

RÁRISON ROBERTO ACÁCIO FORTES

**DISTORÇÕES HARMÔNICAS PRODUZIDAS POR INVERSORES DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM CONDIÇÃO DE
RESSONÂNCIA PARALELA**

Ilha Solteira
2016



RÁRISON ROBERTO ACÁCIO FORTES

DISTORÇÕES HARMÔNICAS PRODUZIDAS POR INVERSORES DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM CONDIÇÃO DE
RESSONÂNCIA PARALELA

Prof. Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira
Orientador

Dissertação apresentada à Faculdade
de Engenharia - UNESP – Campus de
Ilha Solteira, para obtenção do título
de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de Conhecimento: Automação.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Distorções harmônicas produzidas por inversores de geração distribuída fotovoltaica em condição de ressonância paralela

AUTOR: RARISON ROBERTO ACACIO FORTES

ORIENTADOR: LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JULIO BORGES DE SOUZA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. GIULIANO PIERRE ESTEVAM
FATEC Aracatuba

Ilha Solteira, 12 de abril de 2016

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

F738d Fortes, Rárison Roberto Acácio.
Distorções harmônicas produzidas por inversores de geração distribuída fotovoltaica em condição de ressonância paralela / Rárison Roberto Acácio Fortes. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2016
122 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2016

Orientador: Luís Carlos Origa de Oliveira
Inclui bibliografia

1. Distorções harmônicas. 2. Geração distribuída. 3. Qualidade da energia elétrica. 4. Ressonância paralela. 5. Sistemas fotovoltaicos.

“A mente que se abre a uma nova ideia
jamais voltará ao seu tamanho original.”

Albert Einstein (1879-1955)

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela oportunidade de realizar mais essa conquista.

Ao Professor Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira, por sua dedicação, ensinamentos, amizade e prontidão. Alguém além de um orientador.

À Universidade Federal do Acre – UFAC, pela concessão do afastamento para realização do curso de mestrado.

Aos professores do curso de Engenharia Elétrica da UFAC, em particular ao Professor José Elieser de Oliveira Junior pelo incentivo e confiança depositada.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Acre – FAPAC, e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, pelo auxílio financeiro, através da concessão da bolsa de mestrado, necessária para execução deste trabalho.

Ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UNESP, Campus de Ilha Solteira, pelo suporte técnico e infraestrutura.

Aos professores do departamento da Engenharia Elétrica da UNESP, com destaque aos professores da Pós-Graduação dos quais tive esta oportunidade durante a contemplação dos créditos realizados.

Aos colegas do Laboratório de Qualidade da Energia Elétrica – LAQEE, pela amizade e companhia durante esses anos, principalmente ao amigo Ricardo Fonseca Buzo, pela parceria e agradável convivência durante a realização deste trabalho.

Em especial a minha esposa Elizabeth Fortes pelo apoio e dedicação incondicional para a possível realização deste trabalho.

RESUMO

Como os sistemas de energia têm sido tradicionalmente projetados para produção centralizada, a penetração de sistemas de geração distribuída na rede tem causado mudança nesse perfil, criando novos desafios operacionais que se fazem importantes para a reestruturação dos sistemas tradicionais. No entanto, este novo cenário do sistema elétrico, introduzido pela resolução 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, trouxe às distribuidoras de energia um novo panorama para as atividades de operação e manutenção de suas redes e ativos, principalmente devido à bidirecionalidade do fluxo de potência na rede, originado pela conexão de sistemas de geração distribuída. Os impactos técnicos devem ser previstos e analisados, sobretudo em redes de distribuição, para garantir os padrões mínimos de qualidade da energia no ponto de consumo e evitar o comprometimento das cargas alimentadas. Dentre os impactos, destaca-se o efeito sobre os bancos de capacitores devido à injeção de distorções harmônicas produzida pelos inversores de sistemas fotovoltaicos, que sob certas condições, produzem conteúdo harmônico com nível acima do limite normatizado, podendo excitar uma condição prévia de ressonância no barramento. Neste contexto, esta dissertação tem como principal objetivo analisar o comportamento do sistema elétrico em condição de ressonância paralela e avaliar o grau de comprometimento dos bancos de capacitores instalados no sistema de distribuição com presença de frequências harmônicas e sugerir rotinas técnicas para evitar sua operação contingenciada.

Palavras-chaves: Distorções harmônicas. Geração distribuída. Qualidade da energia elétrica. Ressonância paralela. Sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

As energy systems have been traditionally projected for centralized production, the penetration of distributed generation systems have caused a change in this profile, creating new operational challenges that are important for traditional systems restructuring. However, this new electrical system scenario, introduced by resolution 482/2012 of Brazilian Electricity Regulatory Agency – ANEEL, brought to energy distributors a new view to the operational and maintenance activities of their nets and actives, specially due to the net power flow bidirectionality, created by the distributed generation systems connection. Technical impacts must be estimated and analyzed, specially in distribution nets, to ensure minimum energy quality standards in the consumption point and avoid fed charges commitment. Among the impacts stands out the capacitor bench effects due to harmonic distortions injection produced by photovoltaic systems inverters, that under some conditions, produce harmonic content over the regulated limit, being able to excite a preview condition of resonance in the bus. In this context, this essay has the main objective to analyze the electrical system behavior in parallel resonance condition and evaluate the degree of commitment of the capacitor bench installed in the distribution system with harmonic frequencies and suggest technical routines to avoid the contingent operation.

Keywords: Harmonic distortion. Distributed generation. Power quality. Parallel resonance. Photovoltaic systems.

