

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA COM ÊNFASE EM AUTOMAÇÃO**

**ADALBERTO SATO MICHELS
RAFAEL ARIMURA OSAWA
TELMA APARECIDA MENEGHETTE DOS SANTOS**

**AVALIAÇÃO DE UM INVERSOR FOTOVOLTAICO CONECTADO À
REDE ELÉTRICA**

CURITIBA

2015

ADALBERTO SATO MICHELS
RAFAEL ARIMURA OSAWA
TELMA APARECIDA MENEGHETTE DOS SANTOS

**AVALIAÇÃO DE UM INVERSOR FOTOVOLTAICO CONECTADO À
REDE ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Industrial Elétrica com Ênfase em Automação, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Roger Gules
Co-orientador: Walter Meneghette dos Santos

CURITIBA

2015

Adalberto Sato Michels
Rafael Arimura Osawa
Telma Aparecida Meneghette dos Santos

AVALIAÇÃO DE UM INVERSOR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase em Automação do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 01 de julho de 2015.

Prof. Paulo Sérgio Walenia, Esp.
Coordenador de Curso
Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase em Automação

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Roger Gules, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Walter Meneghette dos Santos, Me.
MBTech Indústria e Comércio de Sistemas
Eletrônicos LTDA
Co-Orientador

BANCA EXAMINADORA

Alceu André Badin, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Eduardo Felix Ribeiro Romaneli, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Jair Urbanetz Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

MICHELS, Adalberto S.; DOS SANTOS, Telma A. M.; OSAWA, Rafael A., **Avaliação de um inversor fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2015. 83f. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Industrial Elétrica com Ênfase em Automação – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

Este trabalho apresenta um inversor fotovoltaico conectado à rede da empresa MBTech sob ensaios referentes à ABNT, tendo como objetivo a avaliação do equipamento frente aos padrões exigidos. O texto aborda desde as necessidades mundiais de energias renováveis até as topologias e conceitos relacionados à primordialidade do uso de inversores fotovoltaicos nos sistemas solares, passando por restrições e exigências normativas de distorções harmônicas entre outros procedimentos de ensaio na aplicação dos testes, tão como o mapeamento dos resultados obtidos no processo. O veredito acerca da conformidade do inversor fotovoltaico com os padrões destacados em norma é fornecido concomitantemente às correções propostas.

Palavras-chave: Inversor fotovoltaico. Ensaio. Normas.

ABSTRACT

MICHELS, Adalberto S.; DOS SANTOS, Telma A. M.; OSAWA, Rafael A., **Evaluation of a grid-tie photovoltaic inverter**. 2015. 83f. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Industrial Elétrica com Ênfase em Automação – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

This paper presents an MBTech's grid-tie photovoltaic inverter under ABNT (Brazilian Association of Technical Standards) testing, aiming at the equipment's approval toward the required standards. The paper consists on the worldwide needs of renewable energies, the topologies and concepts related to the primordially of photovoltaic inverters in solar systems, going through standard restrictions and requirements concerning harmonic distortion among others testing procedures applied on the trials, as well as charting the outcomes. The verdict regarding the PV inverter compliance with the standards is provided concomitantly to the proposed corrections.

Keywords: Photovoltaic inverter. Testing. Standards.

LISTA DE ACRÔNIMOS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BP	British Petroleum
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico
FRT	Fault Ride Through
IEC	International Electrotechnical Commission
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SFCR	Sistemas Fotovoltaico Conectado a Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
THD	Distorção Harmônica Total

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Consumo de energia mundial	11
Figura 2 – Tipos de sistemas fotovoltaicos	13
Figura 3 – Inversor avaliado	14
Figura 4 – Configuração de um SFCR em localidades sem incentivos	14
Figura 5 – Curva de operação do Sistema fotovoltaico em função da frequência.....	25
Figura 6 – Curva do FP em função da potência ativa da saída do inversor	27
Figura 7 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6kW	28
Figura 8 – Requisitos de suportabilidade a sobtensões decorrentes de faltas na rede (<i>fault ride through</i> – FRT)	31
Figura 9 – Diagrama de ligações para ensaio de sobre/sub tensão.....	39
Figura 10 – Diagrama de ligações para ensaio de sobrecarga	43
Figura 11 – Diagrama de ligações para ensaio de proteção contra inversão de polaridade.....	49
Figura 12 – Circuito de ensaio para detecção de ilhamento de um inversor	50
Figura 13 – Circuito de ensaio para cintilação de um inversor	57
Figura 14 – Dados técnicos do inversor	60
Figura 15 – Fonte de alimentação CA.....	62
Figura 16 – Carga resistiva em paralelo com a fonte CA	62
Figura 17 – Fonte de alimentação CC.....	63
Figura 18 – Inversor avaliado sob ensaio em bancada	64
Figura 19 – Forma de onda da desconexão por subtensão (padrão dos ensaios)....	65
Figura 20 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede definido em norma	70
Figura 21 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede obtido em ensaio.....	71
Figura 22 – Forma de onda de tensão e corrente na saída do inversor ao proceder o ensaio de deslocamento de fase.....	72
Figura 23 – Forma de onda para o ensaio de anti-ilhamento	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Resposta às condições anormais de tensão	22
Tabela 2– Limite de distorção harmônica de correntes de ordens ímpares	25
Tabela 3– Limite de distorção harmônica de correntes de ordens pares	25
Tabela 4– Especificações do inversor fornecidas pelo fabricante	38
Tabela 5– Condições de ensaio	50
Tabela 6– Desequilíbrio de carga ativa para condição A de ensaio	52
Tabela 7 – Desequilíbrio de carga para condições B e C de ensaio	52
Tabela 8 – Especificação utilizada do simulador rede CA.....	61
Tabela 9– Resultados obtidos nos ensaios de variação de tensão.....	65
Tabela 10 – Resultados obtidos nos ensaios de variação de frequência	66
Tabela 11 – Resultados obtidos nos ensaios de fator de potência	68
Tabela 12– Resultados obtidos de potência ativa ao variar a frequência	69
Tabela 13– Variação da potência em relação à frequência de 60,2Hz	69
Tabela 14 – Variação da potência em relação à frequência de 60Hz finais.....	70
Tabela 15 – Resultados obtidos no ensaio de variação das componentes harmônicas	74
Tabela 16– Sumário dos resultados obtidos nos ensaios do inversor avaliado	78

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
1.1 TEMA	12
1.1.1 Delimitação do Tema	13
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	14
1.3 OBJETIVOS	16
1.3.1 Objetivo Geral	16
1.3.2 Objetivos Específicos	16
1.4 JUSTIFICATIVA	16
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	17
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1 ABNT NBR 16149:2013	19
2.1.1 Termos e Definições	19
2.1.2 Compatibilidade com a Rede e Proteção do Sistema	21
2.1.3 Controle Externo	29
2.1.4 Requisitos de Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Faltas na Rede (<i>Fault Ride Through – FRT</i>)	31
2.2 ABNT NBR IEC 62116	32
2.3 ANEEL PRODIST	32
3 CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS	35
3.1 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – QEE	35
3.2 ILHAMENTO	35
3.3 EFICIÊNCIA BRASILEIRA	36
3.4 EQUIPAMENTOS A UTILIZAR E SUAS PECULIARIDADES	36
3.5 DESCRIÇÃO TÉCNICA DO INVERSOR AVALIADO	38
3.6 ENSAIOS	38
3.6.1 Variação da Tensão	39
3.6.2 Medição da Tensão de Desconexão por Sobretensão	39
3.6.3 Medição do Tempo de Desconexão por Sobretensão	40
3.6.4 Medição da Tensão de Desconexão por Subtensão	40
3.6.5 Medição do Tempo de Desconexão por Subtensão	41
3.6.6 Medição da Frequência de Desconexão por Sobrefrequência	41
3.6.7 Medição do Tempo de Desconexão por Sobrefrequência	41
3.6.8 Medição da Frequência de Desconexão por Subfrequência	42
3.6.9 Medição do Tempo de Desconexão por Subfrequência	42
3.6.10 Reconexão	43
3.6.11 Sobrecarga	43
3.6.12 Desconexão e Reconexão do Sistema Fotovoltaico da Rede	44
3.6.13 Fator de Potência	44
3.6.14 Controle da Potência Ativa em Sobrefrequência	45

3.6.15	Religamento Automático Fora de Fase	47
3.6.16	Injeção de Componente CC	47
3.6.17	Harmônicos e Distorção de Forma de Onda	48
3.6.18	Proteção Contra Inversão de Polaridade.....	49
3.6.19	Ensaio de Anti-ilhamento para Inversores de Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.....	50
3.6.20	Injeção e Demanda de Potência Reativa	53
3.6.21	Requisitos de Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Faltas na Rede (<i>Fault Ride Through – FRT</i>)	54
3.6.22	Limitação de Potência Ativa	55
3.6.23	Comando de Potência Reativa.....	56
3.6.24	Cintilação	57
4	APLICAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE ENSAIO A UM INVERSOR FOTOVOLTAICO	59
4.1	EQUIPAMENTO A SER ENSAIADO	59
4.2	ENSAIOS NÃO APLICÁVEIS	60
4.3	ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS	61
4.4	RESULTADOS OBTIDOS.....	63
4.4.1	Ensaio de Variação de Tensão	64
4.4.2	Ensaio de Variação de Frequência	66
4.4.3	Reconexão.....	67
4.4.4	Sobrecarga	67
4.4.5	Desconexão e Reconexão do Sistema Fotovoltaico da Rede	67
4.4.6	Fator de Potência.....	67
4.4.7	Controle de Potência Ativa em Sobrefrequência	68
4.4.8	Religamento Automático Fora de Fase.....	71
4.4.9	Injeção de Componente CC.....	72
4.4.10	Proteção Contra Inversão de Polaridade.....	73
4.4.11	Harmônicos e Distorção de Forma de Onda	73
4.4.12	Injeção e Demanda de Potência Reativa	74
4.4.13	Anti-ilhamento	74
4.4.14	Cintilação	77
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	81
	REFERÊNCIAS.....	82

1 INTRODUÇÃO

A partir da sua descoberta, a energia elétrica se tornou fundamental para o desenvolvimento dos países e para a qualidade de vida da população. Quanto maior a população e mais o país se desenvolve, maior se torna a necessidade de aumentar a produção de energia elétrica. Ao mesmo tempo, também vem a necessidade de preservar o meio ambiente. Levando-se em consideração esses fatores, e observando que os recursos minerais mais utilizados para geração de energia são limitados, busca-se novas fontes de energia, novas alternativas para a geração limpa.

As fontes primárias utilizadas para produção de energia podem ser divididas em duas classificações: as fontes renováveis e as fontes não renováveis. Segundo Reis (2003), as fontes não renováveis são consideradas aquelas passíveis de se esgotar por serem utilizadas com velocidade bem maior do que a velocidade necessária para sua formação. Pode-se incluir nesta categoria fontes como o petróleo, gás natural, combustíveis radioativos (urânio), entre outros. Na atualidade, utiliza-se muitas dessas fontes para geração de energia através do meio térmico. Essa geração é conhecida como geração de energia termelétrica. Ainda segundo Reis, as fontes renováveis são aquelas cuja sua reposição pela natureza é bem mais rápida do que sua utilização energética, ou cujo manejo pelo homem pode ser efetuado de forma compatível com a necessidade de sua utilização energética. Existem diversas fontes de energia renovável e a cada dia descobrem-se novas. As mais citadas na mídia na atualidade são as usinas hidrelétricas, eólicas, biomassa e solar fotovoltaica.

Nos últimos anos, a questão energética tem ganhado um significado bastante relevante no contexto ambiental e da busca do desenvolvimento sustentável. O desenvolvimento sustentável tem como base ser capaz de contribuir para a superação dos atuais problemas na sociedade, como também “garantir a própria vida, por meio da proteção e manutenção dos sistemas naturais” (REIS, 2003).

Segundo pesquisas da *British Petroleum*, pode-se observar pelo gráfico a seguir (Figura 1) que até o ano de 2013 quase todo o consumo de energia no mundo era baseado na queima de combustíveis fósil, sendo a fonte mais utilizada o

petróleo, seguida da queima do carvão mineral e gás natural –todas as energias não renováveis. Também pode ser destacado que a energia nuclear – que igualmente não é renovável – é consumida na mesma escala da única energia renovável presente em destaque no gráfico, a hidráulica.

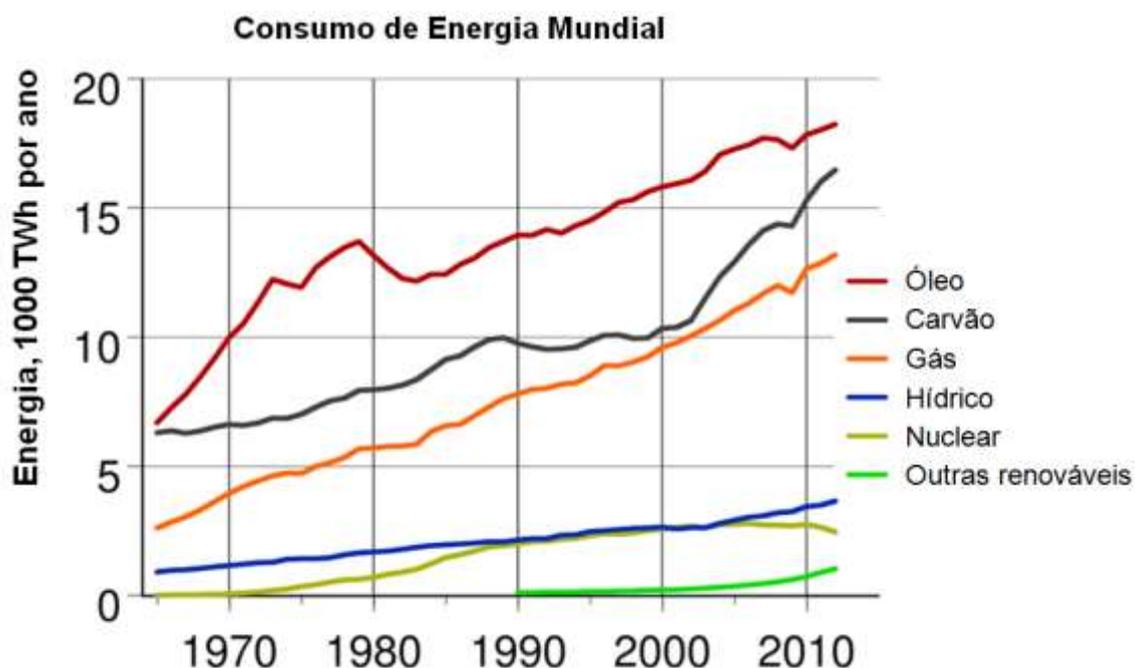


Figura 1 – Consumo de energia mundial
 Fonte: BP – *British Petroleum* (2013).

No Brasil, na mesma época, também liderava a geração energética com a queima do petróleo, seguida da energia vinda da biomassa e hidrelétricas – essa última sendo responsável por suportar a maior proporção do consumo elétrico. A geração hidrelétrica domina o mercado energético brasileiro nas fontes sustentáveis e assim deve se manter por alguns anos devido ao grande potencial disponível. No entanto, com o aumento da demanda, são necessárias outras formas de geração, visto que o desenvolvimento desse fator tem impacto direto no desenvolvimento econômico do país (Ministério de Minas e Energia, 2013).

Com o desenvolvimento da tecnologia no meio energético, diversas fontes renováveis vêm ganhando destaque. Entre elas a energia solar possui larga utilização pelo mundo. Ela baseia-se no aproveitamento da energia transmitida à Terra pelo Sol. Na última década, percebeu-se um processo de estabilização dos preços dessa energia devido ao aumento da utilização, e espera-se, para os

próximos anos, que tenha um crescimento significativo em sua oferta.

No Brasil, a energia fotovoltaica ainda é pouco difundida. É visto que grandes esforços têm sido direcionados ao aproveitamento da energia solar no país, visando o atendimento de comunidades isoladas da rede de energia elétrica e ao desenvolvimento regional, mas ainda assim não há base suficiente para o desenvolvimento de tecnologias internas no que concerne aos equipamentos necessários para essa aplicação.

