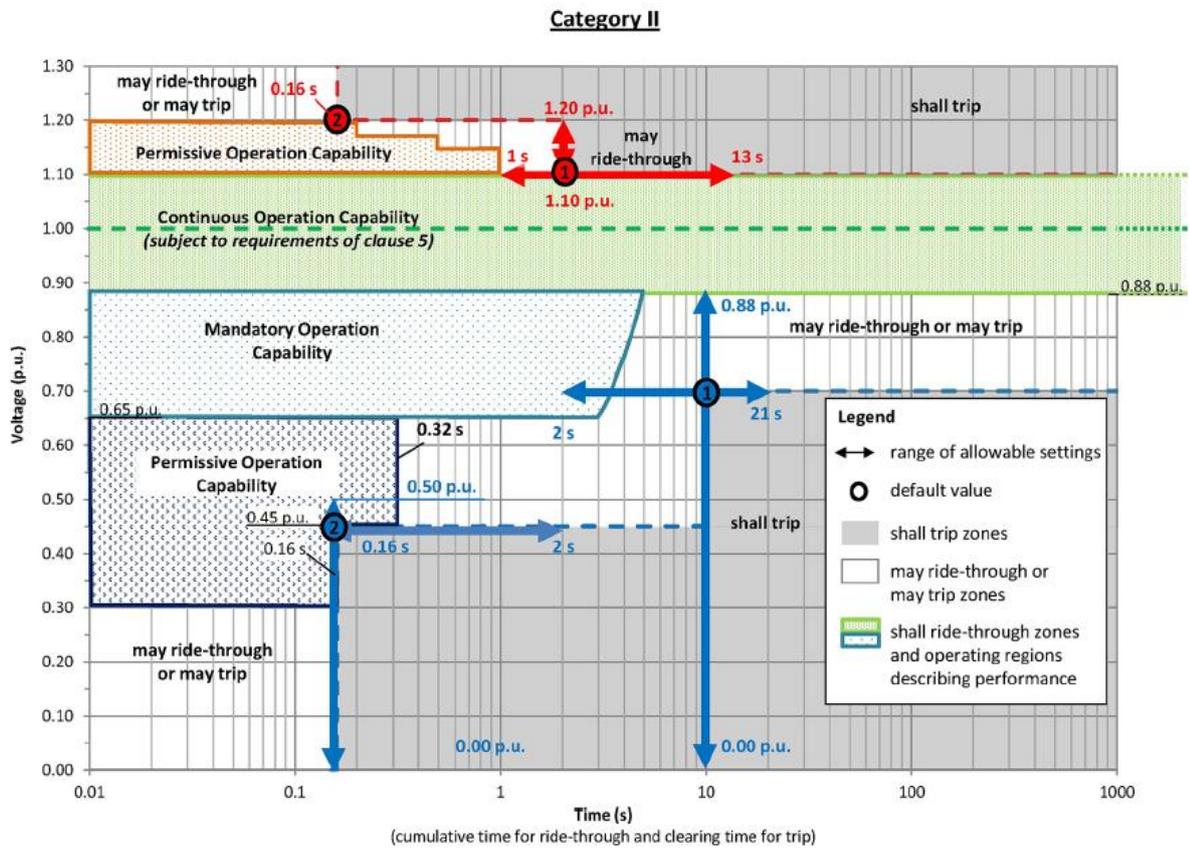
Os requisitos de LVRT e HVRT para categoria de desempenho I, II e III são resumidos e ilustrados na Figura 28, na Figura 29 e na Figura 30, respectivamente.

Figura 28 – Resposta a condições anormais de tensão e VRT para RED de categoria I.



Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

Figura 29 – Resposta a condições anormais de tensão e VRT para RED de categoria II.



Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

2.2.1.4.4 Requisitos de suportabilidade a distúrbios de frequência

O RED deve ser projetado para proporcionar suportabilidade a distúrbios de frequência. Os requisitos de suportabilidade a distúrbios de frequência (*frequency ride-through* – FRT) são apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 – Requisitos de FRT.

Faixa de frequência (Hz)	Modo de operação	Tempo mínimo (s)
$f > 62,0$	Nenhum requisito de FRT é aplicado nesta faixa	
$61,2 < f \leq 61,8$	Operação obrigatória	299
$58,8 \leq f \leq 61,2$	Operação contínua	Infinito
$57,0 \leq f < 58,8$	Operação obrigatória	299
$f < 57,0$	Nenhum requisito de FRT é aplicado nesta faixa	

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

Durante perturbações temporárias de subfrequência para as quais a frequência do sistema é inferior a 58,8 Hz e maior ou igual a 57,0 Hz, e com uma duração acumulada inferior a 58,8 Hz de menos de 299 s em qualquer período de dez minutos, o RED deverá ser capaz de atender e suportar a requisitos de LFRT (*Low Frequency Ride-Through*) e durante esta operação deverá:

- manter o sincronismo com a área SEP;
- continuar a trocar a corrente pré-distúrbio com a área SEP sujeita às limitações especificadas na Tabela 36 e não deverá cessar a energização nem desconectar. As oscilações de corrente ativa e reativa que estão positivamente amortecidas são aceitáveis;
- modular a energia ativa para mitigar as condições de subfrequência, conforme especificado na Tabela 37.

Tabela 36 – Requisitos de FRT e potência ativa de saída.

Categoria	Potência ativa de saída
I	80% da taxa de potência ativa da placa de identificação ou da saída de potência ativa pré-distúrbio, o que for menor.
II e III	Saída de energia ativa pré-distúrbio

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

Durante perturbações temporárias de frequência, para as quais a frequência do sistema é maior que 61,2 Hz e menor ou igual a 61,8 Hz, e com uma duração acumulada maior que 61,2 Hz de menos de 299 s em qualquer período de dez minutos, o RED deverá ser capaz de atender e suportar a requisitos de HFRT (*High Frequency Ride-Through*) e durante esta operação deverá:

- manter o sincronismo com a área SEP;
- continuar a trocar corrente com a área SEP e não deve nem cessar a energia nem desconectar;
- modular a potência ativa para mitigar as condições de sobrefrequência conforme a Tabela 37.

2.2.1.4.5 Controle de potência ativa em condição anormal de frequência

Durante perturbações temporárias de frequência o RED deve ajustar sua saída de energia ativa a partir dos níveis de pré-distúrbio, de acordo com as fórmulas da Tabela 37.

Tabela 37 – Fórmula de operação do RED para controle de potência ativa para condições de sub e sobrefrequência.

Operação em subfrequência	Operação em sobrefrequência
$p = \min_{f < 60 - db_{UF}} \left\{ p_{pre} + \frac{(60 - db_{UF}) - f}{60 \cdot k_{UF}}; p_{avl} \right\}$	$p = \max_{f > 60 + db_{OF}} \left\{ p_{pre} + \frac{f - (60 + db_{OF})}{60 \cdot k_{OF}}; p_{min} \right\}$

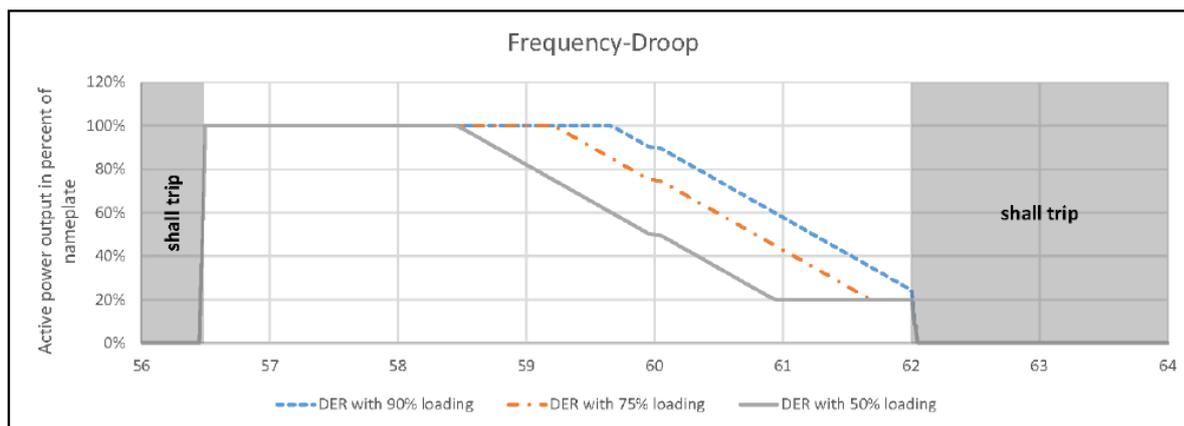
Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

Onde:

p	é a potência ativa nominal em p.u. do RED;
f	é a frequência perturbada do sistema em Hz;
p_{avl}	é a potência ativa momentânea, em p.u. da nominal do RED;
p_{pre}	é a potência ativa de saída pré-distúrbio, definida pela potência ativa de saída no momento que a frequência excede a banda morta, em p.u. da nominal do RED;
p_{min}	é a potência ativa mínima devido às restrições do RED, em p.u. da nominal do RED;
db_{OF}	é um valor de banda morta unilateral para alta frequência, em Hz;
db_{UF}	é um valor de banda morta unilateral para baixa frequência, em Hz;
k_{OF}	é a unidade de mudança de frequência correspondente a 1 uma unidade de mudança de potência ativa de saída, sem unidade de medida;
k_{UF}	é a unidade de mudança de frequência correspondente a 1 uma unidade de mudança de potência ativa de saída, sem unidade de medida.

A Figura 31 mostra três exemplos de curvas de controle de potência ativa em sub/sobrefrequência na qual o RED está operando em diferentes níveis de potência ativa pré-distúrbio. A resposta do RED depende das condições de carga pré distúrbio para eventos de subfrequência.

Figura 31 – Exemplos de curvas de controle de potência ativa em sub/sobrefrequência.



Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

2.2.1.4.6 Rate of change of frequency (RoCoF) ride-through

Dentro da região de operação contínua e das regiões de operação de baixa e alta frequência, o RED deverá suportar e não desconectar para excursões de frequência com magnitudes de RoCoF que sejam menores ou iguais aos valores especificados na Tabela 38 por categoria de desempenho anormal.

Os valores de RoCoF deverão compreender em uma taxa média de mudança de frequência sobre uma janela média de pelo menos 0,1 s.

Tabela 38 – Requisitos de suportabilidade de RoCoF para RED Categoria I, II e III.

Categoria I	Categoria II	Categoria III
0,5 Hz/s	2,0 Hz/s	3,0 Hz/s

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

2.2.1.5 Qualidade de energia

2.2.1.5.1 Limitação de componente contínua

O RED não deve injetar componente c.c. maior que 0,5% da corrente nominal de saída do equipamento.

2.2.1.5.2 Limitação de flutuação de tensão

O RED não deve impor mudanças rápidas de tensão inaceitáveis ou cintilação no ponto de acoplamento comum.

Para sistemas de baixa tensão, o RED não deve causar mudanças rápidas de tensão RMS superior a 5% da nominal e superior a 5% por segundo, em média, durante um período de um segundo.

A contribuição do RED (valores de emissão) à cintilação, medida no PAC, não deve exceder o maior dos seguintes valores os limites listados na Tabela 25 e os limites individuais de emissão definidos pela IEC/TR 61000-3-7.

Tabela 39 – Limites mínimos individuais de emissão de cintilação.

E_{Pst}	E_{Plt}
0,35	0,25

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

2.2.1.5.3 Limitação da distorção de corrente harmônica

A metodologia para medir os valores de harmônicos e de inter-harmônicos neste requisito é definida na IEEE Std 519 (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2014).

A taxa de distorção total de corrente harmônica (*total harmonic distortion* – THD_i) deve ser inferior a 5% em relação a corrente fundamental. Os limites individuais de corrente harmônica são apresentados na Tabela 40.

Tabela 40 – Limites de corrente harmônica

Harmônicas individuais ímpares (h)	Limite (% em relação a corrente fundamental)
$h < 11$	4,0
$11 \leq h < 17$	2,0
$17 \leq h < 23$	1,5
$23 \leq h < 35$	0,6
$35 \leq h < 50$	0,3
Harmônicas individuais ímpares (h)	Limite (% em relação a corrente fundamental)
$h = 2$	1,0
$h = 4$	2,0
$h = 6$	3,0
$8 \leq h < 12$	4,0
$12 \leq h < 24$	2,0
$24 \leq h < 36$	1,5
$36 \leq h < 50$	0,3

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2018).

2.2.1.6 Anti-ilhamento

Para uma ilha não intencional na qual o RED energiza uma porção da área SEP através do PAC, o RED deve detectar a ilha, deixar de energizar a área SEP e desconectar dentro de 2 segundos após a formação da ilha.

2.3 RESOLUÇÕES NORMATIVAS BRASILEIRAS

No Brasil, as normas técnicas no campo de sistemas de energia elétrica são desenvolvidas principalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. A ANEEL normatiza os sistemas que envolvem a geração, transmissão e distribuição de energia, enquanto a ABNT normatiza a operação dos equipamentos empregados nestes sistemas.

2.3.1 PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST são documentos regulatórios estabelecidos pela ANEEL que estabelecem os requisitos técnicos mínimos necessários ao planejamento, acesso, operação, medição e qualidade da energia nos sistemas elétricos de distribuição. Desse modo, o PRODIST é composto por oito módulos, sendo eles:

- Módulo 1 – Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 - Acesso aos Sistemas de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Perdas Técnicas Regulatórias;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.

Entre estes, os módulos que tratam sobre Acesso ao Sistema de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistema de Medição (Módulo 5) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8) são os módulos mais relevantes para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede.

A critério de interesse deste trabalho, apenas o PRODIST Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018) será abordado.

2.3.1.1 PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica

Este módulo trata sobre os seguintes fenômenos da qualidade do produto em regime permanente e transitório:

- A. Regime permanente:
 - a. tensão em regime permanente;
 - b. fator de potência;
 - c. harmônicos;
 - d. desequilíbrio de tensão;
 - e. flutuação de tensão;
 - f. variação de frequência.
- B. Regime transitório:
 - a. variações de tensão de curta duração - VTCD

2.3.1.1.1 Tensão em regime permanente

A Tabela 41 abrange os valores operacionais normais de tensão em valores percentuais em relação ao valor de tensão nominal da rede e classifica em diferentes faixas quanto a

qualidade de operação. Além disso, o PRODIST regulamenta 12 possibilidades de tensão para conexão com a rede elétrica nos quais estão contidos na Tabela 42.

Tabela 41 – Classificação dos limites de tensão em regime permanente.

Faixa de tensão (% da nominal)	Classificação
$V < 93\%$	faixa crítica
$93\% \leq V < 95\%$	faixa precária
$95\% \leq V < 105\%$	faixa normal
$105\% \leq V < 107\%$	faixa precária
$V \geq 107\%$	faixa crítica

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

Tabela 42 – Níveis de tensão regulamentados.

Tipo de conexão	Níveis de tensão
Monofásica (fase-neutro) ou Bifásica (fase-fase)	208/220/230/240/254
Monofásica (fase-neutro)	110/115/120/127
Trifásica (fase-fase)	220/380/440

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

2.3.1.1.2 Fator de potência

Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 indutivo até 1,00 ou 1,00 até 0,92 capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

2.3.1.1.3 Harmônicos

Os limites de harmônicos definidos neste módulo são apresentados na Tabela 43.

Tabela 43 – Limites das distorções harmônicas.

Indicador	Limites (% da tensão fundamental)
Distorção harmônica total de tensão	10,0
Distorção harmônica de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	2,5
Distorção harmônica de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	7,5
Distorção harmônica de tensão para as componentes múltiplas de 3	6,5

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

2.3.1.1.4 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, e/ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema.

O fator de desequilíbrio $FD\%$ pode ser calculado de acordo com a Equação (5):

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (5)$$

Onde V_- e V_+ correspondem à magnitude da tensão eficaz de sequência negativa e de sequência positiva, respectivamente, na frequência fundamental.

O fator de desequilíbrio $FD\%$ não deve ser superior a 3,0%.

2.3.1.1.5 Flutuação de tensão

O limite de flutuação de tensão de curta duração P_{st} não deve ser superior a 1.

2.3.1.1.6 Variação de frequência

Os limites de operação e desconexão de frequência da rede são apresentados na Tabela 44.

Tabela 44 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.

Frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)
$56,50 \leq f < 57,50$	5
$57,50 \leq f < 58,50$	10
$58,50 \leq f < 59,50$	10
$59,50 \leq f < 59,90$	30
$59,90 \leq f < 60,10$	operação normal
$60,10 \leq f < 60,50$	30
$60,50 \leq f < 62,00$	30
$62,00 \leq f < 63,50$	30
$63,50 \leq f < 66,00$	10

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

2.3.1.1.7 Variações de curta duração – VTCD

Para sistemas de distribuição de baixa tensão não são estabelecidos valores de referência de VTCD.

2.3.2 ABNT NBR 16149

Criada pela ABNT em 2013, esta norma estabelece as recomendações específicas de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos. Esta norma se aplica aos sistemas fotovoltaicos que operam em paralelo com a rede de distribuição.

2.3.2.1 *Compatibilidade com a rede*

A qualidade de energia fornecida pelo sistema fotovoltaico às cargas em corrente alternada locais e à rede elétrica é regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. Os desvios dos padrões estabelecidos por essas normas caracterizam uma condição anormal de operação, devendo o sistema fotovoltaico ser capaz de identificar esse desvio e cessar o fornecimento de energia à rede.

Todos os parâmetros de qualidade de energia (tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência) devem ser medidos no ponto de conexão comum, exceto quando houver indicação de outro ponto.

2.3.2.1.1 Cintilação

A operação do sistema fotovoltaico não deve causar cintilação acima dos limites mencionados nas normas IEC 61000-3-3 para os sistemas com corrente inferior a 16 A, IEC 61000-3-11 para sistemas com corrente maior ou igual a 16 A e inferior a 75 A e IEC 61000-3-5 para sistemas com corrente superior a 75 A.

2.3.2.1.2 Injeção de componente contínua

A componente de corrente c.c. injetada na rede não deve ser superior a 0,50 % da corrente nominal do sistema fotovoltaico. Caso excedido esse limite, o inversor deve desconectar em até 1 segundo da rede. Inversores com isolamento galvânica não precisam ter proteções deste quesito.

2.3.2.1.3 Harmônicos e distorção e forma de onda

A distorção harmônica total de corrente (THD_i) deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na operação em potência nominal do inversor. Além disso, ainda para operação em potência nominal, o inversor não deve exceder os limites de harmônicos individuais apresentados na Tabela 45.

Tabela 45 – Limites de distorção harmônica de corrente.

Harmônicas ímpares	Limite de distorção (% em relação à corrente na frequência fundamental)
3° a 9°	< 4,0
11° a 15°	< 2,0
17° a 21°	< 1,5
23° a 33°	< 0,6
Harmônicas pares	Limite de distorção (% em relação à corrente na frequência fundamental)
2° a 8°	< 1,0
10° a 32°	< 0,5

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a).

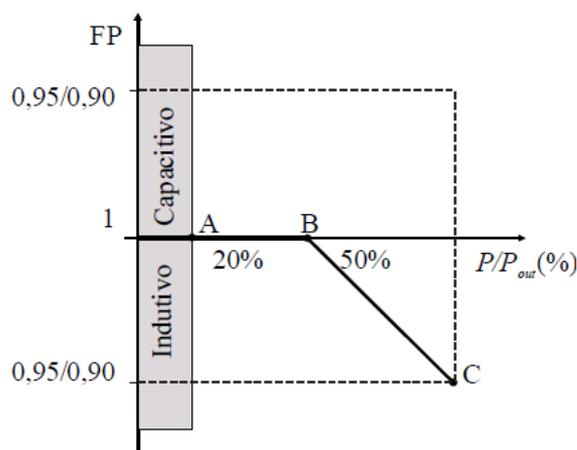
2.3.2.1.4 Fator de potência e injeção/demanda de potência reativa

O inversor deve sair de fábrica com Fator de Potência (FP) unitário, porém quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, após uma mudança na potência ativa, o sistema FV deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder a um FP predefinido. Cabe salientar que qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 segundos.

- a. Sistemas FV com potência nominal menor ou igual a 3 kW: Devem ter FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de operação em 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo conforme Figura 32.
- b. Sistemas FV com potência nominal superior a 3 kW e inferior ou igual a 6 kW devem ter FP igual a 1 ajustado de fábrica, com tolerância de operação em 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 32 e com FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.

- c. Sistemas FV com potência maior que 6 kW: Podem operar com duas possibilidades:
- FP unitário ajustado de fábrica, com tolerância de operação em 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 32 e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo;
 - Controle da potência reativa (var), conforme Figura 33. Correspondendo não mais a 3 pontos discretos de operação, mas sim a uma área de possibilidades com a mesma limitação da Figura 32.

Figura 32 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor.



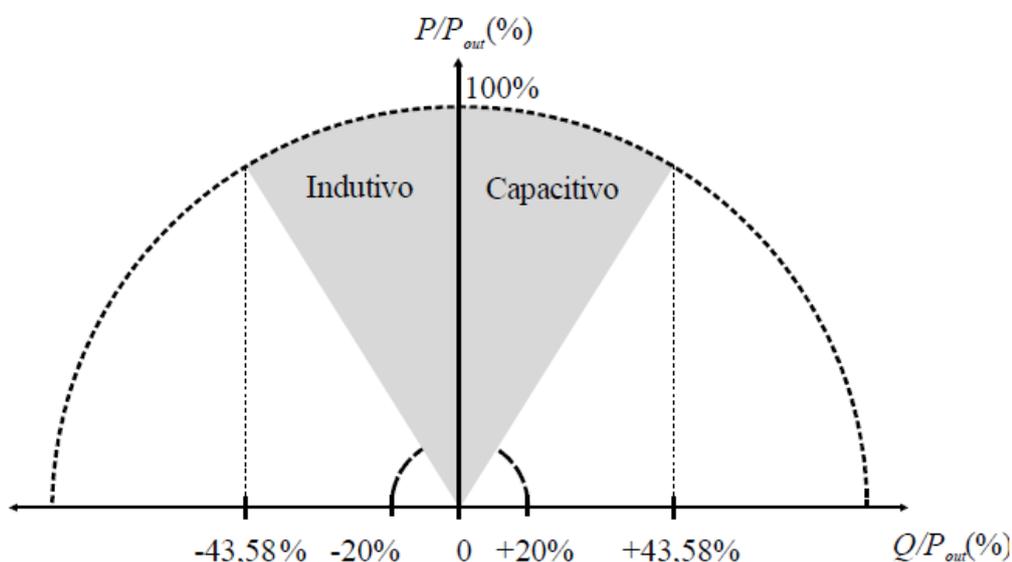
Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a).

A curva da Figura 32 só deverá ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar uma determinada tensão de ativação, valor ajustável entre 100% e 110% da tensão nominal da rede, com valor padrão em 104% ajustado de fábrica. A curva-padrão só deve ser desabilitada quando a tensão da rede retroceder para um valor abaixo da tensão de desativação, valor ajustável entre 90% e 100% da tensão nominal da rede, com valor padrão em 100% ajustado de fábrica.

O tipo e os ajustes do controle do FP e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos junto com a permissão de acesso. Os tipos de controle podem ser:

- Potência reativa fixa;
- Controle externo.

Figura 33 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a).

2.3.2.2 Segurança pessoal e proteção do sistema FV

2.3.2.2.1 Variação de tensão

A Tabela 46 apresenta os limites de operação de tensão do sistema FV. O tempo de desconexão é contado a partir do evento anormal até a desconexão do sistema de FV da rede.

Tabela 46 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.

Tensão (% em relação a tensão nominal da rede)	Tempo de desconexão (s)
$V < 80\%$	0,4
$80\% \leq V < 110\%$	operação normal
$V \geq 110\%$	0,2

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a).

2.3.2.2.2 Variação de frequência

A Tabela 22 apresenta os limites de operação de frequência do sistema FV na rede elétrica.

Tabela 47 – Limites de operação de frequência.

Frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)	Frequência de reconexão
$f < 57,50$	0,2	59,90
$57,50 \leq f < 62,00$	operação normal	-
$f \leq 62,00$	0,2	60,10

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a).

Além de obedecer aos limites de operação de frequência, o inversor deve dotar de uma função de controle de potência ativa em sobrefrequência. Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede de acordo com a Equação (6) abaixo:

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)] \times R \quad (6)$$

Onde:

ΔP é a variação da potência ativa injetada, expressa em porcentagem em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz (P_M);

f_{rede} é a frequência da rede;

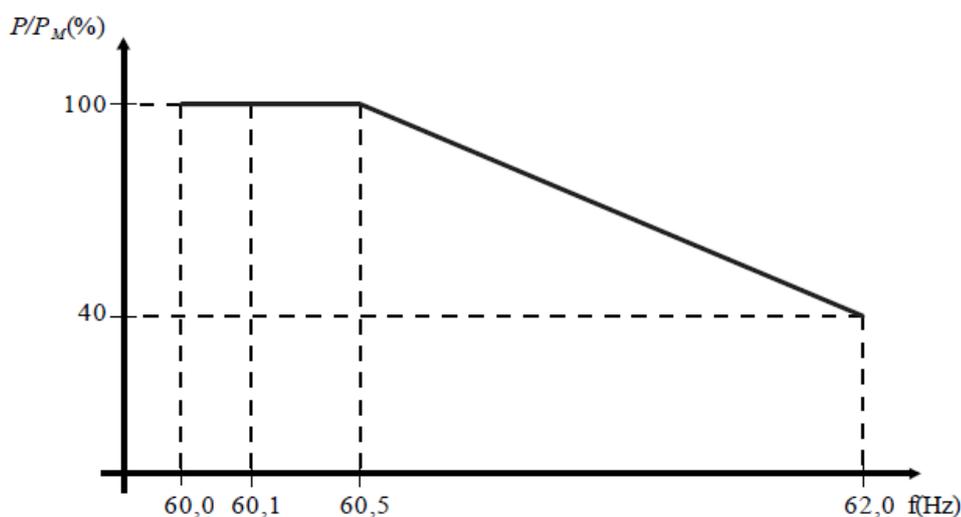
$f_{nominal}$ é a frequência nominal da rede;

R é taxa de redução desejada da potência ativa injetada, expressa em porcentagem por Hertz, ajustada em -40%/Hz.

O inversor FV deve manter o menor nível de potência ativa injetado na rede durante a elevação da frequência ($P_M - \Delta P$) se a frequência da rede começar a diminuir após iniciado o processo de redução da potência ativa. Além disso, o inversor somente deverá a aumentar a potência ativa quando a frequência da rede retornar a 60,00 Hz \pm 0,05 Hz por pelo menos 300 segundos. O gradiente de elevação da potência ativa deve ser de até 20 % de P_M por minuto.

Na Figura 34 é apresentado a curva de operação da potência ativa do inversor em função da frequência da rede.

Figura 34 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência.



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a).

2.3.2.2.3 Anti-ilhamento

O sistema FV deve cessar de fornecer energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede (ilhamento). As questões relativas aos procedimentos de ensaios de anti-ilhamento dos inversores são definidos na ABNT IEC 62116:2012 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012).

2.3.2.2.4 Reconexão

Após uma desconexão devido a uma condição anormal da rede, o sistema FV deve retornar o fornecimento de energia à rede elétrica no período entre 20 a 300 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

2.3.2.2.5 Aterramento

O equipamento de interface com a rede deve estar aterrado em conformidade com a IEC Std. 60364-7-712.

2.3.2.2.6 Proteção contra curto-circuito

O sistema FV deve ter proteções contra curto-circuito em conformidade com a IEC Std. 60364-7-712.