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|------------------|--|----|
| Figura 1 | – Principais distúrbios associados à onda de tensão | 25 |
| Figura 2 | – Formas de onda de tensão e corrente a partir de uma carga linear. | 26 |
| Figura 3 | – Formas de onda de tensão e corrente a partir de uma carga não-linear. | 26 |
| Figura 4 | – Decomposição de uma forma de onda em suas componentes harmônicas..... | 28 |
| Figura 5 | – Espectro de frequências harmônicas da relacionado à Figura 4 | 28 |
| Figura 6 | – Deformação simétrica e assimétrica de onda de acordo com a ordem harmônica. | 29 |
| Figura 7 | – Sinal alternado com presença de componente contínua. | 29 |
| Figura 8 | – Distorção da tensão ocasionada por carga não linear. | 30 |
| Figura 9 | – Sequência de componentes simétricas | 32 |
| Figura 10 | – Formas de onda de uma carga não-linear..... | 35 |
| Figura 11 | – Efeito da frequência na capacidade de condução de corrente elétrica..... | 37 |
| Figura 12 | – Efeito da frequência e proximidade na capacidade de condução de corrente..... | 37 |
| Figura 13 | – Fluxo harmônico de sequência zero pelo condutor neutro | 38 |
| Figura 14 | – Circuito equivalente para análise de ressonância por frequência harmônica..... | 40 |
| Figura 15 | – Sobretensão no PAC devido à ressonância paralela | 41 |
| Figura 16 | – Sistema elétrico de potência com presença de geração distribuída. | 44 |
| Figura 17 | – Fluxo de potência em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. | 46 |
| Figura 18 | – Tipos de medição bidirecional prevista em sistemas de GDFV. | 47 |
| Figura 19 | – Características operacionais do medidor bidirecional em quatro quadrantes. | 49 |
| Figura 20 | – Geração fotovoltaica (a) integrada à edificação e (b) adaptada à edificação..... | 50 |
| Figura 21 | – Representação esquemática da associação em série de módulos fotovoltaicos...51 | |
| Figura 22 | – Associação paralela de módulos fotovoltaicos. | 52 |
| Figura 23 | – Associação série-paralela de módulos fotovoltaicos. | 52 |
| Figura 24 | – Arranjo de inversor centralizado para aplicação com múltiplos módulos..... | 53 |
| Figura 25 | – Principais topologias de arranjos fotovoltaicos. | 54 |
| Figura 26 | – Usina de geração fotovoltaica conectada ao sistema elétrico. | 56 |
| Figura 27 | – Sistema de minigeração fotovoltaica conectada à rede de MT..... | 57 |
| Figura 28 | – Sistema de microgeração fotovoltaica conectada à rede em BT..... | 58 |
| Figura 29 | – Valores típicos de demandas residenciais, comerciais para GDFV..... | 59 |
| Figura 30 | – Demandas residenciais e comerciais para GDFV com excedente de produção. . | 60 |
| Figura 31 | – Queda de tensão em um sistema de distribuição convencional | 60 |
| Figura 32 | – Elevação da tensão em um sistema de distribuição com GDFV..... | 61 |
| Figura 33 | – Limites operacionais de fator de potência para sistemas acima de 6kW | 68 |
| Figura 34 | – Configurações de aterramento para arranjos fotovoltaicos..... | 71 |
| Figura 35 | – Fuga de corrente em inversores sem isolamento galvânica..... | 72 |
| Figura 36 | – Fluxo de corrente em inversores com isolamento galvânica..... | 72 |
| Figura 37 | – Disposição dos principais componentes de um módulo fotovoltaico | 73 |
| Figura 38 | – Fuga de corrente por capacitâncias parasitas | 73 |
| Figura 39 | – Tensão de modo comum para inversores com e sem isolamento galvânica | 74 |
| Figura 40 | – Resistência de isolamento para inversores sem transformador..... | 75 |
| Figura 41 | – Inversor de 1 estágio, com transformador de baixa frequência. | 75 |
| Figura 42 | – Inversor de 3 estágios, com transformador de alta frequência..... | 76 |
| Figura 43 | – Inversor de 2 estágios, com transformador de alta frequência..... | 76 |
| Figura 44 | – Inversor de 2 estágios, sem transformador. | 76 |
| Figura 45 | – Possibilidades de conexão do capacitor de desacoplamento | 77 |
| Figura 46 | – Curvas de corrente versus tensão na determinação do MPP..... | 80 |
| Figura 47 | – Curvas de (a) corrente versus tensão e (b) potência versus tensão em GDFV. ... | 81 |
| Figura 48 | – Curva de geração diária e THD de corrente sobre efeito de sombreamento..... | 83 |