1.1 TEMA

A conversão fotovoltaica na sua forma moderna iniciou-se em 1954 quando houve o desenvolvimento de uma célula solar de silício pelos pesquisadores da Bell Telephone (FILHO, 2009). Após sua descoberta ela foi utilizada como principal fonte de energia elétrica em aplicações espaciais até chegar às aplicações terrestres em meados da década de 60. Inicialmente, foi utilizada para fins de telecomunicação, sistema de sinalização e proteção catódica. No início da década de 90, seus custos diminuíram, aumentando tanto o acesso como a utilização dessa tecnologia. A partir de então, houve uma inserção significativa dessa forma de geração de energia no mercado mundial.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2013, p. 96), a energia solar no território brasileiro tem elevado potencial para sua conversão em energia elétrica, com irradiação global média anual entre 1200 e 2400 kWh/m²/ano. Para efeito de comparação, nos países europeus que mais exploram esta fonte, como Alemanha e Espanha, os valores variam, respectivamente, nas faixas 900-1250 e 1200-1850 kWh/m²/ano.

Analisando estatísticas nacionais sobre energia solar pode-se verificar que ela ainda é pouco difundida no país. Um grande responsável dessa barreira de desenvolvimento na área é a falta de incentivo e de organização para produção interna. Por exemplo, atualmente o país não possui nenhum laboratório preparado para fazer ensaios em inversores conectados diretamente à rede.

O principal tema deste trabalho será o inversor fotovoltaico conectado à rede elétrica. Para a produção desse inversor, existem normas nacionais e internacionais

a serem seguidas, se caso o produto esteja dentro das normas o mesmo pode ser utilizado comercialmente.

Entretanto, a tecnologia desses inversores só está disponível no mercado brasileiro devido à importação dos mesmos. Não existe, hoje, nenhuma empresa nacional que o tenha desenvolvido para uma possível comercialização. Portanto, há de se analisar as normas nacionais aplicáveis a um inversor fotovoltaico conectado à rede elétrica, agrupando-as na forma de um processo de ensaios que envolvem, entre outros, mensurarem as taxas de distorções harmônicas geradas por tais cargas não lineares, variações mínimas e máximas de tensão e condições de ilhamento, a fim de salvaguardar a qualidade da energia gerada e a segurança dos usuários. Por fim, através dos resultados desses ensaios, avaliar os inversores pré-selecionados, expondo as conclusões e possíveis melhorias para comercialização.

1.1.1 Delimitação do Tema

Podem-se dividir os sistemas fotovoltaicos em dois grupos: os isolados (SFI) e os conectados à rede (SFCR). Segundo Urbanetz. (2010, p. 37), os primeiros são normalmente instalados em locais sem acesso à rede elétrica, e necessitam de um elemento armazenador de energia (baterias). Já os SFCRs são vistos como uma forma de geração distribuída ao longo dos alimentadores da rede elétrica de distribuição, em baixa ou média tensão, e contribuem para disponibilizar a energia próxima ao ponto de consumo, a Figura 2, portanto, mostra ramificações do sistema FV e como o mesmo é discriminado conforme a aplicação.



Figura 2 – Tipos de sistemas fotovoltaicos
 Fonte: Urbanetz (2010, p. 37).

Como a aplicação conectada à rede requer o uso do inversor e é a mais utilizada em áreas urbanas ou centrais, é importante que esse equipamento seja eficaz em igualar a frequência da eletricidade gerada pelo painel à da rede, que no Brasil é de 60Hz. Na Figura 3, apresenta-se o inversor a ser avaliado no trabalho.



Figura 3 – Inversor avaliado
Fonte: Autores.

A topologia dos arranjos feitos para uma rede elétrica que não oferece incentivos como as brasileiras também deve ser especificada. Para tal, um diagrama simplificado do cenário nacional fica disposto na Figura 4.

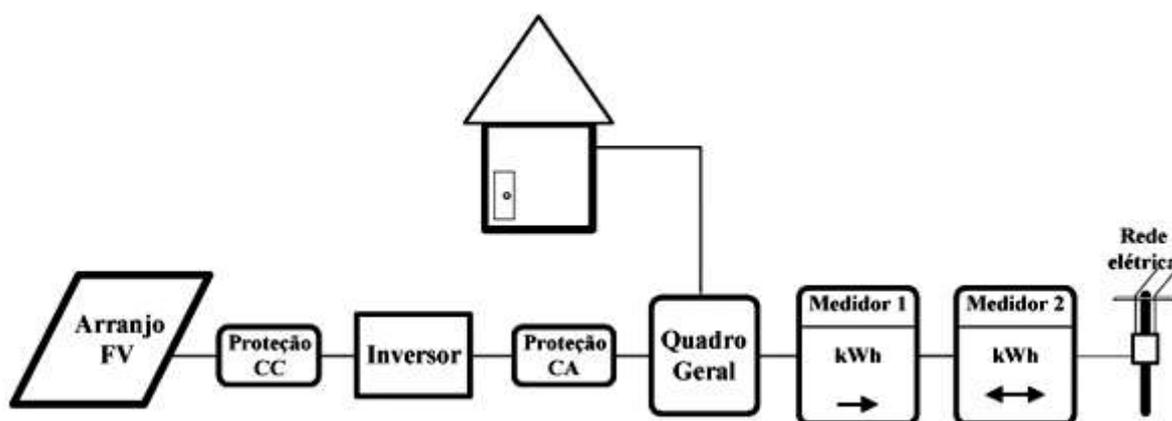


Figura 4 – Configuração de um SFCR em localidades sem incentivos
Fonte: Rosales (2001, p.6).

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2013, o crescimento do consumo final energético no Brasil foi inferior ao crescimento da energia

disponibilizada. Isso se deve à diminuição na construção de usinas no país. Nos últimos anos foram construídas usinas hidrelétricas em todos os pontos viáveis para o meio ambiente e para a população. Após esgotar os meios hidrelétricos o país começou a investir em termelétricas. As fontes eólicas e solares ainda são pouco difundidas no país.

Apesar do grande potencial solar no Brasil, pode-se notar que não existe a energia fotovoltaica contando na produção de energia nacional. Poucos são os programas de incentivo para a energia fotovoltaica. Na concessionária de energia localizada em Curitiba, a COPEL, não existe nenhum inversor fotovoltaico conectado à rede produzido nacionalmente cadastrado. Vários são os tópicos que demonstram a necessidade de um aumento na utilização de energia fotovoltaica no país.

Focando na produção de energia fotovoltaica, pode-se dividi-la em três formas: sistemas isolados, híbridos e conectados à rede. Os sistemas isolados e híbridos são direcionados ao armazenamento de energia, normalmente em baterias. O sistema conectado à rede entrega toda sua geração diretamente na rede. Quando a geração é conectada diretamente à rede diminuem-se as perdas, uma vez que a energia é produzida junto à carga. Também, tem-se como vantagem a não utilização de espaço extra, já que não são necessárias baterias para armazenamento. A maior produção de energia pelos módulos ocorre durante o horário de funcionamento dos estabelecimentos e construções comerciais, fazendo existir, portanto, uma coincidência nos picos de consumo e produção, satisfazendo assim grande parte das necessidades imediatas. O funcionamento dentro das cidades é viável, pois, além de ser uma fonte de energia inesgotável e sustentável, encontram-se outras vantagens para a utilização do sistema fotovoltaico conectado à rede, como, por exemplo, o aproveitamento de espaço físico nas construções e o fato da mesma produzir energia de forma silenciosa.

O sistema conectado à rede exige a utilização de um inversor. Como já citado anteriormente, não existe a produção desse inversor no Brasil. A importação desse equipamento contribui negativamente para a difusão do sistema fotovoltaico, pois pagam-se impostos altos na importação, inviabilizando a compra.

A aplicação de programas voltados a essa tecnologia auxiliaria na produção local. Não obstante, a elaboração de um processo de ensaios baseados nas normas e a demonstração de como normalizar o inversor conectado à rede também serviria

como um apoio para o desenvolvimento da tecnologia no Brasil e, conseqüentemente, na criação de novos produtos.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Elaborar procedimentos de ensaios constados na norma brasileira sobre um inversor conectado à rede com funcionamento em 127V, com a finalidade de homologá-los futuramente, garantindo qualidade e eficiência no processo de testes do produto, para que o mesmo possa vir a ser utilizado no âmbito comercial.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analisar as normas nacionais referentes ao inversor fotovoltaico conectado à rede;
- Estudar tópicos de qualidade energética e sistemas de proteção referentes aos ensaios e funcionamento do inversor;
- Desenvolver um roteiro com os procedimentos para ensaios baseado no estudo das normas aplicáveis;
- Efetuar os possíveis testes em inversores de desenvolvimento e produção nacional conectados à rede de 127V;
- Comparar os resultados obtidos por intermédio dos ensaios; e
- Identificar se – seguindo as normas nacionais – o inversor em prova atende as especificações descritas e pode ser efetivamente comercializados.

1.4 JUSTIFICATIVA

Uma empresa local, produtora de inversores fotovoltaicos conectados à rede, tem como obstáculo a homologação de seu produto através de ensaios especializados, visto que o país carece de laboratórios certificados para realizá-los.

Há, portanto, a necessidade de envio do produto ao exterior para testes, com a finalidade de obter as certificações de que o produto está em perfeitas

condições de uso. Vê-se também a necessidade de elaboração de um processo de ensaios para que o equipamento possa sair do país com a certeza de que o mesmo será aprovado.

Os processos e metodologias aplicadas neste presente trabalho poderiam assim serem utilizados como base bibliográfica no desenvolvimento de novos modelos de inversores, apoiando a difusão na exploração da energia fotovoltaica no Brasil.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O trabalho foi realizado a partir do arranjo cronológico e da relação dos objetivos específicos. Primeiramente, foi realizada uma pesquisa bibliográfica sobre os principais conceitos e definições relevantes ao tema, e também topologias do SFCR e disciplinas relacionadas à qualidade da energia, eficiência energética e proteção de sistemas elétricos.

As informações adquiridas nesta primeira etapa foram utilizadas para estudá-lo e compreender as normas nacionais que regulamentam o uso de inversores fotovoltaicos conectados à rede na segunda etapa, paralelamente houve uma explanação dos conceitos técnicos abordados em cada item da norma. Entre as normas que regem esse equipamento, foram abordadas a ABNT NBR IEC 62116:2012 (Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica), NBR 16149:2013 (Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição) e NBR 16150:2013 (Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimentos de ensaio de conformidade).

Em seguida, a terceira etapa foi a realização dos ensaios essenciais com equipamentos da própria universidade para aprovar comercialmente o inversor conectado à rede com operação em 127V no mercado. Nos ensaios foram abordados e avaliados os seguintes requisitos:

- A proteção do equipamento, identificando a resistência à inversão de polaridade do gerador e sobrecarga do inversor;

- A compatibilidade com a rede elétrica, definindo as respostas às condições anormais da rede, verificando as condições anormais de tensão e de frequência e avaliando a reconexão e o ilhamento do equipamento;
- A qualidade de energia elétrica conectada à rede elétrica; e
- O desempenho do equipamento segundo a eficiência brasileira.

Por fim, com a reunião das informações e dos conhecimentos adquiridos, os resultados dos ensaios foram comparados e foi feito um diagnóstico para definir se o produto obteve êxito nos testes. E, no caso de falha em qualquer requisito, apontar as soluções para corrigir o erro.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo para a compreensão do funcionamento dos inversores fotovoltaicos conectados à rede baseia-se nas normas atualmente existentes para tais equipamentos. No caso em questão, será tomado como referência as normas brasileiras (ABNT NBR) voltadas aos procedimentos e valores de referência a serem obtidos nos ensaios do SFCR abordado, sendo muitas destas normas uma transcrição direta das europeias – a IEC.

Ainda dentro do conteúdo encontrado, apresenta-se também a seguir diversos termos, definições e temas envolvendo a qualidade de energia elétrica (faixas saudáveis de operação e harmônicos) e sistemas de proteção (topologias, ilhamento, isolamento e conexões), assim totalizando o escopo normativo a ser revisado e aplicado.

2.1 ABNT NBR 16149:2013

Baseando-se nas normas IEC 60364 e IEC 61000 referentes, respectivamente, a instalações elétricas e compatibilidade eletromagnética, esta norma estabelece recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos, bem como a mesma se aplica exclusivamente aos sistemas FV que operam em paralelo com a concessionária.

Em nota, afirma-se que esta norma não contempla os procedimentos de ensaios de compatibilidade eletromagnética e tampouco de anti-ilhamento. Além disso, os requisitos para a conexão dos sistemas FV conectada à rede podem variar quando um sistema de armazenamento de energia é utilizado, bem como há de se atentar para os sinais de controle e comando provenientes da distribuidora (ABNT, 2013).

2.1.1 Termos e Definições

Para efeitos descritivos, aplicam-se os seguintes termos e definições listados a seguir.

- a) Fator de potência (FP): calcula-se a partir da divisão da potência (energia) ativa pela potência (energia) aparente, onde esta última é definida pela raiz quadrada da soma dos quadrados das potências ativa e reativa. Neste caso, obtidas através da aferição de um tempo determinado e definido por pela equação (1).

$$FP = \frac{P}{S} \quad (1)$$

Onde P é a potência ativa expressa em kW e S a potência aparente expressa em kVA.

- b) Gerador fotovoltaico: converte a luz solar em eletricidade utilizando-se do efeito fotovoltaico. Recordando-se que dispositivos de armazenamento de energia ou acondicionamento de potência não são incluídos nesse gerador.
- c) Interface de corrente contínua: conexão dada entre a entrada do inversor ou o sistema de condicionamento de potência com o supracitado gerador FV.
- d) Distribuidora de energia: também conhecido como “concessionária”, é o agente titular com permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.
- e) Subsistemas de monitoração e controle da desconexão por segurança: responsáveis por desconectar o inversor da rede quando esta estiver operando fora dos limites estabelecidos através do monitoramento dos parâmetros da rede.
- f) Distorção harmônica total (THD): referenciado ao valor da componente fundamental, é a composição das distorções harmônicas individuais a qual expressa o grau de desvio da onda em relação ao padrão ideal. Definido pela equação (2).

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} x_n^2}}{x_1} \quad (2)$$

Onde x_1 e x_n são os valores eficazes da tensão ou corrente na frequência fundamental e de ordem n respectivamente.

- g) Sistema FV: refere-se a todo o conjunto de elementos que compõe o sistema. Além do gerador fotovoltaico, pode incluir inversores, controladores

de carga, dispositivos para controle, supervisão e proteção, armazenamento de energia elétrica, fiação, fundação e estrutura de suporte.

- h) Inversor: conversor estático de potência para a conversão de energia elétrica em corrente contínua gerada em corrente alternada, compatível com equipamentos elétricos e eletrônicos usuais e apropriada para a utilização pela rede elétrica.
- i) Função anti-ilhamento: ativada quando a rede elétrica estiver fora das especificações normais de operação de tensão e/ou frequência, fazendo com que o inversor detecte essa falha e deixe de fornecer energia. A norma ABNT NBR IEC 62116 realiza a verificação dessa função, conforme será detalhada em seu conteúdo.
- j) Ponto comum de conexão com a rede: ponto de conexão entre o sistema fotovoltaico, unidade consumidora e a rede elétrica.

2.1.2 Compatibilidade com a Rede e Proteção do Sistema

A qualidade de energia elétrica (QEE) deve ser fator crucial para o modelamento do SFCR. Sendo assim, a norma exige que a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico às cargas em corrente alternada locais e à rede elétrica seja regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. O desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação, devendo o sistema fotovoltaico ser capaz de identificar esse desvio e cessar o fornecimento de energia à rede (ABNT, 2013).

Todos os parâmetros de qualidade de energia (citados no parágrafo anterior) devem ser medidos na interface da rede/ponto de conexão comum, exceto quando houver indicação de outro ponto. Portanto, descreve-se detalhadamente cada fator que compromete a QEE mencionadas acima, como segue.

- a) Tensão, potência e frequência: todos esses fatores do sistema fotovoltaico devem ser compatíveis com a rede elétrica da região onde o mesmo está instalado. O Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) contém seções pertinentes para definir valores nominais para tais variáveis.

- b) Faixa operacional normal de tensão: como os sistemas FV conectada à rede regulam a corrente injetada na rede e raramente a tensão, a seleção da faixa operacional da tensão do sistema possui fins de proteção, portanto, respondendo às alterações anormais da rede. Para tanto, em momentos que a tensão da rede encontra-se fora da faixa de operação especificada na Tabela 1, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede elétrica.

Esta tabela é válida tanto para sistemas mono ou polifásicos, fazendo menção às tensões nominais locais e indicando o tempo de acionamento dos sistemas fotovoltaicos para perceberem as anomalias de tensão para cessar o fornecimento. Os valores ainda devem ser medidos no ponto comum de conexão.