2.3.2.2.7 Isolação e seccionamento

Um método de isolação e seccionamento deve ser disponibilizado em conformidade com a IEC Std. 60364-7-712.

2.3.2.2.8 Religamento automático fora de fase

O sistema FV deve ser capaz de suportar religamento automático fora de fase para degraus em 90° e 180°.

2.3.2.3 Controle externo

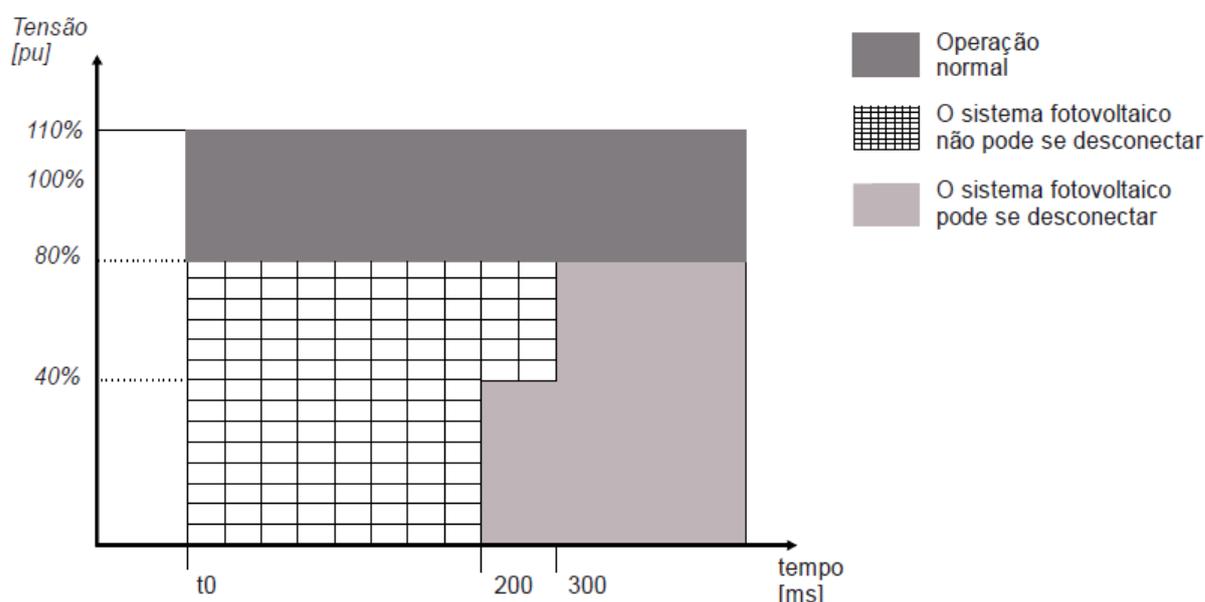
O sistema FV deve estar preparado para receber sinais de controle por telecomando. Esses sinais devem permitir:

- a) Controle de potência ativa: O sistema FV com potência nominal superior à 6 kW deve ser capaz de reduzir a potência ativa em passos de até 10% de sua potência nominal. Os valores devem ser atingidos em no máximo 1 min, com tolerância de $\pm 2,50\%$ da potência nominal do inversor.
- b) Controle de potência reativa: O sistema FV com potência nominal superior à 6 kW deve ser capaz de reduzir a potência reativa injetada/demandada dentro dos limites da Seção 2.3.2.1.4. Os valores devem ser atingidos em no máximo 10 s, com tolerância de $\pm 2,50\%$ da potência nominal do inversor;
- c) Desconexão da rede: O sistema FV deve ser capaz de desconectar-se/reconectar-se da rede elétrica por meio de telecomandos em no máximo 1 min após o recebimento do telecomando.

2.3.2.4 Requisitos de suportabilidade a sobtensões de faltas na rede (*fault ride through -FRT*)

Para evitar desconexões indevidas da rede em casos de afundamento de tensão, o sistema FV com potência nominal igual ou superior a 6 kW deve continuar satisfazendo os requisitos representados graficamente na Figura 35.

Figura 35 – Requisitos de suportabilidade a sobtensões decorrentes de faltas na rede.



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a).

Na área quadriculada, o sistema FV não deve se desconectar da rede, porém é permitido cessar o fornecimento de energia. Se a tensão retornar para a faixa de operação normal (-20% a + 10% da tensão da rede), o sistema FV deve retornar a injetar a potência ativa e reativa com a mesma magnitude antes da falta, com tolerância de $\pm 10\%$ da potência nominal do sistema FV, dentro de 200 ms. Se a tensão for restaurada, mas permanecer na faixa entre 80% e 90% da tensão nominal, é permitido uma redução da potência injetada na corrente máxima do inversor.

2.3.3 ABNT NBR 16150

Criada pela ABNT em 2013, esta norma apresenta os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema FV e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149.

Esta norma apresenta também os instrumentos de medição necessários para a realização dos ensaios bem como os requisitos que estes equipamentos devem possuir.

2.3.3.1 Requisitos para equipamentos

2.3.3.1.1 Simulador de rede c.a.

O simulador de rede c.a. utilizado nos ensaios deve satisfazer as condições especificadas na Tabela 48 e ser capaz de variar a tensão e a frequência em degraus, nos quais o valor final deve ser atingido em um período máximo de 16 milissegundos.

O simulador de rede c.a. deve ser capaz de produzir deslocamentos de fase (tensão) de 90° a 180° e pode ser uma fonte de quatro quadrantes ou uma fonte de um quadrante com uma carga resistiva em paralelo que seja capaz de absorver a potência de ensaio.

Tabela 48 – Requisitos do simulador de rede c.a.

Itens	Especificações
Tensão (passo mínimo)	0,4 da tensão de ensaio
THD de tensão	< 2,5 %
Frequência (passo mínimo)	0,1 Hz
Erro de defasagem (apenas para equipamentos trifásicos)	± 1,5°

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b).

2.3.3.1.2 Simulador de gerador fotovoltaico

O simulador de gerador fotovoltaico deve ser capaz de simular características de corrente x tensão e tempo de resposta de um gerador fotovoltaico, conforme especificado na Tabela 49 e não pode suprimir o *ripple* inserido pelo inversor no lado c.c., quando ele utilizá-lo em seu algoritmo de SPMP (seguimento do ponto de máxima transferência de potência).

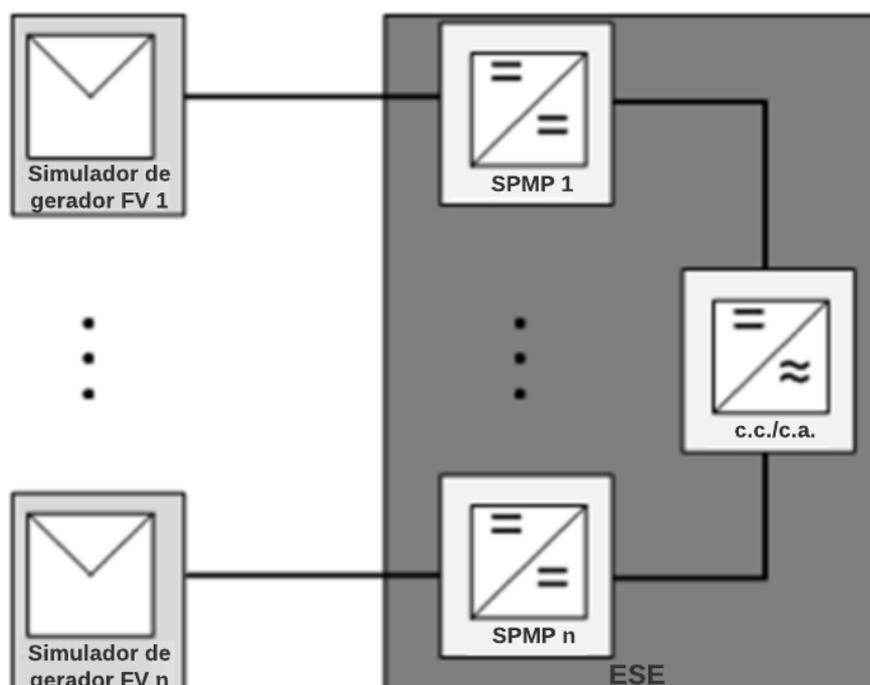
Tabela 49 – Especificação do simulador de gerador fotovoltaico.

Itens	Especificação
Potência de saída	Suficiente para fornecer a máxima potência de saída do ESE e outros níveis especificados pelas condições de ensaio
Velocidade de resposta	O tempo de resposta do simulador a um degrau de tensão na saída, devido a uma variação de 5% de potência, deve resultar na acomodação da corrente de saída dentro de 10% do seu valor final em menos de 1 ms
Estabilidade	Excluindo as variações causadas pelo SPMP do ESE, a potência de saída do simulador deve permanecer estável dentro de 1% do nível de potência especificado durante o ensaio
Fator de forma	0,25 a 0,8

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b).

Deve-se utilizar, simultaneamente, um simulador para cada conjunto de entradas de um mesmo SPMP do ESE, conforme Figura 36.

Figura 36 – Inversor com múltiplos SPMP.

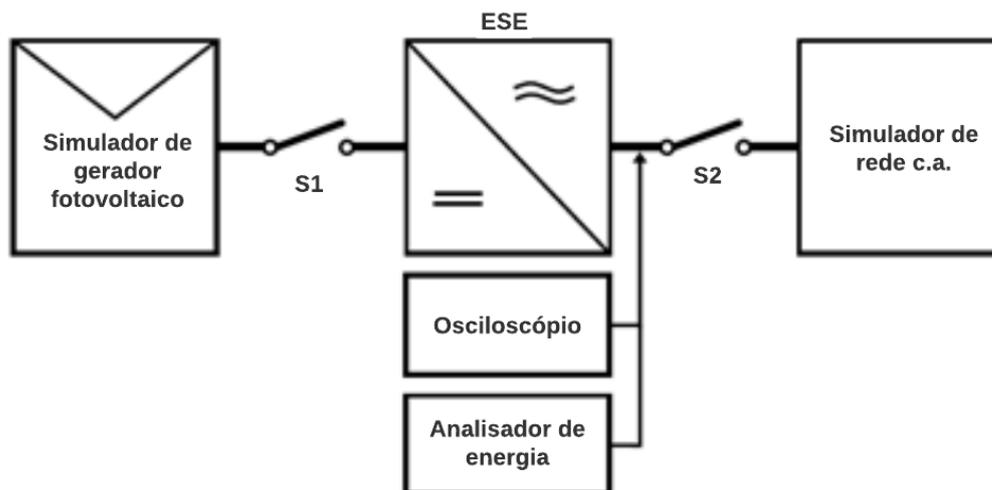


Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b).

2.3.3.2 Configuração dos ensaios

A Figura 37 apresenta o circuito proposto para realização dos ensaios de um inversor FV. Esta configuração é utilizada para todos os ensaios contemplados nesta norma.

Figura 37 – Diagrama de ligação para os ensaios.



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b).

2.3.3.3 Lista de ensaios a serem realizados

Os ensaios contemplados nesta norma são apresentados na Tabela 50.

Tabela 50 – Relação dos ensaios contemplados na ABNT NBR 16150.

Ensaio
1. Cintilação (impedância de rede necessária)
2. Injeção de componente c.c.
3. Harmônicos e distorção de forma de onda
4. Fator de potência fixo
5. Fator de potência em curva
6. Injeção/demanda de potência reativa
7. Tensão de desconexão por sobretensão
8. Tempo de desconexão por sobretensão
9. Tensão de desconexão por subtensão
10. Tempo de desconexão por subtensão
11. Frequência de desconexão por sobrefrequência
12. Tempo de desconexão por sobrefrequência
13. Frequência de desconexão por subfrequência
14. Tempo de desconexão por subfrequência
15. Controle de potência ativa em sobrefrequência
16. Reconexão
17. Religamento automático fora de fase
18. Modulação de potência ativa
19. Modulação de potência reativa
20. Desconexão e reconexão do sistema FV na rede
21. Requisitos de suportabilidade a sobtensões decorrentes de faltas na rede
22. Proteção contra inversão de polaridade
23. Sobrecarga
24. Anti-ilhamento (banco RLC necessário)

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b).

2.3.4 ABNT IEC 62116:2012

A norma ABNT IEC 62116:2012 trata dos procedimentos de ensaio anti-ilhamento de inversores FV conectados à rede e consiste na tradução da norma IEC 62116:2008 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014), desta forma as especificações contempladas nesta norma são citadas neste capítulo na seção 2.1.2.

2.3.5 Portaria nº 357 do Inmetro

Publicada pelo Inmetro em 2014, essa portaria tornou compulsória a certificação de inversores FV conectados à rede com potência nominal até 10 kW comercializados no território nacional e exige que estes equipamentos devem estar de acordo com todas as limitações contidas nas normas ABNT NBR 16149 e ABNT NBR IEC 62116. Além disso,

dois critérios de avaliação foram adicionados e exigidos. Estes critérios adicionais são apresentados a seguir.

2.3.5.1 Inversão de polaridade

O inversor deve ser capaz de suportar a inversão de polaridade nos terminais de conexão c.c. do equipamento. A queima de dispositivos de proteção é permitida desde que a inversão de polaridade não cause danos ao equipamento, desta forma, caso isto ocorra, o dispositivo de proteção deve ser substituído e o inversor deve funcionar normalmente após a reposição do componente.

2.3.5.2 Sobrecarga

O inversor deve ser submetido a uma potência de 120% da potência nominal. Essa condição não pode causar dano ao inversor.

2.4 SUMÁRIO

Este capítulo apresentou os requisitos dos principais padrões técnicos que envolvem Recursos Energéticos Distribuídos, com ênfase nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

O padrão IEC 61727:2004 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2004) consiste em um padrão mais antigo que foi elaborado em 2004 de maneira a garantir requisitos mínimos de qualidade e segurança para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em um momento que o mercado de energia solar fotovoltaica estava em uma fase inicial de crescimento no mundo. À medida que a penetração de SFCR foi aumentando, diversos problemas relacionados à segurança e qualidade de energia foram sendo observados. Desta forma, os comitês de normatizações da IEC passaram a desenvolver padrões específicos para sistemas fotovoltaicos, como o IEC 62116:2014 e o IEC 62920:2017 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014, 2017c). A título de exemplo, quanto aos requisitos de anti-ilhamento, a norma IEC 61727:2004 especifica apenas que o sistema FV deve se desconectar da rede em até 2 segundos após a perda da rede, explicando em nota que as questões de anti-ilhamento eram objetos de uma outra norma em consideração, que mais tarde em 2008 seria publicada a primeira versão do padrão IEC 62116:2008 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008a).

O IEC/TR 61000-3-15 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2011a) apresentado neste capítulo é um relatório técnico da IEC que trata

especificamente dos requisitos de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência para sistemas de geração distribuída conectados à rede, propondo uma série de requisitos e procedimentos de ensaios. Este relatório está bem alinhado com a proposta de avaliação deste trabalho, pois nele é especificado dois métodos de avaliação para os ensaios, especificando um “teste do produto” e um “teste do sistema” no qual é considerada a impedância da rede de acordo com os padrões IEC 610003-3 e IEC 61000-3-11 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017a, 2017b).

O padrão IEEE Std 1547-2018 por sua vez, consiste em uma norma mais madura que trata não apenas de SFCR, mas sim dos Recursos Energéticos Distribuídos em geral. Desde a primeira publicação do IEEE Std 1547 em 2003 (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003), muita coisa mudou na área de geração distribuída, por exemplo, os níveis de penetração de REDs e funcionalidades de operação e controle, exigindo uma revisão completa da norma. O padrão IEEE 1547 tem sido de grande benefício para a comunidade de geração distribuída, empresas de serviços públicos e agências reguladoras ao fornecer um conjunto padronizado de requisitos para a conexão da geração aos sistemas elétricos de potência.

Por fim, as normas brasileiras foram publicadas em um momento de ascensão da geração distribuída no Brasil. Nas normas brasileiras ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150 e ABNT NBR IEC 62116:2012 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012, 2013a, 2013b) pode-se notar muitas similaridades aos padrões internacionais da IEC e do padrão IEEE 1547-2003 (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003). Nota-se que as normas brasileiras possuem requisitos similares ao padrão norte americano da IEEE quanto alguns requisitos de qualidade de energia, operação anormal da rede, entre outros e em contrapartida possui limites e requisitos de anti-ilhamento tal qual da IEC 62116:2008 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008a), sendo uma tradução do padrão da IEC, assim como para os testes de cintilação, a norma brasileira também referencia os padrões da IEC. Além disso, desde suas concepções, as normas brasileiras ainda permanecem em suas primeiras versões desde que foram criadas em um momento de ascensão da geração distribuída no Brasil. Com o crescimento da penetração da geração distribuída nos sistemas elétrico de potência é esperado uma atualização das normas.

Deste modo, neste trabalho é proposta uma avaliação do desempenho dos REDs quanto aos requisitos de QEE, de segurança e de suportabilidade a distúrbios de sistemas de geração distribuída fotovoltaica, levando em consideração os atuais requisitos das normas

brasileiras e propondo novos testes de suportabilidade bem como incluindo diferentes níveis de impedância de rede entre a saída dos inversores e a rede elétrica.

No próximo capítulo será abordada a metodologia proposta para a avaliação do desempenho dos REDs de SFCRs deste trabalho.

3 AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA VARIAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DA REDE NOS INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA, SEGURANÇA E SUPORTABILIDADE A DISTÚRBIOS

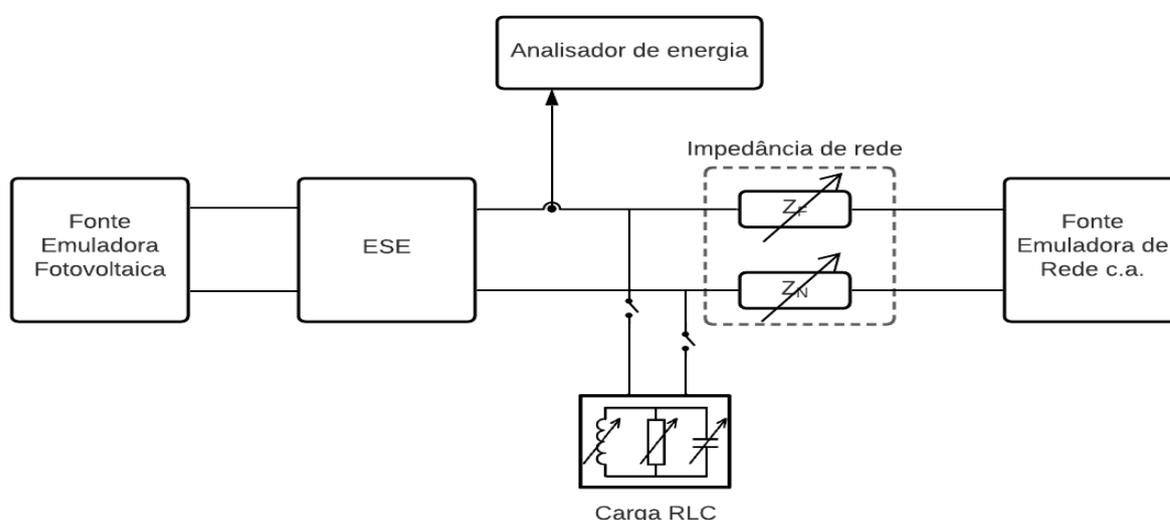
Neste capítulo serão apresentados os materiais e métodos implementados neste trabalho para a avaliação dos REDs de SFCRs em diferentes condições de impedância de rede. Nas próximas seções serão apresentados a bancada de ensaios que compõe os equipamentos utilizados nos testes, as amostras analisadas, a lista de ensaios realizados e por fim os requisitos de suportabilidade propostos neste trabalho.

3.1 BANCADA DE ENSAIOS

A bancada de ensaios utilizada neste trabalho foi disponibilizada pelo Laboratório de ensaios FV do Instituto de Redes Inteligentes (INRI) da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). O laboratório do INRI é acreditado pelo Inmetro para realização de ensaios segundo a portaria nº 357, de 01 de agosto de 2014 (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2014), com acreditação vigente conforme consultado no catálogo da Rede Brasileira de Laboratórios de Ensaio (RBLE) no site do Inmetro (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2021b).

O esquema de ligação envolvendo todos os equipamentos envolvidos nos ensaios deste trabalho é apresentada na Figura 38.

Figura 38 – Esquema de ligação dos ensaios realizados.



Nas próximas subseções serão especificados todos os equipamentos que integram os testes realizados.

3.1.1 Fonte emuladora de gerador fotovoltaico

O emulador de gerador fotovoltaico é responsável por fornecer energia nos terminais de entrada do ESE, simulando a curva I-V com comportamento similar de um gerador fotovoltaico, permitindo a realização de ensaios em qualquer ponto de operação do inversor. O uso destes emuladores é essencial para os ensaios, pois eliminam a dependência da radiação solar, além de possibilitarem a repetibilidade dos ensaios.

O equipamento utilizado para a realização dos ensaios foi o simulador fotovoltaico, modelo N8957APV, do fabricante Keysight, apresentada na Figura 39, nas quais as características atendem a todos os requisitos da ABNT NBR 16150.

O laboratório de ensaios FV dispõe de 6 fontes deste modelo, possibilitando assim testes em inversores com múltiplas entradas MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*).

Figura 39 – Fonte emuladora de gerador fotovoltaico Keysight N8957APV.



Fonte: www.keysight.com/br/pt/products/dc-power-supplies/dc-power-solutions/n8900apv-series-photovoltaic-array-simulator-15-kw-1500-vdc.html.

3.1.2 Fonte emuladora de rede c.a.

O emulador de rede c.a. é responsável por simular as condições encontradas em uma rede c.a. convencional, além de ser capaz de reproduzir distúrbios ou condições anormais, como variações de tensão, frequência, deslocamento de fase, afundamentos de tensão, entre outros.

Os equipamentos utilizados neste trabalho foram duas fontes distintas. Uma fonte de alimentação c.a. trifásica, modelo FCATQ 10000-60-40 PFC55450, do fabricante Supplier, apresentado na Figura 40 e uma fonte de alimentação c.a. trifásica, modelo TC.ACS.30.528.4WR.S.LC, do fabricante Regatron, apresentada na Figura 41. As especificações técnicas de ambas as fontes atendem a todos os requisitos da ABNT NBR 16150. Cabe ressaltar que ambos os equipamentos são fontes regenerativas (com fluxo bidirecional de energia).

Figura 40 – Fonte emuladora de rede c.a. Supplier FCATQ 10000-60-40 PFC55450.



Fonte: www.supplier.ind.br/produto/fontes-ca-trifasicas/8/fonte-ca-trifasica/213.

Figura 41 – Fonte emuladora de rede c.a. Regatron TC.ACS.30.528.4WR.S.LC.



Fonte: www.regatron.com/product/overview/programmable-bidirectional-ac-power-sources/tc-ac-series/#technical-datasheets.

A necessidade de se utilizar dois emuladores de rede distintos se deu ao fato de que para os ensaios propostos de *ride-through* somente foi possível gerar as funções de RoCoF através da fonte do fabricante Regatron, onde as curvas foram programadas em um equipamento HIL (do inglês, *Hardware In the Loop*), com a fonte operando em modo amplificador.

3.1.3 Analisador de energia

O analisador de energia é o equipamento de medida utilizado para coleta dos dados dos ensaios. Para garantir medidas confiáveis com níveis de precisão que atendam à norma ABNT NBR 16150, o analisador de energia é um equipamento adequado para as medidas das grandezas de interesse dos ensaios. O equipamento utilizado para a realização dos ensaios foi um analisador de energia modelo LMG 670 do fabricante Zimmer, apresentado na Figura 42, no qual atende a todos os requisitos da ABNT NBR 16150.

Ressalta-se que este modelo de analisador de energia possui também a função de osciloscópio, integrando dois equipamentos em um só, descartando a necessidade de utilizar dois equipamentos, conforme indicado na Figura 37 apresentado pela ABNT NBR 16150.

Figura 42 – Analisador de energia Zimmer LMG 670.



Fonte: www.zes.com/en/Products/Discontinued-Products/Energy-and-Power-Meters/LMG670.

Para as medições de corrente foram utilizadas ponteiros de corrente modelo PTC200 do mesmo fabricante, apresentada na Figura 43, capazes de realizar leituras de até 200 A.

Figura 43 – Sensores de corrente Zimmer PTC200.



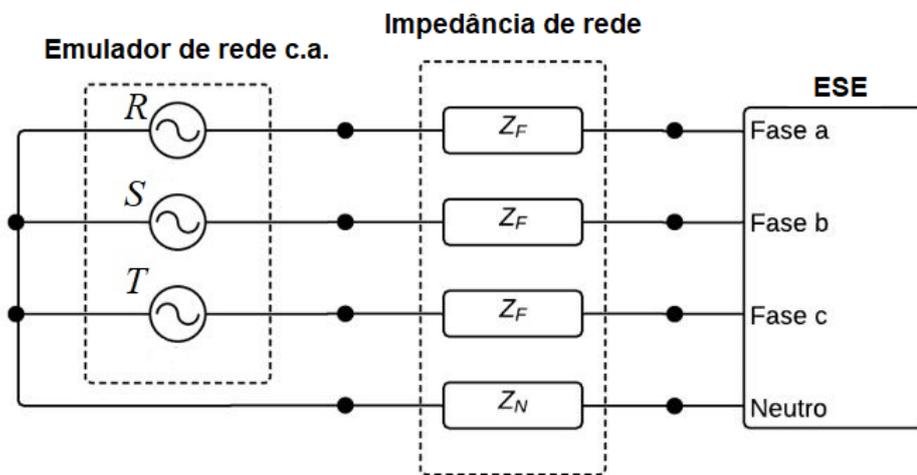
Fonte: www.zes.com/en/Products/Sensors/PCT.

3.1.4 Impedância de rede

Para avaliar o desempenho dos inversores em diferentes condições de impedância de rede deve-se configurar uma impedância em série entre a saída do equipamento sob ensaio e o emulador de rede elétrica, conforme apresentado na Figura 44.

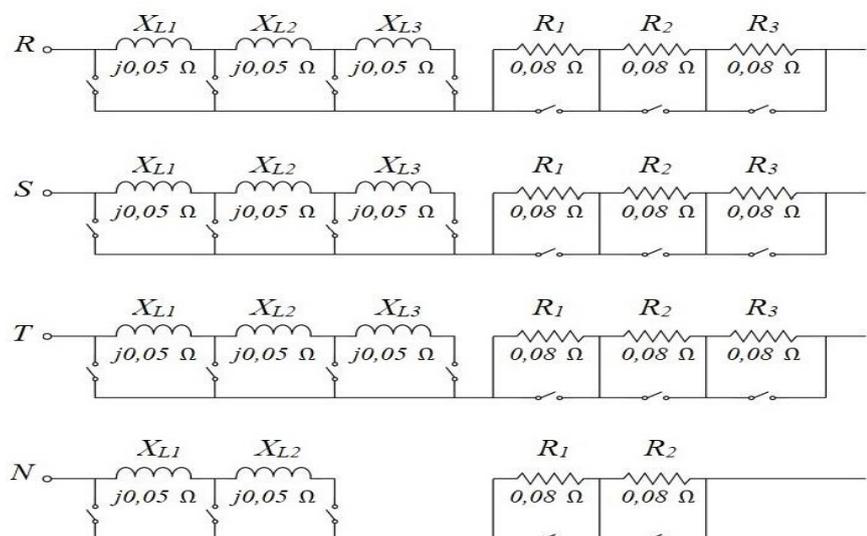
Para atender diferentes cenários de impedância de rede, um banco Resistivo e Indutivo (RL) foi construído de modo que diferentes arranjos de impedância pudessem ser configurados. Assim, para reproduzir redes com baixa, média e alta impedância, uma carga RL trifásica ajustável foi montada por meio de disjuntores operando como chaves. O esquema de ligação da carga é apresentado na Figura 45 e o protótipo construído apresentado na Figura 46. Cabe ressaltar que a carga foi inicialmente construída para atender a ensaios em inversores trifásicos e monofásicos, porém todos os inversores utilizados neste trabalho são monofásicos.