| | | |
|------------------|--|-----|
| Figura 49 | – Rede de distribuição com três possíveis configurações de ilhamento. | 84 |
| Figura 50 | – Formas de onda para uma referência senoidal em inversores multiníveis..... | 87 |
| Figura 51 | – Espectro em frequência (FFT) das formas de onda da Figura 50. | 88 |
| Figura 52 | – Diagrama de conexão da microgeração através de inversor à rede de BT. | 89 |
| Figura 53 | – Curva de potência de um sistema de GDFV e THDi para um dia de inverno | 90 |
| Figura 54 | – (3kW): Forma de onda e espectro harmônico a 75% da potência nominal | 92 |
| Figura 55 | – (3kW): Forma de onda e espectro harmônico a 20% da potência nominal | 92 |
| Figura 56 | – (20kW): Forma de onda e espectro harmônico a 75% da potência nominal | 93 |
| Figura 57 | – (20kW): Forma de onda e espectro harmônico a 20% da potência nominal | 93 |
| Figura 58 | – Diagrama esquemático do sistema elétrico em análise | 94 |
| Figura 59 | – Ressonância série excitada por frequência harmônica de 4 ^a ordem..... | 95 |
| Figura 60 | – Ressonância paralela excitada por frequência harmônica de 4 ^a ordem | 96 |
| Figura 61 | – Circuito equivalente simplificado do sistema elétrico proposto | 97 |
| Figura 62 | – Circuito simplificado equivalente do sistema elétrico simulado | 98 |
| Figura 63 | – Análise de transmitâncias considerando apenas o efeito da fonte de corrente | 99 |
| Figura 64 | – Análise de transmitâncias considerando apenas o efeito da fonte de tensão | 100 |
| Figura 65 | – Efeito da ressonância paralela na tensão do banco de capacitores | 102 |
| Figura 66 | – Efeito da ressonância paralela na corrente do sistema..... | 102 |
| Figura 67 | – Circuito equivalente implementado no software PSIM | 103 |
| Figura 68 | – Circuito de distribuição com definição das grandes analisadas..... | 106 |
| Figura 69 | – (I_{CAP}) Forma de onda e espectro harmônico (sistema não ressonante)..... | 107 |
| Figura 70 | – (I_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema semi-ressonante)..... | 107 |
| Figura 71 | – (I_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema ressonante)..... | 108 |
| Figura 72 | – (I_{CAP}): Fenômeno da amplificação da corrente na frequência de ressonância ... | 109 |
| Figura 73 | – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema não ressonante) | 109 |
| Figura 74 | – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema semi-ressonante) | 110 |
| Figura 75 | – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema ressonante)..... | 110 |
| Figura 76 | – (I_S): Forma de onda e espectro harmônico (sistema não ressonante) | 111 |
| Figura 77 | – (I_S): Forma de onda e espectro harmônico (sistema semi-ressonante) | 112 |
| Figura 78 | – (I_S): Forma de onda e espectro harmônico (sistema ressonante) | 112 |
| Figura 79 | – (I_S): Fenômeno da amplificação da corrente na frequência de ressonância..... | 113 |
| Figura 80 | – Oscilação da frequência de ressonância devido à curva de carga..... | 113 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|------------------|--|-----|
| Tabela 1 | – Classificação dos distúrbios de tensão de acordo com a duração..... | 22 |
| Tabela 2 | – Características dos principais distúrbios da qualidade da energia..... | 22 |
| Tabela 3 | – Limites para variações de tensão de curta duração..... | 23 |
| Tabela 4 | – Categorias de classificação dos distúrbios associados à QEE..... | 24 |
| Tabela 5 | – Classificação das harmônicas em ordem, frequência e sequência..... | 32 |
| Tabela 6 | – Valores de referência global das distorções harmônicas totais de tensão..... | 33 |
| Tabela 7 | – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão..... | 34 |
| Tabela 8 | – Requisitos de proteção em função da potência instalada..... | 63 |
| Tabela 9 | – Tempo máximo de resposta do inversor para valores de tensão no PAC..... | 64 |
| Tabela 10 | – Limites de injeção de corrente contínua na rede de distribuição..... | 66 |
| Tabela 11 | – Limites de distorção harmônica individual de corrente..... | 67 |
| Tabela 12 | – Limite de fator de potência para GDFV. | 67 |
| Tabela 13 | – Ensaio de limites de distorções harmônicas de inversores comerciais..... | 91 |
| Tabela 14 | – Grandezas elétricas do sistema proposto..... | 104 |
| Tabela 15 | – Injeção harmônica na rede de MT com inversor a 20% da potencia nominal... | 105 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|-----------|--|
| AM | Coefficiente de massa de ar |
| ANEEL | Agência nacional de energia elétrica |
| AT | Alta tensão |
| BC | Banco de capacitores |
| BT | Baixa tensão |
| CA | Corrente alternada |
| CC | Corrente contínua |
| CSI | Current source inverter |
| DPS | Dispositivo de proteção contra surtos |
| FDI | Fator de dimensionamento do inversor |
| GD | Geração distribuída |
| GDFV | Geração distribuída fotovoltaica |
| I_{CAP} | Corrente no banco de capacitores |
| IEEE | Institute of electrical and electronics engineers |
| IHD | Distorção harmônica Individual (Individual harmonic distortion) |
| INMETRO | Instituto nacional de metrologia, qualidade e tecnologia |
| I_S | Corrente no sistema de distribuição |
| MPP | Ponto de máxima potência (maximum power point) |
| MPPT | Rastreamento do ponto de máxima potência (maximum power point tracking) |
| MT | Média tensão |
| PAC | Ponto de acoplamento comum |
| PRODIST | Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional |
| PV | Photovoltaic |
| QEE | Qualidade da energia elétrica |
| RISE | Relatório de impacto do sistema elétrico |
| RMS | Root mean square (valor eficaz) |
| SE | Subestação |
| THDi | Distorção harmônica total de corrente (total harmonic distortion of current) |
| THDv | Distorção harmônica total de tensão (total harmonic distortion of voltage) |
| UC | Unidade consumidora |
| VCAP | Tensão no ponto de acoplamento do banco de capacitores |
| VSI | Voltage source inverter |