Tabela 1– Resposta às condições anormais de tensão				
Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à V_{nominal})				Tempo máximo de desligamento
	V	$<$	80%	0,4s
80%	\leq	V	\leq	110%
				Regime normal de operação
110%	$<$	V		0,2s

Fonte: ABNT (2013, p. 7).

O tempo em questão refere-se ao hiato entre os eventos de anormalidade de tensão e a atuação do sistema de proteção em cessar o fornecimento de energia para a rede. Não obstante, o sistema deve continuar a monitorar os parâmetros da rede a fim de restabelecer a conexão logo quando as condições normais forem detectadas. O propósito do atraso na atuação é de evitar desconexões excessivas e desnecessárias provocados por distúrbios pontuais, ainda considerando-se a queda de tensão entre os terminais do inversor e o ponto comum de conexão.

- c) Cintilação: conforme mencionada nas seções pertinentes das normas IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11 e IEC/TS 61000-3-5 (para sistemas de até 16A, de 16A a 75A e superiores a 75A, respectivamente), as cintilações causadas pela operação do sistema FV não pode superar os limites lá mencionados. A cintilação dá-se por uma flutuação da tensão injetada na rede.

Conhecido também em inglês por *flicker* se refere à percepção, pelo olho humano, das variações luminosas provocadas pela flutuação da tensão de alimentação. Para o ensaio de cintilação não houve acesso à norma 61000-3-3 de 2013 atualizada. Foram obtidos acessos apenas à norma antiga emitida em 1994. Nessa norma de 1994, não há referências para ensaios realizados com equipamentos eletrônicos na tensão de 127V e em 60Hz, mas é fornecida uma impedância padrão para o ensaio em 50Hz. Com essa impedância, foi obtido a indutância necessária para o ensaio em 60Hz através da equação (3) correspondendo a impedância na fase e a equação (4) para a impedância no neutro.

$$X_A = 0,24 + j0,15 \Omega \quad (3)$$

$$X_N = 0,16 + j0,10 \Omega \quad (4)$$

Portanto, considerando-se o resultado da equação (5).

$$X = j\omega L = 2\pi f L_A \leftrightarrow L_A = 47 \mu H \quad (5)$$

É possível análise a impedância do neutro de maneira análoga, levando-se o resultado para o valor encontrado na equação (6).

$$L_N \cong 31,8 \mu H \quad (6)$$

- d) Proteção de injeção de componente CC na rede elétrica: caso a injeção de componente CC na rede elétrica superar 0,5% da corrente nominal do inversor, o mesmo deve parar de fornecer energia em até um segundo.
- e) Faixa operacional normal de frequência: a operação deve estar em sincronia com a rede elétrica, dentro dos limites de variação de frequência, o qual tem como limite inferior o valor de 57,5Hz, quando o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2s. Uma vez inoperante, ele deve voltar a fornecer energia somente quando a frequência retornar para 59,9Hz, respeitando o tempo de reconexão.

Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5Hz, porém permanecer abaixo de 62Hz, a potência ativa injetada reduz-se conforme a equação (7).

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)] * R \quad (7)$$

Onde ΔP é a variação da potência ativa injetada, expressa em porcentagem, em relação à potência nominal, f_{rede} é a frequência da rede, $f_{nominal}$ é a frequência nominal da rede e R é a taxa de redução da potência ativa injetada, expressa em porcentagem por Hertz, ajustada em $-40\%/Hz$. A resolução da medida de frequência deve ser $\leq 0,01Hz$.

Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema fotovoltaico precisa manter o menor valor de potência ativa atingida ($P_M - \Delta P_{Máximo}$) durante o aumento da frequência. Com isso, a potência ativa injetada só deve aumentar quando a frequência da rede retornar a faixa de $60Hz \pm 0,05Hz$, por no mínimo 300s. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20% de P_M por minuto. Além disso, quando a frequência da rede ultrapassar 62Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento à rede elétrica em até 0,2s. O sistema somente voltará a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1Hz, respeitando o tempo de reconexão. Novamente, o gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20% de P_M por minuto.

A Figura 5 lustra o gráfico da curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por sub/sobre frequência.

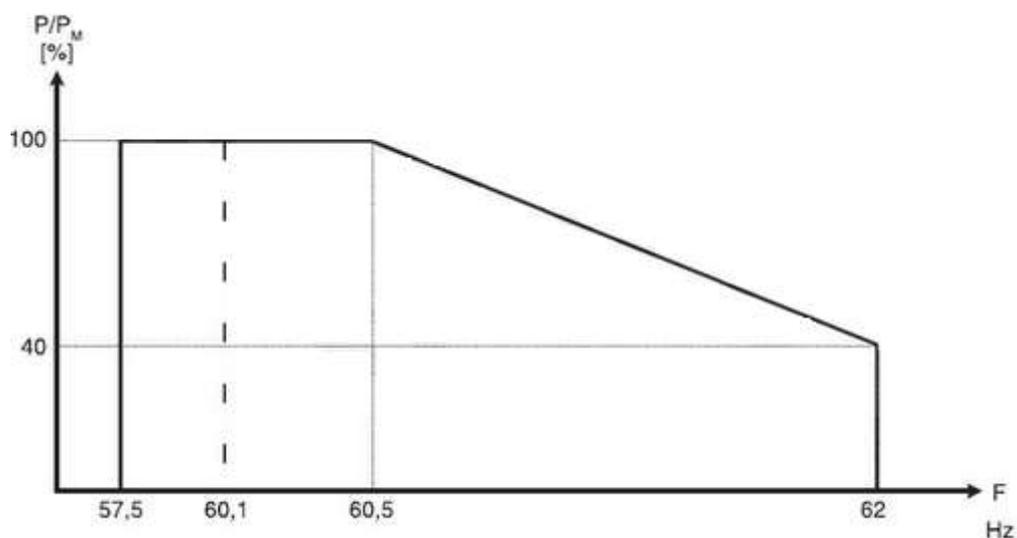


Figura 5 – Curva de operação do Sistema fotovoltaico em função da frequência
Fonte: ABNT (2013, p. 8).

- f) Harmônicos e distorções de forma de onda: a THD total de corrente deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados nas Tabela 2 e Tabela 3, divididos entre as correntes de ordem ímpar e par, respectivamente.

Tabela 2– Limite de distorção harmônica de correntes de ordens ímpares

Harmônicas	Limite de distorção
3 ^a a 9 ^a	< 4,0%
11 ^a a 15 ^a	< 2,0%
17 ^a a 21 ^a	< 1,5%
23 ^a a 33 ^a	< 0,6%

Fonte: ABNT (2013, p. 4).

Tabela 3– Limite de distorção harmônica de correntes de ordens pares

Harmônicas	Limite de distorção
2 ^a a 8 ^a	< 1,0%
10 ^a a 32 ^a	< 0,5%

Fonte: ABNT (2013, p. 4).

É conveniente que a energia injetada pelo sistema FV tenha baixos níveis de distorção para garantir que nenhum efeito adverso ocorra em outro equipamento conectado à rede. Níveis aceitáveis de distorção harmônica de tensão e corrente dependem do tipo das características da rede de distribuição, serviço, cargas conectadas e procedimentos adotados.

- g) Fator de potência e injeção/demanda de potência reativa: essa seção é importante para quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, uma vez que o sistema FV deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência definidas, bem como após uma mudança na potência ativa, também deverá ajustar-se a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao FP predefinido, sendo este de valor 1. Além disso, qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10s.

Para sistemas com potência nominal igual ou inferior a 3kW, o FP igual a 1 é ajustado em fábrica, com tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo até o mesmo valor capacitivo.

Já para os sistemas com potência nominal entre 3kW e inferior ou igual a 6kW, além das características de FP mencionadas para potências inferiores, também deve apresentar opcionalmente a possibilidade de operar de acordo com a curva na Figura 6, com ajustabilidade entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.

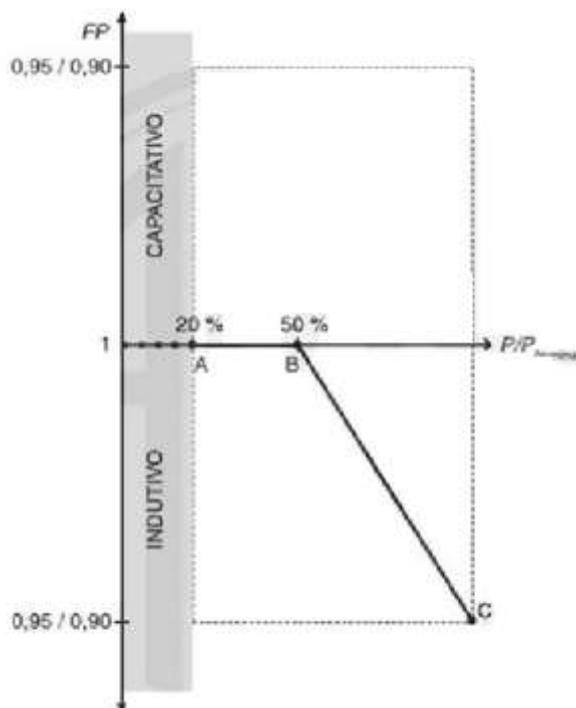


Figura 6 – Curva do FP em função da potência ativa da saída do inversor
Fonte: ABNT (2013, p. 5).

Os pontos A, B, e C da Figura 6 sofrem ajustes os quais são implementados no inversor conforme a topologia, dependendo da curva que atende tal necessidade. Entretanto, a curva só deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação – valor ajustável entre 100% e 110% da tensão nominal da rede – com valor padrão em 104% regulado em fábrica. Também, tal curva só deve ser desabilitada quando a tensão da rede retroceder para um valor abaixo da tensão de desativação, o qual é ajustável entre 90% e 100% da tensão nominal da rede, novamente com valor padrão em 100% regulado em fábrica.

Por fim, para sistemas com potência nominal superiores a 6kW, além dos dois métodos de controle de FP, tais inversores devem possuir controle de potência reativa (VAr), conforme Figura 7 ilustrada.

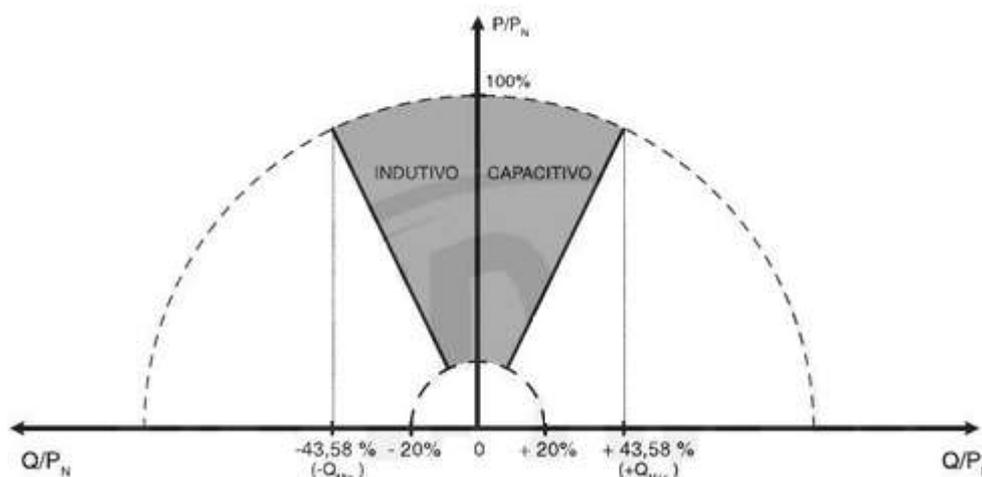


Figura 7 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6kW

Fonte: ABNT (2013, p. 6).

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. Portanto, os controles podem ser de potência reativa fixa ou com estabelecimento de controle externo.

Outro fator importante para o funcionamento do sistema FV é a segurança e os dispositivos de proteção. Isto posto, há informações e considerações fornecidas para a operação adequada dos inversores conectada à rede. A função de proteção pode ser executada por acoplamentos internos ou externos ao inversor, porém aplicando-se os códigos nacionais e/ou locais. Os pontos a serem analisados são listados a seguir:

- a) Perda da tensão da rede: a rede elétrica pode não estar energizada por várias razões e, para prevenir o ilhamento, um sistema fotovoltaico conectado à rede deve cessar o fornecimento de energia à rede, independente das cargas ligadas ou outros geradores, em um tempo limite específico. A desconexão mecânica via relé só não é necessária para casos onde o sistema possui tensão de entrada em baixíssima tensão e apresentar potência inferior a 1kW.
- b) Variações de tensão e frequência: como dito e detalhado anteriormente, as variações de tensão e frequência e a desconexão completa do sistema, as quais representam um potencial para a formação de um ilhamento de

geração distribuída, são condições anormais de operação que podem surgir nessa rede e requerem uma resposta do sistema fotovoltaico, de modo a garantir a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas em geral, bem como para evitar danos – tanto ao sistema FV como aos equipamentos conectados à rede.

- c) Proteção contra ilhamento: embora os procedimentos de ensaio para tal proteção sejam objetivo da ABNT NBR IEC 62116, a atual norma discute e prevê que os sistemas fotovoltaicos devem cessar o fornecimento à rede em até dois segundos após a perda de referência.
- d) Reconexão: depois de uma desconexão devido a uma condição anormal da rede, o sistema não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão em si) por um período de 20s a 300s após a retomada e detecção das condições normais de tensão e frequência da rede. Este tempo de atraso, entretanto, depende das condições locais da rede.
- e) Religamento automático da rede: o sistema deve ser capaz de suportar o religamento automático fora de fase na pior condição possível, mesmo no ponto crítico de oposição de fase.

Os itens a seguir carecem de descrições pormenorizadas, entretanto possuem sua devida atenção na norma IEC 60364-7-712.

- a) Aterramento.
- b) Proteção contra curto-circuito.
- c) Isolação e seccionamento.

2.1.3 Controle Externo

O sistema fotovoltaico deve estar preparado para receber sinais de controle por telecomando. Estes sinais permitem tanto o controle de potência ativa e reativa gerada pelo sistema fotovoltaico quanto a desconexão da rede. Todavia, na ausência de um protocolo definido para os comandos de controle externos, os fabricantes tem liberdade para escolhê-lo.

Sendo assim, após a definição de um protocolo de comunicação padrão através de resolução normativa, os sistemas fotovoltaicos instalados após o prazo

estabelecido em resolução normativa devem atender aos requisitos estabelecidos, conforme lista.

- a) Limitação de potência ativa: os sistemas com potência nominal superiores a 6kW são programados para serem capazes de limitar a potência ativa injetada na rede por meio de telecomandos, sendo esses valores expressos em porcentagens e em passos de amplitude não maiores que 10% e ainda conter o requisito de não permitir a redução do nível de potência quando esta já está inferior ao requerido.

A potência ativa limitada pelo comando externo deve ser atingida dentro de, no máximo, um minuto após o recebimento do sinal, com tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do sistema, respeitando as limitações da potência de entrada do sistema FV.

- b) Comando de potência reativa: tais sistemas com potência superior a 6kW devem ser capazes de, ainda, regular a potência reativa injetada/demandada por meio dos mesmos telecomandos, dentro dos limites estabelecidos no tópico anterior (2.1.2. g). Tal potência reativa exigida pelo comando deve ser atingida dentro de 10s após o recebimento do sinal, com a mesma tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do sistema.

- c) Desconexão/reconexão do sistema fotovoltaico da rede: ainda através de telecomandos, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de desconectar-se/reconectar-se da rede elétrica por esses meios. Tal ação deve ser concretizada em no máximo um minuto após o recebimento do comando.

Em nota, averigua-se que é de suma importância salientar que, com relação ao inversor, devido à sua natureza de interligação, o mesmo somente pode ser desconectado por completo da rede elétrica em casos de serviço ou manutenção por meio da abertura de um dispositivo de seccionamento adequado. Durante o restante do tempo – injetando ou não energia na rede – os circuitos de controle do inversor devem continuar conectados a ela para monitorar seus parâmetros e condições. Desta forma, quando se utiliza-se a termos como “cessar fornecimento à rede” ao logo do trabalho, deve-se compreender que o inversor não fica totalmente desconectado da rede, apenas deixa de fornecer energia, por exemplo, durante um desligamento devido à sobretensão (ABNT, 2013, p.10).

2.1.4 Requisitos de Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Falhas na Rede (*Fault Ride Through – FRT*)

Para evitar a desconexão indevida da rede em casos de afundamento de tensão, o sistema fotovoltaico com potência nominal maior ou igual a 6kW deve continuar satisfazendo os requisitos representados graficamente na Figura 8.