Figura 44 – Impedância de rede em série entre inversor e rede.



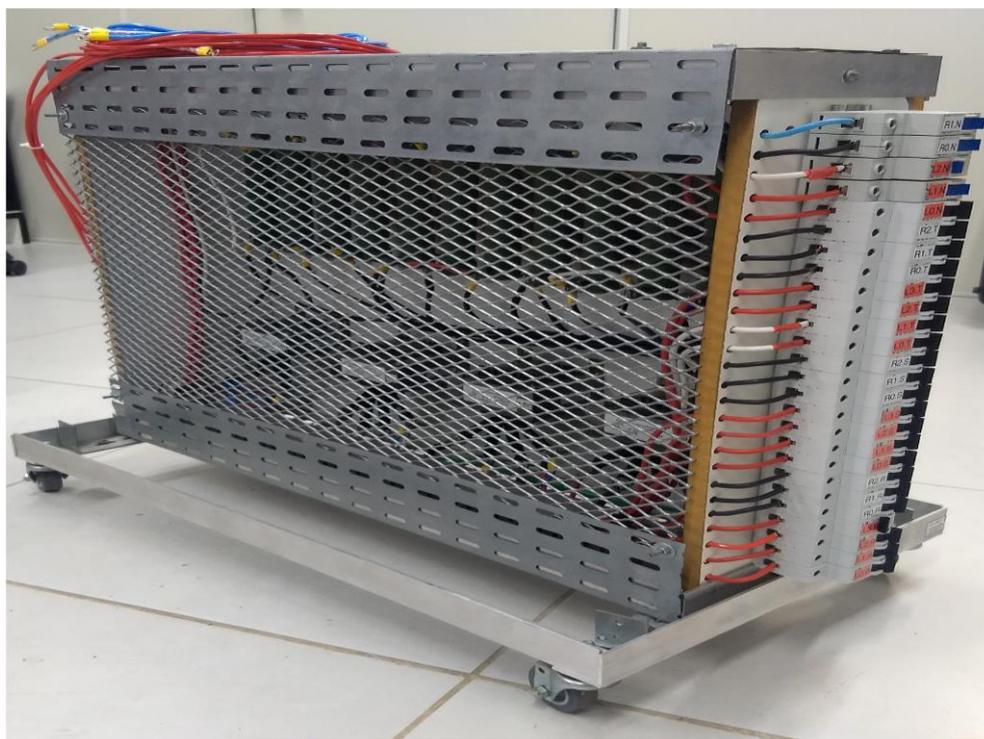
Fonte: O autor.

Figura 45 – Esquemático da carga de impedância de rede.



Fonte: O autor.

Figura 46 – Protótipo da carga de impedância de rede.



Fonte: O autor.

Neste trabalho foram utilizados 4 arranjos de impedância distintos para os testes nos inversores. O nível de maior impedância tem como referência a IEC/TR 60725 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2012), que define a impedância de referência para medidas de cintilação usada na ABNT NBR 16149.

A Tabela 51 apresenta as 4 impedâncias de rede consideradas neste trabalho, onde Z_0 é a condição ideal e Z_3 é o pior caso apresentado pela IEC/TR 60725.

Tabela 51 – Níveis de impedância de rede utilizadas nos testes.

Arranjo	Fase: Z_L (Ω)	Neutro: Z_N (Ω)
Z_0	$0,00 + j0,00$	$0,00 + j0,00$
Z_1	$0,08 + j0,05$	$0,08 + j0,05$
Z_2	$0,16 + j0,10$	$0,16 + j0,10$
Z_3	$0,24 + j0,15$	$0,16 + j0,10$

Fonte: O autor.

3.1.5 Carga RLC

A carga RLC configurada em paralelo com o ESE e a fonte emuladora de rede c.a. é um elemento necessário para a realização dos ensaios de anti-ilhamento. Este elemento é composto por resistores, indutores e capacitores e representam as cargas conectadas a um sistema fotovoltaico, onde os elementos resistivos e indutivos representados estão presentes principalmente em unidades consumidoras, assim como os elementos capacitivos estão presentes principalmente em bancos de capacitores para correção de FP instalados na rede.

A carga RLC do laboratório de ensaios do INRI tem capacidade de ensaio com potência aparente de até 100 kVA. Além disso, a carga RLC do laboratório é uma carga automatizada com relés de estado sólido e possui uma interface MQTT (do inglês, *Message Queuing Telemetry Transport*) (STEINHORST, 2021), sendo possível a configuração *online* dos níveis de potência, dispensando a necessidade de desligar o ESE para ajustar os níveis de potência reativa consumidas pela carga e agilizando o procedimento de ensaio de anti-ilhamento. Cabe ressaltar que a carga RLC do laboratório do INRI foi projetada e construída pelo próprio laboratório.

A Figura 47 apresenta uma vista frontal de um dos gabinetes da carga RLC, onde estão alocados os circuitos de instrumentação e controle e alguns elementos resistivos da carga. Os elementos capacitivos e indutivos aparecem ao fundo da imagem fora do gabinete. Os elementos resistivos de maior potência são compostos com resistores de alta potência industriais e imersos em uma caixa d'água para dissipar o calor gerado pelas resistências.

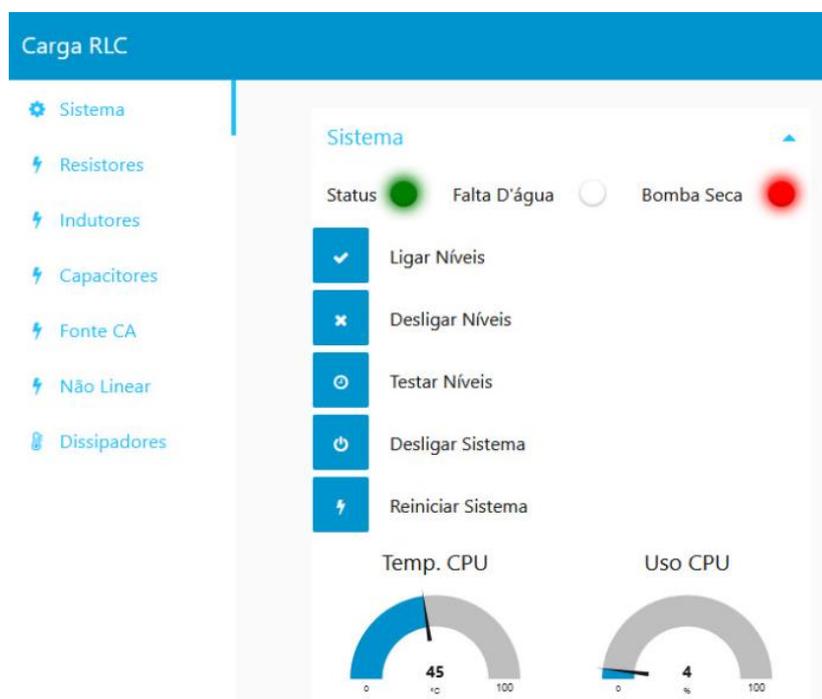
A Figura 48 apresenta o painel de controle desenvolvido para o uso e monitoramento integrado de todos os elementos da carga RLC.

Figura 47 – Carga RLC do laboratório de ensaios do INRI.



Fonte: O autor.

Figura 48 – Painel de controle da carga RLC do laboratório de ensaios do INRI.



Fonte: (STEINHORST, 2021).

3.1.6 Equipamento sob ensaio

Por fim, o Equipamento Sob Ensaio (ESE) é composto pelo inversor FV no qual se deseja ensaiar.

Neste estudo foram selecionados 8 modelos de inversores fotovoltaicos, uma amostra de cada modelo. É importante ressaltar que este trabalho não buscou realizar uma análise estatística do desempenho dos equipamentos comercializados no Brasil, desta forma, para as amostras analisadas foi considerado o compromisso entre o tamanho da amostra e o número necessários para ensaio de cada amostra, e por este motivo os modelos utilizados não foram identificados a fim de preservar o nome dos fabricantes. Os modelos foram escolhidos pela disponibilidade em empresas integradoras na região de Santa Maria, de forma a contemplar os diversos tipos de mercado de equipamentos e as duas classificações vigentes. Cabe ressaltar que todas as amostras são modelos homologados com selo do Inmetro.

Na próxima seção serão apresentadas amostras dos inversores FV utilizadas neste trabalho.

3.2 AMOSTRAS DE ENSAIO

As amostras utilizadas neste trabalho foram selecionadas por diferentes modelos de inversores FV disponíveis no mercado, sendo classificados em categorias de acordo com a potência nominal. Cabe ressaltar que esta divisão não é categorizada especificamente pela norma ABNT NBR 16149, porém na norma alguns testes não são exigidos para inversores até 3 kW, bem como alguns requisitos, como fator de potência em curva são diferentes para inversores com potência nominal entre 3 kW até 6 kW e inversores acima de 6 kW. Além disso, a Portaria nº 357 do Inmetro é compulsória para inversores com potência nominal de até 10 kW. Desta forma, neste trabalho os inversores foram classificados em diferentes categorias. As categorias dos inversores são apresentadas na Tabela 52.

Tabela 52 – Categoria das amostras ensaiadas de acordo com a potência nominal do ESE.

Categoria 1	Categoria 2	Categoria 3
$P_{\text{nom_ESE}} \leq 3 \text{ kW}$	$3 \text{ kW} \leq P_{\text{nom_ESE}} \leq 6 \text{ kW}$	$6 \text{ kW} \leq P_{\text{nom_ESE}} \leq 10 \text{ kW}$

Fonte: O autor.

A Tabela 53 especifica as amostras utilizadas, classificando os equipamentos de acordo com a identificação de cada amostra, número de fases do equipamento, tensão e frequência nominal de operação, potência nominal de saída e os fabricantes (não identificados).

Tabela 53 – Lista das amostras utilizadas nos ensaios.

Amostra	Nº de fases	Tensão nominal (V)	Frequência (Hz)	Potência nominal (kW)	Categoria	Fabricante
A	monofásico	220	60	2,0	1	α
B	monofásico	220	60	3,0	1	β
C	monofásico	220	60	3,0	1	γ
D	monofásico	220	60	6,0	2	α
E	monofásico	220	60	7,5	3	δ
F	monofásico	220	60	8,0	3	ϵ
G	monofásico	220	60	8,5	3	Ω
H	monofásico	220	60	10,0	3	Ω

Fonte: O autor.

Por questões de disponibilidade das amostras, bem como da disponibilidade do uso da bancada do laboratório de ensaios do INRI, foram selecionadas três amostras da Categoria 1, uma amostra da Categoria 2 e quatro amostras da Categoria 3, totalizando oito amostras de modelos e fabricantes distintos.

Cabe destacar que a amostra A e D são do mesmo fabricante, bem como a amostra G e H. Além disso, todas as amostras selecionadas são inversores FV monofásicos com tensão nominal de operação em 220 V e frequência de operação em 60 Hz.

Ressalta-se também que as amostras A, C, D, G e H foram disponibilizadas pelo INRI, sendo consideradas amostras exclusivas para ensaios de certificação, enquanto as amostras B, E e F foram disponibilizadas por empresas integradoras da região de Santa Maria, sendo consideradas amostras de campo (produtos de vitrine).

Por fim, todas as amostras utilizadas neste trabalho são homologadas no Inmetro.

3.3 ENSAIOS REALIZADOS

Para analisar o desempenho de inversores em diferentes níveis de impedância de rede, neste trabalho foram selecionados ensaios de QEE, anti-ilhamento e requisitos de suportabilidade para inversores FV, tendo como referência os limites e requisitos para os ensaios exigidos de acordo com a norma brasileira ABNT NBR 16149 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a). Para a realização dos testes, este trabalho seguiu os procedimentos de ensaios definidos na ABNT NBR 16150 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b). A lista de ensaios realizados é apresentada na Tabela 54 de acordo com a categoria dos equipamentos ensaiados.

Tabela 54 – Lista de ensaios realizados neste trabalho.

Ensaio	Categoria 1	Categoria 2	Categoria 3
1 Injeção de componente c.c.	✓	✓	✓
2 Harmônicos e THD	✓	✓	✓
3 Fator de potência unitário	✓	✓	✓
4 Fator de potência capacitivo	x	✓	✓
5 Fator de potência indutivo	x	✓	✓
6 Fator de potência em curva	x	✓	✓
7 Tensão de desconexão por sobretensão	✓	✓	✓
8 Tempo de desconexão por sobretensão	✓	✓	✓
9 Tensão de desconexão por subtensão	✓	✓	✓
10 Tempo de desconexão por subtensão	✓	✓	✓
11 Frequência de desconexão por sobrefrequência	✓	✓	✓
12 Tempo de desconexão por sobrefrequência	✓	✓	✓
13 Frequência de desconexão por subfrequência	✓	✓	✓
14 Tempo de desconexão por subfrequência	✓	✓	✓
15 Controle de potência ativa em sobrefrequência	✓	✓	✓
16 Religamento automático fora de fase	✓	✓	✓
17 Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede (LVRT ABNT NBR 16149)	x	x	✓
18 Anti-ilhamento	✓	✓	✓
19 <i>High Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency (HFRT e RoCoF)</i>	x	x	✓
20 <i>Low Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency (LFRT e RoCoF)</i>	x	x	✓
21 <i>Low Voltage Ride-Through (LVRT)</i>	x	x	✓
22 <i>Low Frequency Ride-Through e RoCoF + Low Voltage Ride-Through (LFRT e RoCoF+LVRT)</i>	x	x	✓
Total de ensaios por Categoria	14	17	22

Fonte: O autor.

A Tabela 54 apresentou a lista de ensaios a serem realizados para cada categoria das amostras selecionadas. Cabe ressaltar que cada ensaio é realizado em todos os níveis de impedância especificados na Tabela 51, desta forma, a quantidade de testes por amostra totalizou em 56 ensaios para Categoria 1, 68 ensaios para Categoria 2 e 88 ensaios para Categoria 3.

Além dos ensaios da norma ABNT NBR 16149, foram realizados ensaios de *ride-through* para distúrbios de tensão e frequência, nos quais serão apresentados na próxima seção. Estes ensaios foram propostos com base nas premissas do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021), de forma a torná-los viáveis de acordo com os padrões brasileiros vigentes, tendo parte do trabalho publicada no 16º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP) no artigo publicado em (LIMA et al., 2021).

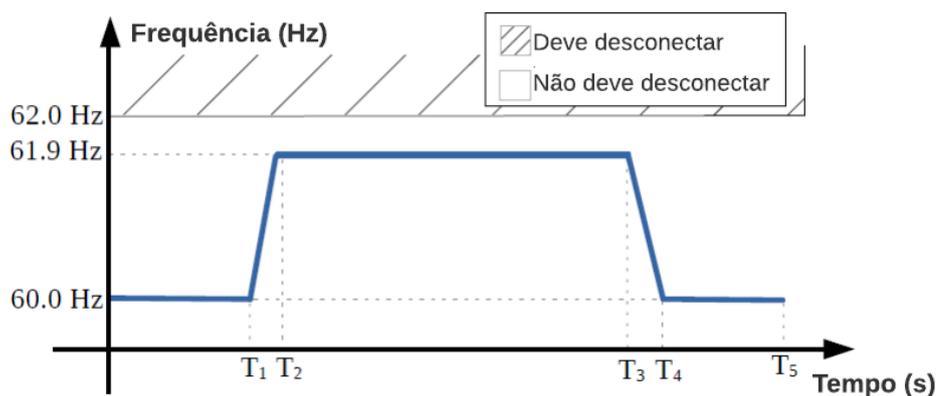
Cabe ressaltar que não foram realizados testes de *High Voltage Ride-Through* (HVRT) porque de acordo com os limites de sobretensão da ABNT NBR 16149, os inversores não suportariam a este requisito. Os requisitos de *ride-through* propostos neste trabalho são apresentados a seguir.

3.4 ENSAIOS PROPOSTOS DE *RIDE-THROUGH*

3.4.1 HFRT / RoCoF

A Figura 49 mostra a curva padrão de teste para a variação de frequência considerada nos testes de HFRT, onde as temporizações são dadas na Tabela 55. Para este teste é assumida uma tensão de rede constante de 1,0 p.u.

Figura 49 – Curva padrão de teste proposta de HFRT / RoCoF.



Fonte: O autor.

Tabela 55 – Temporizações de HFRT / RoCoF.

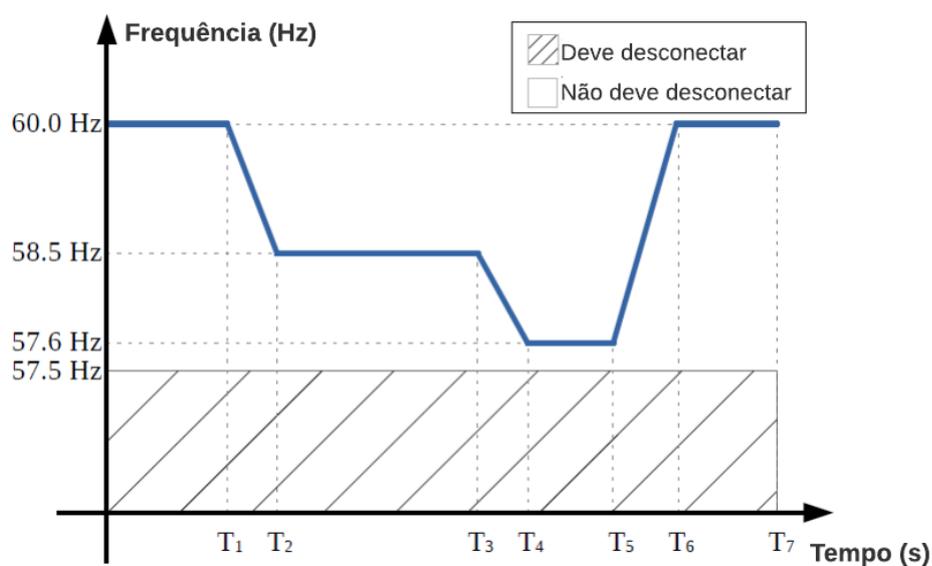
Intervalo	Temporização (s)	Frequência (p.u.)	RoCoF (Hz/s)
T ₀ – T ₁	qualquer	1,000	0,0
T ₁ – T ₂	1	1,000 a 1,032	+1,9
T ₂ – T ₃	60	1,0316	0,0
T ₃ – T ₄	1	1,032 a 1,000	-1,9
T ₄ – T ₅	1	1,000	0,0

Fonte: O autor.

3.4.2 LFRT / RoCoF

A Figura 50 mostra a curva padrão de teste para a variação de frequência considerada nos testes de LFRT, onde as temporizações são dadas na Tabela 56. Para este teste é assumida uma tensão de rede constante de 1,0 p.u.

Figura 50 – Curva padrão de teste proposta de LFRT / RoCoF.



Fonte: O autor.

Tabela 56 – Temporizações de LFRT / RoCoF.

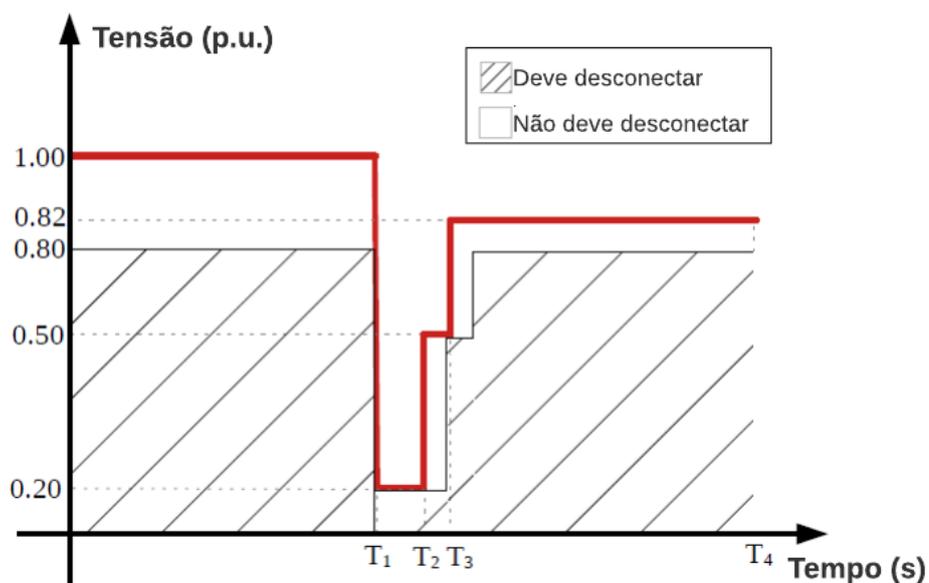
Intervalo	Temporização (s)	Frequência (p.u.)	RoCoF (Hz/s)
$T_0 - T_1$	qualquer	1,000	0,0
$T_1 - T_2$	0,789	1,000 a 0,975	-1,9
$T_2 - T_3$	300,000	0,975	0,0
$T_3 - T_4$	0,474	0,975 a 0,960	-1,9
$T_4 - T_5$	20,000	0,960	0,0
$T_5 - T_6$	1,263	0,960 a 1,000	+1,9
$T_6 - T_7$	1	1,000	0

Fonte: O autor.

3.4.3 LVRT

A Figura 51 mostra a curva padrão de teste para a variação de frequência considerada nos testes de LVRT, onde as temporizações são dadas na Tabela 57. Para este teste é assumida uma frequência de rede constante de 1,0 p.u.

Figura 51 – Curva padrão de teste proposta de LVRT.



Fonte: O autor.

Tabela 57 – Temporizações de LVRT.

Intervalo	Temporização (s)
$T_0 - T_1$	qualquer
$T_1 - T_2$	0,18
$T_2 - T_3$	0,10
$T_3 - T_4$	5

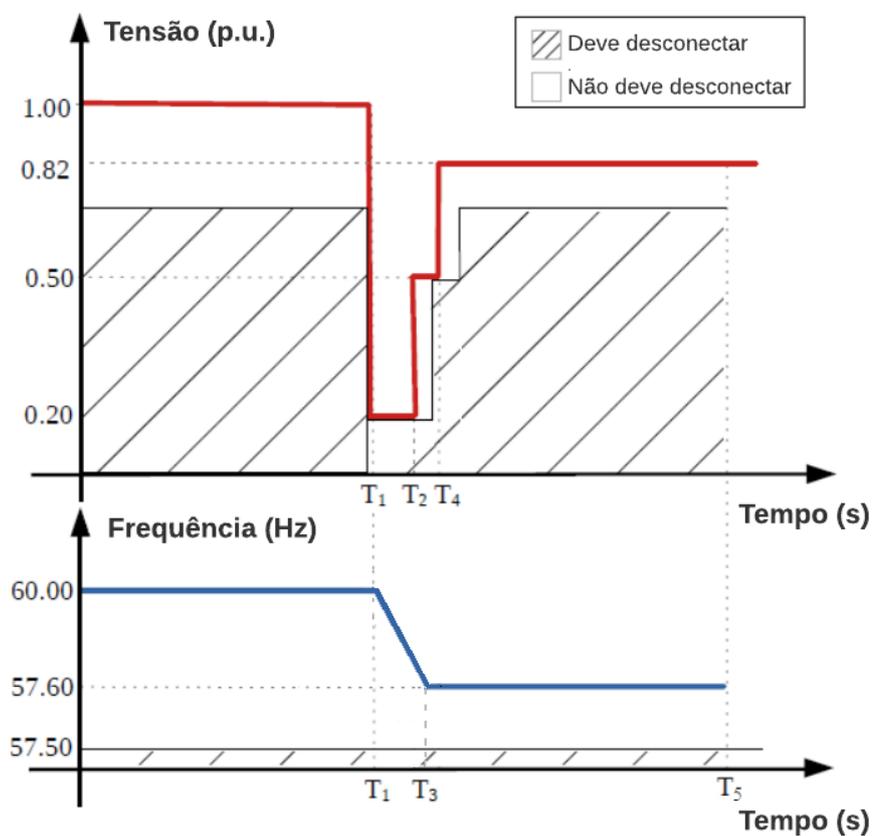
Fonte: O autor.

3.4.4 LFRT / RoCoF + LVRT

Este requisito foi proposto para avaliar a imunidade do RED sob quedas simultâneas de frequência e tensão. Esta condição é verificada em alguns casos em que a oscilação dinâmica no sistema elétrico de grande porte pode produzir mudanças na frequência e na tensão do sistema.

A Figura 52 apresenta a curva padrão do teste proposto enquanto a Tabela 58 apresenta as temporizações consideradas no teste.

Figura 52 – Curva padrão de teste proposta de LFRT / RoCoF + LVRT.



Fonte: O autor.

Tabela 58 – Temporização de LFRT / RoCoF + LVRT.

Intervalo	Temporização (s)	Frequência (p.u.)	RoCoF (Hz/s)
$T_0 - T_1$	qualquer	1,000	0
$T_1 - T_2$	0,18	1,000 a 0,966	-1,9
$T_1 - T_3$	1,26	1,000 a 0,960	-1,9
$T_2 - T_4$	0,10	0,966 a 0,960	-1,9
$T_4 - T_5$	5	0,960	0

Fonte: O autor.

4 ANÁLISE EXPERIMENTAL DE INVERSORES

Neste capítulo são apresentados os resultados experimentais obtidos de todas as amostras consideradas de acordo com cada ensaio realizado.

A critério de análise, todos os resultados obtidos foram apresentados em um sistema por unidade (p.u.), no qual é descrito na próxima seção.

4.1 ANÁLISE POR SISTEMA DE UNIDADE (P.U.)

A análise em p.u. foi realizada em relação aos limites máximos permitidos de cada requisito analisado, ou seja, o limite máximo de aceitação exigido pela ABNT NBR 16149 de cada requisito foi definido como a base para o sistema p.u. para cada ensaio realizado.

Por exemplo, para o requisito de injeção de componente c.c. considera-se o limite de 0,5% em relação a corrente nominal do equipamento, desta forma:

$$I_{c.c._b} = 0,005 \times I_{nom} \quad (7)$$

Onde:

$I_{c.c._b}$ corresponde à base do sistema p.u. para análise de componente c.c.;

I_{nom} corresponde à corrente nominal do equipamento.

Então o valor de componente c.c. medido em p.u. será dado por:

$$I_{c.c._p.u.} = \frac{I_{c.c.}}{I_{c.c._b}} \quad (8)$$

Para os requisitos de harmônicos e THD, os limites estabelecidos pela ABNT NBR 16149 apresentados na Tabela 45 são medidas dadas em porcentagem em relação à corrente na frequência fundamental. Deste modo, assumiu-se os valores percentuais como medidas unitárias. Por exemplo, para análise da THD, o limite de 5% de distorção harmônica total corresponde na forma unitária a $THD_i = 0,05$; na qual é a base deste sistema p.u.. Assim os valores de THD_i , medidos em p.u. foram dados por:

$$THD_{i.p.u.} = \frac{THD_{i_medido_unitario}}{0,05} \quad (9)$$

Onde:

$THD_{i_p.u.}$ corresponde ao valor medido em p.u.