SUMÁRIO

| | | |
|--------------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 13 |
| 1.1 | EVOLUÇÃO DA APLICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS | 13 |
| 1.1.1 | Caso Alemanha | 13 |
| 1.1.2 | Caso China | 13 |
| 1.1.3 | Caso Japão..... | 14 |
| 1.1.4 | Caso Estados Unidos..... | 14 |
| 1.1.5 | Caso Brasil..... | 15 |
| 1.2 | PROPOSTA DO TRABALHO | 15 |
| 1.3 | ESTADO DA ARTE | 16 |
| 1.4 | ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO | 19 |
| | | |
| 2 | HARMÔNICAS E A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA | 21 |
| 2.1 | INTRODUÇÃO | 21 |
| 2.2 | DISTÚRBIOS RELACIONADOS À QEE | 21 |
| 2.3 | ALIMENTAÇÃO DE CARGAS LINEARES E NÃO-LINEARES | 25 |
| 2.4 | CONCEITUAÇÃO FÍSICA DAS COMPONENTES HARMÔNICAS..... | 27 |
| 2.5 | FLUXO DE CORRENTE HARMÔNICA | 30 |
| 2.6 | COMPONENTES DE SEQUÊNCIA..... | 31 |
| 2.7 | DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL E INDIVIDUAL | 33 |
| 2.8 | FATOR DE POTÊNCIA | 35 |
| 2.9 | IMPACTO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO SISTEMA ELÉTRICO..... | 36 |
| | | |
| 3 | GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA | 43 |
| 3.1 | BREVE HISTÓRICO | 43 |
| 3.2 | MODELO ATUAL DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA | 43 |
| 3.2.1 | Tecnologias de geração distribuída..... | 44 |
| 3.2.2 | Geração distribuída com sistemas fotovoltaicos | 45 |
| 3.2.3 | Princípio de operação de sistemas de GDFV | 46 |
| 3.2.4 | Sistema de medição de energia elétrica | 47 |
| 3.2.5 | Sistema de compensação de energia elétrica | 48 |
| 3.3 | GDFV INTEGRADA À EDIFICAÇÃO | 49 |
| 3.4 | ARRANJOS FOTOVOLTAICOS APLICADOS À GDFV | 51 |
| 3.5 | CATEGORIAS DE GDFV | 55 |
| 3.5.1 | Usina de geração fotovoltaica | 55 |
| 3.5.2 | Sistemas de minigeração fotovoltaica | 56 |
| 3.5.3 | Sistemas de microgeração fotovoltaica | 58 |
| 3.6 | IMPACTOS DA GDFV NO SISTEMA ELÉTRICO | 58 |
| 3.6.1 | Fluxo de potência reverso | 58 |
| 3.6.2 | Regulação de tensão..... | 60 |
| 3.7 | CONEXÃO COM A REDE | 62 |
| 3.8 | PONTO DE CONEXÃO | 62 |
| 3.9 | REQUISITOS DE QUALIDADE E SEGURANÇA PARA CONEXÃO À REDE.... | 63 |
| | | |
| 4 | INVERSORES APLICADOS À GDFV | 69 |
| 4.1 | PRINCÍPIO DE OPERAÇÃO..... | 69 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 4.2 | CARACTERÍSTICAS FUNCIONAIS DE INVERSORES DE GDFV | 69 |
| 4.2.1 | Princípio de operação | 70 |
| 4.2.2 | Isolação galvânica | 70 |
| 4.2.3 | Número de estágios | 75 |
| 4.2.4 | Capacitor de desacoplamento | 77 |
| 4.2.5 | Estratégia de controle | 78 |
| 4.2.6 | Número de fases | 79 |
| 4.3 | CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE UM INVERSOR | 79 |
| 4.3.1 | Rendimento na conversão CC/CA | 79 |
| 4.3.2 | Seguimento do Ponto de Máxima Potência (MPPT) | 81 |
| 4.3.3 | Qualidade da energia gerada por inversores de GDFV | 82 |
| 4.3.4 | Proteção de anti-ilhamento | 83 |
| 4.4 | FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR - FDI..... | 85 |
| 4.5 | CONVERSÃO MULTINÍVEL | 86 |
| 4.6 | DIAGRAMA DE CONEXÃO DE GDFV EM BT | 88 |
| 5 | RESSONÂNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM GDFV | 90 |
| 5.1 | DESCRIÇÃO DO MODELO ANALISADO | 94 |
| 5.2 | EFEITO DA RESSONÂNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS | 95 |
| 5.3 | REPRESENTAÇÃO DAS FONTES HARMÔNICAS..... | 96 |
| 5.4 | METODOLOGIA DE APOIO PARA IDENTIFICAÇÃO DE RESSONÂNCIAS | 97 |
| 5.5 | APLICATIVO COMPUTACIONAL..... | 101 |
| 5.6 | ANÁLISE E APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS | 103 |
| 5.6.1 | Análise da corrente sobre o banco de capacitores (I_{CAP}) | 106 |
| 5.6.2 | Análise da tensão no ponto de acoplamento (V_{CAP})..... | 109 |
| 5.6.3 | Análise da corrente no sistema (I_S) | 111 |
| 5.7 | FREQUÊNCIA DE RESSONÂNCIA DEVIDO À VARIAÇÃO DE CARGA | 113 |
| 6 | CONCLUSÃO E PROPOSTA DE CONTINUIDADE..... | 114 |
| 6.1 | CONCLUSÃO GERAL DO TRABALHO | 114 |
| 6.2 | PROPOSTA DE CONTINUIDADE | 115 |
| | REFERÊNCIAS | 117 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 EVOLUÇÃO DA APLICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A energia solar fotovoltaica, produto da conversão direta da radiação solar em eletricidade, é uma fonte energética que tem recebido grande atenção nos últimos anos, apontada como vetor de oportunidade para o incremento da participação de fontes renováveis no setor elétrico. À frente deste ideal estão países como Alemanha, China, Japão e Estados Unidos, os quais, graças a uma combinação de políticas de governo e reponsabilidade ambiental, são hoje uma prova de que a economia em progressão pode ser aliada do meio ambiente. Embora os ganhos com a formação de bases energéticas limpas alcancem benefícios comuns entre os países pioneiros, os fatores motivantes que os levam ao investimento em novas tecnologias de geração de energia não são necessariamente os mesmos.

1.1.1 Caso Alemanha

Na Alemanha, a motivação teve início na década de 80 através do movimento denominado “*energiewende*” que significa, em português, “virada energética”, em virtude da manifestação anti-nuclear organizada posteriormente ao acidente com a usina de Chernobyl. Mas foi após o acidente com a usina nuclear de Fukushima, em 2011, que o termo ganhou nova força. A maioria dos alemães se manifestou contra a manutenção das usinas nucleares, e com isso, o governo tirou da gaveta o antigo projeto que determinava o desligamento gradual de todas as 17 usinas atômicas do país, criando a partir daí incentivos e metas para substituí-las por fontes renováveis de energia até 2022 (THE ECONOMIST, 2014).