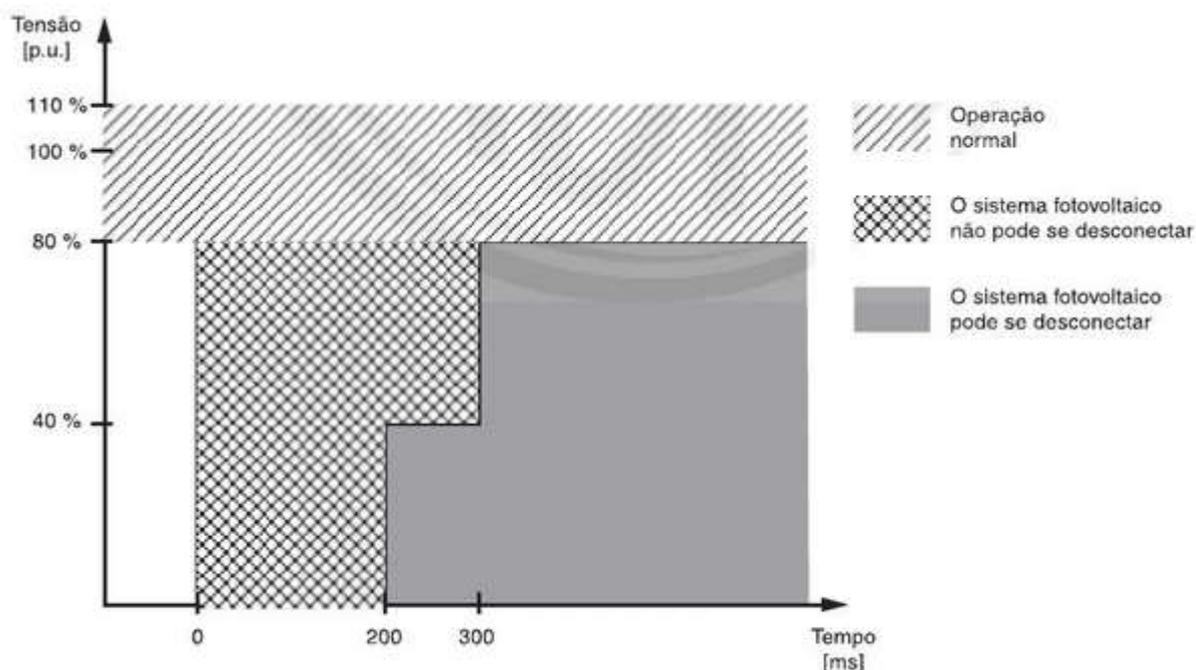


Figura 8 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falhas na rede (*fault ride through – FRT*)

Fonte: ABNT (2013, p. 10).

A explicação do gráfico da área quadriculada é que o sistema FV não pode se desconectar da rede nestas situações, porém é permitido cessar o fornecimento de energia. Se a tensão retornar para a faixa de operação normal (-20% a $+10\%$ da tensão nominal), o sistema deve retornar a injetar as potências ativa e reativa de antes da falta, com tolerância de $\pm 10\%$ da potência nominal do sistema fotovoltaico, dentro de 200ms.

Por último, se a tensão for restaurada, mas permanecer entre 80% a 90% da tensão nominal, é permitida uma redução da potência injetada com base na corrente máxima do inversor.

2.2 ABNT NBR IEC 62116

A norma ABNT NBR IEC 62116 possui como objetivo principal fornecer uma base para avaliação do desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). Esta norma é uma adoção idêntica, em conteúdo técnico, estrutura e redação, à norma europeia IEC 62116 e teve sua publicação nacional em março de 2012.

Todos os equipamentos que atenderem os ensaios desta norma de forma satisfatória serão considerados equipamentos com função anti-ilhamento, os quais são definidos na IEC61727 (*Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface*). Os termos e definições utilizados no documento são baseados na norma IEC/TS 61836 (*Solar photovoltaic (PV) energy systems – Terms, definition and symbols*).

Esta norma define apenas um dos requisitos necessários para a aprovação do inversor fotovoltaico conectado à rede, sendo necessárias outras normas para a complementação de todos os procedimentos de teste.

A ABNT NBR IEC 62116 indica o circuito de ensaio, os parâmetros a serem medidos durante o ensaio e os documentos a serem apresentados. Esses dados foram utilizados para a construção dos procedimentos de ensaio apresentados nesse trabalho.

Para a definição dos procedimentos de ensaios de ilhamento nesse trabalho foi utilizado essa norma como referência, assim como a documentação apresentada.

2.3 ANEEL PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição, que normalizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Segundo o documento de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, seus principais objetivos são:

- a) *“Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;*
- b) *Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agente;*
- c) *Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;*
- d) *Estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;*
- e) *Assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;*
- f) *Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os procedimentos de rede.”*

(ANEEL – PRODIST p.3)

O PRODIST é constituído por oito módulos. O primeiro módulo é a introdução, ele faz uma breve apresentação de todos os módulos e suas funcionalidades. O módulo 2 é referente ao planejamento da expansão do sistema de distribuição, este trata da ampliação do sistema de distribuição, apresentando requisitos mínimos para estudos e critérios básicos para troca de informações entre os agentes envolvidos no planejamento do sistema elétrico. O módulo 3 trata do acesso ao sistema de distribuição, ele define critérios e condições de acesso aos sistemas elétricos de distribuição. O módulo 4 define os procedimentos operativos dos sistemas de distribuição, é ele quem define os procedimentos de operação dos sistemas de distribuição. O módulo 5 é sobre os sistemas de medição, apresentando as especificações necessárias dos mesmos. O módulo 6 apresenta informações requeridas e obrigações para ações técnicas. O módulo 7 define o cálculo de perdas na distribuição e o módulo 8 fala sobre a qualidade da energia elétrica.

Podem-se destacar os módulos 3, 4 e 8 para a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Todo e qualquer acesso ao sistema de distribuição deve ser solicitado junto à distribuidora titular da região. O acesso deve atender aos procedimentos PRODIST e às resoluções vigentes, além de atender as normas técnicas brasileiras.

O responsável pelas instalações que tem acesso ao Sistema de distribuição deve assegurar vários fatores, entre eles proteções mínimas em função da potência instalada. Ao ser instalada uma potência inferior à 10kW, o sistema deve conter os seguintes requisitos de segurança:

- Elemento de desconexão;
- Elemento de interrupção;
- Proteção de sub e sobre tensão;
- Proteção de sub e sobre frequência;e
- Anti-ilhamento.

Quando se trata da qualidade da energia, o procedimento define faixas de funcionamento da tensão em regime permanente, do fator de potência e de frequência. A faixa de tensão igual ou inferior a 1kV deve situar-se entre 95% e 105%. A frequência pode variar entre 59,9Hz e 60,1Hz, não podendo exceder esses limites. O fator de potência mínimo de carga deve ser 92%.

3 CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS

3.1 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – QEE

O termo Qualidade de Energia Elétrica refere-se a uma variedade de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam a corrente e a tensão em um dado instante e posição em um sistema elétrico (IEEE, 2009).

Essa variedade de fenômenos eletromagnéticos pode ser classificada em variações no valor eficaz de curta duração e de longa duração, variações de frequência e distorções na forma de onda e os transitórios.

É necessário realizar os ensaios de Qualidade de Energia Elétrica para avaliar a conformidade do inversor com os padrões da rede elétrica brasileira, no que diz respeito ao FP, distorção harmônica total e injeção de componente contínua.

3.2 ILHAMENTO

A operação em ilha, ou ilhamento, é uma situação na qual um gerador e demanda está isolada do resto da rede. Trazendo ao tema tratado, o inversor fotovoltaico estaria ilhado quando seu funcionamento mantivesse normal mesmo sem presença do sinal da rede.

Em geradores fotovoltaicos, o ilhamento deve ser evitado devido às diversas consequências que podem afetar o restante da distribuição. Entre as consequências pode-se citar:

- Perigos à manutenção na rede. Caso surja a necessidade de realizar algum tipo de manutenção na rede elétrica e esta for desligada, o gerador fotovoltaico deve desligar junto, pois se ele se mantiver ligado poderá causar danos aos operários; e
- Perda de controle sobre a variação de tensão e frequência do gerador. Durante o ilhamento, a rede não tem controle sobre a frequência e a tensão, desta forma há a possibilidade de avaria em equipamentos conectados a ela devido à variação fora da faixa recomendável.

A proteção anti-ilhamento é citada em diversas normas e deve ser aplicada ao inversor fotovoltaico conectado à rede elétrica.

3.3 EFICIÊNCIA BRASILEIRA

No Brasil, ainda não há nenhuma norma que normalize o cálculo para a eficiência brasileira. Tendo isto em mente, será mostrado a seguir os cálculos para a eficiência europeia, visto que futuramente, o Brasil poderá se basear nessas normas.

A eficiência europeia é calculada com base na eficiência do inversor sobre diversas cargas como mostrado na equação (8).

$$\eta_{EURO} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,10\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,20\eta_{100\%} \quad (8)$$

Sendo $\eta_{L\%}$ a eficiência de conversão.

A análise do perfil de radiação solar brasileiro varia de ano a ano. Então os dados que são utilizados para esse cálculo é feito com análise de resultados anteriores.

Para calcular a eficiência brasileira, é necessário considerar a potência de entrada, a eficiência do Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP) e o perfil de radiação solar no Brasil.

Esses conceitos poderão ser úteis para uma futura classificação dos inversores para SFCR.

3.4 EQUIPAMENTOS A UTILIZAR E SUAS PECULIARIDADES

Dividem-se os equipamentos necessários para a realização dos ensaios em partes instrumentais, de fonte e carga. Sendo assim, seguem suas descrições.

Instrumentos de medição:

- Osciloscópio digital (ou memória): capaz de registrar a forma de onda do início do ensaio à interrupção do fornecimento de energia pelo inversor. É recomendada uma taxa de amostragem de 10kHz ou superior. A precisão da medida deve ser inferior ou idêntica a 1% da tensão nominal de saída do

inversor e menor ou igual a 1% da corrente de saída nominal do inversor. As medições de potência ativa, reativa e corrente devem ser feitas na frequência fundamental, 60Hz nesse caso.

- Analizador de energia: com precisão de potência $\leq 0,1\%$ da leitura $+0,1\%$ da escala de potência. Energia melhor ou igual à precisão de potência $+0,1\%$ da leitura de tempo.
- Voltímetro: com precisão $\leq 0,5\%$.
- Amperímetro: com precisão $\leq 1\%$.
- Termômetro: com precisão $\leq 1^\circ\text{C}$.

Fontes:

- Alimentação CC: deve ser utilizada uma fonte de alimentação que simule o gerador FV. Esta pode ser o próprio gerador, um simulador ou uma fonte de alimentação CC. Caso seja escolhido uma fonte de alimentação CC, com limitação de tensão e corrente, com resistência em série, ela deve ser capaz de fornecer potência máxima de entrada do inversor nas tensões mínima e máxima operacionais de entrada. Indica-se uma fonte que permita ajuste dos limites de corrente e tensão, assim como uma resistência em série para prover um fator de forma dentro de uma faixa pré-definida.
- Alimentação CA: esta fonte pode ser uma fonte de alimentação CA propriamente dita ou até mesmo a própria rede elétrica da distribuidora, desde que satisfaça condições como Tensão nominal com variação de $\pm 2\%$, um THD de tensão menor de 2,5% e a frequência nominal com variação de $\pm 0,1\text{Hz}$. Caso o sistema seja trifásico a defasagem deve ser analisada também.

Cargas:

- CA: deve-se implementar entre o inversor e a fonte de alimentação CA uma carga de associação em paralelo de resistência, indutância e capacitância variável. As cargas devem ser dimensionadas e ajustáveis a todas as condições de ensaio. Necessitam-se resistores não indutivos, indutores de baixas perdas e capacitores com baixa resistência série e baixa indutância série para a construção dessa carga.

3.5 DESCRIÇÃO TÉCNICA DO INVERSOR AVALIADO

O equipamento a ser avaliado será um inversor fotovoltaico conectado à rede que ainda está em fase de aprovação no INMETRO. Esse equipamento é de desenvolvimento e produção nacional.

Na Tabela 4 encontram-se os dados do inversor de acordo com o seu fabricante.

Tabela 4– Especificações do inversor fornecidas pelo fabricante

Parâmetro	Valor	Comentário
1) Características		
a) Potência máxima de saída	500W	-
b) Faixa de tensão CC	60V a 180V	-
c) Limites de corrente CC	0 a 10A	-
d) Faixa de tensão CA	108V a 146V	-
e) Faixa de frequência	58,8Hz a 61,2Hz	-
f) Limites de corrente CA	0 a 5A	-
g) Rendimento	92%	-
2) Outros		
a) Displays	Display 7 segmentos com 4 dígitos	-
b) Faixa de temperatura	-10°C a 55°C	-
d) Tamanho	20cm x 47cm x 20cm	-
e) Peso	2Kg	IP54
3) Marca / Modelo	MBS19-500	-
4) Fabricante	MBTech	-

Fonte: Autores.

3.6 ENSAIOS

Os procedimentos de ensaio serão com base na Norma Brasileira ABNT NBR16149 e a ABNT NBR 16150. Dos tópicos 3.6.1 ao 3.6.22 são procedimentos referentes à Norma Brasileira ABNT NBR 16150, os seguintes a estes, entretanto, fazem referência à norma ABNT NBR IEC 62116.

3.6.1 Variação da Tensão

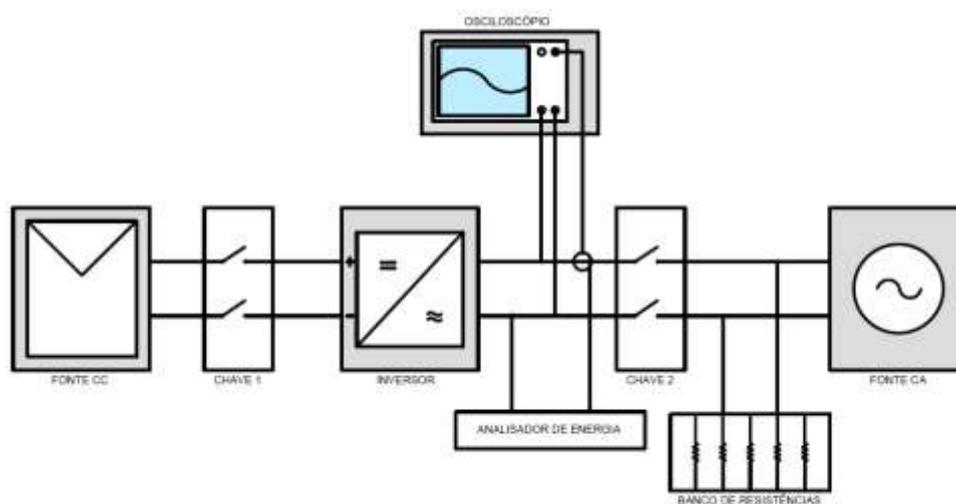


Figura 9– Diagrama de ligações para ensaio de sobre/sub tensão
Fonte: Autores.

- Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico conforme Figura 9. A tensão deve ser medida o mais próximo possível dos terminais do inversor.
- Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 100% da sua potência CA nominal. Obedecer à tensão indicada pelo fabricante.
- Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e a 108% da tensão nominal de ensaio.
- Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do sistema. Se a estabilização do sistema não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.
- Verificar a resposta do inversor.

3.6.2 Medição da Tensão de Desconexão por Sobretensão

- Com o circuito da Figura 9, elevar a tensão do simulador de rede, em passos de até 0,4% da tensão nominal de ensaio a cada 5s, até que o inversor cesse de fornecer corrente à rede.
- Medir e registrar o valor de tensão eficaz que provocou a desconexão.

- c) Reduzir a tensão do simulador de rede para a tensão nominal de ensaio e esperar que o inversor volte a injetar corrente na rede.

É considerado em conformidade se a tensão de desconexão por sobretensão não exceder o limite de 110% do valor da tensão nominal do inversor, com tolerância de +2%. O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a reconexão do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

3.6.3 Medição do Tempo de Desconexão por Sobretensão

- a) Elevar a tensão do simulador de rede para um valor 2 V abaixo da tensão que provocou a desconexão.
- b) Elevar a tensão do simulador de rede, aplicando um único degrau, para um valor superior ao que provocou a desconexão do inversor.
- c) Medir e registrar a tensão e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor.
- d) Com os valores de tensão e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão.
- e) Reduzir a tensão do simulador de rede para a tensão nominal de ensaio e esperar que o inversor reconecte.