$THD_{i_medido_unitario}$ corresponde ao valor medido da THD_i em formato unitário.

Para os requisitos de fator de potência, os valores medidos já correspondem em uma grandeza dada em p.u., sendo apresentado nos resultados de FP os próprios valores medidos no analisador de energia.

Para os demais ensaios realizados neste trabalho, a análise em p.u. seguiu a mesma lógica exemplificada no início desta seção.

Os resultados experimentais dos ensaios especificados na Tabela 54 e realizados neste trabalho são apresentados nas próximas seções.

4.2 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

4.2.1 Injeção de componente c.c.

O ensaio de injeção de componente c.c., de acordo com a ABNT NBR 16150, é realizado em três faixas de operação de potência do inversor, sendo elas 33%, 66% e 100% da potência nominal. Este ensaio é aplicado a todas as Categorias das amostras especificadas na Tabela 53 neste trabalho. A amostra é considerada em conformidade se a injeção de componente contínua na rede elétrica for inferior a 0,5% da corrente nominal do inversor.

A norma ABNT NBR 16150 não especifica um critério de tolerância para aprovação dos resultados deste ensaio, desta forma, para a análise em p.u. dos resultados deste ensaio, a amostra é considerada em conformidade se o módulo do valor medido de componente c.c. em cada ponto do ensaio estiver entre 0 e 1.

A Tabela 59 apresenta os resultados em p.u. obtidos das amostras. O critério de aprovação apresentado na Tabela 59 considera a amostra conforme ou não conforme, sendo associados os termos C e NC respectivamente. Estes termos serão associados nas demais tabelas que serão apresentadas para os próximos ensaios neste capítulo.

Tabela 59 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de injeção de componente c.c.

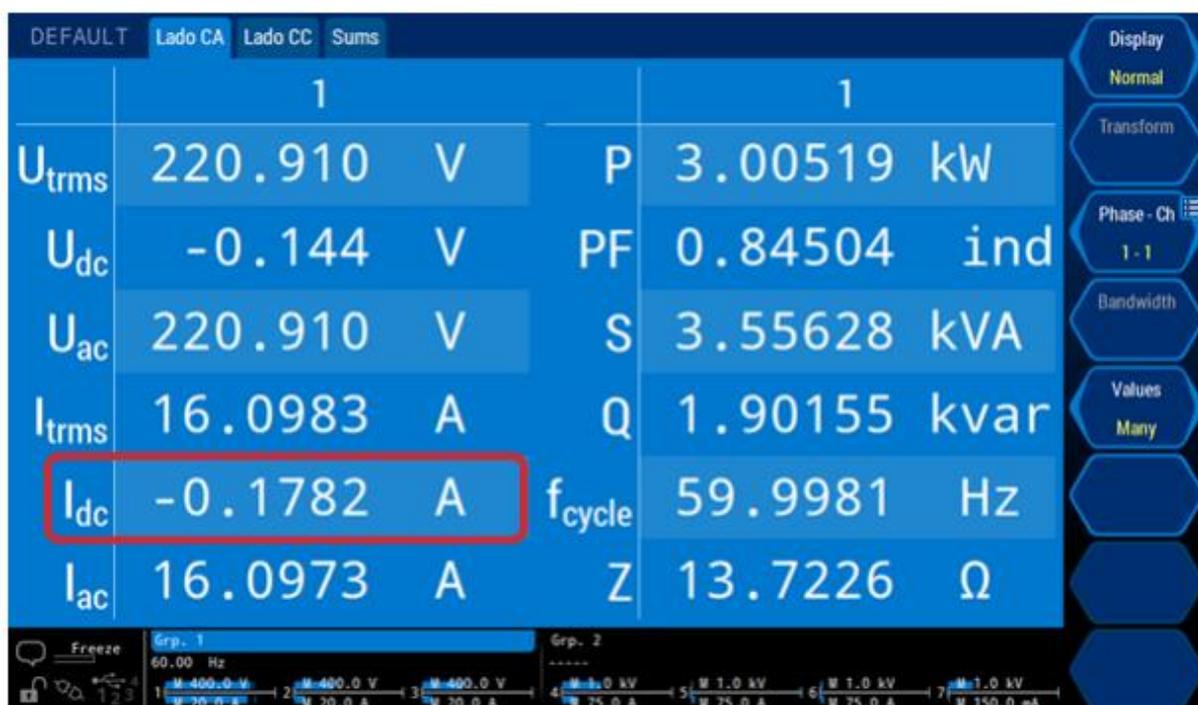
Amostra	Potência nominal (kW)	Impedância de rede	Resultados (p.u. em relação aos limites)			Critério de aprovação
			33%	66%	100%	
A	2,0	Z ₀	0,194	0,205	0,217	C
		Z ₁	0,308	0,354	0,246	C
		Z ₂	0,067	0,099	0,145	C
		Z ₃	0,150	0,163	0,218	C
B	3,0	Z ₀	0,320	0,034	0,145	C
		Z ₁	0,263	0,073	0,609	C
		Z ₂	0,253	0,047	0,375	C
		Z ₃	0,175	0,111	0,342	C
C	3,0	Z ₀	0,418	0,334	0,673	C
		Z ₁	0,527	2,382	1,115	NC
		Z ₂	1,461	1,770	1,687	NC
		Z ₃	2,020	1,565	2,614	NC
D	6,0	Z ₀	0,078	0,093	0,037	C
		Z ₁	0,002	0,017	0,034	C
		Z ₂	0,023	0,026	0,038	C
		Z ₃	0,085	0,028	0,062	C
E	7,5	Z ₀	0,050	0,956	0,070	C
		Z ₁	0,446	0,839	0,147	C
		Z ₂	0,245	0,177	0,593	C
		Z ₃	0,234	0,205	0,896	C
F	8,0	Z ₀	0,152	0,163	0,140	C
		Z ₁	0,166	0,105	0,286	C
		Z ₂	0,139	0,167	0,020	C
		Z ₃	0,044	0,183	0,137	C
G	8,5	Z ₀	0,057	0,055	0,029	C
		Z ₁	0,124	0,169	0,140	C
		Z ₂	0,083	0,058	0,028	C
		Z ₃	0,049	0,032	0,067	C
H	10,0	Z ₀	0,025	0,086	0,079	C
		Z ₁	0,158	0,039	0,029	C
		Z ₂	0,069	0,021	0,122	C
		Z ₃	0,095	0,083	0,004	C

Fonte: O autor.

Para o requisito de injeção de componente c.c., em geral, os testes obtiveram bons resultados em todas as amostras analisadas, tendo apenas a amostra C reprovando nos ensaios para as condições de impedância Z₁, Z₂ e Z₃.

Ao inserir a impedância de rede no sistema, a amostra C obteve um desempenho insatisfatório em relação ao esperado, apresentando desvios muito elevados em relação aos limites de componente c.c. no sinal da corrente de saída do equipamento. O pior caso foi observado na impedância Z_3 na faixa de operação de 100% da potência nominal. O limite de componente c.c. para corrente nominal da amostra C é de 68,18 mA. Os valores de injeção de componente c.c. de corrente coletados na condição de impedância Z_3 e faixa de operação em 100% da potência nominal é apresentado na Figura 53.

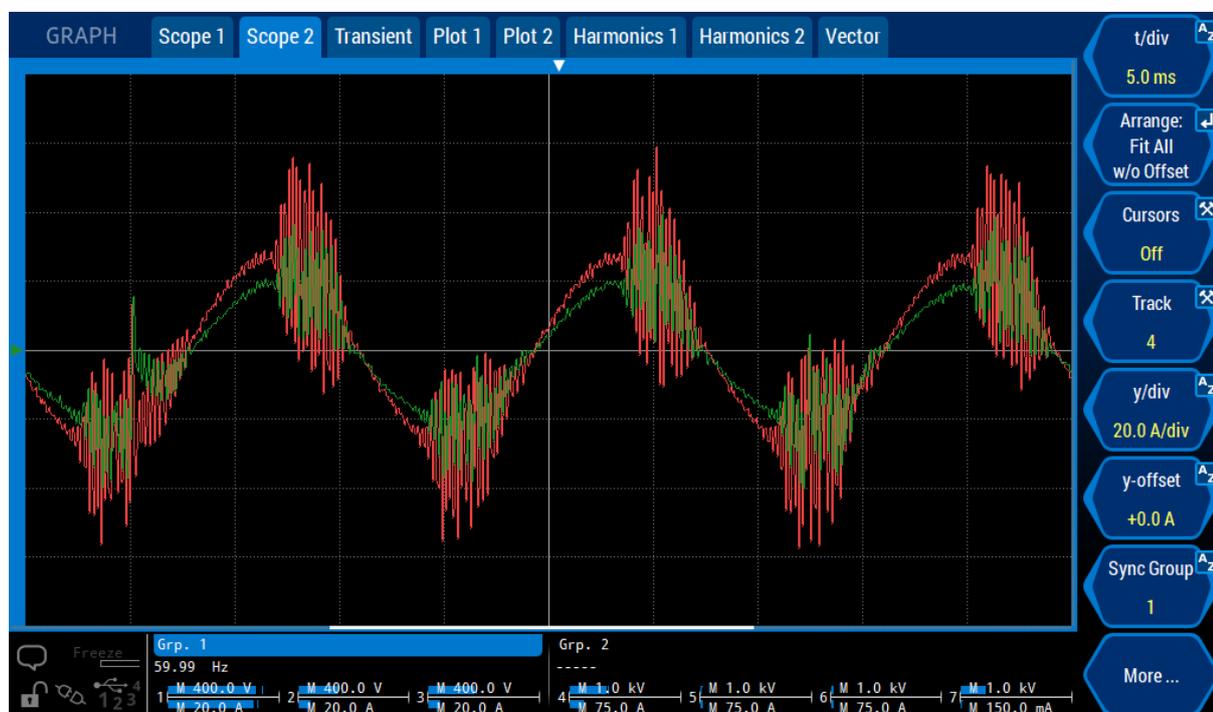
Figura 53 – Captura de tela do analisador de energia do ensaio de injeção de componente c.c. da amostra C na faixa de operação em 100% da potência nominal e impedância Z_3 .



Fonte: O autor.

A critério de análise, a forma de onda de tensão e corrente na saída da amostra C em regime permanente na condição de impedância Z_3 e faixa de operação em 100% da potência nominal é apresentada na Figura 54.

Figura 54 – Forma de onda de tensão (vermelho) e corrente (verde) de saída em regime permanente da amostra C na faixa de operação em 100% da potência nominal e impedância Z_3 .



Fonte: O autor.

4.2.2 Harmônicos e THD

O ensaio de harmônicos e THD, de acordo com a ABNT NBR 16150, é realizado em seis faixas de operação de potência do inversor, sendo elas 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal. Este ensaio é realizado em todas as Categorias das amostras especificadas na Tabela 53 neste trabalho.

A amostra é considerada em conformidade se a distorção harmônica total (THD) de corrente em cada fase for inferior a 5% em relação à corrente fundamental. Além disso cada harmônica individual de corrente deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 45.

Este ensaio foi realizado apenas na faixa de 100% da potência nominal, visto que a norma ABNT NBR 16149 considera o equipamento em conformidade apenas para esta faixa de operação.

A norma ABNT NBR 16150 não especifica limites de tolerância para aprovação dos resultados deste ensaio, desta forma, para a conformidade da amostra, o resultado em p.u. do valor medido de harmônicos e THD em cada ponto dos ensaios deve estar entre 0 e 1. Além

disso, nos resultados dos harmônicos individuais, para as componentes que possuem o mesmo limite de aprovação, foi considerado o pior caso (valor medido mais elevado). A Tabela 60 apresenta os resultados em p.u. obtidos das amostras neste ensaio.

Tabela 60 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de harmônicos e THD.

Amostra	Impedância de rede	Resultados harmônicos e THD (p.u. em relação aos limites)							Critério de aprovação
		3° a 9°	11° a 15°	17° a 21°	23° a 33°	2° a 8°	10° a 32°	THD	
A	Z ₀	0,274	0,355	0,276	0,458	0,119	0,552	0,453	C
	Z ₁	0,279	0,292	0,197	0,844	0,155	0,988	0,476	C
	Z ₂	0,312	0,274	0,212	0,978	0,118	0,544	0,461	C
	Z ₃	0,360	0,288	0,249	0,767	0,166	0,525	0,462	C
B	Z ₀	0,470	0,602	0,178	0,298	0,739	0,909	0,704	C
	Z ₁	0,465	0,529	0,346	0,290	0,733	0,961	0,642	C
	Z ₂	0,408	0,540	0,244	0,271	0,576	0,865	0,570	C
	Z ₃	0,449	0,597	0,141	0,191	0,867	0,978	0,683	C
C	Z ₀	0,357	0,291	0,277	0,522	0,647	0,902	0,576	C
	Z ₁	0,352	0,332	0,247	0,407	1,936	1,038	0,640	NC
	Z ₂	2,088	0,392	0,186	0,500	2,642	2,801	2,057	NC
	Z ₃	4,483	2,467	2,853	3,982	10,317	9,816	7,158	NC
D	Z ₀	0,253	0,115	0,073	0,432	0,112	0,410	0,261	C
	Z ₁	0,087	0,021	0,015	0,077	0,031	0,057	0,280	C
	Z ₂	0,367	0,093	0,097	0,239	0,087	0,253	0,326	C
	Z ₃	0,254	0,128	0,106	0,283	0,095	0,134	0,253	C
E	Z ₀	1,065	0,137	0,153	0,190	2,158	0,809	1,223	NC
	Z ₁	1,099	0,185	0,153	0,298	1,863	0,465	1,264	NC
	Z ₂	1,106	0,179	0,114	0,206	2,248	0,923	1,327	NC
	Z ₃	1,150	0,160	0,134	0,288	2,576	0,735	1,405	NC
F	Z ₀	0,158	0,223	0,124	0,303	0,226	0,799	0,295	C
	Z ₁	0,140	0,163	0,115	0,314	0,174	0,621	0,261	C
	Z ₂	0,199	0,403	0,268	0,391	0,451	1,036	0,370	C
	Z ₃	0,119	0,230	0,179	0,277	0,304	0,835	0,250	C
G	Z ₀	0,484	0,155	0,175	0,343	0,657	0,306	0,466	C
	Z ₁	0,588	0,276	0,244	0,472	4,607	1,813	1,204	NC
	Z ₂	1,473	0,279	0,198	0,371	0,498	0,125	1,477	NC
	Z ₃	1,676	0,337	0,196	0,341	0,349	0,145	1,713	NC
H	Z ₀	0,317	0,154	0,165	0,355	0,587	0,120	0,349	C
	Z ₁	1,606	0,314	0,316	0,470	1,137	0,136	1,640	NC
	Z ₂	1,597	0,285	0,195	0,359	0,698	0,165	1,609	NC
	Z ₃	1,554	0,229	0,126	0,375	0,715	0,086	1,480	NC

Fonte: O autor.

Para o requisito de harmônicos e THD, 4 amostras foram reprovadas neste ensaio. As amostras C, G e H reprovaram para os níveis de impedância Z_1 , Z_2 e Z_3 , enquanto a amostra E reprovou em todas as condições de impedância.

A amostra C obteve os resultados mais críticos, principalmente para a condição Z_3 de impedância, obtendo níveis muito elevados de harmônicos e distorção de forma de onda, o que pode ser observado na forma de onda apresentada anteriormente na Figura 54. Nesta condição a amostra C apresentou uma THD_i de 35,8% e o harmônico individual mais crítico em 10,3% apresentado para a harmônica de 4ª ordem, valor muito elevado em relação ao limite de 1% apresentado na Tabela 45.

As amostras G e H são inversores do mesmo fabricante e da mesma família de modelos, que por consequência obtiveram resultados similares nestes ensaios.

Por fim, a amostra E não deveria reprovar na condição de impedância Z_0 , uma vez que esta condição de impedância representa a configuração para o ensaio de conformidade da norma, ou seja, apesar de ser um inversor que consta como homologado no Inmetro, esta amostra não está em conformidade com a norma.

4.2.3 Fator de potência fixo

Os ensaios de fator de potência fixo, de acordo com a ABNT NBR 16150, são realizados em seis faixas de operação de potência do inversor, sendo elas 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal.

Os testes foram realizados nas faixas de 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal, visto que a norma considera o equipamento em conformidade quando a potência ativa injetada na rede é superior a 20 % da potência nominal do inversor.

Além disto, os requisitos de fator de potência fixo são divididos em 3 ensaios distintos, sendo eles fator de potência unitário, capacitivo e indutivo.

O ensaio de fator de potência fixo é realizado em todas as Categorias das amostras especificadas na Tabela 53. Os ensaios de fator de potência capacitivo e fator de potência indutivo são aplicáveis nos inversores da Categoria 2 e 3 das amostras especificadas na Tabela 53.

4.2.3.1 Fator de potência unitário

A amostra é considerada em conformidade se o fator de potência for igual a 1,0 ajustado de fábrica, com tolerância de operação na faixa de 0,975 indutivo até 0,975 capacitivo. A Tabela 60 apresenta os resultados em p.u. obtidos das amostras neste ensaio.

Tabela 61 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de fator de potência unitário.

Amostra	Impedância de rede	Resultados (p.u.)				Critério de aprovação
		30%	50%	75%	100%	
A	Z ₀	0,991	0,995	0,999	0,999	C
	Z ₁	0,991	0,996	0,999	0,999	C
	Z ₂	0,993	0,998	0,999	1,000	C
	Z ₃	0,993	0,998	0,999	1,000	C
B	Z ₀	0,994	0,997	0,999	0,999	C
	Z ₁	0,994	0,997	0,998	0,999	C
	Z ₂	0,995	0,998	0,999	0,999	C
	Z ₃	0,995	0,998	0,999	0,999	C
C	Z ₀	0,992	0,997	0,998	0,999	C
	Z ₁	0,990	0,996	0,997	0,997	C
	Z ₂	0,989	0,993	0,994	0,928	NC
	Z ₃	0,996	0,998	0,996	0,902	NC
D	Z ₀	0,999	0,999	1,000	1,000	C
	Z ₁	0,999	1,000	1,000	1,000	C
	Z ₂	0,999	1,000	1,000	1,000	C
	Z ₃	0,999	1,000	1,000	1,000	C
E	Z ₀	0,965	0,981	0,989	0,990	NC
	Z ₁	0,966	0,982	0,989	0,990	NC
	Z ₂	0,966	0,982	0,988	0,989	NC
	Z ₃	0,967	0,982	0,989	0,989	NC
F	Z ₀	0,999	0,999	1,000	1,000	C
	Z ₁	0,998	1,000	1,000	1,000	C
	Z ₂	0,996	0,999	1,000	1,000	C
	Z ₃	0,996	0,998	1,000	1,000	C
G	Z ₀	0,988	0,992	0,999	0,999	C
	Z ₁	0,989	0,993	0,999	0,995	C
	Z ₂	0,941	0,983	0,992	0,995	NC
	Z ₃	0,941	0,983	0,992	0,995	NC
H	Z ₀	0,987	0,998	0,999	0,999	C
	Z ₁	0,959	0,988	0,994	0,996	NC
	Z ₂	0,990	0,999	1,000	0,996	C
	Z ₃	0,991	0,999	0,995	0,996	C

Fonte: O autor.

Para o requisito de fator de potência unitário, 4 amostras reprovaram neste ensaio. As amostras C e G reprovaram para os níveis de impedância Z_2 e Z_3 . A amostra H reprovou apenas no nível de impedância Z_1 . A amostra E reprovou em todas as condições de impedância.

4.2.3.2 Fator de potência capacitivo

Para inversores com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW, a amostra é considerada em conformidade se o fator de potência for igual a 0,95 capacitivo, com uma faixa de tolerância de 0,925 a 0,975 capacitivo. Para inversores com potência nominal maior que 6 kW, a amostra é considerada em conformidade se o fator de potência for igual a 0,9 capacitivo, com uma faixa de tolerância de 0,875 a 0,925 capacitivo. A Tabela 62 apresenta os resultados em p.u. das amostras neste ensaio.

Tabela 62 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de fator de potência capacitivo.

Amostra	Impedância de rede	Resultados (p.u.)				Critério de aprovação
		30%	50%	75%	100%	
D	Z_0	0,948	0,950	0,951	0,951	C
	Z_1	0,948	0,950	0,951	0,952	C
	Z_2	0,948	0,950	0,951	0,951	C
	Z_3	0,948	0,951	0,951	0,951	C
E	Z_0	Este inversor não respondeu a tele-comandos para configuração do FP.				NC
	Z_1					NC
	Z_2					NC
	Z_3					NC
F	Z_0	0,880	0,890	0,893	0,895	C
	Z_1	0,879	0,890	0,893	0,895	C
	Z_2	0,880	0,891	0,893	0,895	C
	Z_3	0,880	0,891	0,893	0,895	C
G	Z_0	0,889	0,900	0,897	0,904	C
	Z_1	0,865	0,850	0,871	0,876	NC
	Z_2	0,865	0,850	0,875	0,969	NC
	Z_3	0,863	0,854	0,881	0,969	NC
H	Z_0	0,898	0,900	0,917	0,912	C
	Z_1	0,935	0,932	0,919	0,974	NC
	Z_2	0,873	0,874	0,963	0,975	NC
	Z_3	0,873	0,876	0,963	0,975	NC

Fonte: O autor.

Para o requisito de fator de potência capacitivo, 3 amostras reprovaram neste ensaio. As amostras G e H reprovaram para os níveis de impedância Z_1 , Z_2 e Z_3 . A amostra E não respondeu ao tele-comando para modificar o FP de operação do equipamento, permanecendo com o mesmo FP de operação unitária após repetidas tentativas de configuração.

4.2.3.3 Fator de potência indutivo

Para inversores com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW, a amostra é considerada em conformidade se o fator de potência for igual a 0,95 indutivo, com uma faixa de tolerância de 0,925 a 0,975 indutivo. Para inversores com potência nominal maior que 6 kW, a amostra é considerada em conformidade se o fator de potência for igual a 0,9 indutivo, com uma faixa de tolerância de 0,875 a 0,925 indutivo. A Tabela 63 apresenta os resultados em p.u. das amostras neste ensaio.

Tabela 63 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de fator de potência indutivo.

Amostra	Impedância de rede	Resultados (p.u.)				Critério de aprovação
		30%	50%	75%	100%	
D	Z_0	0,946	0,947	0,946	0,946	C
	Z_1	0,947	0,947	0,947	0,947	C
	Z_2	0,948	0,947	0,947	0,947	C
	Z_3	0,946	0,947	0,947	0,947	C
E	Z_0	Este inversor não respondeu a tele-comandos para configuração do FP.				NC
	Z_1					NC
	Z_2					NC
	Z_3					NC
F	Z_0	0,922	0,914	0,908	0,907	C
	Z_1	0,921	0,914	0,908	0,907	C
	Z_2	0,921	0,913	0,908	0,907	C
	Z_3	0,921	0,913	0,908	0,906	C
G	Z_0	0,905	0,917	0,905	0,911	C
	Z_1	0,935	0,943	0,932	0,931	NC
	Z_2	0,935	0,944	0,932	0,995	NC
	Z_3	0,934	0,943	0,992	0,995	NC
H	Z_0	0,914	0,912	0,900	0,902	C
	Z_1	0,871	0,867	0,891	0,974	NC
	Z_2	0,937	0,932	0,995	0,996	NC
	Z_3	0,936	0,932	0,963	0,975	NC

Fonte: O autor.

Para o requisito de fator de potência indutivo, similarmente ao ensaio de FP capacitivo 3 amostras reprovaram neste ensaio. As amostras G e H reprovaram para os níveis de impedância Z_1 , Z_2 e Z_3 . A amostra E não respondeu ao tele-comando para modificar o FP de operação do equipamento, permanecendo com o mesmo FP de operação unitária após repetidas tentativas de configuração.

É importante ressaltar que, novamente, a amostra E reprovou em todos os ensaios de FP na condição de impedância Z_0 .

4.2.4 Fator de potência em curva

Os ensaios de fator de potência em curva, de acordo com a ABNT NBR 16150, são realizados em seis faixas de operação de potência do inversor, sendo elas 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal. Este ensaio é aplicado para Categoria 2 e 3 especificadas na Tabela 53 neste trabalho.

Estes ensaios foram realizados nas faixas de 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal, visto que a norma considerar o equipamento em conformidade os valores de fator de potência quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do inversor.

Para inversores com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW, o inversor deve apresentar a possibilidade de operar de acordo com a curva apresentada na Figura 32 com o fator de potência ajustável de 0,95 indutivo até 1 conforme a curva do FP, com uma faixa de tolerância de $\pm 0,25$ para cada ponto da curva. A Tabela 64 apresenta os resultados em p.u. obtidos das amostras.

Tabela 64 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de fator de potência em curva.

Amostra	Impedância de rede	Resultados (p.u.)				Critério de aprovação
		30%	50%	75%	100%	
D	Z ₀	0,999	0,999	0,972	0,951	C
	Z ₁	0,999	0,999	0,973	0,951	C
	Z ₂	0,999	0,999	0,973	0,952	C
	Z ₃	0,999	0,999	0,973	0,952	C
E	Z ₀	Este inversor não respondeu a tele-comandos para configuração operação em curva do FP.				NC
	Z ₁					NC
	Z ₂					NC
	Z ₃					NC
F	Z ₀	Este inversor não respondeu a tele-comandos para configuração operação em curva do FP.				NC
	Z ₁					NC
	Z ₂					NC
	Z ₃					NC
G	Z ₀	0,984	0,997	0,962	0,922	C
	Z ₁	0,985	0,997	0,958	0,920	C
	Z ₂	0,983	0,997	0,960	0,989	NC
	Z ₃	0,984	0,997	0,959	0,992	NC
H	Z ₀	0,985	0,997	0,953	0,913	C
	Z ₁	0,989	0,998	0,952	0,969	NC
	Z ₂	0,989	0,999	0,991	0,993	NC
	Z ₃	0,988	0,998	0,986	0,991	NC

Fonte: O autor.

Para o requisito de fator de potência em curva, 4 amostras reprovaram neste ensaio. A amostras G reprovou para os níveis de impedância Z₂ e Z₃. A amostra H reprovou para os níveis de impedância Z₁, Z₂ e Z₃. A amostra E e F não responderam ao tele-comando para ativar a curva do FP do equipamento, permanecendo com o FP em operação unitária após repetidas tentativas de configuração.

É importante ressaltar que as amostras E e F não estão em conformidade com a norma, por reprovarem neste ensaio na condição de impedância Z₀, embora sejam modelos de inversores homologados no Inmetro.

4.2.5 Variação de tensão

Os requisitos de variação de tensão, de acordo com a ABNT NBR 16150, envolvem testes de tensão de desconexão e tempo de desconexão por sobretensão e subtensão. Os

ensaios de variação de tensão são realizados na faixa de operação em 100% da potência nominal e são aplicados para todas as Categorias das amostras especificadas na Tabela 53 .

A norma ABNT NBR 16150 especifica um critério de tolerância para aprovação dos resultados de +2% para os testes de sobretensão e $\pm 2\%$ para os testes de subtensão. Desta forma, para sistemas com tensão nominal em 220V, a amostra estará em conformidade se os resultados em p.u. dos valores obtidos estiverem dentro dos seguintes valores:

- 1,000 a 1,018 para o ensaio de tensão de desconexão por sobretensão;
- 0,975 a 1,025 para o ensaio de tensão de desconexão por subtensão;
- 0 a 1,020 para os ensaios de tempo de desconexão por sobre e subtensão.