1.1.2 Caso China

No caso da china, foi a extrema poluição do ar que motivou a entrada de fontes renováveis na matriz energética do país, sendo necessária a criação de políticas restritivas para controlar o uso do carvão mineral, o mais poluente dos combustíveis fósseis, utilizado como fonte de energia elétrica. O país detém as maiores reservas de carvão mineral do mundo, porém os chineses já perceberam que utilizá-la em termelétricas constitui um mau negócio. O país chegou a registrar o índice de poluição atmosférica 20 vezes acima do considerado seguro pela Organização Mundial de Saúde (OMS), resultando em graves

doenças e morte prematura de sua população. Por outro lado, a China tem se consolidado como um dos maiores investidores em energia renovável do mundo, considerando-a como solução para melhoria da qualidade de vida da população, bem como em oportunidade de negócio, pois criam novas fontes para o crescimento do país e constroem um modelo de desenvolvimento mais sustentável (THE DIPLOMAT, 2015).

1.1.3 Caso Japão

No Japão, a dependência pela importação de energia primária de outros países foi o fator motivacional para o investimento em fontes renováveis de energia. A significativa carência de fontes energéticas como petróleo cru, gás natural e urânio, levou o país a importar aproximadamente 85% de matéria prima na década de 90. Após o acidente com a usina Fukushima, o Japão decidiu optar por uma matriz energética menos perigosa do que as usinas nucleares, com planos de abastecer completamente o país através de energias renováveis até 2040 (THE GUARDIAN, 2012).

1.1.4 Caso Estados Unidos

Para os Estados Unidos, as mudanças climáticas provocadas pelo aquecimento global têm aumentado a incidência de desastres naturais em várias regiões do país, causando grandes prejuízos à população norte-americana. Os gases de efeito estufa emitidos pelas usinas geradoras de energia a base de combustíveis fósseis têm grande influência sobre o fenômeno de aquecimento global, motivando os governantes a criar planos estratégicos para aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética do país, incentivada pelo “*Clean Power Plan*” que significa, em português, “Plano de Energia Limpa”, cujo objetivo é a redução de 32% das emissões de gases de efeito estufa das usinas de energia em todo o País até 2030, tendo como base o ano de 2005. Um estudo publicado pela consultoria especializada em energia *Rocky Mountain Institute* projeta que nos Estados Unidos, embora a maioria dos consumidores ainda dependa da rede elétrica em alguns estados, o incentivo à produção individual, com placas instaladas em telhados de casas, fábricas e lojas, deverá mudar a relação entre geradoras e consumidores de energia, estimando a captação de apenas um quarto da energia que consomem da rede em 2030, e menos de 5% em 2050 (THE WHITE HOUSE, 2015).

1.1.5 Caso Brasil

Seguindo a mesma tendência, os demais países também estão buscando aproveitar a oferta da energia solar fotovoltaica para atender ao acelerado crescimento da demanda, de forma não poluente e sustentável. No Brasil, o crescimento dessa tecnologia ainda é tímido devido ao alto custo do sistema, apesar de o país possuir condições bastante favoráveis para a utilização da energia solar fotovoltaica, com extensão territorial privilegiada e sol abundante. Uma realidade que, segundo especialistas, poderá mudar nos próximos anos. Estimativas do setor apontam que, até 2050, a fonte solar deverá corresponder a 13% de toda a energia produzida no Brasil, inserindo o país num contexto de oportunidades para esta tecnologia (EXAME, 2015).

1.2 PROPOSTA DO TRABALHO

A presença de um grande número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede cria novos problemas relacionados com a segurança e proteção da mesma, mas especialmente, quanto à qualidade da energia elétrica. Do ponto de vista da qualidade de energia, as harmônicas de corrente geradas pelos inversores de sistemas fotovoltaicos fluem através das impedâncias do sistema de distribuição, que sofrem variação de acordo com a frequência imposta, podendo provocar distorções na tensão da rede. De fato, as distorções influenciadas por um único sistema fotovoltaico residencial é insignificante em comparação com potência de curto-circuito do sistema de distribuição, porém, quando o número de sistemas fotovoltaicos conectados à mesma rede local tende a aumentar, podem vir a impactar significativamente na degradação da forma de onda da tensão da rede. Além disso, a rede geralmente alimenta muitas cargas não-lineares, que provocam distorções no sinal da corrente. Estes dois fatores irão produzir conjuntamente efeitos negativos sobre a forma de onda da tensão do sistema, como também expor equipamentos a condição de operação inadequada.

Portanto, neste trabalho propõe-se quantificar as distorções harmônicas geradas por alguns inversores comerciais de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, mapear a propagação do sinal distorcido e identificar seus impactos na rede de distribuição.

1.3 ESTADO DA ARTE

Os sistemas solares fotovoltaicos, por serem de natureza variável, dependem das condições meteorológicas para a geração de energia, devido sua relação direta com a radiação solar incidente nos módulos de captação. No entanto, em regime de produção, a distorção harmônica de corrente gerada por estes sistemas possui relação inversa com a incidência solar, produzindo maior conteúdo harmônico nos momentos em que o sistema opera em baixa potência. Entre os vários problemas de qualidade de energia, as frequências harmônicas produzidas pelos inversores somada a outras produzidas por equipamentos baseados em cargas não-lineares, tornaram-se uma grande preocupação para o sistema de distribuição, levando a uma série de problemas relacionados a qualidade da energia elétrica.