É considerado em conformidade se, o tempo de desconexão por sobretensão não exceder o limite de 0,2s, com tolerância de +2%.

3.6.4 Medição da Tensão de Desconexão por Subtensão

- a) Configurar o simulador de rede para operar a 88% da tensão nominal de ensaio.
- b) Reduzir a tensão do simulador de rede em passos de até 0,4% da tensão nominal de ensaio, até que o inversor cesse de fornecer corrente à rede.
- c) Medir e registrar o valor de tensão eficaz que provocou a desconexão.
- d) Elevar a tensão do simulador de rede para a tensão nominal de ensaio e esperar que o inversor volte a injetar corrente na rede.

É considerado em conformidade se a tensão de desconexão por subtensão não exceder o limite de 80% do valor da tensão nominal do inversor, com tolerância de +2%. O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a reconexão do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

3.6.5 Medição do Tempo de Desconexão por Subtensão

- a) Reduzir a tensão do simulador de rede para um valor 10% acima da tensão que provocou a desconexão.
- b) Reduzir a tensão do simulador de rede, aplicando um único degrau, para um valor inferior ao que provocou a desconexão do inversor.
- c) Medir e registrar a tensão e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor.
- d) Com os valores de tensão e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão.

É considerado em conformidade se, o tempo de desconexão por subtensão não exceder o limite de 0,4s, com tolerância de +2%.

3.6.6 Medição da Frequência de Desconexão por Sobrefrequência

- a) Elevar a frequência do simulador de rede, em passos de até 0,1Hz, até que o inversor cesse de fornecer energia.
- b) Medir e registrar a frequência que provocou a desconexão.
- c) Reduzir a frequência do simulador de rede para o valor nominal e esperar que o inversor reconecte.

É considerado em conformidade se, a frequência de desconexão por sobrefrequência não exceder o limite de 62Hz, com tolerância de $\pm 0,1$ Hz.

3.6.7 Medição do Tempo de Desconexão por Sobrefrequência

- a) Elevar a frequência do simulador de rede, aplicando um único degrau, para um valor superior ao que provocou a desconexão do inversor.

- b) Medir e registrar a frequência e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor.
- c) Com os valores de frequência e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão.
- d) Reduzir a frequência do simulador de rede para o valor nominal e esperar que o inversor reconecte.

É considerado em conformidade se, o tempo de desconexão por sobrefrequência não exceder o limite de 0,2s, com tolerância de $\pm 2\%$.

3.6.8 Medição da Frequência de Desconexão por Subfrequência

- a) Configurar o simulador de rede para operar a 58Hz.
- b) Reduzir a frequência do simulador de rede, em passos de até 0,1Hz, até que o inversor cesse de fornecer energia.
- c) Medir e registrar a frequência que provocou a desconexão.
- d) Elevar a frequência do simulador de rede para o valor nominal e esperar que o inversor reconecte.

É considerado em conformidade se, a frequência de desconexão por subfrequência não exceder o limite de 57,5Hz, com tolerância de $\pm 0,1$ Hz.

3.6.9 Medição do Tempo de Desconexão por Subfrequência

- a) Reduzir a frequência do simulador de rede, aplicando um único degrau, para um valor inferior ao que provocou a desconexão do inversor.
- b) Medir e registrar a frequência e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor.
- c) Com os valores de frequência e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão.

É considerado em conformidade se, o tempo de desconexão por subfrequência não exceder o limite de 0,4s, com tolerância de $\pm 2\%$.

3.6.10 Reconexão

Este ensaio deve ser realizado durante os ensaios de “Medição da tensão de desconexão por sobretensão” e “Medição da tensão de desconexão por subtensão”.

Imediatamente após restabelecer as condições nominais de tensão/frequência, medir e registrar o tempo decorrido até a reconexão.

O tempo de reconexão pode ser medido com um cronômetro.

O inversor é considerado em conformidade se o tempo de reconexão estiver entre 20s e 300s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

3.6.11 Sobrecarga

a) Montar o circuito conforme Figura 10.

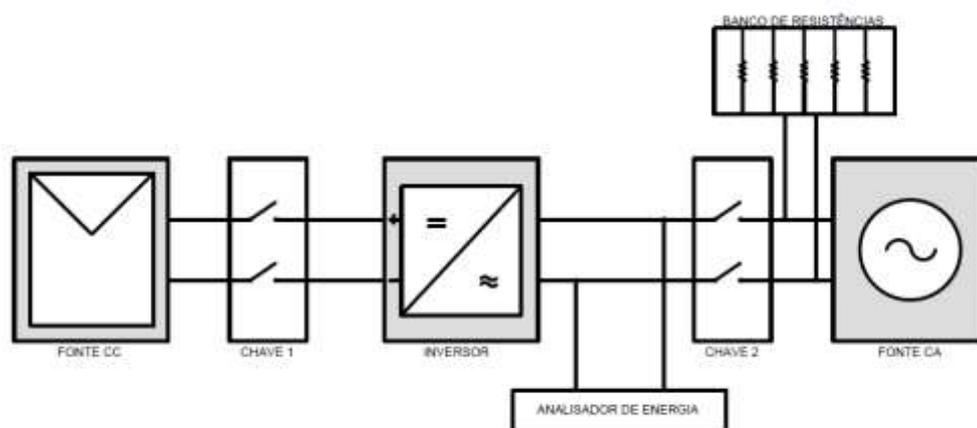


Figura 10– Diagrama de ligações para ensaio de sobrecarga

Fonte: Autores.

- b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 120% da potência CA máxima do inversor na tensão máxima de sistema permitida pelo inversor.
- c) Configurar o simulador de rede para absorver até 130% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- d) Fechar as chaves S1 e S2 e aguardar o tempo de estabilização do inversor. Aguardar 15 minutos.

- e) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer a potência nominal de saída.
- f) Verificar se o inversor continua funcionando normalmente.

3.6.12 Desconexão e Reconexão do Sistema Fotovoltaico da Rede

- a) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede conforme Figura 10.
- b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 100% da sua potência CA nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.
- c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- d) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do sistema. Se a estabilização do sistema não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.
- e) Após 1 minuto de operação enviar um comando externo para o inversor desconectar da rede elétrica.
- f) Esperar 1 minuto, medir e registrar a potência ativa de saída do inversor.
- g) Após 1 minuto do evento de desconexão do inversor, enviar um comando externo para o inversor reconectar à rede elétrica.
- h) Esperar 1 minuto, medir e registrar a potência ativa de saída do inversor.

É considerado em conformidade se desconectar-se e reconectar-se da rede após o comando externo correspondente.

3.6.13 Fator de Potência

- a) Configurar o inversor para operar com fator de potência capacitivo mínimo. Para sistemas fotovoltaicos com potência nominal menor ou igual a 3kW, o FP deve ser igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, sem configuração externa. (Para sistemas fotovoltaicos acima de 3kW consultar ABNT NBR 16149 em 4.7)

- b) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida, acoplar os instrumentos de medição.
- c) Identificar as potências de entrada do inversor equivalentes a 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal de saída, necessitando, dessa forma, simular seis diferentes curvas de um gerador FV.
- d) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para que o inversor forneça um dos seis níveis de carregamento identificados no passo c). O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.
- e) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- f) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do sistema. Se a estabilização do sistema não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.
- g) Medir e registrar o valor do fator de potência.
- h) Repetir do passo d) ao g), para cada um dos outros cinco níveis de carregamento do inversor definidos no passo c).

É considerado em conformidade se a diferença entre os valores de fator de potência medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 0,025$.

3.6.14 Controle da Potência Ativa em Sobrefrequência

- a) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida, acoplar os instrumentos de medição.
- b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 100% da sua potência CA nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.
- c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- d) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do sistema. Se a estabilização do sistema não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.
- e) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do inversor.
- f) Elevar a frequência da rede para 60,2Hz.

- g) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do inversor.
- h) Elevar a frequência da rede para 60,5Hz.
- i) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do inversor.
- j) Elevar a frequência da rede para 61Hz.
- k) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do inversor.
- l) Elevar a frequência da rede para 61,5Hz.
- m) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do inversor.
- n) Elevar a frequência da rede para 61,9Hz.
- o) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do inversor.
- p) Reduzir a frequência da rede para 60,2Hz.
- q) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do inversor a cada 30 segundos por um período de 330s.
- r) Reduzir a frequência da rede para 60Hz.
- s) Medir e registrar a potência de saída do inversor a cada 30s até que a potência de saída do inversor retorne para o valor medido no passo e).
- t) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 50% da sua potência CA nominal e esperar a estabilização do sistema. Se a estabilização não for observada, esperar pelo menos 5 minutos. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.
- u) Repetir o passo e) ao s).

É considerado em conformidade se satisfazer as seguintes exigências:

- A diferença entre os valores de potência ativa medidos e os valores esperados está dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do inversor.
- O tempo necessário para o inversor começar a aumentar a potência ativa injetada, após a redução da frequência da rede, é maior ou igual ao limite de 300s.
- O gradiente de elevação da potência ativa injetada é inferior ao limite de 20% por minuto.

3.6.15 Religamento Automático Fora de Fase

- a) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida, acoplar os instrumentos de medição.
- b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 100% da sua potência CA nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.
- c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- d) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.
- e) Deixar o sistema operar por pelo menos 5 minutos ou o tempo necessário para estabilizar a temperatura interna do inversor.
- f) Aplicar um deslocamento no ângulo de fase da tensão igual a 90° e esperar o tempo de reconexão, caso o inversor desconecte-se.
- g) Medir e registrar a corrente de saída do inversor.
- h) Aplicar um deslocamento no ângulo de fase da tensão igual a 180° .
- i) Medir e registrar a corrente de saída do inversor.

Observa-se que pode ser que as proteções do inversor atuem após a aplicação do deslocamento do ângulo de fase e que seja necessária a troca de fusíveis.

O inversor é considerado em conformidade se a corrente de saída estiver dentro dos parâmetros normais de funcionamentos.

3.6.16 Injeção de Componente CC

- a) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede conforme Figura 10.
- b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 33% da sua potência CA nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.

- c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- d) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor e esperar a estabilização do sistema. Se a estabilização do sistema não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.
- e) Medir a corrente contínua de saída do inversor.
- f) Repetir do passo b) ao e) com o simulador de gerador fotovoltaico configurado para o inversor fornecer 66% de sua potência nominal.
- g) Repetir do passo b) ao e) com o simulador de gerador fotovoltaico configurado para o inversor fornecer 100% de sua potência nominal.

É considerado em conformidade se os valores da corrente contínua forem inferiores a 0,5% da corrente nominal do inversor.

3.6.17 Harmônicos e Distorção de Forma de Onda

- a) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede e acoplar os instrumentos de medição conforme Figura 10.
- b) Identificar as potências de entrada do inversor equivalentes a 10%, 20%, 30%, 50%, 75%, e 100% da potência nominal de saída.
- c) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico com o valor de 10% da tensão nominal do inversor.
- d) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- e) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização. Se a estabilização não for observada aguardar pelo menos 5 minutos.
- f) Medir e registrar o valor da THDi.
- g) Repetir do passo c) ao f) para cada um dos outros cinco níveis de carregamento do inversor definidos no passo b).

É considerado em conformidade se os valores de THDi medidos não excederem os limites estabelecidos nas Tabela 2 e Tabela 3.

3.6.18 Proteção Contra Inversão de Polaridade

a) Montar o circuito conforme ilustrado em Figura 11.

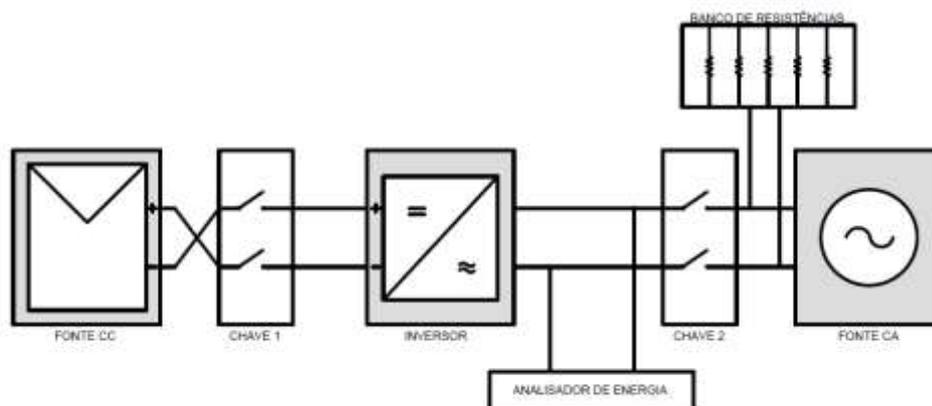


Figura 11– Diagrama de ligações para ensaio de proteção contra inversão de polaridade

Fonte: Autores.

- b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para a máxima potência e tensão de entrada permitida pelo inversor.
- c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- d) Fechar as chaves S1 e S2 e aguardar o tempo de estabilização do inversor. Aguardar 5 minutos.
- e) Abrir as chaves S1 e S2, trocar fusíveis (se necessário) e reconectar o gerador fotovoltaico na polaridade correta.
- f) Verificar se o inversor não foi danificado.

3.6.19 Ensaio de Anti-ilhamento para Inversores de Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

Para tal ensaio deve-se seguir os passos a) até k), conforme segue em instruções a seguir:

- a) O ensaio deve ser realizado em três condições conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5– Condições de ensaio		
Condição	Potência de saída do inversor: PIN	Tensão de entrada do inversor
A	Máxima	>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: ABNT IEC (2012, p. 4).

- b) Conectar o inversor ao simulador de gerador fotovoltaico, ao simulador de rede e à carga RLC, acoplando os equipamentos de medição conforme Figura 12.

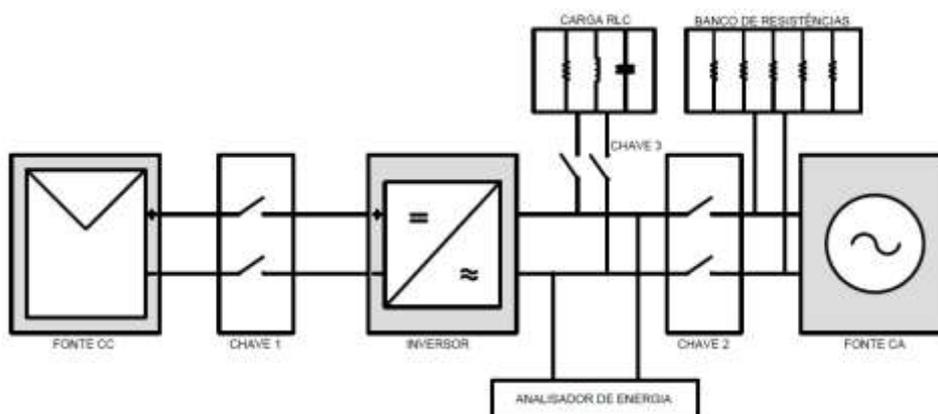


Figura 12 – Circuito de ensaio para detecção de ilhamento de um inversor

Fonte: Autores.

- c) Configurar o simulador fotovoltaico para que o inversor forneça a potência referente à condição de ensaio A, isto é, potência máxima.

- d) Configurar o simulador de rede para fornecer e absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, isso à frequência de 60Hz e a tensão nominal do inversor.
- e) Fechar a chave 1 e a chave 2, e aguardar o tempo de estabilização do inversor. Caso ele não se estabilize, aguardar 5 minutos e continuar o ensaio.
- f) Registrar os valores de potencia ativa (P_{CA}) e potencia reativa (Q_{CA}) da rede.
- g) Ajustar o circuito RLC para ter um fator de qualidade garantida pela equação (9) com os seguintes sub-passos:

$$Q_f = 1,0 \pm 0,05 \quad (9)$$

- Determinar a potência reativa indutiva requerida pelo circuito RLC através da equação (10).

$$Q_L = Q_F * P_{INV} \quad (10)$$

- Conectar a carga indutiva como primeiro elemento do circuito RLC e ajustar para demandar Q_L .
- Conectar a carga capacitiva em paralelo a carga indutiva a ajustar a demanda de potência reativa capacitiva Q_C para que satisfaça a condição disposta na equação (11).

$$Q_C + Q_L = -Q_{INV} \quad (11)$$

- Conectar uma resistência e ajustar para demandar potência ativa de modo a atender a equação (12).

$$P_R = P_{INV} \quad (12)$$

- h) Fechar a chave 3 e conectar a carga RLC configurada no passo anterior. Conectar o inversor à rede. A potência de saída do inversor deve permanecer a mesma do passo f). A corrente passando por S1 deve ser 0,0A, com tolerância de $\pm 1\%$ da corrente nominal do inversor em regime

permanente, então, se for necessário deve-se ajustar a carga RLC para garantir esse comportamento.