A Tabela 65 apresenta os resultados em p.u. obtidos das amostras nestes ensaios.

Tabela 65 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de variação de tensão.

Amostra	Impedância de rede	Resultados (p.u. em relação aos limites)							
		Sobretensão				Subtensão			
		Tensão de desconexão	Critério de aceitação	Tempo de desconexão	Critério de aceitação	Tensão de desconexão	Critério de aceitação	Tempo de desconexão	Critério de aceitação
A	Z ₀	1,004	C	0,777	C	0,997	C	0,910	C
	Z ₁	1,004	C	0,807	C	1,000	C	0,903	C
	Z ₂	1,006	C	0,810	C	1,000	C	0,881	C
	Z ₃	1,004	C	0,812	C	1,000	C	0,916	C
B	Z ₀	1,000	C	0,869	C	0,997	C	0,953	C
	Z ₁	1,000	C	0,934	C	1,000	C	0,960	C
	Z ₂	1,002	C	0,896	C	1,003	C	0,960	C
	Z ₃	1,002	C	0,935	C	1,000	C	0,994	C
C	Z ₀	1,012	C	0,268	C	0,986	C	0,150	C
	Z ₁	1,012	C	0,284	C	1,000	C	0,161	C
	Z ₂	1,031	NC	0,287	C	1,000	C	0,165	C
	Z ₃	1,010	C	1,701	NC	1,000	C	0,160	C
D	Z ₀	1,004	C	0,783	C	1,000	C	0,879	C
	Z ₁	1,002	C	0,749	C	0,991	C	0,918	C
	Z ₂	1,002	C	0,817	C	0,994	C	0,928	C
	Z ₃	1,002	C	0,797	C	0,994	C	0,895	C
E	Z ₀	1,217	NC	0,010	C	0,974	NC	0,282	C
	Z ₁	1,217	NC	0,027	C	0,972	NC	0,293	C
	Z ₂	1,217	NC	0,022	C	0,972	NC	0,276	C
	Z ₃	1,217	NC	0,064	C	0,972	NC	0,294	C
F	Z ₀	1,004	C	4,536	NC	1,000	C	2,285	NC
	Z ₁	1,004	C	4,487	NC	0,997	C	2,301	NC
	Z ₂	1,004	C	4,471	NC	0,997	C	2,311	NC
	Z ₃	1,004	C	4,499	NC	0,997	C	2,289	NC
G	Z ₀	1,010	C	0,647	C	0,997	C	0,942	C
	Z ₁	1,010	C	0,805	C	1,057	NC	0,970	C
	Z ₂	1,010	C	0,651	C	1,057	NC	1,050	NC
	Z ₃	1,010	C	0,732	C	1,057	NC	0,941	C
H	Z ₀	1,004	C	0,707	C	0,997	C	0,032	C
	Z ₁	1,004	C	0,709	C	1,063	NC	0,940	C
	Z ₂	1,004	C	0,725	C	1,063	NC	0,935	C
	Z ₃	1,004	C	0,779	C	1,063	NC	0,947	C

Fonte: O autor.

Nos ensaios de sobretensão 3 amostras foram reprovadas. No ensaio de tensão de desconexão, a amostra C reprovou na condição de impedância Z₂, enquanto a amostra E reprovou para todos os níveis de impedância. No ensaio de tempo de desconexão a amostra C reprovou para a condição de impedância Z₃, enquanto a amostra F reprovou em todos os níveis de impedância.

Para os ensaios de subtensão, 4 amostras foram reprovadas. No ensaio de tensão de desconexão a amostra E reprovou em todos os níveis de impedância, enquanto as amostras G

e H reprovaram nas condições Z_1 , Z_2 e Z_3 . No ensaio de tempo de desconexão a amostra G reprovou na condição de impedância Z_2 , enquanto a amostra F reprovou em todas as condições de impedância.

Ressalta-se que novamente as amostras E e F reprovaram na condição de impedância Z_0 .

4.2.6 Variação de frequência

Os requisitos de variação de frequência, de acordo com a ABNT NBR 16150, envolvem testes de frequência de desconexão e tempo de desconexão por sobrefrequência e subfrequência. Os ensaios de variação de frequência são realizados na faixa de operação em 100% da potência nominal e são aplicados a todas as Categorias das amostras especificadas na Tabela 53 neste trabalho.

A norma ABNT NBR 16150 especifica um critério de tolerância para aprovação dos resultados de +0,1 Hz para os testes de frequência de desconexão e $\pm 2\%$ para os testes de tempo de desconexão. Desta forma, a amostra estará em conformidade se os resultados em p.u. dos valores obtidos estiverem dentro dos seguintes valores:

- 0,998 a 1,020 para os ensaios de frequência de desconexão;
- 0,000 a 1,020 para os ensaios de tempo de desconexão;

A Tabela 66 apresenta os resultados em p.u. obtidos das amostras nestes ensaios.

Tabela 66 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de variação de frequência.

Amostra	Impedância de rede	Resultados (p.u. em relação aos limites)							
		Sobrefrequência				Subfrequência			
		Frequência de desconexão	Critério de aceitação	Tempo de desconexão	Critério de aceitação	Frequência de desconexão	Critério de aceitação	Tempo de desconexão	Critério de aceitação
A	Z ₀	1,000	C	0,912	C	1,000	C	0,822	C
	Z ₁	1,002	C	0,933	C	1,000	C	0,860	C
	Z ₂	1,002	C	0,874	C	1,000	C	0,895	C
	Z ₃	1,002	C	0,903	C	1,000	C	0,900	C
B	Z ₀	1,000	C	0,951	C	0,998	C	0,983	C
	Z ₁	1,000	C	1,007	C	0,998	C	0,989	C
	Z ₂	1,000	C	0,929	C	0,998	C	0,986	C
	Z ₃	1,000	C	1,011	C	0,998	C	1,003	C
C	Z ₀	1,000	C	0,117	C	1,000	C	0,132	C
	Z ₁	1,000	C	0,079	C	1,000	C	0,128	C
	Z ₂	1,000	C	0,118	C	1,000	C	0,130	C
	Z ₃	1,000	C	0,193	C	0,998	C	0,132	C
D	Z ₀	1,000	C	0,926	C	1,000	C	0,940	C
	Z ₁	1,002	C	0,868	C	1,000	C	0,917	C
	Z ₂	1,002	C	0,862	C	1,000	C	0,920	C
	Z ₃	1,002	C	0,860	C	1,000	C	0,887	C
E	Z ₀	1,000	C	0,401	C	1,009	NC	0,438	C
	Z ₁	1,000	C	0,403	C	1,009	NC	0,440	C
	Z ₂	1,000	C	0,361	C	1,009	NC	0,447	C
	Z ₃	1,000	C	0,359	C	1,009	NC	0,403	C
F	Z ₀	1,000	C	0,900	C	1,000	C	0,930	C
	Z ₁	1,000	C	0,890	C	1,000	C	0,965	C
	Z ₂	1,000	C	0,873	C	1,000	C	0,928	C
	Z ₃	1,000	C	0,863	C	1,000	C	0,945	C
G	Z ₀	1,000	C	0,430	C	1,000	C	0,422	C
	Z ₁	1,002	C	0,430	C	1,000	C	0,394	C
	Z ₂	1,002	C	0,423	C	1,000	C	0,469	C
	Z ₃	1,000	C	0,422	C	1,000	C	0,447	C
H	Z ₀	1,000	C	0,397	C	1,000	C	0,423	C
	Z ₁	1,000	C	0,386	C	0,998	C	0,396	C
	Z ₂	1,000	C	0,374	C	1,000	C	0,420	C
	Z ₃	1,000	C	0,406	C	1,000	C	0,458	C

Fonte: O autor.

Para os ensaios de variação de frequência, no geral, as amostras obtiveram bons resultados, havendo apenas 1 reprovação para o ensaio de frequência de desconexão por subfrequência da amostra E em todos os níveis de impedância.

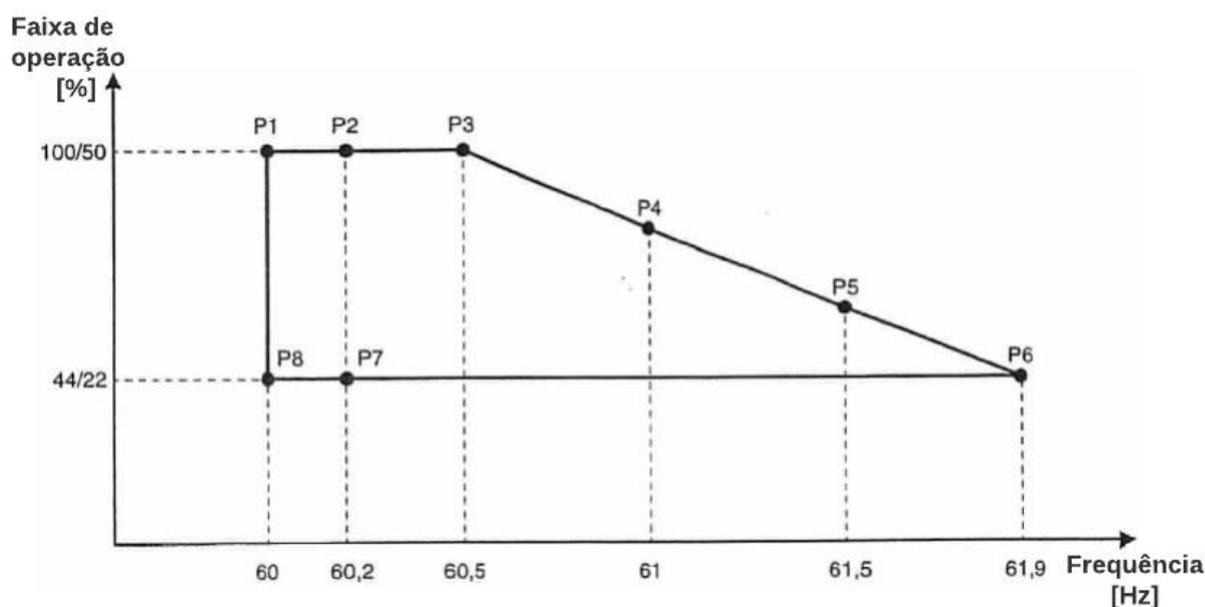
Ressalta-se que a amostra E também reprovou na condição de impedância Z₀ neste ensaio.

4.2.7 Controle de potência ativa em sobrefrequência

O ensaio de controle de potência ativa em sobrefrequência, de acordo com a ABNT NBR 16150, é realizado em duas faixas de operação de potência do inversor, sendo elas 50% e 100% da potência nominal. Este ensaio é aplicado a todas as Categorias das amostras especificadas na Tabela 53 neste trabalho.

O teste de controle de potência ativa em sobrefrequência é realizado em 8 pontos de operação para as duas faixas de operação de potência de ensaio citadas acima, conforme apresentado na Figura 55.

Figura 55 – Pontos de ensaio de controle de potência ativa em sobrefrequência.



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b).

O inversor FV deve limitar a potência ativa de saída quando a frequência da rede assumir valores acima de 60,5 Hz de acordo com a curva apresentada na Figura 55 acima. A norma ABNT NBR 16150 especifica critérios de tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal da amostra entre os valores medidos e os valores esperados em cada ponto do ensaio. Além disso, quando o inversor retornar para frequência nominal de 60 Hz em P8, o inversor só deve aumentar a potência ativa injetada após o tempo decorrido de 300 s com um gradiente de elevação de potência ativa de até 20% da potência nominal por minuto.

Desta forma, considerando os 8 pontos de ensaio, bem como os critérios de tolerância especificados pela norma, para análise em p.u. deste ensaio os seguintes critérios foram seguidos:

- Em P1, P2 e P3 a potência ativa medida deve estar entre 0,975 a 1,025 da potência ativa de ensaio;
- Em P4 a potência ativa medida deve estar entre 0,775 a 0,825 da potência medida em P3;
- Em P5 a potência ativa deve estar entre 0,575 a 0,625 da potência medida em P3;
- Em P6 a potência ativa deve estar entre 0,415 a 0,465 da potência medida em P3;
- Em P7 a potência ativa deve manter entre 0,975 a 1,025 da potência medida em P6;
- Em P8 a potência ativa deve manter entre 0,975 a 1,025 da potência medida em P6 por 300 segundos e retornar a injetar potência ativa após este período com um gradiente de até 20% da potência ativa da faixa de operação por minuto.

Cabe ressaltar que para o ponto P8, no procedimento de ensaio são registradas medidas de potência a cada 30 segundos até que o inversor retorne à faixa de potência nominal de ensaio. Neste sentido, os valores em p.u. de P8 não foram incluídos nas tabelas dos resultados, sendo verificado se os valores medidos neste ponto estão dentro dos critérios de aceitação e indicando os termos “C”, para conforme e “NC”, para não conforme.

A Tabela 67 e a Tabela 68 apresentam os resultados obtidos nos ensaios de controle de potência ativa em sobrefrequência nas faixas de operação de 100% e 50% da potência nominal respectivamente.

Tabela 67 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de controle de potência ativa em sobrefrequência na faixa de operação de 100% da potência nominal.

Amostra	Impedância de rede	Resultados (p.u.)								Critério de aprovação
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	
A	Z ₀	1,003	1,002	1,003	0,798	0,597	0,436	0,998	C	C
	Z ₁	1,004	1,004	1,004	0,798	0,597	0,436	0,999	C	C
	Z ₂	1,004	1,004	1,004	0,798	0,598	0,436	0,999	C	C
	Z ₃	1,004	1,004	1,004	0,798	0,598	0,436	0,998	C	C
B	Z ₀	1,000	1,000	1,000	0,803	0,605	0,445	0,997	C	C
	Z ₁	0,997	0,999	0,993	0,796	0,601	0,442	0,996	C	C
	Z ₂	0,999	1,000	1,001	0,811	0,609	0,446	0,996	C	C
	Z ₃	1,000	1,000	1,001	0,806	0,608	0,447	0,997	C	C
C	Z ₀	1,002	1,003	1,002	0,788	0,588	0,441	0,994	C	C
	Z ₁	1,003	1,003	1,003	0,800	0,582	0,431	0,997	C	C
	Z ₂	0,994	0,996	0,995	0,776	0,581	0,417	0,986	C	C
	Z ₃	0,994	0,994	0,994	0,687	0,509	0,371	0,991	C	NC
D	Z ₀	0,997	0,998	0,999	0,800	0,601	0,441	0,999	C	C
	Z ₁	1,001	1,001	1,002	0,799	0,600	0,440	0,999	C	C
	Z ₂	1,001	1,001	1,002	0,799	0,601	0,440	0,999	C	C
	Z ₃	0,997	0,998	0,999	0,800	0,601	0,441	0,999	C	C
E	Z ₀	1,003	1,004	1,004	1,001	1,001	1,001	1,001	NC	NC
	Z ₁	1,003	1,004	1,004	1,000	1,000	1,000	1,000	NC	NC
	Z ₂	1,001	1,002	1,002	1,000	1,001	1,002	1,001	NC	NC
	Z ₃	1,000	1,001	1,002	1,000	1,001	1,002	1,003	NC	NC
F	Z ₀	0,999	1,000	1,000	0,809	0,610	0,448	1,002	C	C
	Z ₁	1,000	1,000	0,999	0,807	0,607	0,453	0,996	C	C
	Z ₂	1,000	1,001	1,000	0,811	0,609	0,458	0,996	C	C
	Z ₃	1,000	1,000	0,999	0,812	0,611	0,454	0,997	C	C
G	Z ₀	1,001	1,001	1,001	0,807	0,605	0,441	1,001	C	C
	Z ₁	1,004	1,004	1,004	0,806	0,611	0,446	1,006	C	C
	Z ₂	1,000	1,000	1,001	0,811	0,610	0,451	1,001	C	C
	Z ₃	1,000	1,001	1,001	0,812	0,603	0,452	1,001	C	C
H	Z ₀	0,992	0,993	0,993	0,791	0,586	0,434	1,001	C	C
	Z ₁	0,992	0,993	0,992	0,802	0,605	0,442	0,994	C	C
	Z ₂	0,997	1,000	0,997	0,809	0,606	0,453	1,001	C	C
	Z ₃	0,997	0,999	0,997	0,809	0,607	0,449	1,001	C	C

Fonte: O autor.

Tabela 68 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de controle de potência ativa em sobrefrequência na faixa de operação de 50% da potência nominal.

Amostra	Impedância de rede	Resultados (p.u.)								Critério de aprovação
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	
A	Z ₀	1,001	1,002	1,000	0,795	0,594	0,431	0,997	C	C
	Z ₁	1,004	1,004	1,004	0,796	0,595	0,432	0,998	C	C
	Z ₂	1,002	1,003	1,004	0,795	0,594	0,431	0,998	C	C
	Z ₃	1,006	1,006	1,005	0,798	0,596	0,432	0,998	C	C
B	Z ₀	0,999	1,000	0,998	0,809	0,612	0,451	0,995	C	C
	Z ₁	1,001	0,999	0,999	0,799	0,604	0,446	0,995	C	C
	Z ₂	0,998	0,998	0,998	0,800	0,600	0,438	0,995	C	C
	Z ₃	0,998	0,999	0,999	0,803	0,607	0,448	0,997	C	C
C	Z ₀	1,001	1,002	1,002	0,794	0,590	0,415	1,016	C	C
	Z ₁	1,000	1,000	1,001	0,789	0,574	0,412	1,022	C	NC
	Z ₂	1,000	1,001	1,001	0,785	0,566	0,411	0,974	C	C
	Z ₃	1,000	1,000	1,001	0,791	0,573	0,416	0,986	C	NC
D	Z ₀	0,998	1,000	0,999	0,799	0,600	0,439	0,999	C	C
	Z ₁	1,002	1,001	1,002	0,799	0,600	0,439	0,999	C	C
	Z ₂	1,002	1,001	1,002	0,799	0,600	0,439	0,999	C	C
	Z ₃	1,002	1,001	1,003	0,797	0,598	0,438	0,999	C	C
E	Z ₀	1,001	1,000	1,001	1,000	1,000	1,000	0,999	NC	NC
	Z ₁	0,998	0,999	0,999	0,999	1,001	1,000	1,001	NC	NC
	Z ₂	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	0,999	1,001	NC	NC
	Z ₃	1,000	1,000	1,001	0,999	0,999	1,000	1,001	NC	NC
F	Z ₀	1,000	1,001	1,002	0,803	0,600	0,443	0,994	NC	NC
	Z ₁	0,999	1,001	1,000	0,803	0,605	0,438	0,998	NC	NC
	Z ₂	1,001	0,999	1,001	0,794	0,603	0,438	0,996	NC	NC
	Z ₃	1,001	0,998	1,001	0,798	0,601	0,447	0,992	NC	NC
G	Z ₀	1,000	1,000	1,000	0,804	0,591	0,426	0,985	C	C
	Z ₁	1,002	1,002	1,002	0,804	0,603	0,437	1,001	NC	NC
	Z ₂	1,002	1,003	1,001	0,806	0,589	0,438	1,017	NC	NC
	Z ₃	1,003	1,003	1,003	0,808	0,597	0,428	1,013	NC	NC
H	Z ₀	1,000	1,001	1,000	0,794	0,594	0,420	1,001	C	C
	Z ₁	1,002	1,002	1,002	0,797	0,589	0,425	1,001	NC	NC
	Z ₂	1,000	1,005	1,005	0,793	0,590	0,423	1,001	NC	NC
	Z ₃	1,003	1,003	1,002	0,799	0,600	0,439	1,002	NC	NC

Fonte: O autor.

Os resultados dos ensaios de controle de potência ativa em sobrefrequência tiveram a maioria das amostras reprovadas, estando em conformidade as amostras A, B e D apenas.

A amostra C reprovou nas duas faixas de operação de potência, apesar das medidas nos pontos reprovados estivessem bem próximas aos valores desejados.

A amostra E reprovou neste teste em todos os pontos acima de 60,5 Hz, pois esta amostra não apresentou a funcionalidade de limitar a injeção de potência ativa em sobrefrequência, mantendo os níveis de potência ativa injetada para todos os pontos do ensaio, não apresentando conformidade com a norma na condição de impedância Z₀.

As amostras F, G e H reprovaram neste ensaio porque violaram o requisito de injeção de potência ativa com gradiente máximo de 20% da potência ativa de ensaio por minuto na faixa de operação de 50%. Este é um caso típico de reprovação neste ensaio. Geralmente o que acontece nestes casos é que o inversor sai de fábrica configurado com o gradiente de injeção para este requisito próximo aos 20% em relação à potência nominal, com o intuito que o sistema FV retorne à potência ativa nominal o mais rápido possível após os 300 segundos de espera e, por consequência, ultrapassando o gradiente de 20% de injeção de potência para a faixa de operação em 50% da potência nominal.

4.2.8 Religamento automático fora de fase

O teste de religamento automático fora de fase consiste em um procedimento de ensaio no qual é imposto um degrau de tensão no ângulo de fase do inversor, onde este deve ser capaz de suportar o religamento fora de fase sem causar danos ao inversor. Este é um ensaio considerado destrutivo, ou seja, o inversor deve suportar um degrau de fase na pior condição e não se danificar. Pode ser que as proteções do inversor atuem, podendo ser necessário a troca de fusíveis. Neste caso deve-se realizar a troca dos fusíveis e verificar o correto funcionamento da amostra.

Este ensaio é realizado na faixa de operação de 100% da potência nominal, sendo aplicado dois degraus no ângulo de fase do equipamento, um de 90° e outro de 180°. Além disso, o inversor pode se desconectar após a aplicação do degrau, sendo necessário aguardar a reconexão do inversor e avaliar o correto funcionamento da amostra.

Este teste é aplicado em todas as Categorias das amostras especificadas na Tabela 53 neste trabalho.

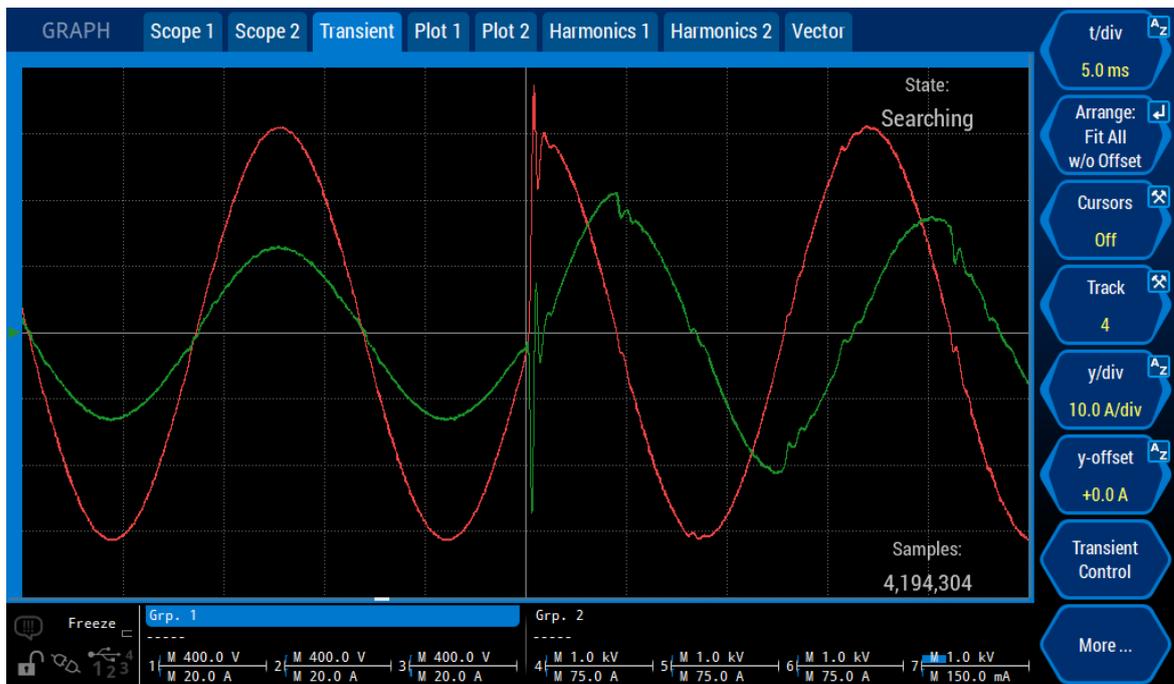
Todas as amostras foram aprovadas neste ensaio. Ressalta-se que este ensaio não foi realizado na amostra C para as condições de impedância Z_1 , Z_2 e Z_3 , para evitar que o equipamento pudesse vir a se danificar, devido ao comportamento crítico desta amostra quando inserido a impedância no sistema.

Por se tratar de um ensaio destrutivo, para este ensaio não foi aplicada a análise em p.u.

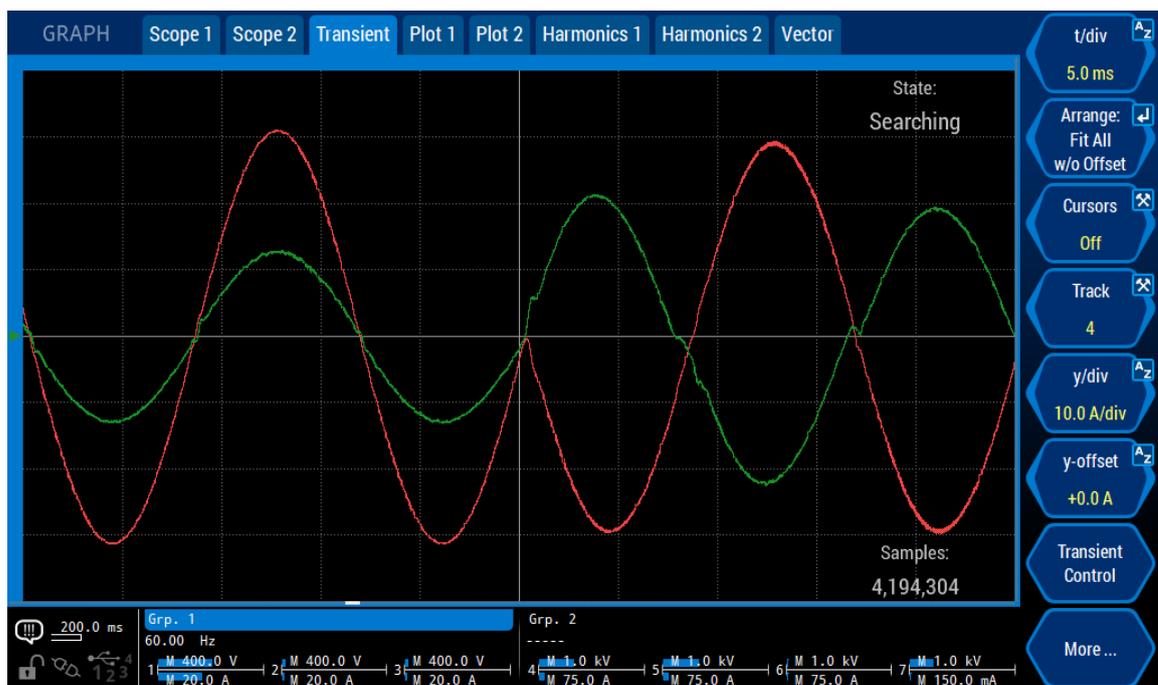
A critério de análise, a Figura 56 e a Figura 57 apresentam as formas de onda de tensão e corrente das amostras A e G na condição de impedância Z_3 . Esta comparação foi considerada devido a amostra A ser considerada um inversor de excelente desempenho, tendo sido aprovado em todos os testes aplicados neste trabalho, em contrapartida a amostra G

apresentou um bom desempenho em parte dos ensaios realizados e um mal desempenho nos demais testes.