Portanto, vários trabalhos tem ressaltado a significativa importância em caracterizar as frequências harmônicas produzidas por inversores de sistemas fotovoltaicos em suas diferentes condições de operação, mensurando o impacto de sua penetração no desempenho das redes de distribuição de energia, bem como os mecanismos de mitigação.

No artigo de Chidurala et al. (2015), sob o título “*Harmonic Characterization of Grid Connected PV Systems & Validation with Field Measurements*”, os autores analisam as características harmônicas de um sistema fotovoltaico conectado à rede em função da variação da radiação solar, destacando as emissões de harmônicas individuais e sua influência quando associada com outros inversores, quantificando a penetração harmônica em vários cenários. As análises harmônicas são realizadas por meio de simulações computacionais e por meio de medições de campo objetivando a comparação com as condições de funcionamento reais. Os autores concluem que os resultados indicam que as características de harmônicas têm tendências idênticas com simulações computacionais e que as harmônicas de corrente têm valores muito elevados quando o sistema fotovoltaico opera em baixa potência. Por fim, em análise de operação conjunta de vários inversores, a amplitude e a fase de cada harmônica podem ser diferentes em cada inversor em virtude de sua operação independente, resultando em harmônicas suprimidas ou amplificadas em função da sobreposição de frequências.

No estudo realizado por Ayub et al., (2014), sob o título “*The Impact of Grid-Connected PV Systems on Harmonic Distortion*”, o artigo relata que os problemas de qualidade da energia, especificamente relacionados a distorções harmônicas, tem se tornado um item de grande preocupação devido à integração de sistemas fotovoltaicos no sistema de distribuição de energia. No artigo, são realizadas medições em campo e os resultados comprovam que o nível de radiação solar tem influência direta sobre a geração de frequências harmônicas pelo

inversor. Os resultados foram comparados com um modelo computacional, utilizando o software Simulink, sobre vários níveis de irradiação solar e verificou-se que as influências harmônicas, em termos de THD (*Total Harmonic Distortion*), são idênticas entre as duas análises e validam o modelo de simulação.

Já no trabalho desenvolvido por Chidurala et al. (2014), sob o título “*Harmonic Emissions in Grid Connected PV Systems: A Case Study on a Large Scale Rooftop PV Site*”, enfatiza a preocupação quanto a qualidade da energia devido à crescente instalação de sistemas de energia solar fotovoltaica conectados à rede de distribuição em baixa tensão. Dentre vários problemas analisados, as distorções harmônicas de corrente merecem destaque, devido ao grande número de inversores necessários para entregar a potência gerada por cada cliente à rede de distribuição. Neste trabalho, conclui-se que a injeção harmônica mais relevante é produzida pelo inversor devido às variações na radiação solar, através de um modelo computacional exaustivamente testado, desenvolvido com o software PSCAD. Por fim, o artigo conclui que a injeção harmônica produzida pelos inversores fotovoltaicos, dispersos pela rede de distribuição, pode comprometer o seu funcionamento severamente. O artigo também propõe um algoritmo de controle para a compensação harmônica, com resultado bastante eficiente para sua mitigação.

O tema também foi abordado por Barbu et al. (2013), sob o título “*Impact of a photovoltaic plant connected to the MV network on harmonic distortion: An experimental assessment*”. Nele, os autores tratam da análise dos resultados experimentais obtidos em uma rede composta por vários inversores conectados a um Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Os dados foram colhidos em campo, no período de uma semana, por meio de um analisador de rede e os resultados mostram que as correntes harmônicas produzidas pelo sistema fotovoltaico depende diretamente do nível de geração. Condições em que a radiação solar é baixa ou sua incidência é prejudicada pelos efeitos de sombreamento, tem-se como resultado o aumento instantâneo de distorção harmônica no PAC.

No pesquisa de Patsalides et al. (2013), sob o título “*The Effect of Solar Irradiance on the Power Quality Behaviour of Grid Connected Photovoltaic Systems*”, os autores realizam medições em campo com 14 sistemas fotovoltaicos de potências diferentes, enfatizando os momentos de baixa e média irradiância, a fim de determinar índices de quantidade e qualidade de energia, bem como seus efeitos devido a mudanças na radiação solar. Como resultado, detectou-se que a forte participação de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição pode levar a variações de potência no ponto de acoplamento, podendo ultrapassar os limites aceitáveis definidos por norma, fato que pode originar problemas de qualidade de energia,

mesmo com a utilização de inversores certificados, além do impacto na qualidade da energia elétrica quando os sistemas são submetidos a momentos de baixa irradiância.

De acordo com Schlabbach (2013), por meio do artigo sob o título “*Harmonic Current Emission of Photovoltaic Installations under System Conditions*”, experimentos de laboratório com dois inversores fotovoltaicos, sendo um deles com transformador de acoplamento e outro sem transformador, mostraram que inversores sem transformador apresentam correntes harmônicas significativamente mais baixas do que inversores com transformador de acoplamento. O artigo conclui que as correntes harmônicas produzidas pelos inversores são agravadas quando a tensão da rede de distribuição apresenta distorção harmônica, bem como nos períodos de partida e parada do gerador fotovoltaico, na parte da manhã e à noite, produzindo frequências harmônicas na corrente com maior intensidade do que durante o resto do dia.

No mesmo enfoque, o artigo de Fekete et al. (2012), sob o título “*Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid*”, a temática procura justificar que a conexão de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição impacta a qualidade da energia da rede devido a presença dos inversores, necessários para realizar a conversão de energia gerada em corrente contínua para corrente alternada, sendo estes dispositivos geradores de harmônicas. A análise dos dados registrados foi feita sobre o conteúdo harmônico da corrente. Com base nos dados medidos, um modelo computacional foi desenvolvido para simular diversos cenários de expansão e condições reais da rede de distribuição. No entanto, os sistemas fotovoltaicos não são as únicas fontes harmônicas em uma rede de distribuição. A rede, geralmente, alimenta muitas cargas não-lineares que absorvem corrente distorcida e, devido a essa influência, outra fonte de corrente harmônica foi modelada e integrada ao circuito de simulação a fim de obter resultados mais realistas.