- i) Abrir a chave 2 para iniciar o ensaio. O tempo de operação irá definir a proteção do inversor ao ilhamento. Esse tempo será medido do tempo em que a chave 2 foi desligada ao tempo em que a corrente de saída do inversor reduz-se a menos de 1% da corrente nominal de saída.
- j) Para a condição A da Tabela 6, variar os fluxos de potência ativa e reativa sobre 1 (capacitância C ou indutância L) de acordo com valores apresentados na Tabela 6. Os valores da Tabela representam variações em porcentagem dos valores nominais determinados nos passos i) e h). Esses ajustes devem ser efetuados alterando as cargas resistiva e indutiva ou capacitiva, apenas umas das duas, do circuito RLC. Após cada ajuste, o passo i) deve ser repetido.

Tabela 6– Desequilíbrio de carga ativa para condição A de ensaio		
Variação em % as cargas ativa e reativa com relação ao valor nominal		
-5, +5	0, +5	+5, +5
-5, 0	0, 0	+5, 0
-5, -5	0, -5	+5, -5

Fonte: ABNT IEC (2012, p. 4).

- k) Para as condições B e C da Tabela 6, variar os fluxos de potência ativa e reativa sobre S1 (capacitância C ou indutância L) de acordo com valores apresentados na Tabela 7 a seguir. Os valores da tabela representam variações em porcentagem dos valores nominais determinados nos passos i) e h). Esses ajustes devem ser efetuados alterando as cargas resistiva e indutiva ou capacitiva, apenas umas das duas, do circuito RLC. Após cada ajuste, o passo i) deve ser repetido.

Tabela 7 – Desequilíbrio de carga para condições B e C de ensaio
Variação em % as cargas ativa e reativa com relação ao valor nominal

0, -5
0, -4
0, -3
0, -2
0, -1
0, 0
0, +1
0, +2
0, +3
0, +4
0, +5

Fonte: ABNT IEC (2012, p. 4).

3.6.20 Injeção e Demanda de Potência Reativa

- a) Configurar o inversor para fornecer potência reativa igual a 48,43% da potência ativa de ensaio (operação capacitiva).
- b) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida, acoplar os instrumentos de medição.
- c) Identificar as potências de entrada do inversor equivalentes a 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal de saída. Necessitando, dessa forma, simular seis diferentes curvas de um gerador FV.
- d) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para que o inversor forneça um dos seis níveis de carregamento identificados no item c). O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.
- e) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e a tensão nominal de ensaio.
- f) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.
- g) Medir e registrar o valor da potência reativa na saída do inversor.
- h) Repetir o passo d) ao g) para cada um dos outros cinco níveis de carregamento do inversor definidos no passo c).

- i) Repetir do passo a) ao h), porém com o inversor configurado para demandar potência reativa igual a 48,43% da potência ativa de ensaio (operação indutiva).
- j) Repetir do passo a) ao h), porém com o inversor configurado para fornecer apenas potência ativa (operação resistiva).

O inversor é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potência reativa medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do inversor.

3.6.21 Requisitos de Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Faltas na Rede (*FaultRideThrough* – FRT)

- a) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida, acoplar os instrumentos de medição.
- b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 100% da sua potência CA nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.
- c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- d) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do sistema. Se a estabilização não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.
- e) Após 5 minutos de operação, simular uma falta trifásica simétrica na rede, de forma que a tensão caia para 5% do valor nominal de ensaio por um tempo de 190ms e depois retorne à tensão para o valor nominal de ensaio, conforme mostrado.
- f) Medir e registrar de cada fase, a tensão da rede (fase neutro), a corrente e as potências ativa e reativa de saída do inversor durante todo o período de aplicação da falta.
- g) Simular uma falta trifásica simétrica na rede, de forma que a tensão caia para 45% do valor nominal de ensaio por um tempo de 290ms e depois retorne à tensão para o valor nominal de ensaio.

- h) Medir e registrar de cada fase, a tensão da rede (fase neutro), a corrente e as potências ativa e reativa de saída do inversor durante todo o período de aplicação da falta.
- i) Simular uma falta bifásica assimétrica na rede, de forma que a tensão caia para 5% do valor nominal de ensaio por um tempo de 190ms e depois retorne à tensão para o valor nominal de ensaio.
- j) Medir e registrar de cada fase, a tensão da rede (fase neutro), a corrente e as potências ativa e reativa de saída do inversor durante todo o período de aplicação da falta.
- k) Simular uma falta bifásica assimétrica na rede, de forma que a tensão caia para 45% do valor nominal de ensaio por um tempo de 290ms e depois retorne à tensão para o valor nominal de ensaio.
- l) Medir e registrar de cada fase, a tensão da rede (fase neutro), a corrente e as potências ativa e reativa de saída do inversor durante todo o período de aplicação da falta.

É considerado em conformidade se atender aos requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede especificadas na ABNT NBR 16149.

3.6.22 Limitação de Potência Ativa

A limitação de potência ativa injetada na rede, por meio de sinal de controle externo, deve ser ensaiada conforme as especificações de recepção e processamento de sinal fornecido pelo fabricante do inversor.

É de inteira responsabilidade do fabricante do inversor fornecer uma forma de envio, recepção e processamento do sinal de controle externo, para a realização do ensaio.

- a) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida acoplar os instrumentos de medição.
- b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 100% da sua potência CA nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.

- c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- d) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do sistema. Se a estabilização não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.
- e) Após 1 minuto de operação, enviar um comando externo para o inversor reduzir 10% da potência ativa de saída.
- f) Esperar 1 minuto, medir e registrar a potência ativa de saída do inversor.
- g) Repetir os passos e) ao f) 8 vezes.

É considerado em conformidade se, a diferença entre os valores de potência medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do inversor.

3.6.23 Comando de Potência Reativa

O comando de potência reativa por meio de sinal de controle externo deve ser ensaiado conforme as especificações de recepção e processamento de sinal fornecido pelo fabricante do inversor.

É de inteira responsabilidade do fabricante do inversor fornecer uma forma de envio, recepção e processamento do sinal de controle externo, para a realização do ensaio.

- a) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida, acoplar os instrumentos de medição.
- b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 50% da sua potência CA nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários.
- c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência CA máxima do inversor, a 60Hz e na tensão nominal de ensaio.
- d) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 minutos.

- e) Após 1 minuto de operação, enviar um comando externo para o inversor operar com potência reativa indutiva igual a 0,4358 (para inversor com potência nominal superior a 6kW) vez a potência ativa nominal.
- f) Esperar 10s, medir e registrar a potência reativa da saída do inversor.
- g) Enviar um comando externo para o inversor operar com potência reativa nula.
- h) Esperar 10s, medir e registrar a potência reativa de saída do inversor.
- i) Enviar um comando externo para o inversor operar com potência reativa capacitiva igual a 0,4358 (para inversor com potência nominal superior a 6kW) vez a potência ativa nominal.
- j) Esperar 10s, medir e registrar a potência reativa de saída do inversor.

É considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potência medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do inversor.

3.6.24 Cintilação

- a) Conectar o inversor ao simulador fotovoltaico, ao simulador de rede e às cargas de referência, conforme Figura 13.

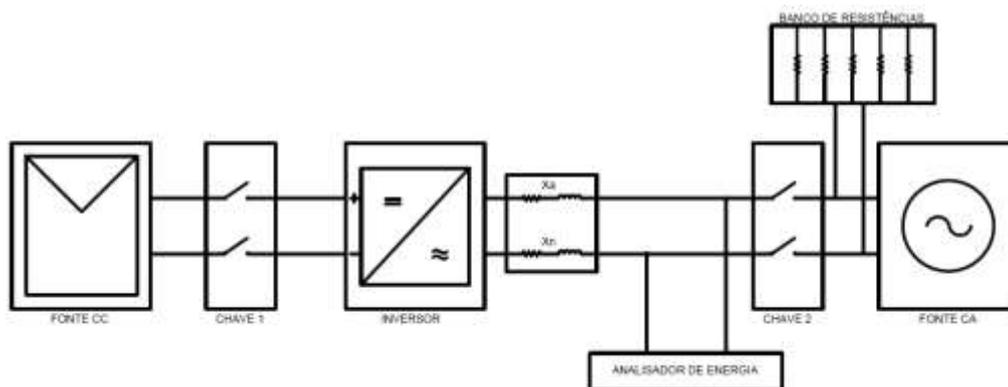


Figura 13 – Circuito de ensaio para cintilação de um inversor
Fonte: Autores.

Uma observação importante é mencionar que o analisador de energia ou analisador de *flicker* deve possuir todos os dados citados na norma IEC61000-3-3 e ser configurado conforme a mesma.

- b) Ajusta as cargas X_A e X_N de forma que satisfaça as equações (13) e (14).

$$X_A = 0,24 + j0,17\Omega \quad (13)$$

$$X_N = 0,16 + j0,12\Omega \quad (14)$$

c) Observar no analisar no de energia a obtenção dos seguintes dados:

- P_{ST} (severidade do *flicker* de curta duração): esse dado é obtido 1 minuto após o início de ensaio e recalculado 10 minutos depois.
- P_{LT} (severidade do *flicker* em longa duração): o período mínimo para obter esse dado é de duas horas, porém em norma indica-se um acompanhamento de 24 horas do equipamento.
- DC (variação de tensão contínua relativa).
- D_{MAX} (variação relativa de tensão).
- TD (tempo com variação de tensão acima da norma).

d) É considerado em conformidade se os valores obtidos estiverem dentro dos limites a seguir:

- $P_{ST} < 1$;
- $P_{LT} < 0,6$;
- $D_{MAX} < 6,7\%$ da tensão nominal;
- $DC < 3,3\%$ da tensão nominal; e
- $TD < 500ms$ para $Dc > 3,3\%$.

4 APLICAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE ENSAIO A UM INVERSOR FOTOVOLTAICO

Os preparativos para o início dos ensaios estão abordados neste capítulo. Nele apresenta-se o desenvolvimento de uma placa de identificação para o produto (primeira modificação necessária para o mesmo ser elegível a passar pelos testes), passando pelas normas a serem descartadas por sua evidente desnecessidade quando colocadas em análise contra os dados do inversor, além das especificações detalhadas dos equipamentos encontrados em laboratório que atendam os requisitos mínimos de precisão exigidos pela ABNT.

Ademais, explora-se o fato da norma não possuir parâmetros de resposta das fontes de alimentação, e propõe-se os pormenores das disponíveis, de mesmo modo que é explanado as consequências da utilização das mesmas e se tais efeitos são observados quando o equipamento é conectado ao módulo fotovoltaico para uso efetivo.

4.1 EQUIPAMENTO A SER ENSAIADO

O aparato participante dos ensaios é um inversor fotovoltaico conectado à rede elétrica com potência de 500W. Uma das exigências do INMETRO é que o produto tenha uma etiqueta de identificação com características básicas. O produto testado não possuía essa etiqueta, portanto, providenciou-se uma para fins de demonstração.

MBTECH Inversor fotovoltaico			
Modelo:	MBS19-500 500W		
Nº de série:	00001		
V _{CC} máx:	180V _{CC}	I _{CC} máx:	10A
V _{CC} nom:	112V _{CC}	I _{CC} nom:	4,5A
V _{CC} PMP:	60V ~ 180V		
P _{CA} nom:	500W	V _{CA} nom:	127V
I _{CA} nom:	3,93A	F nom:	60Hz
Grau de Proteção: IP-54		FP: > 0,98	
			
www.mbtech.ind.br +55 41 3056-8511 contato@mbtech.ind.br			

Figura 14 – Dados técnicos do inversor

Fonte: Autores.

Tais dados são apresentados e comprovados no decorrer dos ensaios descritos em norma.

4.2 ENSAIOS NÃO APLICÁVEIS

Alguns ensaios exigidos para a certificação são aplicáveis apenas em sistemas fotovoltaicos acima de 6kW, esses ensaios foram retirados do escopo do trabalho a fim de focar no funcionamento e resultados desse inversor fotovoltaico específico. Os testes retirados do escopo são:

- a) Limitação de potência ativa: Segundo a NBR16149 todo sistema fotovoltaico com potência nominal superior a 6kW deve ser capaz de limitar a potencia ativa injetada na rede por meio de telecomandos. Como o inversor ensaiado possui potência nominal de 0,5kW esse ensaio não se torna obrigatório.
- b) Comando de potência reativa: Segundo a NBR16149 todo sistema fotovoltaico com potência nominal superior a 6kW deve ser capaz de regular a potência reativa injetada/demandada por meio de telecomandos. Como o inversor ensaiado possui potência nominal de 0,5kW esse ensaio não se torna obrigatório.

- c) Requisitos de suportabilidade a sub tensões decorrentes de faltas na rede: Segundo a NBR16149 todo sistema fotovoltaico com potência nominal superior a 6kW deve ser capaz de continuar satisfazendo os requisitos representados em norma. Como o inversor ensaiado possui potência nominal de 0,5kW esse ensaio não se torna obrigatório.

4.3 ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS

No item 3.4 deste presente trabalho listou-se uma série de equipamentos necessários para uma aquisição satisfatória de dados após a aplicação dos ensaios sobre o inversor fotovoltaico. A seguir encontra-se a especificação de tais equipamentos, sendo estes disponíveis no laboratório da UTFPR, tal modo a atender as necessidades de precisão exigida pelos testes.

Equipamentos de medição:

- Osciloscópio digital: Marca Tektronix, modelo THS3014, frequência de 100MHz, 4 canais isolados e tensão de 600V_{rms}.
- Analizador de energia: Marca Fluke, modelo 435 série II, tensão eficaz de 1V à 1000V fase para neutro com precisão de $\pm 0,1\%$ da tensão nominal.
- Voltímetro: com precisão $\leq 0,5\%$.
- Amperímetro: com precisão $\leq 1\%$.
- Termômetro: com precisão $\leq 1^\circ\text{C}$.

Fontes:

- Alimentação CA: Marca Agilent, modelo 6813B, com tensão máxima de 300V_{rms} e potência de 1750VA, mostrado na Figura 15. Sua frequência é variável e suas especificações com relação ao simulador exigido são encontradas na Tabela 8.

Tabela 8 – Especificação utilizada do simulador rede CA

Itens	Especificação
Tensão (passo mínimo)	0,05V
THD de tensão	0,25% para 50/60Hz
Frequência (passo mínimo)	0,1Hz

Fonte: Autores.



Figura 15 – Fonte de alimentação CA

Fonte: Autores.

Em nota, é conveniente citar que o simulador de rede CA possui uma carga resistiva em paralelo no valor de 26Ω a qual suporta 600W, conforme necessidade. Esta encontra-se ilustrada na Figura 16.



Figura 16 – Carga resistiva em paralelo com a fonte CA

Fonte: Autores.

- Alimentação CC: O simulador de gerador fotovoltaico necessita de uma velocidade de resposta e estabilidade as quais nem todas as fontes de corrente contínua possuem. A fonte utilizada foi da Marca Supplier, DC Power Source FCC 400-10i, 100V/40A, apresentada na Figura 17. Ela possui potência de saída de 4kW, satisfazendo o sistema em questão de 0,5kW.

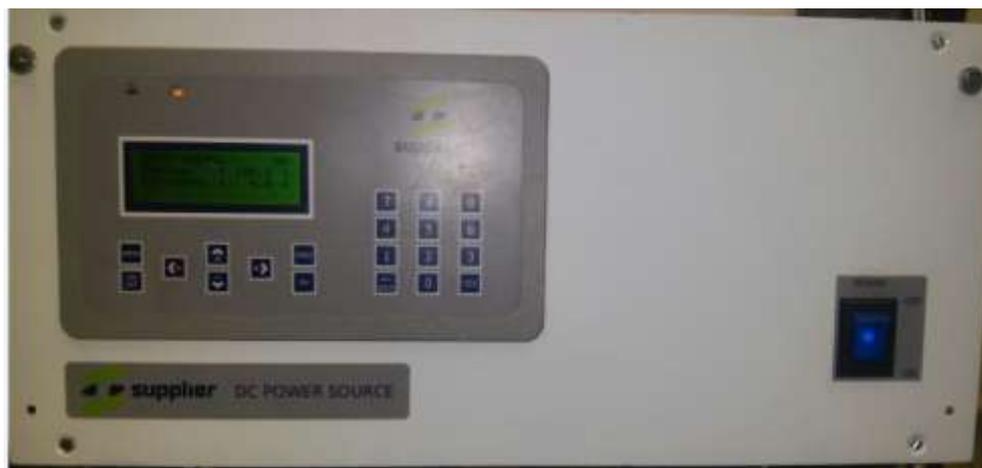


Figura 17 – Fonte de alimentação CC
Fonte: Autores.