Figura 56 – Formas de onda de tensão (vermelho) e corrente (verde) da amostra A na condição de impedância Z_3 para um degrau no ângulo de fase de 90° (a) e 180° (b).



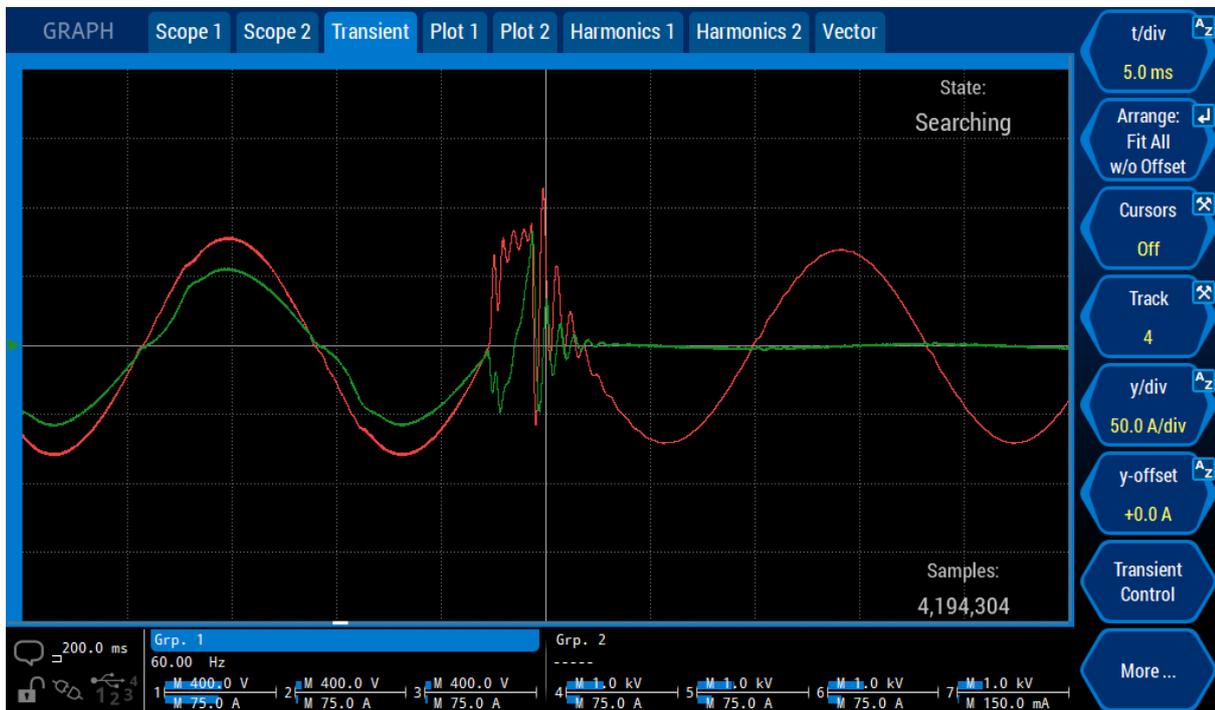
(a)



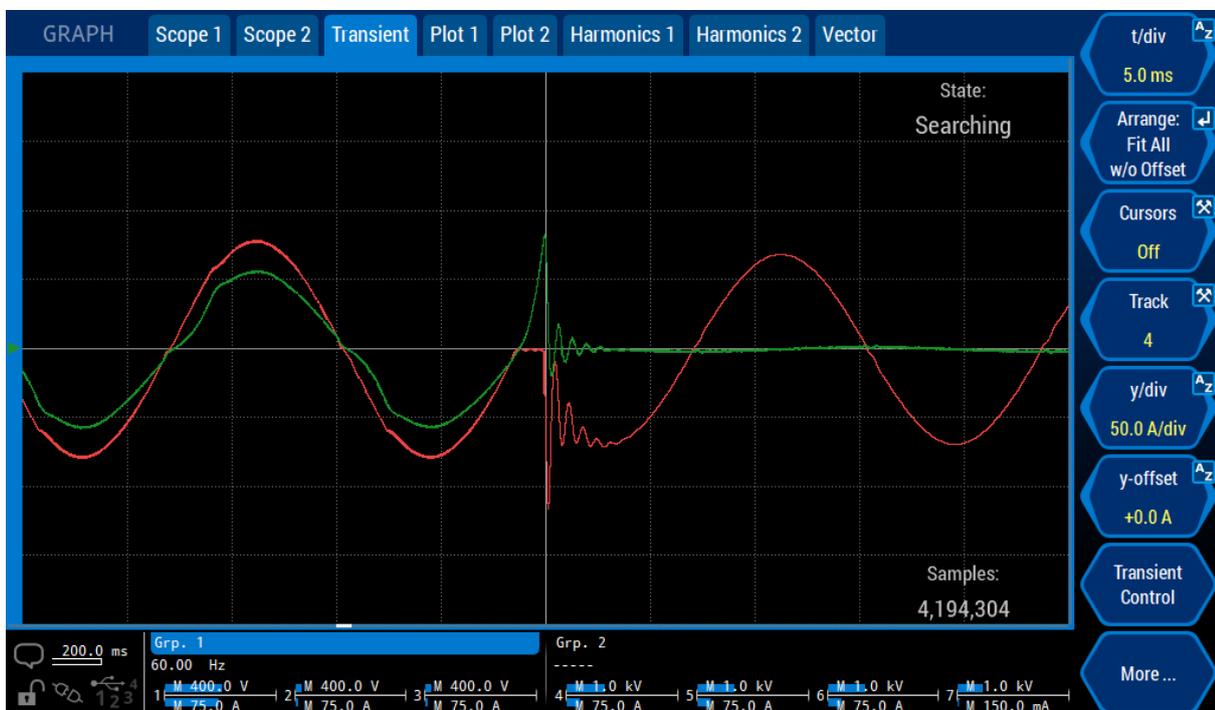
(b)

Fonte: O autor.

Figura 57 – Formas de onda de tensão (vermelho) e corrente (verde) da amostra G na condição de impedância Z_3 para um degrau no ângulo de fase de 90° (a) e 180° (b).



(a)



(b)

Fonte: O autor.

É possível notar na Figura 56 que, além de suportar o degrau no ângulo de fase, a amostra A não se desconectou. Além disso, antes da aplicação do degrau é possível notar uma forma de onda de corrente limpa, com distorção de forma de onda quase imperceptível.

Em contrapartida, analisando a Figura 57, embora sendo aprovado no teste de religamento automático fora de fase, é possível notar que a amostra G se desconectou após o degrau no ângulo da fase de tensão. Além disto, é possível notar na forma de onda de corrente um grau de distorção de forma de onda, sendo reprovado neste último requisito, conforme apresentado na Tabela 60.

4.2.9 Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede (*fault ride through – FRT*)

Os ensaios de FRT são realizados na faixa de operação de 100% da potência nominal do equipamento e consistem em procedimentos de ensaio nos quais são impostas 4 condições de afundamento de curta duração de tensão, sendo classificadas como A,B, C e D, conforme apresentado abaixo.

- Na condição A, a amostra deve ser capaz de suportar um afundamento de curta duração na rede reduzindo-se a tensão c.a. para 5% da tensão nominal por um período de 190 ms.
- Na condição B, a amostra deve ser capaz de suportar um afundamento de curta duração na rede reduzindo-se a tensão c.a. para 45% da tensão nominal por um período de 290 ms.
- Na condição C, a amostra deve ser capaz de suportar um afundamento de curta duração na rede reduzindo-se a tensão c.a. para 87% da tensão nominal por um período de 190 ms.
- Na condição D, a amostra deve ser capaz de suportar um afundamento de curta duração na rede reduzindo-se a tensão c.a. para 90% da tensão nominal por um período de 290 ms.

As amostras são consideradas em conformidade se durante a falta o inversor não se desconectar e se o inversor retornar a injetar o mesmo nível de potência ativa e reativa pré falta, com uma tolerância de $\pm 10\%$, no instante em que a rede retornar para as condições normais de operação (80% a 110% da tensão nominal de operação) em um período máximo de 200 ms para todas as condições definidas acima.

Este ensaio é aplicável apenas para inversores da Categoria 3 das amostras especificadas na Tabela 53 neste trabalho. Para este ensaio a análise em p.u. não foi realizada, sendo analisado os critérios citados acima. A Tabela 69 apresenta os resultados obtidos destes ensaios.

Tabela 69 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de FRT.

Amostra	Impedância de rede	Condição de ensaio				Critério de aprovação
		A	B	C	D	
E	Z ₀	NC	NC	NC	NC	NC
	Z ₁	NC	NC	NC	NC	NC
	Z ₂	NC	NC	NC	NC	NC
	Z ₃	NC	NC	NC	NC	NC
F	Z ₀	NC	C	C	C	NC
	Z ₁	NC	C	C	C	NC
	Z ₂	NC	C	C	C	NC
	Z ₃	NC	C	C	C	NC
G	Z ₀	C	C	C	C	C
	Z ₁	NC	NC	NC	C	NC
	Z ₂	C	NC	C	C	NC
	Z ₃	NC	NC	C	C	NC
H	Z ₀	C	C	C	C	C
	Z ₁	NC	NC	C	C	NC
	Z ₂	NC	NC	C	C	NC
	Z ₃	NC	NC	C	C	NC

Fonte: O autor.

Para os ensaios de FRT os resultados obtidos foram insatisfatórios, tendo reprovação de todas as amostras nos ensaios. As amostras G e H foram aprovadas apenas para a condição de impedância Z₀.

As amostras E e F não estão em conformidade com a norma por reprovarem neste ensaio na condição de impedância Z₀.

4.2.10 Anti-ilhamento

O teste de anti-ilhamento é realizado em três faixas de operação de potência, sendo classificadas como Condição A, B e C, conforme apresentado na Tabela 7. Este ensaio é aplicado a todas as Categorias das amostras especificadas na Tabela 53 neste trabalho.

A amostra é considerada em conformidade se o inversor se desconectar em um período máximo de 2 segundos a partir do instante em que a tensão da rede é desligada.

Para análise em p.u. deste ensaio, foi considerado o tempo de desconexão das amostras, tendo como base para o sistema p.u. o tempo máximo de 2 segundos. A norma ABNT NBR IEC 62116:2012 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012) não estabelece critérios de tolerância para o tempo de desconexão dos inversores.

Ressalta-se que este ensaio não foi realizado nas condições Z_1 , Z_2 e Z_3 para a amostra C, a fim de evitar danificação da amostra bem como dos componentes da carga RLC do laboratório, devido ao seu comportamento crítico e deteriorado quando inserido a impedância no sistema, sendo atribuído o termo “NR” (não realizado) na tabela de resultados.

A Tabela 70 apresenta os resultados obtidos das amostras ensaiadas neste trabalho.

Tabela 70 – Resultados obtidos das amostras no ensaio de anti-ilhamento.

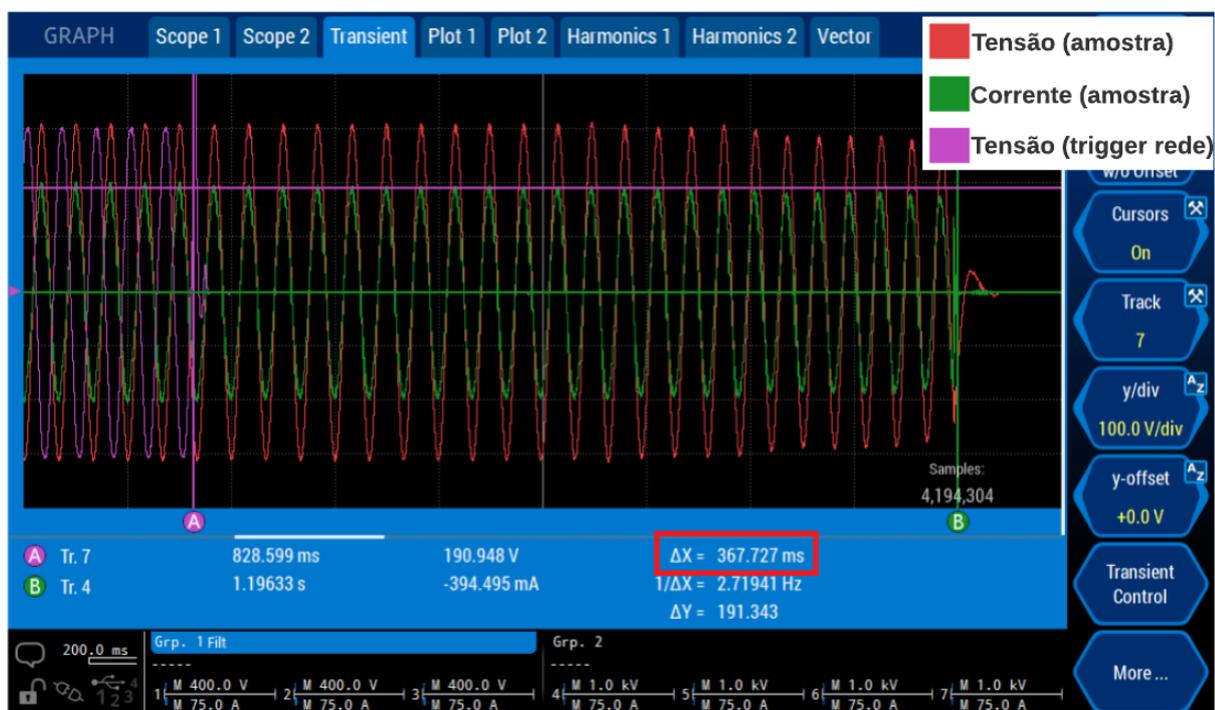
Amostra	Impedância de rede	Resultados (p.u.)			Critério de aprovação
		Condição de ensaio			
		A	B	C	
A	Z_0	0,288	0,334	0,277	C
	Z_1	0,201	0,199	0,177	C
	Z_2	0,185	0,171	0,188	C
	Z_3	0,178	0,176	0,190	C
B	Z_0	0,105	0,105	0,113	C
	Z_1	0,107	0,112	0,112	C
	Z_2	0,115	0,104	0,105	C
	Z_3	0,113	0,113	0,115	C
C	Z_0	0,054	0,061	0,066	C
	Z_1	NR	NR	NR	NR
	Z_2	NR	NR	NR	NR
	Z_3	NR	NR	NR	NR
D	Z_0	0,290	0,297	0,293	C
	Z_1	0,198	0,175	0,181	C
	Z_2	0,205	0,170	0,184	C
	Z_3	0,184	0,186	0,177	C
E	Z_0	0,080	0,087	0,060	C
	Z_1	0,248	0,056	0,056	C
	Z_2	0,917	0,088	0,044	C
	Z_3	0,380	0,078	0,052	C
F	Z_0	0,299	0,265	0,215	C
	Z_1	0,297	0,269	0,217	C
	Z_2	0,372	0,236	0,186	C
	Z_3	0,288	0,259	0,167	C
G	Z_0	0,075	0,071	0,074	C
	Z_1	0,066	0,069	0,053	C
	Z_2	ilhado	0,066	0,059	NC
	Z_3	ilhado	0,057	0,046	NC
H	Z_0	0,077	0,068	0,073	C
	Z_1	0,061	0,126	0,062	C
	Z_2	ilhado	0,080	0,072	NC
	Z_3	ilhado	0,071	0,059	NC

Fonte: O autor.

Em geral as amostras obtiveram bons resultados, sendo aprovadas para o teste de anti-ilhamento, com exceção das amostras G e H, que reprovaram no teste na condição A para os níveis de impedância de rede Z_2 e Z_3 , mantendo-se ilhados por tempo indeterminado. Foi observado também que a amostra E para na condição A para o nível de impedância Z_2 o tempo de desconexão foi próximo ao limite exigido pela norma.

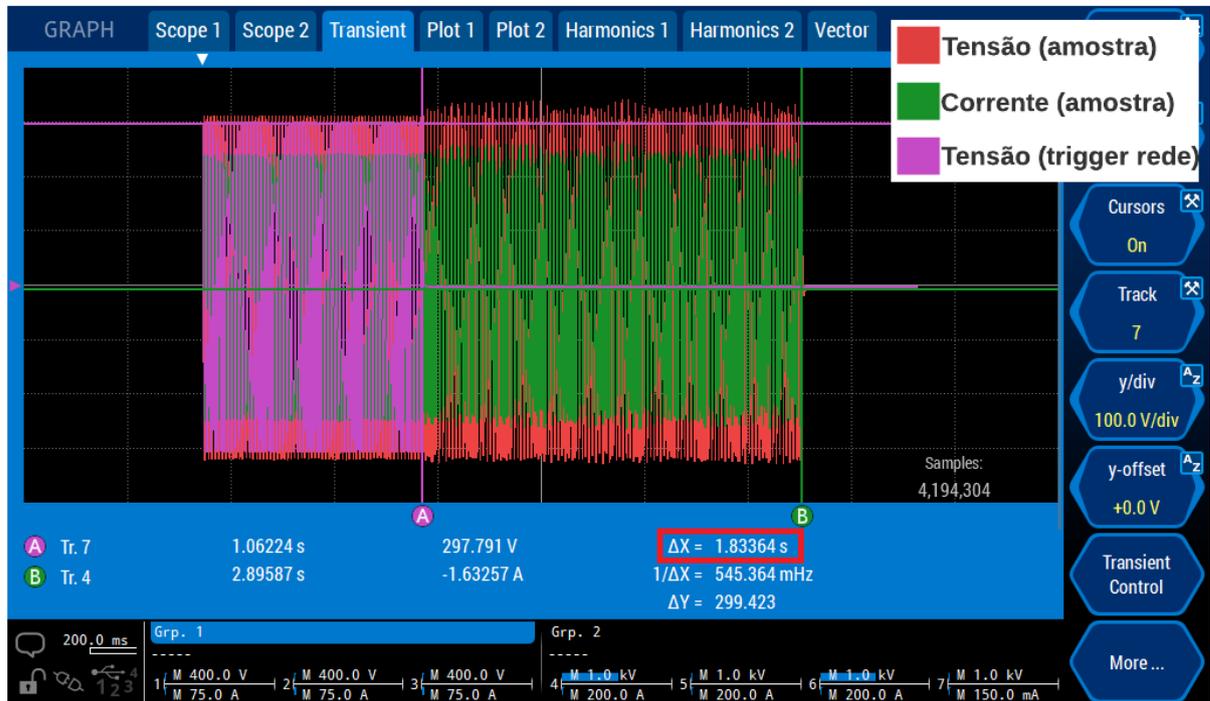
A critério de análise e comparação, serão apresentados a forma de onda de tensão e corrente na carga RLC fornecida pelas amostras: D, (apresentada na Figura 58 para condição A de ensaio e impedância de rede Z_3), E (apresentada na Figura 59 para condição A de ensaio e impedância de rede Z_2) e G (apresentada na Figura 60 para condição A de ensaio e impedância de rede Z_3).

Figura 58 – Forma de onda de tensão da amostra D para o ensaio de anti-ilhamento na condição A e impedância de rede Z_3 .



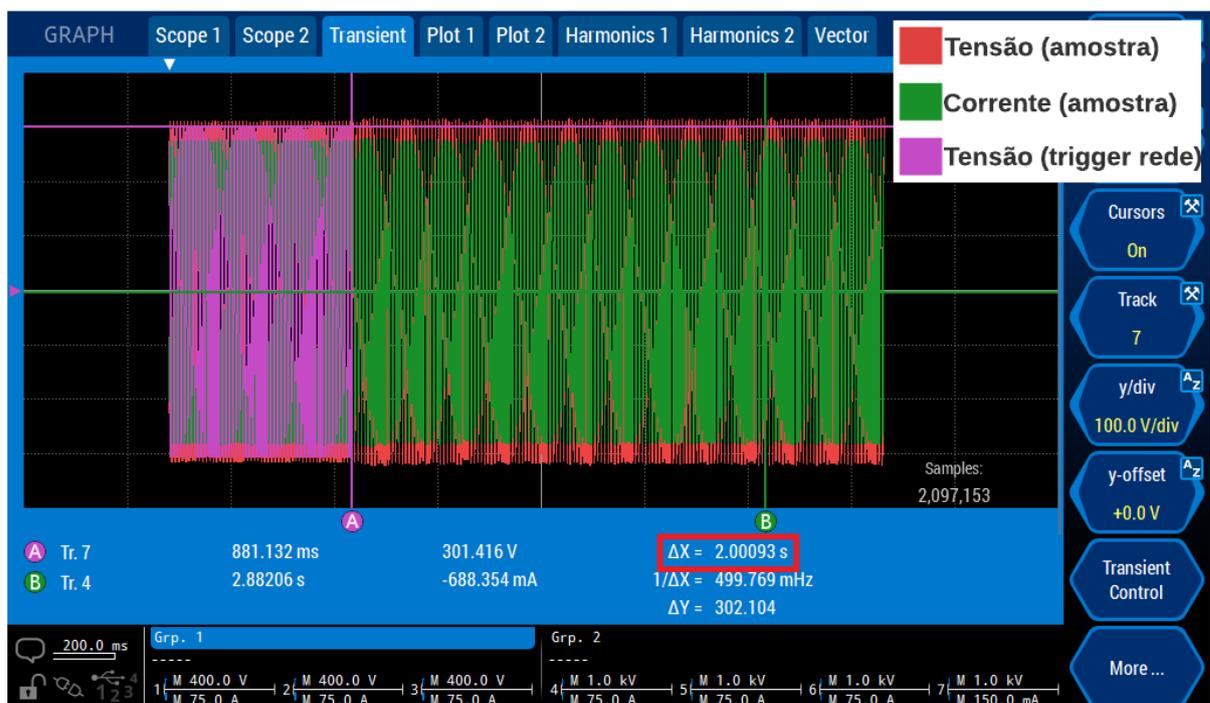
Fonte: O autor.

Figura 59 – Forma de onda de tensão da amostra E para o ensaio de anti-ilhamento ilhamento na condição A e impedância de rede Z_2 .



Fonte: O autor.

Figura 60 – Forma de onda de tensão da amostra G para o ensaio de anti-ilhamento ilhamento na condição A e impedância de rede Z_3 .



Fonte: O autor.

4.2.11 Ensaios propostos de *ride through*

Os ensaios propostos de *ride-through* apresentados na seção 3.4 foram realizados para as amostras da Categoria 3 apresentadas na Tabela 53.

A seguir nas próximas subseções serão apresentados os resultados obtidos das amostras em cada ensaio proposto.

4.2.11.1 HFRT / RoCoF

O critério de aprovação para este ensaio foi considerado sob duas premissas. A primeira premissa consiste em o equipamento testado apresentar suportabilidade ao distúrbio de frequência, sendo capaz de manter-se conectado à rede no instante dos saltos de frequência e durante e após o distúrbio, enquanto a segunda premissa é baseada no requisito de controle de potência ativa em sobrefrequência da ABNT NBR 16149, conforme apresentado em 2.3.2.2.2.

A Tabela 71 apresenta os resultados das amostras nos testes de HFRT / RoCoF para todas as condições de impedância de rede.

Tabela 71 – Resultados obtidos das amostras no ensaio proposto de HFRT / RoCoF.

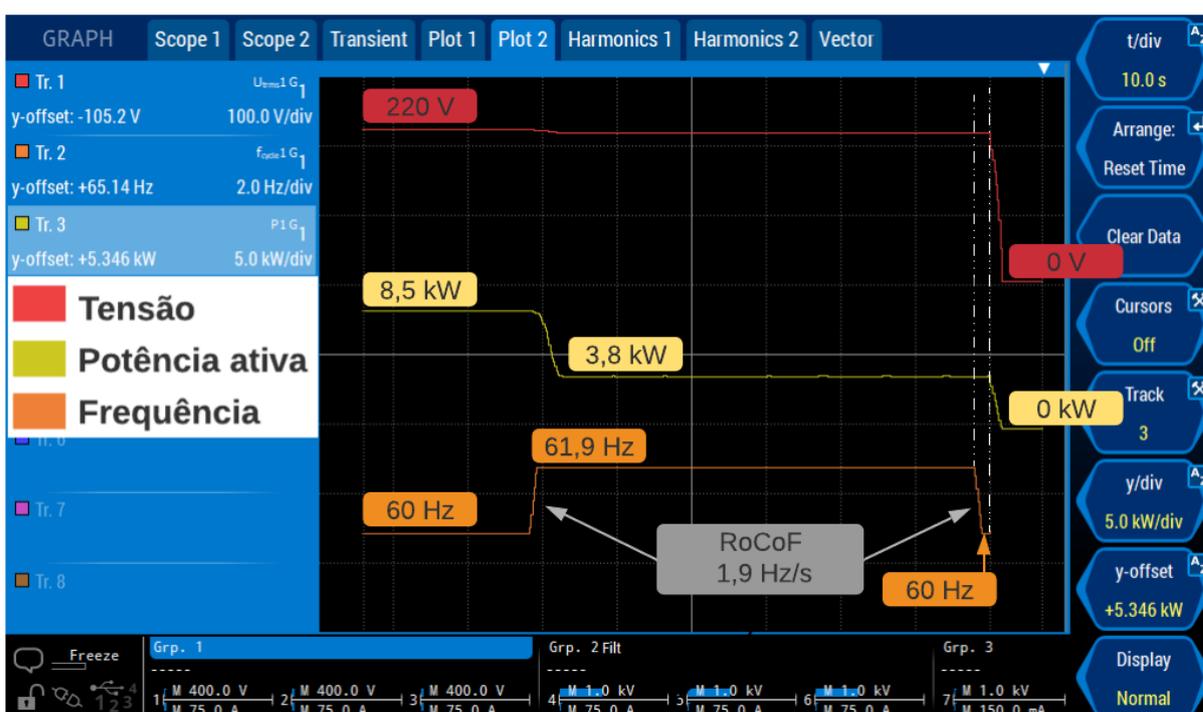
Amostra	Impedância de rede	Suportabilidade	Limitação de potência	Critério de aprovação
E	Z ₀	C	NC	NC
	Z ₁	C	NC	NC
	Z ₂	C	NC	NC
	Z ₃	C	NC	NC
F	Z ₀	C	C	C
	Z ₁	C	C	C
	Z ₂	C	C	C
	Z ₃	C	C	C
G	Z ₀	C	C	C
	Z ₁	C	C	C
	Z ₂	C	C	C
	Z ₃	C	C	C
H	Z ₀	C	C	C
	Z ₁	C	C	C
	Z ₂	C	C	C
	Z ₃	C	C	C

Fonte: O autor.

Pode-se observar que todas as amostras analisadas apresentaram suportabilidade ao distúrbio de frequência, ou seja, não se desconectaram da rede. Entretanto, a amostra E não apresenta a função de controle de potência ativa em sobrefrequência, não limitando a potência ativa durante o período em que a frequência se manteve em 61,9 Hz, sendo considerado reprovado neste ensaio.