Ainda nesta abordagem, o artigo de Chicco et al. (2012), sob o título “*Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations*”, fornece uma abordagem direta sobre a caracterização da distorção de forma de onda da rede devido a conexão de sistemas fotovoltaicos, utilizando medições de campo e simulações computacionais. O foco é definido na caracterização da distorção de forma de onda que ocorre sob as diferentes condições de operação da planta. De acordo com os ensaios realizados sob condições reais de operação, as correntes harmônicas produzidas pelos inversores fotovoltaicos, quando submetido a tensões harmônicas máximas admissíveis por norma, poderia exceder até 10 vezes a corrente medida em condições normais ensaio para liberação do certificado CE (Certificação Europeia) de conformidade. Normalmente, as especificações

fornecidas pelos fabricantes de inversores fotovoltaicos são referenciadas às condições de potência nominal, onde a distorção harmônica é baixa devido às características de controle do inversor. Nessas condições, a presença de sistemas fotovoltaicos pode até mesmo contribuir para a redução da distorção harmônica no PAC. Assim, em uma análise geral, conclui que os sistemas fotovoltaicos não causam nenhum problema grave com relação às distorções harmônicas na maior parte do tempo, no entanto, quando os sistemas fotovoltaicos operam longe das condições nominais, a contribuição no nível harmônico torna-se muito mais expressiva. O artigo finaliza concluindo que se o tamanho do sistema fotovoltaico é relativamente baixo em comparação à potência de curto-circuito do sistema de distribuição, não há nenhuma influência significativa sobre a qualidade da tensão de rede. Com o aumento da difusão de sistemas fotovoltaicos, a potência instalada poderia tornar-se perto ou mesmo exceder a carga vista a partir do PAC, podendo trazer prejuízo à forma de onda da tensão nos momentos de operação em potência relativamente baixa.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A presente dissertação de mestrado é dividida em seis capítulos mais Referências Bibliográficas. O primeiro capítulo apresenta as principais justificativas para utilização de sistemas fotovoltaicos e sua introdução na matriz energética dos países pioneiros nesta tecnologia, apresentando na sequência os principais objetivos do trabalho, a motivação e a relevância do tema, tratado no estado da arte.

O capítulo 2 trata da revisão bibliográfica sobre os aspectos da qualidade da energia elétrica, listando os principais distúrbios e seus limites de variação, bem como as causas, efeitos e mecanismos de mitigação, com ênfase sobre as distorções harmônicas, abordando sua conceituação física e os impactos no sistema elétrico, bem como o processo de degradação das harmônicas de corrente sobre a forma de onda da tensão no ponto de acoplamento com as unidades consumidoras.

O capítulo 3 aborda de forma detalhada os conceitos técnicos sobre os sistemas de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), com foco no princípio de operação, topologias e interação com o sistema elétrico, considerando a alteração no fluxo de potência convencional da rede.

O capítulo 4 versa sobre as características funcionais e construtivas de inversores desenvolvidos para sistemas de GDFV, destacando as principais topologias e recursos

responsáveis pela otimização da conversão CC/CA e técnicas de gerenciamento da conexão à rede.

O capítulo 5 faz a integração dos tópicos abordados nos capítulos anteriores, dedicado a simulações e análise dos resultados experimentais sobre as distorções harmônicas geradas por inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, considerando o impacto que os sistemas de Geração Distribuída podem trazer ao sistema elétrico.

O capítulo 6, por fim, trás as considerações finais sobre o trabalho desenvolvido, comentários gerais a respeito das simulações realizadas, resultados alcançados e a proposta para trabalhos subsequentes.

2 HARMÔNICAS E A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

Em um sistema elétrico trifásico ideal, os sinais de tensão e corrente devem ser, de forma permanente, perfeitamente senoidais, equilibradas entre fases e com amplitude e frequência constantes em qualquer ponto do sistema. Qualquer desvio, acima de certos limites, na característica desses parâmetros é considerado um problema de qualidade de energia (BONATTO, 1999). Esta designação também se aplica às interrupções de natureza transitória que afetam o desempenho do sistema de transmissão ou distribuição e a utilização da energia elétrica.

Esta definição compreende a habilidade do sistema elétrico de alimentar cargas sem danificá-las ou reduzir sua vida útil, bem como na operação de cargas que não venham a perturbar ou reduzir a eficiência do sistema elétrico. Assim, pode-se afirmar que a Qualidade de Energia Elétrica (QEE) depende não só da eletricidade fornecida pela concessionária, mas também dos equipamentos presentes nas instalações dos consumidores. Atender aos princípios da QEE torna-se cada vez mais necessário devido a grande parte dos equipamentos elétricos atuais possuírem maior sensibilidade às perturbações na rede em relação àqueles utilizados no passado em decorrência da utilização de controles microprocessados e unidades eletrônicas de potência.

2.2 DISTÚRBIOS RELACIONADOS À QEE

Quando existe um problema de QEE, o que de fato ocorre é um desvio na forma de onda ou intensidade da tensão de alimentação. Portanto, a qualidade de energia elétrica, na maioria dos casos, pode ser representada pela qualidade da tensão elétrica do ponto onde a carga está conectada. Uma vez que já existem normas que especificam as faixas operacionais para tensão de alimentação, mensurar a qualidade do fornecimento de energia torna-se uma tarefa menos complexa (BRONZEADO et al., 1997).