Nas especificações da fonte de alimentação CC, transcritos no item 3.4, não foram encontrados os parâmetros de velocidade e estabilidade, mas pode-se verificar que com baixas potências o sistema ficava bastante desequilibrado, sem estabilidade, com ruídos insistentes, embora a potência nominal não apresentasse oscilações. Por esse motivo os testes foram focados na potência nominal do inversor de 0,5kW. Os testes que requeriam potências inferiores a esta ficaram em valores aproximados de resultado, precarizando a qualidade da análise final nestes ensaios quando exigidos.

Segundo o fabricante do inversor ensaiado, quando o equipamento é conectado a módulos fotovoltaicos – mesmo em baixas potências – não há essa variação.

4.4 RESULTADOS OBTIDOS

Tendo sido realizado os procedimentos de preparação do ambiente para a aplicação dos ensaios, os mesmo foram iniciados sob supervisão para o primeiro funcionamento, mais detalhes dos testes seguem descritos. Mais além, o fornecimento de diversos resultados isolados segue ao final de cada tópico, onde é providenciada uma comparação com os parâmetros de normas previamente discutidas. A ordem que os testes foram efetivados foi decidida por questões de conveniência, isto é, em uma disposição onde os mesmo pudessem ser executados em sequência, recordando tópicos e valores encontrados em tabelas de modo

organizado. A Figura 18 mostra o inversor em bancada passado pelo processo de testes.



Figura 18 – Inversor avaliado sob ensaio em bancada
Fonte: Autores.

4.4.1 Ensaios de Variação de Tensão

Para os ensaios de variação de tensão foram obedecidos os procedimentos 3.6.1 ao 3.6.5.

No ensaio 3.6.1, o qual deve-se aplicar uma tensão de 108% da tensão nominal, foi aplicado 137,1V, visto que a tensão nominal é de 127V. Não houve alterações no funcionamento do inversor. Ele limitou a potência fornecida em 509W.

No ensaio 3.6.2 a tensão inicial foi de 127V e a partir dela foi acrescentado 0,5V a cada 5s. A desconexão ocorreu em 138,9V, dentro do limite estabelecido por norma.

O ensaio 3.6.3 se baseia em medir o tempo que o inversor demorou em desconectar quando chega ao seu limite. Para medir esse tempo colocou-se a tensão de entrada em 137V e, em um único degrau, elevou-se a tensão para 138,9V, a qual foi a tensão de desligamento no teste anterior. Com isto pôde-se observar o tempo de desligamento no osciloscópio. Esse tempo foi de 0,156s, respeitando o tempo estabelecido por norma que é de 0,2s.

No ensaio 3.6.4 a tensão inicial foi de 112V e, a partir dela, foi decrescendo 0,5V a cada 5s. Observou-se o desligamento do sistema em 102,13V, o qual está dentro do limite estabelecido por norma.

O ensaio 3.6.5 avalia a medição do tempo de desconexão por subtensão. No ensaio prático foi reduzida a tensão para 107V e, a partir disso, registrado com o

osciloscópio todos os eventos da tensão, deu-se um degrau na tensão para 102,13V, o qual foi a tensão de desligamento no teste anterior. Com isto pôde-se observar um tempo de 0,18s até o desligamento, conforme mostra a Figura 19, o qual se encontra dentro do limite apresentado na norma, que é de 0,4s.

Para um resultado mais preciso, indica-se que os ensaios de tempos sejam realizados com degraus de tensão diferentes, buscando um valor médio de tempo de desconexão.

Embora a forma de onda da Figura 19 seja exclusivamente do ensaio 3.6.5, ela é similar a todos os ensaios listados nos procedimentos do item 5.1.1, pois ambos abordam o tempo de desligamento do inversor conforme o acontecimento de variação de tensão além dos limites permitidos.

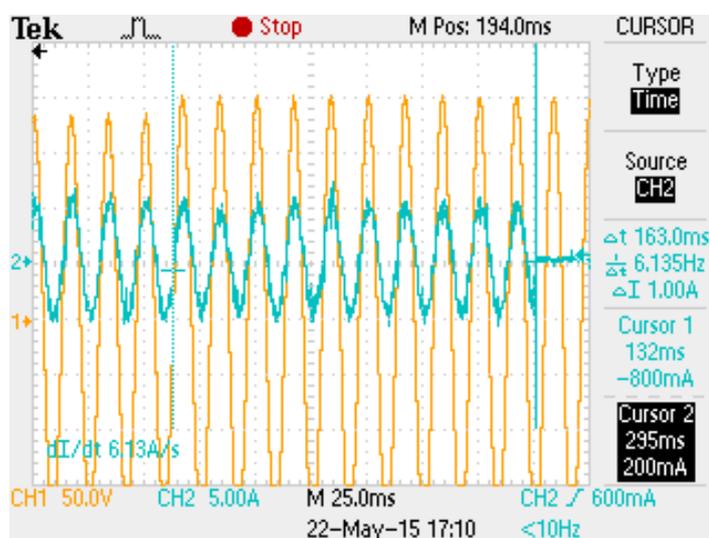


Figura 19 – Forma de onda da desconexão por subtensão (padrão dos ensaios)
Fonte: Autores.

O mapeamento dos resultados obtidos nestes ensaios aparece na Tabela 9 de modo resumido.

Tabela 9– Resultados obtidos nos ensaios de variação de tensão			
Tensão de resposta	Valor limite de tensão	Tempo de resposta	Tempo limite
102,13V	101,6V	0,180s	0,4s
138,9V	139,7V	0,156s	0,2s

Fonte: Autores.

4.4.2 Ensaio de Variação de Frequência

Para os ensaios de variação de frequência foram obedecidos os procedimentos dos itens 3.6.6 ao 3.6.9.

O primeiro ensaio de frequência, o 3.6.6, tem o intuito de verificar quando ocorre a desconexão do inversor ao ser aplicada uma sobrefrequência na rede. Desta forma, iniciou-se a 60Hz a frequência e foram acrescentados 0,1Hz a cada 30s até o valor em que o inversor se desconectou. O inversor em questão se desconectou a 62Hz. O limite imposto pela norma para aprovação é de 62Hz, com tolerância de $\pm 0,1$ Hz, portanto, o inversor teria obtido êxito nesse ensaio.

No teste de subfrequência, o 3.6.7, a frequência foi reduzida para 59Hz e, a partir disso, foi-se decrescido 0,1Hz a cada 30s até o valor em que o inversor se desconectou. A desconexão ocorreu em 58,6Hz, sendo que a norma estipula o limite em 57,5Hz com tolerância de $\pm 0,1$ Hz, desta forma, o inversor não se torna habilitado nesse tópico.

Para a medição dos tempos de desconexão na variação de frequência, deu-se um degrau na frequência de forma a ficar visível no osciloscópio o tempo entre a alteração com o desligamento, obtendo-se formas de onda muito parecidas com a Figura 15, e utilizando-se do mesmo método de medição de tempos. Com isso, foram obtidos os tempos registrados na Tabela 10. A frequência de resposta para subfrequência foi imposta através dos resultados previamente obtidos.

Tabela 10 – Resultados obtidos nos ensaios de variação de frequência

Frequência de resposta	Valor limite de frequência	Tempo de resposta	Tempo limite
58,6Hz	56Hz	0,16s	0,2s
62Hz	62Hz	0,19s	0,2s

Fonte: Autores.

4.4.3 Reconexão

O ensaio de reconexão foi realizado após a desconexão de sobretensão do ensaio 3.6.2. Observou-se o desligamento do inversor e aplicou-se a condição normal de funcionamento, o qual é representado pela tensão nominal de 127V. Imediatamente após aplicar tal tensão com a fonte, iniciou-se a medição através de um cronômetro para verificar o tempo que o inversor levaria para iniciar uma nova conexão. Esse tempo foi de, aproximadamente, 24s, obedecendo a norma que limita o tempo de reconexão entre 20s e 300s.

4.4.4 Sobrecarga

O ensaio foi realizado seguindo os procedimentos do ensaio 3.6.9. O inversor continuou funcionando normalmente e limitou a potência entre 498W e 503W.

4.4.5 Desconexão e Reconexão do Sistema Fotovoltaico da Rede

No ensaio 3.6.12, o inversor demora 24s para religar após um comando externo. Portanto, para este ensaio, o inversor encontra-se em conformidade.

4.4.6 Fator de Potência

Seguindo o experimento 3.6.13, como o inversor utilizado possui uma potência menor que 3kW, então os passos i) e j) do supracitado item deverão ser desconsiderados. Assim sendo, a Tabela 11 traz os resultados obtidos do ensaio de fator de potência.

Tabela 11 – Resultados obtidos nos ensaios de fator de potência

Potência de entrada	Potência de entrada do inversor	FP
10%	50W	0,74
20%	100W	0,89
30%	150W	0,94
50%	250W	0,97
75%	375W	0,98
100%	500W	0,99

Fonte: Autores.

Baseando-se nos dados coletados, portanto, averigua-se que o inversor não se encontra em conformidade para potências abaixo de 75% da nominal.

4.4.7 Controle de Potência Ativa em Sobrefrequência

Para esse teste foram seguidos os procedimentos do ensaio 3.6.14. Este ensaio se baseia em verificar o comportamento da potência ativa quando se aplica uma variação na frequência. Os resultados obtidos estão presentes nas Tabela 12, Tabela 13 e Tabela 14. Com estas é possível elaborar o gráfico presente na Figura 21 e compará-lo com a Figura 20, onde as mesmas curvas são apresentadas para o padrão da norma. Os caminhos são indicados conforme os passos do ensaio 3.6.14 foram sendo colocados.

Tabela 12– Resultados obtidos de potência ativa ao variar a frequência

Frequência da rede	Potência de saída do inversor	Potência de saída esperada
60Hz	500W	500W
60,2Hz	501W	500W
60,5Hz	450W	500W
61Hz	362W	400W
61,5Hz	260W	300W
61,9Hz	206W	220W
60,2Hz	206W	500W
60Hz	500W	500W

Fonte: Autores.

Tabela 13– Variação da potência em relação à frequência de 60,2Hz

Tempo após atingir 60,2Hz	Potência após atingir 60,2Hz	Potência esperada
30s	206W	200W
60s	240W	200W
90s	270W	200W
120s	290W	200W
150s	320W	200W
180s	350W	200W
210s	380W	200W
240s	410W	200W
270s	430W	200W
300s	460W	200W
330s	490W	200W

Fonte: Autores.

Tabela 14 – Variação da potência em relação à frequência de 60Hz finais

Tempo após atingir 60Hz finais	Potência após atingir 60Hz finais	Potência esperada
30s	500W	230W
60s	503W	260W
90s	501W	290W
120s	500W	320W
150s	507W	350W
180s	502W	380W
210s	500W	420W
240s	507W	450W
270s	503W	480W
300s	500W	500W
330s	502W	500W

Fonte: Autores.

A potência injetada na rede deve variar de acordo com a curva apresentada na Figura 20. Isso é uma determinação da ANEEL para garantir uma adequada recuperação da potência de saída da central geradora quando haja o restabelecimento da tensão após um distúrbio.

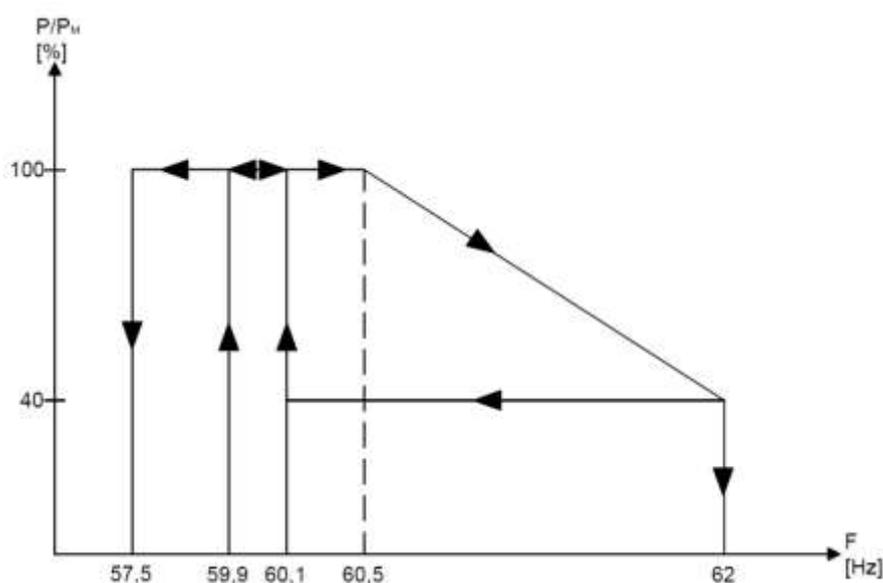


Figura 20 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede definido em norma

Fonte: Autores.

Pode-se observar que o inversor ensaiado encontra-se em desacordo no limite de frequência inferior, o qual deveria ser de 57,5Hz, com tolerância de $\pm 0,1$ Hz; este está em 58,6Hz. Além disso, também possui incongruências em relação a norma quanto ao limite para retornar a potência, o qual deveria ser abaixo de 60,1Hz; o inversor especificado somente o está fazendo em 60,2Hz. Os valores de limites de frequência em discordância com o estabelecido em norma encontram-se destacados em vermelho na Figura 21.

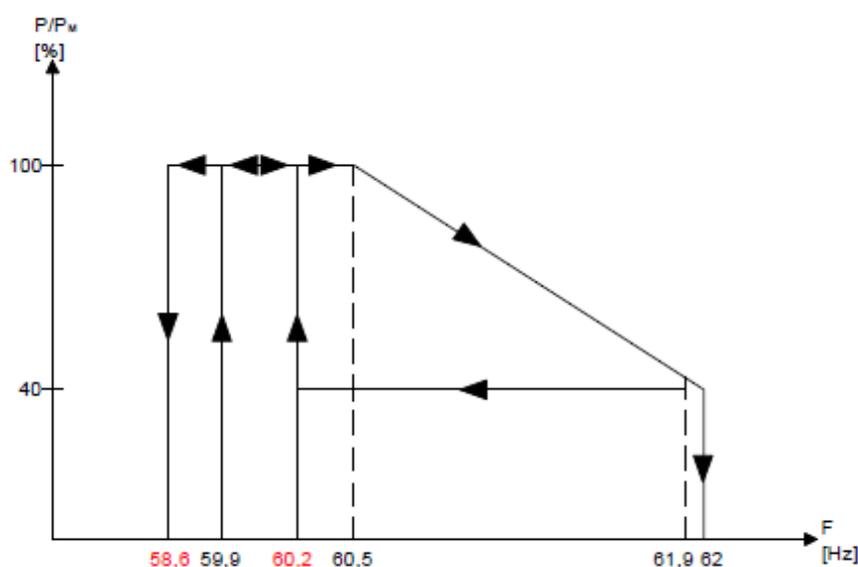


Figura 21 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede obtido em ensaio

Fonte: Autores.

4.4.8 Religamento Automático Fora de Fase

Para ensaiar o comportamento do inversor ao modificar o ângulo da fase aplicada obedeceu-se os procedimentos apresentados no ensaio 3.6.15.

Iniciou-se o ensaio com o inversor nas condições nominais, aplicando 127V de tensão alternada eficaz e 500W de potência. Após o sistema estabilizar, obteve-se a medida de 4,03A e 127V na saída do inversor.

Através de uma função da fonte CA utilizada como simulador de rede CA, pode-se deslocar o ângulo de fase da tensão em 90°. Após aplicar esse deslocamento o inversor se desconectou da rede, aguardou aproximadamente 24s e se reconectou. Nessa reconexão foi obtido 4,01A e 127V aplicados na rede.