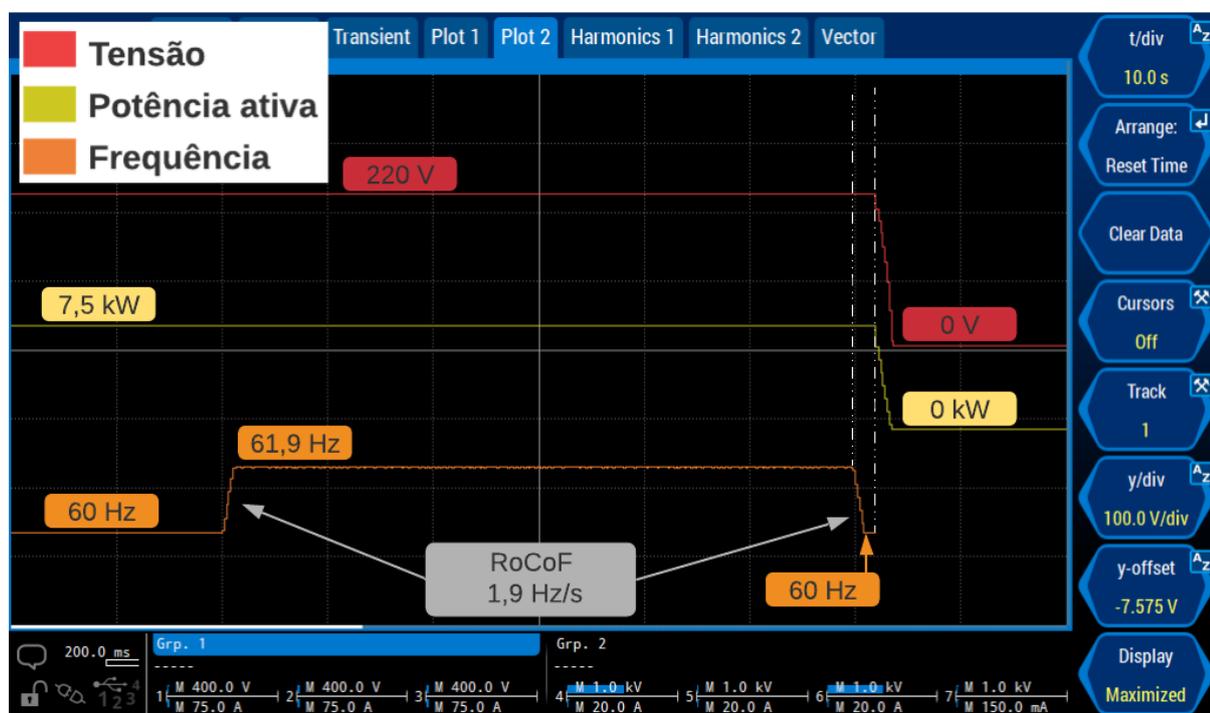
A critério de análise a Figura 61 e a Figura 62 apresentam uma captura de tela do analisador de energia mostrando os valores RMS da tensão, da potência ativa e da frequência na saída do inversor da amostra G e da amostra E, respectivamente, na condição de impedância Z_3 .

Figura 61 – Valores RMS plotados no analisador de energia da amostra G no ensaio de HFRT com impedância de rede Z_3 .



Fonte: O autor.

Figura 62 – Valores RMS plotados no analisador de energia da amostra E no ensaio de HFRT com impedância de rede Z_3 .



Fonte: O autor.

Analisando a Figura 61 é possível observar que no instante em que ocorreu o salto positivo de frequência, observado pela linha em laranja, o inversor limitou a potência ativa injetada na rede, observado pela linha em amarelo, conforme esperado de sua operação em sobrefrequência. Posteriormente, foi imposto um salto negativo de frequência, retornando para a condição normal de frequência da rede, no qual o inversor permaneceu conectado à rede, observado no intervalo entre as linhas pontilhadas brancas, o que demonstra que a amostra G suportou a este distúrbio de frequência, sendo aprovado neste teste.

Analisando a Figura 62 é possível observar que o inversor não limitou a potência ativa de saída após a variação de frequência, reprovando assim neste ensaio.

4.2.11.2 LFRT / RoC

O critério de aprovação para este ensaio foi considerado para que o equipamento testado apresentasse suportabilidade ao distúrbio de frequência, sendo capaz de manter-se conectado à rede no instante dos saltos de frequência e durante e após o distúrbio.

A Tabela 72 apresenta os resultados das amostras nos testes de LFRT / RoCoF para todas as condições de impedância de rede.

Tabela 72 – Resultados obtidos das amostras no ensaio proposto de LFRT / RoCoF.

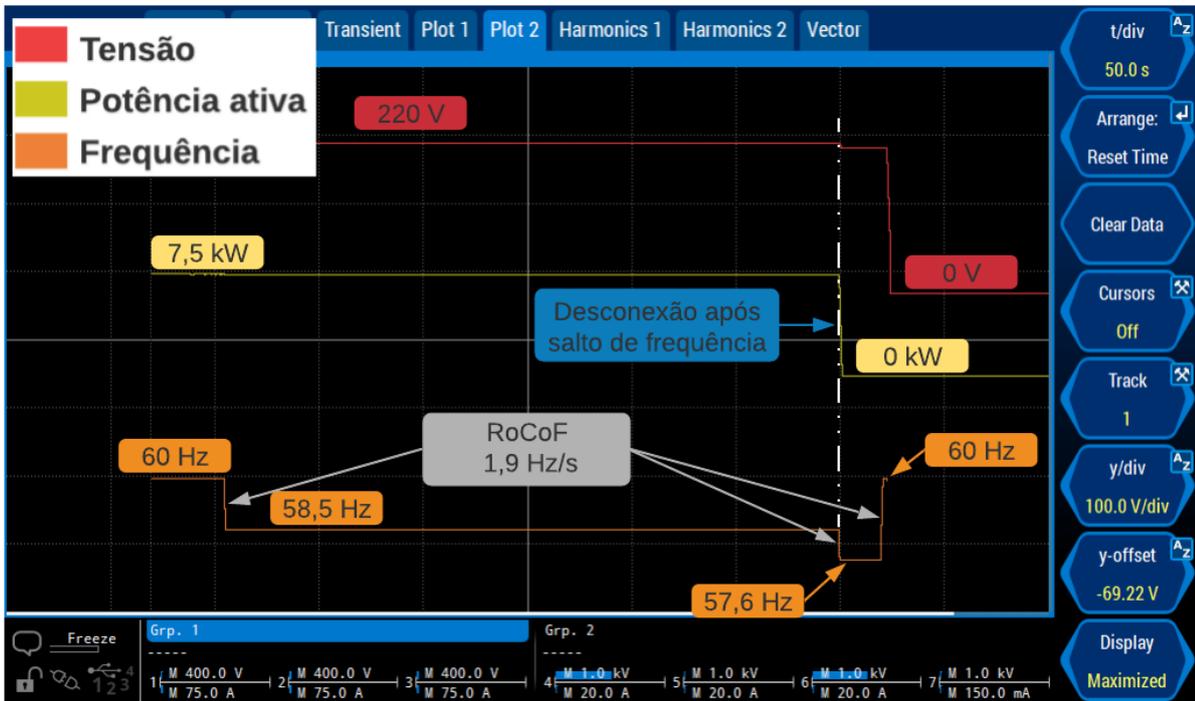
Amostra	Impedância de rede	Suportabilidade	Critério de aprovação
E	Z_0	NC	NC
	Z_1	NC	NC
	Z_2	NC	NC
	Z_3	NC	NC
F	Z_0	C	C
	Z_1	C	C
	Z_2	C	C
	Z_3	C	C
G	Z_0	C	C
	Z_1	C	C
	Z_2	C	C
	Z_3	C	C
H	Z_0	C	C
	Z_1	C	C
	Z_2	C	C
	Z_3	C	C

Fonte: O autor.

Pode-se observar que as amostras F, G e H apresentaram suportabilidade ao distúrbio de frequência, ou seja, não se desconectaram da rede. Em contrapartida, a amostra E foi reprovada neste teste. A amostra E se desconectou da rede após o segundo salto de frequência aplicado no intervalo T_3 - T_4 , ilustrado na Figura 50 e definido na Tabela 56, em todas as condições de impedância.

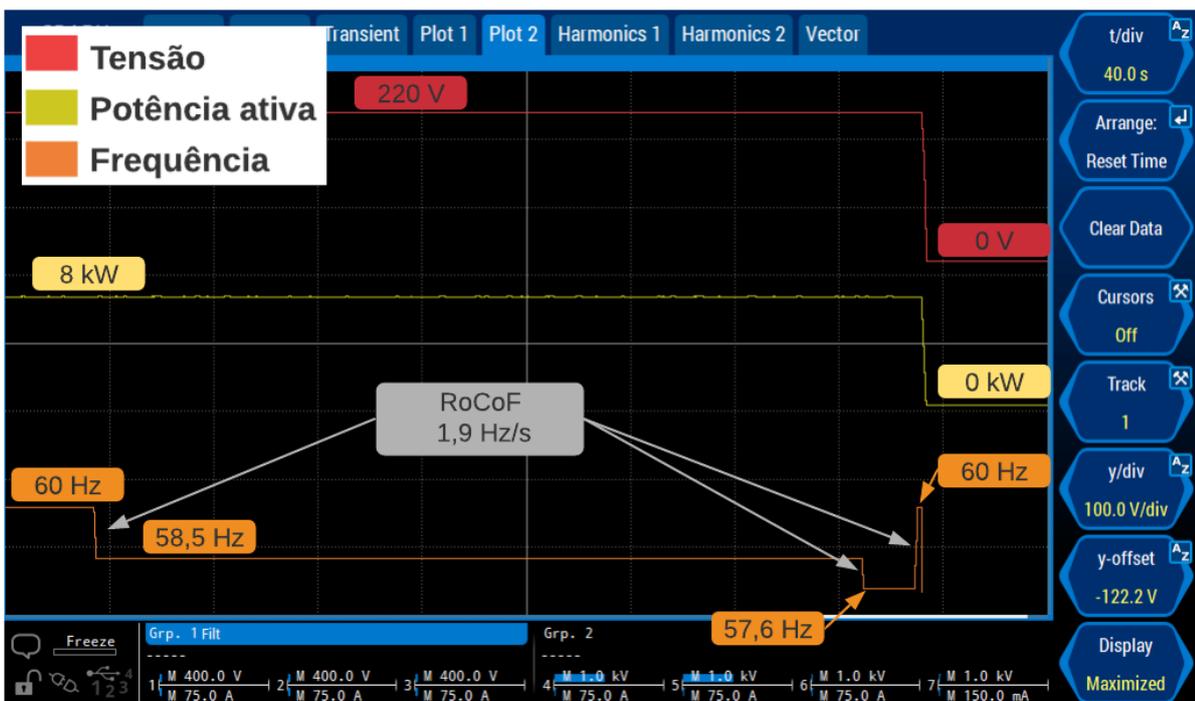
A critério de análise, a Figura 63 e a Figura 64 apresentam uma captura de tela do analisador de energia mostrando os valores RMS da tensão, da potência ativa e da frequência na saída do inversor da amostra E e da amostra F, respectivamente, na condição de impedância Z_0 .

Figura 63 – Valores RMS plotados no analisador de energia da amostra E no ensaio de LFRT com impedância de rede Z_0 .



Fonte: O autor.

Figura 64 – Valores RMS plotados no analisador de energia da amostra F no ensaio de LFRT com impedância de rede Z_0 .



Fonte: O autor.

4.2.11.3 LVRT

O critério de aprovação para este ensaio seguiu o mesmo requisito de FRT da ABNT NBR 16149, onde durante a falta o inversor não deve se desconectar (descrito na tabela dos resultados como suportabilidade) e deve retornar a injetar o mesmo nível de potência ativa e reativa pré falta em um período máximo de 200 ms (descrito na tabela dos resultados como injeção de potência).

A Tabela 72 apresenta os resultados das amostras nos testes de LVRT para todas as condições de impedância de rede.

Figura 65 – Resultados obtidos das amostras no ensaio proposto de LVRT.

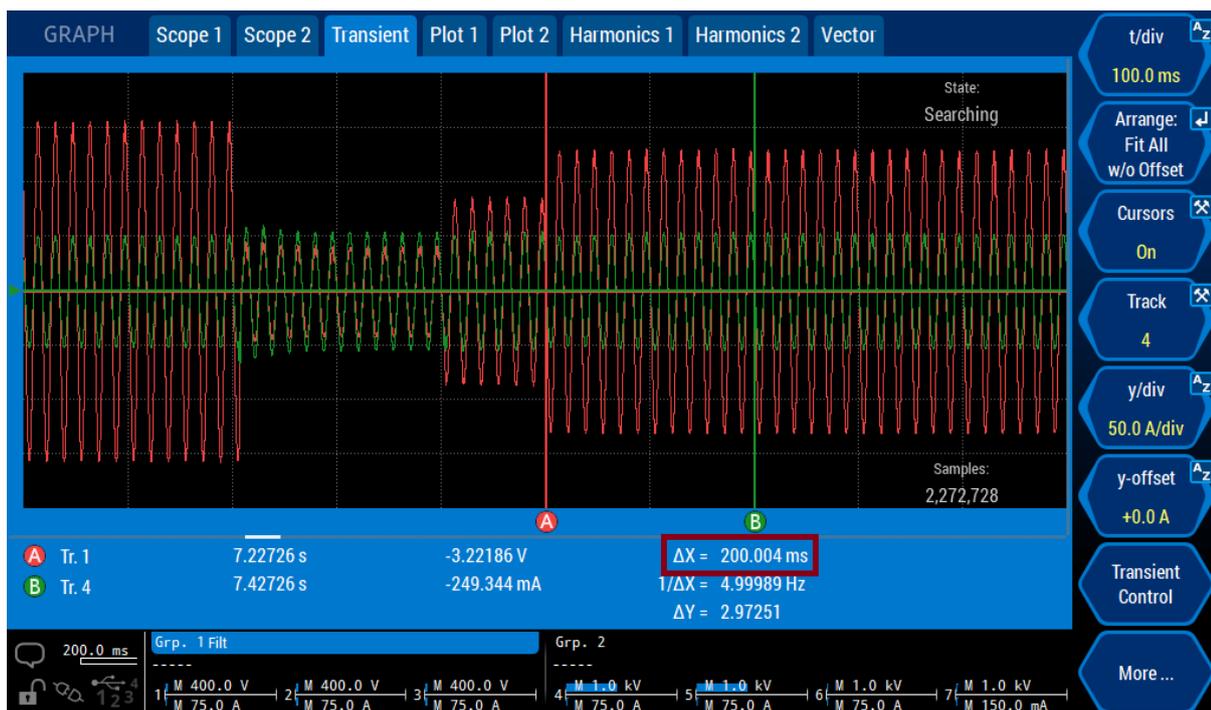
Amostra	Impedância de rede	Suportabilidade	Injeção de potência	Critério de aprovação
E	Z ₀	NC	NC	NC
	Z ₁	NC	NC	NC
	Z ₂	NC	NC	NC
	Z ₃	NC	NC	NC
F	Z ₀	C	C	C
	Z ₁	C	C	C
	Z ₂	C	C	C
	Z ₃	NC	NC	NC
G	Z ₀	NC	NC	NC
	Z ₁	NC	NC	NC
	Z ₂	NC	NC	NC
	Z ₃	NC	NC	NC
H	Z ₀	NC	NC	NC
	Z ₁	NC	NC	NC
	Z ₂	NC	NC	NC
	Z ₃	NC	NC	NC

Fonte: O autor.

Pode-se observar que as amostras E, G e H reprovaram em todas as condições de impedância. Em contrapartida, a amostra F foi reprovada apenas na condição de impedância Z₃. As amostras E, G e H se desconectaram da rede após o afundamento de tensão aplicado no instante de tempo T₁ ilustrado na Figura 51 em todas as condições de impedância. A amostra F se desconectou da rede no mesmo instante de tempo.

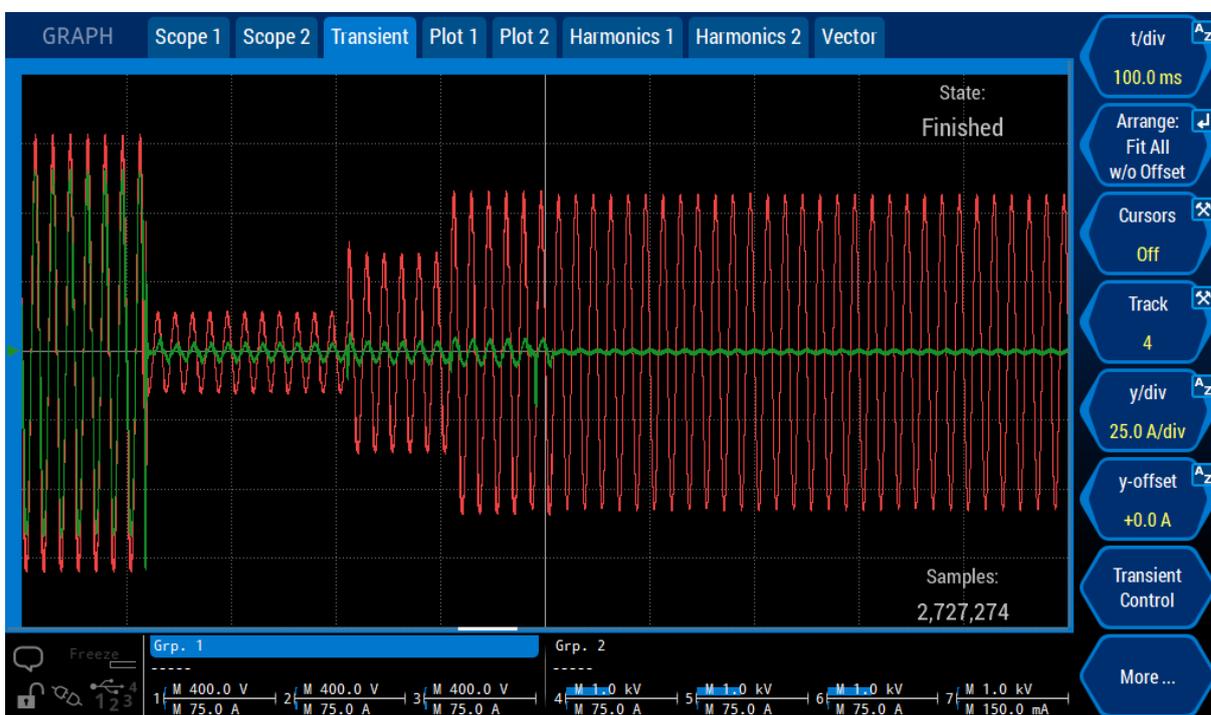
A critério de análise, a Figura 66 e a Figura 67 apresentam a forma de onda da tensão e da corrente na saída do inversor da amostra F e da amostra H, respectivamente, na condição de impedância Z_2 .

Figura 66 – Forma de onda da tensão (vermelho) e da corrente (verde) da amostra F no ensaio de LVRT na condição de impedância Z_2 .



Fonte: O autor.

Figura 67 – Forma de onda da tensão (vermelho) e da corrente (verde) da amostra H no ensaio de LVRT na condição de impedância Z_2 .



Fonte: O autor.

4.2.11.4 *LFRT / RoCoF + LVRT*

O critério de aprovação deste ensaio deve seguir aos critérios de LFRT / RoCoF e de LVRT, apresentados nas subseções anteriores.

A Tabela 73 apresenta os resultados das amostras nos testes de LVRT para todas as condições de impedância de rede.

Tabela 73 – Resultados obtidos das amostras no ensaio proposto de LFRT / RoCoF + LVRT.

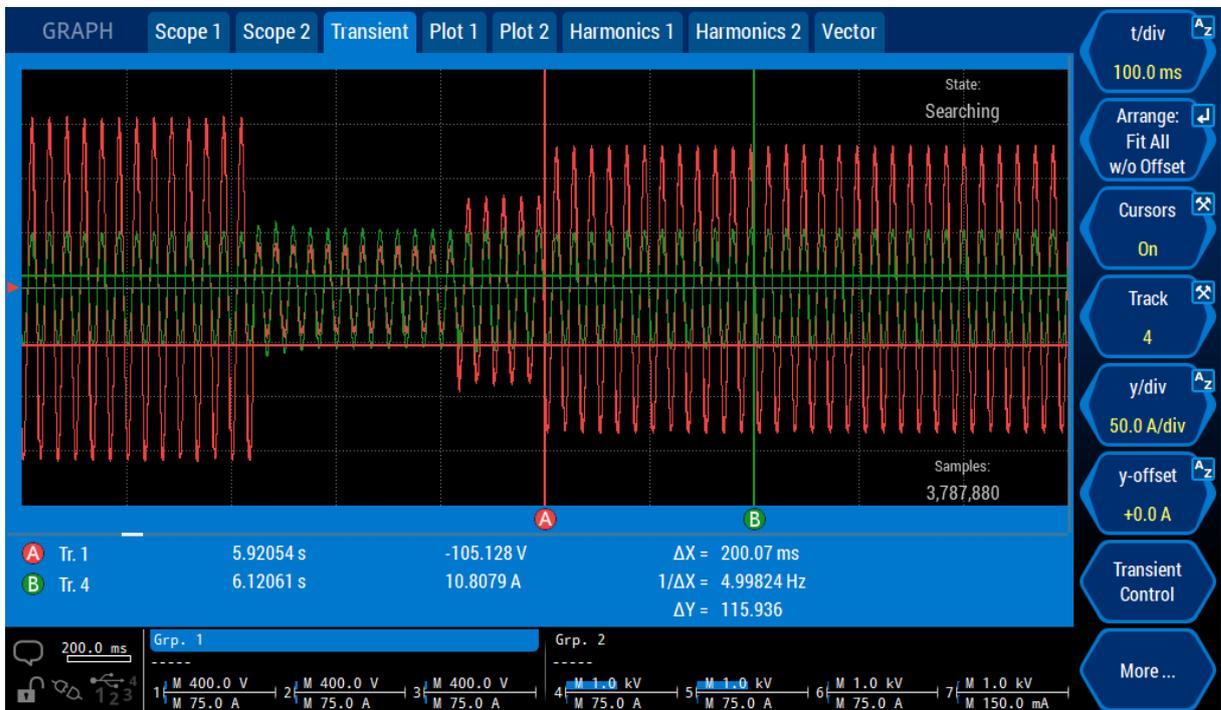
Amostra	Impedância de rede	Suportabilidade	Injeção de potência	Critério de aprovação
E	Z_0	NC	NC	NC
	Z_1	NC	NC	NC
	Z_2	NC	NC	NC
	Z_3	NC	NC	NC
F	Z_0	C	C	C
	Z_1	C	C	C
	Z_2	NC	NC	NC
	Z_3	C	C	C
G	Z_0	NC	NC	NC
	Z_1	NC	NC	NC
	Z_2	NC	NC	NC
	Z_3	NC	NC	NC
H	Z_0	NC	NC	NC
	Z_1	NC	NC	NC
	Z_2	NC	NC	NC
	Z_3	NC	NC	NC

Fonte: O autor.

Pode-se observar que as amostras E, G e H reprovaram em todas as condições de impedância. Em contrapartida, a amostra F foi reprovada apenas na condição de impedância Z_2 . As amostras E, G e H se desconectaram da rede após a queda simultânea de tensão e frequência aplicado no instante de tempo T_1 ilustrado na Figura 52 em todas as condições de impedância. A amostra F se desconectou da rede no mesmo instante de tempo.

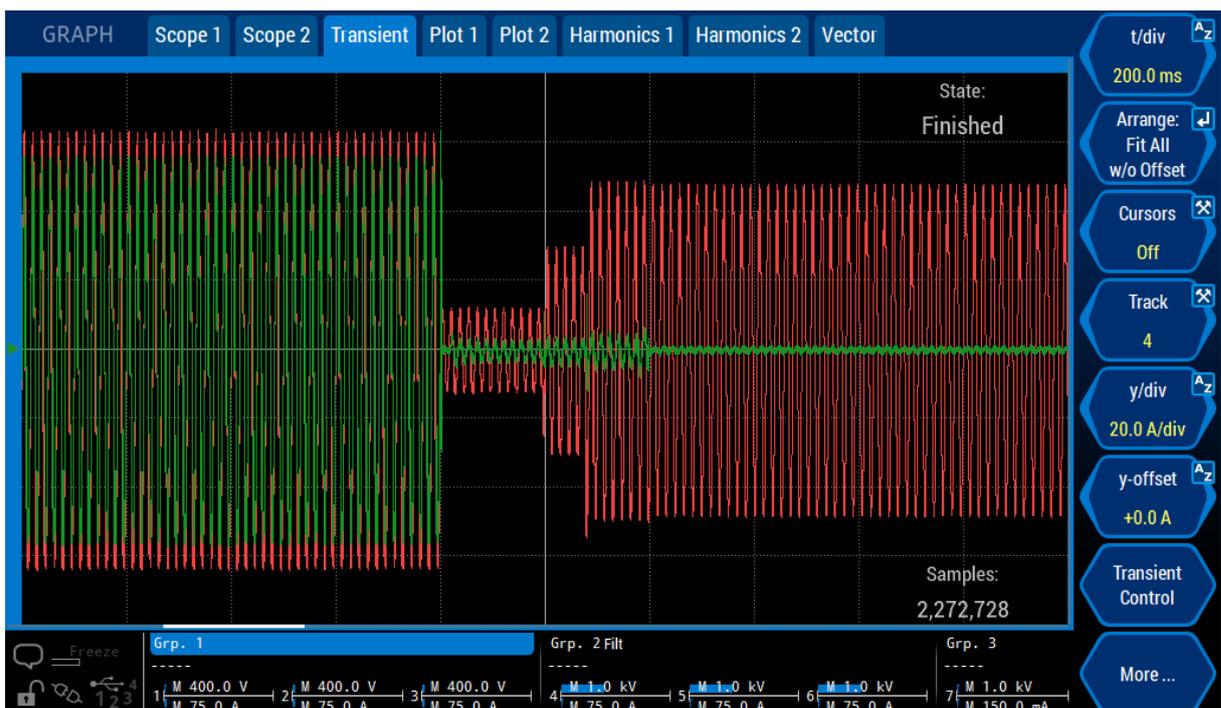
A critério de análise, a Figura 68 e a Figura 69 apresentam a forma de onda da tensão e da corrente na saída do inversor da amostra F e da amostra G, respectivamente, na condição de impedância Z_1 .

Figura 68 – Forma de onda da tensão (vermelho) e da corrente (verde) da amostra F no ensaio de LFRT / RoCoF + LVRT na condição de impedância Z_1 .



Fonte: O autor.

Figura 69 – Forma de onda da tensão (vermelho) e da corrente (verde) da amostra G no ensaio de LFRT / RoCoF + LVRT na condição de impedância Z_1 .



Fonte: O autor.

4.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesta seção foi compilada os resultados dos ensaios de cada amostra analisada, a fim de se qualificar o desempenho individual de cada uma delas.

4.3.1 Amostra A

A Tabela 74 apresenta todos os resultados experimentais obtidos nos ensaios da amostra A.

Tabela 74 – Resultados compilados da amostra A.

Ensaio	Impedância de rede			
	Z ₀	Z ₁	Z ₂	Z ₃
Injeção de componente c.c.	C	C	C	C
Harmônicos e THD	C	C	C	C
Fator de potência fixo	C	C	C	C
Tensão de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tensão de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Frequência de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Frequência de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Controle de potência ativa em sobrefrequência	C	C	C	C
Religamento automático fora de fase	C	C	C	C
Anti-ilhamento	C	C	C	C

Fonte: O autor.

A amostra A obteve 100% de aprovação dos 56 ensaios realizados demonstrando ser um equipamento robusto à variação de impedância do sistema no qual está inserido, podendo assim ser considerado um equipamento de alta qualidade.

4.3.2 Amostra B

A Tabela 75 apresenta todos os resultados experimentais obtidos nos ensaios da amostra B.

Tabela 75 – Resultados compilados da amostra B.

Ensaio	Impedância de rede			
	Z ₀	Z ₁	Z ₂	Z ₃
Injeção de componente c.c.	C	C	C	C
Harmônicos e THD	C	C	C	C
Fator de potência fixo	C	C	C	C
Tensão de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tensão de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Frequência de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Frequência de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Controle de potência ativa em sobrefrequência	C	C	C	C
Religamento automático fora de fase	C	C	C	C
Anti-ilhamento	C	C	C	C

Fonte: O autor.

A amostra B também obteve 100% de aprovação dos 56 ensaios realizados, sendo assim um equipamento robusto à variação de impedância do sistema no qual está inserido, podendo também ser considerado um equipamento de alta qualidade.

4.3.3 Amostra C

A Tabela 76 apresenta todos os resultados experimentais obtidos nos ensaios da amostra C.

Tabela 76 – Resultados compilados da amostra C.

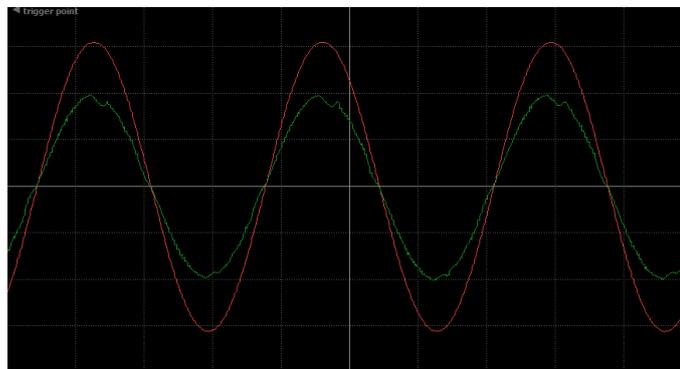
Ensaio	Impedância de rede			
	Z ₀	Z ₁	Z ₂	Z ₃
Injeção de componente c.c.	C	NC	NC	NC
Harmônicos e THD	C	NC	NC	NC
Fator de potência fixo	C	C	NC	NC
Tensão de desconexão por sobretensão	C	C	NC	C
Tempo de desconexão por sobretensão	C	C	C	NC
Tensão de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Frequência de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Frequência de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Controle de potência ativa em sobrefrequência	C	NC	NC	NC
Religamento automático fora de fase	C	NR	NR	NR
Anti-ilhamento	C	NR	NR	NR

Fonte: O autor.

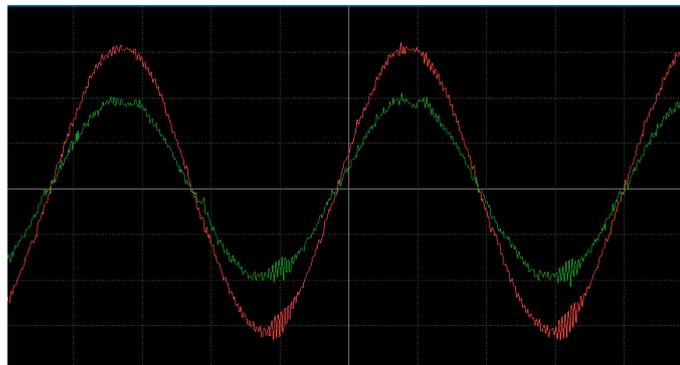
A amostra C obteve 78% de aprovação nos 50 ensaios realizados. Além disso, a amostra C foi aprovada em todos os testes com impedância Z₀, na qual está em conformidade com a norma brasileira ABNT NBR 16149. Porém, esta amostra apresentou um comportamento crítico quando inserida em uma rede com média e alta impedância, apresentando níveis muito elevados de componente c.c. e principalmente harmônicos, conforme apresentado nas subseções 4.2.1 e 4.2.2.

A critério de análise, a Figura 70 apresenta as formas de onda de tensão e corrente na saída do inversor para todas as condições de impedância, onde é possível observar o degradamento de seu comportamento conforme o aumento dos níveis de impedância no sistema.

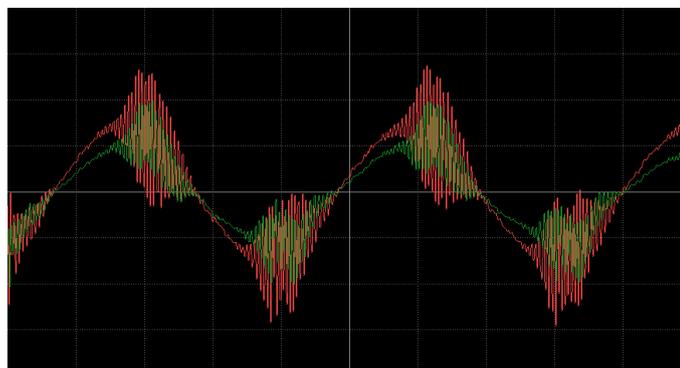
Figura 70 – Formas de onda em regime permanente da amostra C nas condições de impedância Z_0 (a), Z_1 (b), Z_2 (c) e Z_3 (d) em 100% da potência nominal.



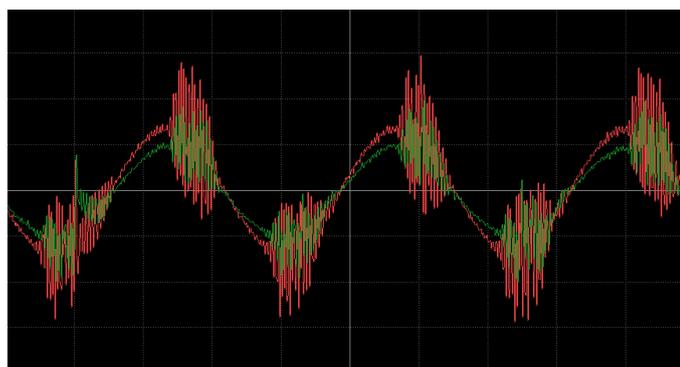
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte: O autor.

Esta amostra demonstrou não portar um sistema de controle robusto a variação da impedância de rede, podendo ser considerado um equipamento de baixa qualidade

4.3.4 Amostra D

A Tabela 76 apresenta todos os resultados experimentais obtidos nos ensaios da amostra D.

Tabela 77 – Resultados compilados da amostra D.

Ensaio	Impedância de rede			
	Z ₀	Z ₁	Z ₂	Z ₃
Injeção de componente c.c.	C	C	C	C
Harmônicos e THD	C	C	C	C
Fator de potência unitário	C	C	C	C
Fator de potência capacitivo	C	C	C	C
Fator de potência indutivo	C	C	C	C
Fator de potência em curva	C	C	C	C
Tensão de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tensão de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Frequência de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Frequência de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Controle de potência ativa em sobrefrequência	C	C	C	C
Religamento automático fora de fase	C	C	C	C
Anti-ilhamento	C	C	C	C

Fonte: O autor.

A amostra D obteve 100% de aprovação nos 56 ensaios realizados, sendo assim um equipamento robusto à variação de impedância do sistema no qual está inserido, podendo também ser considerado um equipamento de alta qualidade.

4.3.5 Amostra E

A Tabela 78 apresenta todos os resultados experimentais obtidos nos ensaios da amostra E.

Tabela 78 – Resultados compilados da Amostra E.

Ensaio	Impedância de rede			
	Z ₀	Z ₁	Z ₂	Z ₃
Injeção de componente c.c.	C	C	C	C
Harmônicos e THD	NC	NC	NC	NC
Fator de potência unitário	NC	NC	NC	NC
Fator de potência capacitivo	NC	NC	NC	NC
Fator de potência indutivo	NC	NC	NC	NC
Fator de potência em curva	NC	NC	NC	NC
Tensão de desconexão por sobretensão	NC	NC	NC	NC
Tempo de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tensão de desconexão por subtensão	NC	NC	NC	NC
Tempo de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Frequência de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Frequência de desconexão por subfrequência	NC	NC	NC	NC
Tempo de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Controle de potência ativa em sobrefrequência	NC	NC	NC	NC
Religamento automático fora de fase	C	C	C	C
Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede (LVRT ABNT NBR 16149)	NC	NC	NC	NC
Anti-ilhamento	C	C	C	C
<i>High Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency</i> (HFRT e RoCoF)	NC	NC	NC	NC
<i>Low Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency</i> (LFRT e RoCoF)	NC	NC	NC	NC
<i>Low Voltage Ride-Through</i> (LVRT)	NC	NC	NC	NC
<i>Low Frequency Ride-Through e RoCoF + Low Voltage Ride-Through</i> (LFRT e RoCoF+LVRT)	NC	NC	NC	NC

Fonte: O autor.

A amostra E reprovou em 63,6% dos 88 ensaios realizados, apresentando um mau comportamento nos ensaios realizados. Além disso, esta amostra reprovou na condição de impedância Z_0 nos ensaios de Harmônicos e THD, FP, tensão de desconexão por subtensão, frequência de desconexão por subfrequência, requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede, além dos ensaios propostos de *ride-through*.

Cabe ressaltar que a condição de impedância Z_0 representa a condição de ensaio de conformidade das normas brasileiras. Esta amostra não deveria reprovar nestas condições de impedância, uma vez que este modelo é um equipamento homologado no Inmetro.

Cabe ressaltar ainda que esta amostra foi disponibilizada por uma empresa integradora da região de Santa Maria, sendo assim um produto de vitrine, o que indica que esta amostra de campo não está em conformidade com a amostra utilizada para a certificação do equipamento.

4.3.6 Amostra F

A Tabela 79 apresenta todos os resultados experimentais obtidos nos ensaios da amostra F.

Tabela 79 – Resultados compilados da Amostra F.

Ensaio	Impedância de rede			
	Z ₀	Z ₁	Z ₂	Z ₃
Injeção de componente c.c.	C	C	C	C
Harmônicos e THD	C	C	C	C
Fator de potência unitário	C	C	C	C
Fator de potência capacitivo	C	C	C	C
Fator de potência indutivo	C	C	C	C
Fator de potência em curva	NC	NC	NC	NC
Tensão de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobretensão	NC	NC	NC	NC
Tensão de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subtensão	NC	NC	NC	NC
Frequência de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Frequência de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Controle de potência ativa em sobrefrequência	NC	NC	NC	NC
Religamento automático fora de fase	C	C	C	C
Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede (LVRT ABNT NBR 16149)	NC	NC	NC	NC
Anti-ilhamento	C	C	C	C
<i>High Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency (HFRT e RoCoF)</i>	C	C	C	C
<i>Low Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency (LFRT e RoCoF)</i>	C	C	C	C
<i>Low Voltage Ride-Through (LVRT)</i>	C	C	C	NC
<i>Low Frequency Ride-Through e RoCoF + Low Voltage Ride-Through (LFRT e RoCoF+LVRT)</i>	C	C	NC	C

Fonte: O autor.

A amostra F foi aprovada em 68,18% dos 88 ensaios realizados, apresentando um comportamento razoável nos ensaios. Além disso, esta amostra reprovou na condição de impedância Z₀ nos ensaios de FP em curva, tempo de desconexão por sobretensão e

subtensão, controle de potência ativa em sobrefrequência e requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede, não apresentando conformidade com a norma brasileira, embora seja um modelo homologado no Inmetro.

Destaca-se que, assim como a amostra E, esta amostra foi disponibilizada por uma empresa integradora da região de Santa Maria, sendo assim um produto de vitrine, o que indica que esta amostra de campo não está em conformidade com a amostra utilizada para a certificação do equipamento.

4.3.7 Amostra G

A Tabela 80 apresenta os resultados experimentais obtidos nos ensaios da amostra G.

Tabela 80 – Resultados compilados da Amostra G.

Ensaio	Impedância de rede			
	Z ₀	Z ₁	Z ₂	Z ₃
Injeção de componente c.c.	C	C	C	C
Harmônicos e THD	C	NC	NC	NC
Fator de potência unitário	C	C	NC	NC
Fator de potência capacitivo	C	NC	NC	NC
Fator de potência indutivo	C	NC	NC	NC
Fator de potência em curva	C	C	NC	NC
Tensão de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tensão de desconexão por subtensão	C	C	NC	C
Tempo de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Frequência de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Frequência de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Controle de potência ativa em sobrefrequência	C	NC	NC	NC
Religamento automático fora de fase	C	C	C	C
Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede (LVRT ABNT NBR 16149)	C	NC	NC	NC
Anti-ilhamento	C	C	NC	NC
<i>High Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency (HFRT e RoCoF)</i>	C	C	C	C
<i>Low Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency (LFRT e RoCoF)</i>	C	C	C	C
<i>Low Voltage Ride-Through (LVRT)</i>	NC	NC	NC	NC
<i>Low Frequency Ride-Through e RoCoF + Low Voltage Ride-Through (LFRT e RoCoF+LVRT)</i>	NC	NC	NC	NC

Fonte: O autor.

A amostra G foi aprovada em 65,9% dos 88 ensaios realizados, apresentando um comportamento razoável nos ensaios. Além disso, esta amostra foi aprovada em todos os ensaios contemplados nas normas brasileiras na condição de impedância Z_0 , apresentando conformidade com os padrões técnicos vigentes. Entretanto, ao inserir a impedância no sistema, a amostra obteve reprovação nos ensaios de harmônicos e THD, FP, tensão de desconexão por subtensão, controle de potência ativa em sobrefrequência, requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede e anti-ilhamento. Deste modo pode-se considerar que este equipamento é um modelo de qualidade razoável disponível no mercado.

4.3.8 Amostra H

A Tabela 81 apresenta todos os resultados experimentais obtidos nos ensaios da amostra H.

Tabela 81 – Resultados compilados da Amostra H.

Ensaio	Impedância de rede			
	Z ₀	Z ₁	Z ₂	Z ₃
Injeção de componente c.c.	C	C	C	C
Harmônicos e THD	C	NC	NC	NC
Fator de potência unitário	C	NC	C	C
Fator de potência capacitivo	C	NC	NC	NC
Fator de potência indutivo	C	NC	NC	NC
Fator de potência em curva	C	C	NC	NC
Tensão de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobretensão	C	C	C	C
Tensão de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subtensão	C	C	C	C
Frequência de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por sobrefrequência	C	C	C	C
Frequência de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Tempo de desconexão por subfrequência	C	C	C	C
Controle de potência ativa em sobrefrequência	C	NC	NC	NC
Religamento automático fora de fase	C	C	C	C
Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede (LVRT ABNT NBR 16149)	C	NC	NC	NC
Anti-ilhamento	C	C	NC	NC
<i>High Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency (HFRT e RoCoF)</i>	C	C	C	C
<i>Low Frequency Ride-Through / Rate of Change of Frequency (LFRT e RoCoF)</i>	C	C	C	C
<i>Low Voltage Ride-Through (LVRT)</i>	NC	NC	NC	NC
<i>Low Frequency Ride-Through e RoCoF + Low Voltage Ride-Through (LFRT e RoCoF+LVRT)</i>	NC	NC	NC	NC

Fonte: O autor.

A amostra H foi aprovada em 65,9% dos 88 ensaios realizados. Similarmente à amostra G, este equipamento obteve um comportamento razoável nos ensaios. Além disso, esta amostra foi aprovada em todos os ensaios contemplados nas normas brasileiras na condição de impedância Z₀, apresentando conformidade com os padrões técnicos vigentes. Entretanto, ao inserir a impedância no sistema, a amostra obteve reprovação nos ensaios de harmônicos e THD, FP, controle de potência ativa em sobrefrequência, requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede e anti-ilhamento.

Cabe ressaltar que o desempenho da amostra H obteve um comportamento similar à amostra G, devido ao fato destes equipamentos serem do mesmo fabricante e da mesma família de modelo do inversor.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo avaliar o desempenho dos recursos energéticos distribuídos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica para diferentes cenários de impedância de rede. Para isto, primeiramente foi realizada uma revisão das normas internacionais, norte americanas e brasileiras sobre a conexão com a rede elétrica e a compatibilidade eletromagnética de baixa frequência dos recursos energéticos distribuídos, a fim de se fazer um levantamento dos requisitos e limites de operação de cada norma analisada.

A partir deste levantamento, verificou-se que quanto aos requisitos de conexão com a rede, as normas brasileiras e da IEC são documentos mais antigos quando comparados ao padrão IEEE norte americano. Quanto aos requisitos de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência, a norma brasileira não possui critérios sobre este tema, referenciando a norma da IEC somente para o teste de cintilação, no qual é exigido o uso de uma impedância de rede em série entre o inversor e a rede. O IEC/TR 61000-3-15 trata especificamente sobre este tema. Neste relatório técnico é especificado dois métodos de avaliação para os requisitos de compatibilidade eletromagnética de baixa frequência, sendo um “teste do produto” e um “teste do sistema”, onde neste último é levado em consideração a impedância de rede na avaliação dos inversores. Quanto aos requisitos de suportabilidade a eventos na rede as normas brasileiras possuem poucos critérios sobre este tema, sendo o padrão da IEEE mais abrangente, apresentando mais requisitos de *ride-through* e de RoCoF.

Neste contexto, foram propostos requisitos de *ride-through* e de RoCoF para avaliar o comportamento de inversores fotovoltaicos comerciais. Além dos requisitos propostos, foram avaliados os critérios de qualidade de energia elétrica e de anti-ilhamento destes inversores em 4 cenários de impedância de rede, sendo considerado um nível de impedância nula (condição ideal que não reproduz condições reais), baixa, média e alta. O nível mais alto (pior caso) foi considerado como referência os padrões da IEC.

Deste modo, foram analisados 22 testes para os 4 níveis de impedância em 4 amostras, 17 testes para os 4 níveis de impedância em 1 amostra e 14 testes para os 4 níveis de impedância em 3 amostras, sendo realizados no total 588 ensaios nas amostras utilizadas neste trabalho. A partir dos resultados experimentais obtidos, foi observado diferenças mais significativas ao variar a impedância de rede nos resultados dos testes de harmônicos e THD, anti-ilhamento e para os testes de suportabilidade propostos. Além disso, pôde-se observar que as amostras E e F não apresentaram conformidade com as normas brasileiras ao

reprovarem em ensaios na condição de impedância Z_0 , embora sejam modelos homologados no Inmetro.

Por fim pode-se concluir que os testes de harmônicos e THD, de *ride-through* e RoCoF, deveriam ser avaliados com a impedância de rede no sistema, assim como é proposto na IEC/TR 61000-3-15. Além disso, como proposta de trabalhos futuros, propõe-se avaliar o desempenho de outros recursos enérgicos distribuídos, como geradores eólicos, inversores FV trifásicos e de sistemas com potência nominal maiores (acima de 10 kW). Propõe-se também realizar um comparativo entre amostras de ensaio em conformidade com as normas e amostras de campo do mesmo modelo (produtos de vitrine), com intuito de averiguar se os modelos disponíveis no mercado estão em conformidade com as amostras de ensaio.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Revisão 12 ed. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 29 nov. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 62116:2012 Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Primeira ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16149:2013 Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Primeira ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2013a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16150:2013 Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade**. Primeira ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2013b.

BASSO, T. et al. **IEEE 1547 Standards advancing grid modernization**. 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015. **Anais...**New Orleans, LA: IEEE, 2015

BITENCOURT, I. A. B.; FIGUEIRA, H. H.; MICHELS, L. **Análise do desempenho de inversores fotovoltaicos conectados à rede segundo ABNT NBR 16149 em diferentes cenários de impedância de rede**. XXIII Congresso Brasileiro de Automática. **Anais...**Porto Alegre, RS, Brasil: SBA, 2020

BORTOLINI, R. J. F. **ENSAIO AUTOMATIZADO DE MEDIÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)—[s.l.] Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), 2018.

CARVALHO, M. S. C. DE et al. **Active Anti-islanding Protection Method Based on Active Power Flow Applied to VSI-based Distributed Generation**. 2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP). **Anais...**Juiz de Fora, Brazil: IEEE, 2017

CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES. **Connection criteria at the distribution network for distributed generation**. 313. ed. [s.l.] CIGRE TF C6.04.01, 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031- Micro e Minigeração Distribuída**Rio de Janeiro, RJepe, , 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno_MMGD_Baterias_vfinal.pdf>

EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION. **EN 50438:2014 - Requirements for micro-generating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks**. 2013. ed. Brussels, Belgium: CENELEC, 2014.

EUROPEAN STANDARDS. **EN 50549-1:2019 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network - Generating plants up to and including Type B**. [s.l.] European Committee for Electrotechnical Standardization, 2019.

FIGUEIRA, H. H. **SISTEMA AUTOMATIZADO PARA ENSAIO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM ACORDO COM NORMATIZAÇÃO BRASILEIRA**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)—Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), 2016.

GONZALEZ, S. et al. **Small commercial inverter laboratory evaluations of UL 1741 SA grid-support function response times**. 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). **Anais...**Portland, OR, USA: IEEE, 2016

HÖCKEL, M. et al. Measurement of voltage instabilities caused by inverters in weak grids. **CIREN - Open Access Proceedings Journal**, v. 2017, n. 1, p. 770–774, 2017.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1547™-2003 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems**. 1. ed. New York, NY, USA: IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2003.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 1547.1™-2005 IEEE standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed resources with electric power systems**. 1. ed. New York, NY, USA: IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2005.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 519-2014 IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric**

Power Systems. New York, NY, USA: IEEE Power and Energy Society, 2014. v. 2014

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1547™-2018 IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.** 2. ed. New York, NY, USA: IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2018.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **PES-TR67.r1 - Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters and the Applications in Power Systems Technical Report.** New York, NY, USA: Industry Technical Support Leadership Committee (ITSLC), 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Portaria n.º 357, de 01 de agosto de 2014.** Brasília, Brasil: INMETRO, 2014. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002145.pdf>>.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA. **CONSULTA PÚBLICA Nº 16, DE 11 DE ABRIL DE 2021.** Brasília, Brasil: INMETRO, 2021a. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002736.pdf>>.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA. **INRI - INSTITUTO DE REDES INTELIGENTES.** Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/laboratorios/rble/detalhe_laboratorio.asp?nom_apelido=UFSM%2FINRI#>. Acesso em: 1 dez. 2021b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Photovoltaic (pv) systems - Characteristics of the utility interface Photovoltaic (pv) systems - characteristics of the utility interface.** Geneva, Switzerland: INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 1995.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC/TR 61000-2-8 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-8: Environment - Voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results.** 1.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2002a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-2-4 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment - Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances.** 2.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2002b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61727:2004 Photovoltaic (pv) systems - Characteristics of the utility interface.** Second ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2004.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62116:2008 - Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverter.** 1.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2008a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC/TR 61000-3-6** **Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.** 2.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2008b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-3-5** **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-5: Limits – Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 75 A.** 2.0 ed. Geneva, Switzerland: INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2009a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-4-34** **Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-34: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests for equipment with mains current more than 16 A per phase.** 1.1 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2009b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-4-15** **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications.** 2.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2010.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC/TR 61000-3-15** **TECHNICAL REPORT IEC/TR 61000-3-15 Edition 1.0 2011-09 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-15: Limits – Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV netw.** 1.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2011a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC/TR 61000-3-14** **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-14: Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems.** 1.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2011b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-3-12** **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-12: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current >16 A and ≤ 75 A per phase.** 2.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2011c.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC/TR 60725** **Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining the disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current ≤ 75 A per phase.** 3.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2012.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62116:2014 - Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures.** 2.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2014.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-4-7** **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques**

– **General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto.** 2.1 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2016.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-3-3 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional c.** 3.1 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2017a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-3-11 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-11: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems – Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection.** 2.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2017b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62920:2017 - Photovoltaic power generating systems – EMC requirements and test methods for power conversion equipment Systèmes.** 1.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2017c.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60364-7-712 Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems.** 2.0 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2017d.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-4-11 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-11: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests.** 2.1 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2017e.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-2-2 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-2: Environment - Compatibility levels for lowfrequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply system.** 2.2 ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2018a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-3-2 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase).** 5.0 ed. Geneva, Switzerland: INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2018b.

JIA, Q. et al. Small signal stability analysis of paralleled inverters for multiple photovoltaic generation units connected to weak grid. **The Journal of Engineering**, v. 2017, n. 13, p. 2015–2020, 2017.

JOHN STEVENS, RUSSEL BONN, JERRY GIN, SIGIFREDO GONZALEZ, G. K. **Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems** Sandia Report 2000. [s.l: s.n.].

KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 594–605, 2016.

LIMA, A. DA C. et al. **Challenges for Loss-of-Mains Protection System in Inverter-Based Resources Applications**. 16º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência. **Anais...João Pessoa**, PB: IEEE, 2021

MOURINHO, F. A. et al. **Análise da atuação das proteções anti-ilhamento de recursos energéticos distribuídos considerando eventos de grande porte no Sistema Interligado Nacional**. XXV SNTPEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anais...Belo Horizonte**, MG: CIGRE-Brasil, 2019Disponível em:

<<http://jurnal.globalhealthsciencegroup.com/index.php/JPPP/article/download/83/65%0Ahttp://www.embase.com/search/results?subaction=viewrecord&from=export&id=L603546864%5Cnhttp://dx.doi.org/10.1155/2015/420723%0Ahttp://link.springer.com/10.1007/978-3-319-76>>

NATIONAL GRID O ESO. **Report of the investigation into the automatic demand disconnection following multiple generation losses and the demand controle response that occurred on the 27th May 2008**. National Grid: [s.n.].

NATIONAL GRID O ESO. **Technical Report on the events of 9 August 2019**. National Grid: [s.n.].

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Evolução dos requisitos necessários para potencializar a inserção de geração distribuída sem impactos adversos à estabilidade do sistema interligado nacionalONS DPL-RE-0317/2020**. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.].

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Proposta de testes de imunidade para geradores distribuídos conectados via inversores nas redes de distribuição do brasilRT-ONS DPL 0175/2021**. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.].

QIAN, K. et al. **Analysis of the environmental benefits of Distributed Generation**. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. **Anais...Pittsburgh**: IEEE, 2008Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4596137>>

SACCOL, G. A. et al. Reference Grid Impedance for Tests of Grid-connected Power Converters for Distributed Energy Resources: The Brazilian Case. **2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference, COBEP/SPEC 2019**, 2019.

SEMICONDUCTOR EQUIPMENT MATERIALS INTERNATIONAL. **SEMI F47-0200 - SPECIFICATION FOR SEMICONDUCTOR PROCESSING EQUIPMENT VOLTAGE SAG IMMUNITY**. 0200. ed. San Jose, CA: SEMI, 2000.

STEINHORST, D. DE M. **CONTROLADOR EMBARCADO PARA CONFIGURAÇÃO REMOTA DE CARGA RLC PASSIVA COM INTERFACE MQTT**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica)—[s.l.] Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), 2021.

TAKEDA, Y. et al. **Test and study of utility interface and control problems for residential PV systems in Rokko Island 200 kW test facility**. Las Vegas, NV, USA: IEEE, 1988

UNION FOR THE CO-ORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY. **Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy**. Investigation Committee - UCTE: [s.n.].

UNION FOR THE CO-ORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY. **Final Report - System Disturbance on 4 November 2006**. Investigation Committee - UCTE: [s.n.].

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. **Distributed generation islanding - Implications on power system dynamic performance**. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. **Anais...**Chicago: IEEE, 2002Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1043183>>

WU, Y. K.; LIN, J. H.; LIN, H. J. Standards and Guidelines for Grid-Connected Photovoltaic Generation Systems: A Review and Comparison. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 4, p. 3205–3216, 2017.

XU, J.; XIE, S.; TANG, T. Evaluations of current control in weak grid case for grid-connected LCL-filtered inverter. **IET Power Electronics**, v. 6, n. 2, p. 227–234, 2013.

ZHANG, Q. et al. Stability problems of PV inverter in weak grid: a review. **IET Power Electronics**, v. 13, n. 11, p. 2165–2174, 2020.