4.4.10 Proteção Contra Inversão de Polaridade

No ensaio 3.6.19, no qual foi invertido a polaridade do simulador fotovoltaico, o inversor não se conectou à rede como forma de segurança. Ao desligar o simulador fotovoltaico e reconectá-lo na polaridade correta, o inversor funcionou normalmente sem alterações. Portanto, o inversor está em conformidade para esse ensaio.

4.4.11 Harmônicos e Distorção de Forma de Onda

A THD total do inversor foi de 6,9%, a maior anomalia nas harmônicas ímpares foi medida na quinta harmônica, aonde se chegou a 4,3% do valor nominal, portanto a 0,3 pontos percentuais acima do que a norma recomenda. Já os harmônicos pares do 10^o ao 32^o, deveriam ser menores que 0,5%, porém nas medições nota-se que as 10^o, 12^o, 14^o, 16^o, 18^o e a 20^o harmônica, tem uma THD maior do que foi exigido na norma.

A Tabela 15 traz consigo o resultado obtido singularmente em cada harmônica, tendo sido estes resultados obtidos pelo medidor de qualidade de energia da Fluke. Conforme pode ser observado em comparação com as Tabela 2 e Tabela 3, o inversor não se enquadra nas especificações normativas dispostas anteriormente.

Tabela 15 – Resultados obtidos no ensaio de variação das componentes harmônicas

THD par	THD (%)	THD ímpar	THD (%)
2º	0,6	3º	0,9
4º	0,5	5º	4,3
6º	0,7	7º	3,6
8º	0,7	9º	0,9
10º	0,8	11º	1,8
12º	0,9	13º	1,4
14º	0,6	15º	0,8
16º	0,7	17º	0,6
18º	0,5	19º	0,6
20º	0,5	21º	0,5
22º	0,4	23º	0,4
24º	0,4	25º	0,5
26º	0,3	27º	0,4
28º	0,3	29º	0,4
30º	0,3	31º	0,3
32º	0,3	32º	0,22

Fonte: Autores.

4.4.12 Injeção e Demanda de Potência Reativa

A norma define que é obrigatório o controle de potência reativa para inversores acima de 3kW. O inversor em questão possui apenas 0,5kW, portanto não se enquadra nesse parâmetro. Sob esta condição, foi apenas medido a injeção de potência reativa na rede na potência nominal. Foi obtido 498W de potência ativa e 0,08VAr de potência reativa.

4.4.13 Anti-ilhamento

O ensaio de anti-ilhamento pede que sejam repetidos os procedimentos para três situações diferentes, conforme evidenciado na Tabela 5. Como o inversor apresenta uma instabilidade em potências que não sejam a nominal, foi optado por

realizar o ensaio apenas na condição A, a qual refere-se à potência nominal do inversor.

Para o cálculo dos componentes RLC dispostos na carga, utilizou-se os valores nominais de potência, tensão e corrente do inversor ao invés dos 498W medidos em ensaio prévio e ignorando os 0,08VAr presentes na potência de saída. Sendo assim, para valores eficazes dos parâmetros nominais:

$$P_{nom} = 500W \quad (15)$$

$$V_{nom} = 127V \quad (16)$$

$$I_{nom} \cong 3,937A \quad (17)$$

Conforme descrito no item 3.6.19, é necessário – em primeiro lugar – implantar uma carga indutiva a fim de obter uma potência reativa indutiva com mesmo valor em módulo a potência ativa do inversor, conforme visualizado na equação (10), ou seja:

$$Q_L = 500VAr (ind) \quad (18)$$

Para tanto, o indutor:

$$Z = \frac{127}{3,937} = 2\pi fL \therefore L \cong 85,57mH \quad (19)$$

Em seguida, vê-se a necessidade de cálculo concernente à carga capacitiva, tendo esta que gerar, em módulo, uma potência reativa capacitiva para que, respeitando a equação (11), a geração finais de reativos se iguale ao produzido pelo inversor na etapa inicial (0,08VAr), isto é:

$$Q_C = 499,92VAr (cap) \cong 500VAr (cap) \quad (20)$$

Para tanto, o capacitor:

$$Z = \frac{1}{2\pi fC} \therefore C \cong 82,23\mu F \quad (21)$$

Por último, define-se a resistência da carga RLC. Por conseguinte, recorrendo à equação (9) que define o fator de qualidade indispensável para o ensaio, têm-se o resistor com o mesmo valor de impedância que os componentes anteriores para a frequência de 60Hz.

$$Q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}} = 1 \therefore R \cong 32,258\Omega \quad (22)$$

Para isto, foram utilizados na carga RLC componentes que atendessem o mais precisamente possível tais exigências e que, ao mesmo tempo, suportassem a corrente nominal do inversor. Sendo assim, encontrou-se:

- 01 capacitor 50uF;
- 01 capacitor 35uF;
- 01 banco de indutores com 83,07mH; e
- 01 reostato com 30Ω.

Antes de ligar a carga RLC ao sistema, tinha-se 498W de potência ativa e 0,08VAr de potência reativa. Ao conectar a carga RLC ao sistema, obteve-se a potência ativa de 0,18kW e reativa de 0,15 kVAr, totalizando a potência aparente de 0,23kVA.

Depois de conectado a carga RLC, desligou-se a chave de conexão à rede e mediu-se o tempo de desconexão com a carga. O teste foi repetido para verificar a confiabilidade dos resultados, obtendo valores bem aproximados do anterior. Após o desligamento, o inversor demorou uma média de 143ms para desligar por completo. Tal comportamento pode ser observado na Figura 23, onde verifica-se a tensão de saída do inversor (em verde) oscilando até o seu desligamento. Acompanhando esta curva está a corrente injetada pelo inversor (em azul), que segue o mesmo comportamento até cessar sua atividade. Não obstante, a tensão da rede simulada pela fonte de alimentação CA (em amarelo) segue o fluxo de funcionamento normal após o desligamento do equipamento.

Na etapa que segue é necessário realizar a variação da carga RLC de forma a desequilibrá-la. Como não havia elementos com a exatidão pedida pela norma, foram efetuadas as variações conforme os materiais disponíveis.

Para a variação de aumento da carga capacitiva, adicionou-se 9uF, totalizando 94uF e, para a diminuição na carga capacitiva, totalizou-se 75uF com a diminuição da capacitância. Com a variação da carga, o tempo de desligamento

permaneceu com uma média aproximada ao valor com a carga equilibrada, obtendo o tempo aproximado de 158ms.

O teste foi realizado apenas em plena carga, visto que, para cargas de valores inferiores, o inversor apresenta uma variação muito alta da potência injetada na rede, dificultando os cálculos da carga RLC necessária.

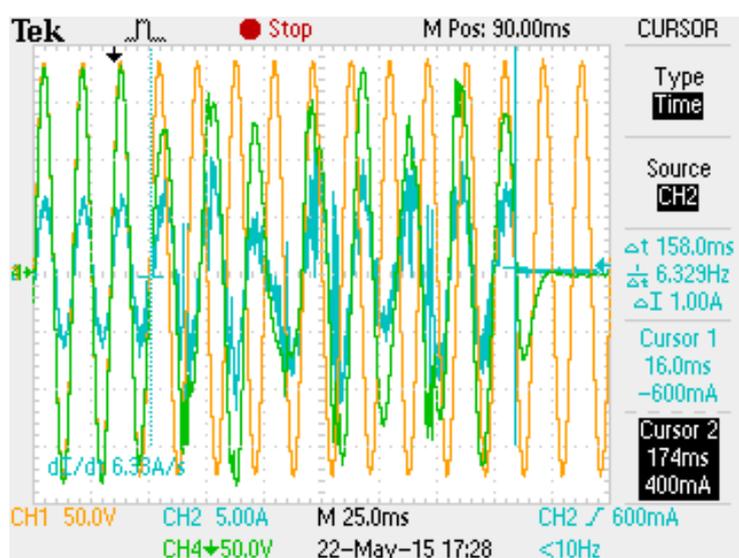


Figura 23 – Forma de onda para o ensaio de anti-ilhamento
Fonte: Autores.

4.4.14 Cintilação

O ensaio de cintilação não pôde ser realizado devido à falta de equipamentos. O analisador de energia disponível não fornece os dados de flutuação de tensão conforme esperado previamente.

4.4.15 Síntese dos Resultados

A Tabela 16 ilustra de forma geral o desempenho do inversor ensaiado, explicitando os ensaios em que caracterizam o produto como não comercializável.

Tabela 16– Sumário dos resultados obtidos nos ensaios do inversor avaliado

Ensaio efetuado (em ordem alfabética)	Veredito após realização do ensaio			
	Aprovado	Reprovado	Não ensaiado	Não se aplica
Anti-ilhamento	X			
Cintilação			X	
Controle de potência ativa em sobrefrequência		X		
Desconexão do sistema fotovoltaico da rede	X			
Fator de potência		X		
Harmônicos e distorção de forma de onda		X		
Injeção de componente contínua	X			
Injeção de potência reativa	X			
Modulação de potência ativa				X
Modulação de potência reativa				X
Proteção contra inversão de polaridade	X			
Reconexão	X			
Religamento automático fora de fase	X			
Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede				X
Sobre/sub frequência	X			
Sobre/sub tensão	X			
Sobrecarga	X			

Fonte: Autores.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os ensaios podem ser divididos em três formas de atuação na rede elétrica: proteção, compatibilidade com a rede elétrica e qualidade de energia elétrica.

Analisando os ensaios relacionados à proteção verifica-se que, para este inversor em questão, os resultados foram satisfatórios. Tendo sido aprovado tanto no ensaio de proteção contra inversão de polaridade quanto no de sobrecarga e de desconexão do sistema fotovoltaico da rede, garantindo a proteção de usuários e instaladores, pois o equipamento obteve bons resultados.

Já nos testes relacionados à compatibilidade com a rede elétrica não foi possível observar a conformidade do inversor em todos os quesitos. A variação de tensão e de frequência, reconexão, religamento automático fora de fase e anti-ilhamento foram satisfatórios. Não obstante, o maior problema relacionado à compatibilidade com a rede elétrica está no controle de potência ativa relativo asobrefrequência. Esse ensaio exige que a potência de saída do inversor varie de acordo com a frequência da rede e, embora o inversor em questão possua uma variação, estas não estão dentro dos limites exigidos pela norma. O efeito deletério dessa falha do inversor é quando coloca-se como hipótese uma geração em maior escala, podendo essa ocasionar um desequilíbrio na rede elétrica, não permitindo que o gerador principal se recupere da falha na frequência.

Com relação à qualidade de energia elétrica, não foi possível realizar os ensaios em sua plenitude. Portanto, seu resultado é considerado apenas útil somente para fins informativos, embora não definitivo, pois o mesmo meramente direciona para um resultado prévio. O inversor ensaiado revela uma falha quanto ao equilíbrio quando é intencionado injetar uma potência muito abaixo da nominal. Segundo o fabricante do inversor esse problema existiu nos ensaios devido ao tempo de resposta do simulador fotovoltaico utilizado. Como a velocidade para responder as demandas de tensão e corrente da fonte CC utilizada não foi encontrada nos manuais e não foi obtido resposta do fabricante da fonte, foi decidido reduzir a gama dos ensaios para somente a potência nominal do inversor.

Ainda que, para a potência nominal do inversor, o fator de potência tenha sido adutor, nos demais valores analisados o mesmo não pôde atender a norma. Além disso, os harmônicos injetados na rede não foram satisfatórios para nenhuma condição. Esses resultados são de vital importância, uma vez que isso afeta

diretamente o desempenho de inúmeros dispositivos presentes no sistema de distribuição, como transformadores, banco de capacitores, dispositivos de proteção e manobra, e inclusive os sistemas de medição de energia elétrica.

Durante os testes foram feitas modificações no inversor ensaiado, pois entretanto os primeiros ensaios efetuados o inversor estava tendo grande reprovação, essa informação foi passada para o fabricante e ajustes na codificação foram feitos com o passar dos procedimentos, aprimorando a qualidade do produto. Os ensaios foram executados várias vezes para obtenção dos valores.

O Anexo I constitui-se de um relatório dos ensaios realizados no inversor, com seus respectivos resultados. No Anexo II encontram-se os procedimentos de ensaios de um inversor fotovoltaico conectado à rede elétrica em uma sequência sugerida para garantir uma ordem favorável dos ensaios, facilitando o manuseio dos equipamentos envolvidos.

As normas brasileiras referentes a inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica são relativamente novas comparadas com as normas internacionais. Uma característica dos textos a respeito dos ensaios encontrados nas normas é sua complexidade para o entendimento das mesmas, elas não são dispostas de modo intuitivo e ainda necessitam de uma consulta a outras referências para melhor compreensão. O acesso a essas normas ainda é escasso e dispendioso.

Observa-se que a falta de laboratórios credenciados para realização desses ensaios é explicada pela dificuldade de obter equipamentos adequados e, principalmente, mantê-los calibrados para resultados precisos. Os ensaios realizados neste trabalho possuem apenas significância auxiliar, visto que os equipamentos utilizados foram os disponibilizados pela universidade e atendem parcialmente as características exigidas devido suas particularidades. Contudo, os testes foram de grande utilidade para esclarecer características da rede elétrica, uma vez que são muitos os fatores que podem influenciar na energia fornecida pela concessionária.

Em última análise, pode-se considerar que o Brasil esteja em uma trajetória ascendente no que concerne ao recebimento da energia fotovoltaica com equipamentos de conversão conectados à rede elétrica como solução optativa, e que, baseado nas normas aqui apresentadas, o mercado poderá seguir com produtos que não afetarão a qualidade da energia elétrica, oferecerão a proteção necessária sem apresentar prejuízos ao sistema de distribuição já existente.

6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Podemos incluir para sugestões de trabalho futuros:

- Análise da eficiência de um inversor fotovoltaico conectado a rede;
- Avaliação de inversores para potências elevadas;
- Eficiência energética utilizando os parâmetros brasileiros;
- Eficiência energética paranaense;
- Análise de cintilação para inversores fotovoltaico conectado a rede;
- Geração residencial através da energia solar.

REFERÊNCIAS

ABNT NBR 16149. **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** Rio de Janeiro, RJ, 2013.

ABNT NBR IEC 62116. **Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** Rio de Janeiro, RJ, 2012.

ANEEL. **PRODIST – Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.**

British Petroleum, 2013, Londres. **Statistical Review of World Energy.** Disponível em <<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acesso em 25 de abril de 2014.

CEI 0-21. **Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical utilities.**

CIGRE 123. **Equipment producing harmonics and conditions governing their connection to the main power supply.** 1992.

FILHO, José Bionede Melo, 2009, Recife. **Visão do Mercado de Módulos Fotovoltaicos.** Disponível em <<http://dina.poli.br/index.php/publicacoes/56-modulos>>. Acesso em 16 de junho de 2014.

IEC 60038. **IEC standard voltages.**

IEC 60364-5-55. **Electrical installations of buildings – Part 5-55: Selection and erection of electrical equipment – Other equipment.**

IEC 61727. **Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface.**

IEC/TS 61836. **Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols.**

INMETRO, **Portaria n°. 357**, de 01 de agosto de 2014.

Ministério de Minas e Energia, 2013, Brasília. **Plano Decenal de Expansão de Energia – 2022.** Disponível em <<http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2014/PDE2022.pdf>>. Acesso em 24 de abril de 2014.

Ministério de Minas e Energia, 2013, Brasília. **Balço Energético Nacional 2013.** Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em 25 maio 2014.

STRONG, S. J.; SCHELLER, W. G. **The Solar Electric House.** Massachusetts: Still River, 1993.

REIS, Lineu Belico dos. **Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade.** Barueri, SP: Manole, 2003.

RODRIGUES, M.; TEIXEIRA, E. C.; BRAGA, H. A. C. **Uma Visão Topológica Sobre Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos Conectados à Rede de Energia Elétrica.** Fifth Latin- American Congress: Electricity Generation and Transmission. São Pedro, SP, Brazil, v. novembro 2003.

ROSALES, I.; SANCHEZ, D. J. A.; ESCOLANO, D. F. M. **Energia Solar Fotovoltaica en la Comunidad Autónoma de La Región de Murcia.** Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF), 2001.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Fontes renováveis de energia no Brasil.** Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003.

URBANETZ, J.; RÜTHER, R. **Qualidade de Energia Elétrica e o Funcionamento de Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede:** III Congresso Brasileiro de Energia Solar - III CBENS2010. Belém, 2010.

URBANETZ, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Redes de Distribuição Urbanas: sua Influência na Qualidade da Energia Elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade.** Florianópolis, julho, 2010.

VDE-AR-N 4105. **Generations connected to the low-voltage distribution network – Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks.**