Os distúrbios estão relacionados com diferentes eventos nos sistemas de potência, gerados através de sua operação normal, como chaveamento de banco de capacitores (BC) e entrada e saída de grandes cargas lineares ou não, enquanto outros estão relacionados com eventos não operacionais, como as descargas atmosféricas e as faltas na rede elétrica. Para se ter uma visão geral dos vários fenômenos eletromagnéticos associados à qualidade da energia é conveniente agrupá-los de acordo com sua duração, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Classificação dos distúrbios de tensão de acordo com a duração

| CATEGORIA | CARACTERÍSTICAS |
|--------------------|---|
| TRANSITÓRIO | São fenômenos de curtíssima duração com ocorrência dentro de um semiciclo de período, ou seja, com duração menor que 8,33ms. |
| TEMPORÁRIO | São fenômenos de curta duração com ocorrência entre 8,33ms (um semiciclo) e 1 minuto, de acordo com as normas internacionais, e 16,66ms (um ciclo) até 3 minutos, para normas Brasileiras. |
| PERMANENTES | São fenômenos ocorrentes em regime permanente que acompanham a frequência fundamental da rede, compreendendo os desequilíbrios de tensão, as distorções na onda e as flutuações de tensão, este último de caráter intermitente. |

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*, em sua recomendação prática para monitoração de distúrbios da qualidade da energia elétrica, mais conhecida como *IEEE Std. 1159*, classifica os principais distúrbio eletromagnéticos de acordo com suas características típicas, apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Características dos principais distúrbios da qualidade da energia

| CATEGORIAS | CONTEÚDO ESPECTRAL | DURAÇÕES | MAGNITUDES |
|---|--------------------|-----------------|--------------|
| TRANSITÓRIOS | | | |
| IMPULSIVOS | | | |
| ▪ NANOSEGUNDO | Acima de 5ns | < 50 ns | |
| ▪ MICROSEGUNDO | Acima de 1µs | 50 ns – 1 ms | |
| ▪ MILISIGUNDO | Acima de 0,1ms | > 1 ms | |
| OSCILATÓRIOS | | | |
| ▪ BAIXA FREQUÊNCIA | < 5 kHz | 0,3 – 50 ms | 0 – 4 pu |
| ▪ MÉDIA FREQUÊNCIA | 5 – 500 kHz | 20 µs | 0 – 8 pu |
| ▪ ALTA FREQUÊNCIA | 0,5 – 5 MHz | 5 µs | 0 – 4 pu |
| VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO | | | |
| INSTANTÂNEA | | | |
| ▪ INTERRUPÇÃO | – | 0,5 – 30 ciclos | < 0,1 pu |
| ▪ AFUNDAMENTO | – | 0,5 – 30 ciclos | 0,1 – 0,9 pu |
| ▪ ELEVAÇÃO | – | 0,5 – 30 ciclos | 1,1 – 1,8 pu |
| MOMENTÂNEA | | | |
| ▪ INTERRUPÇÃO | – | 30 ciclos – 3 s | < 0,1 pu |
| ▪ AFUNDAMENTO | – | 30 ciclos – 3 s | 0,1 – 0,9 pu |
| ▪ ELEVAÇÃO | – | 30 ciclos – 3 | 1,1 – 1,4 |
| TEMPORÁRIA | | | |
| ▪ INTERRUPÇÃO | – | 3 s – 1 min | < 0,1 pu |
| ▪ AFUNDAMENTO | – | 3 s – 1 min | 0,1 – 0,9 pu |
| ▪ ELEVAÇÃO | – | 3 s – 1 min | 1,1 – 1,2 pu |

| VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO | | | |
|---|---------------------|-------------------|---------------------|
| ▪ INTERRUPÇÃO SUSTENTADA | | > 1 min | 0,0 pu |
| ▪ SUBTENSÃO SUSTENTADA | | > 1 min | 0,8 – 0,9 pu |
| ▪ SOBRETENSÃO SUSTENTADA | | > 1 min | 1,1 – 1,2 pu |
| DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO | -- Não se aplica -- | Regime permanente | 0,5 – 2% |
| DISTORÇÃO DA FORMA DE ONDA | | | |
| ▪ NÍVEL CC | | Regime permanente | 0 – 0,1% |
| ▪ HARMÔNICOS | 0 – 100ª ordem H | Regime permanente | 0 – 20% |
| ▪ INTER-HARMÔNICOS | 0 – 6 kHz | Regime permanente | 0 – 2% |
| ▪ NOTCHING | | Regime permanente | |
| ▪ RUÍDO | | Regime permanente | 0 – 1% |
| FLUTUAÇÃO DE TENSÃO | < 25 kHz | Intermitente | 0,1 – 7% |
| VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA | -- Não se aplica -- | < 10 s | -- Não se aplica -- |

Fonte: (IEEE, 2009).

A ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, não define com precisão todos parâmetros referentes as distúrbios de energia elétrica, porém, especificamente quanto às Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD, adota limites de duração mais dilatados quando comparados com a norma internacional IEEE Std 1159, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Limites para variações de tensão de curta duração

| CATEGORIAS | CONTEÚDO ESPECTRAL | DURAÇÕES | MAGNITUDES |
|---|---------------------------|-----------------|-------------------|
| VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO | | | |
| MOMENTÂNEA | | | |
| ▪ INTERRUPÇÃO | – | < 3 s | < 0,1 pu |
| ▪ AFUNDAMENTO | – | 1 ciclo – 3 s | 0,1 – 0,9 pu |
| ▪ ELEVAÇÃO | – | 1 ciclo – 3 s | 1,1 – 1,4 pu |
| TEMPORÁRIA | | | |
| ▪ INTERRUPÇÃO | – | 3 s – 3 min | < 0,1 pu |
| ▪ AFUNDAMENTO | – | 3 s – 3 min | 0,1 – 0,9 pu |
| ▪ ELEVAÇÃO | – | 3 s – 3 min | 1,1 – 1,2 pu |

Fonte: (ANEEL, 2015b).

A ocorrência de distúrbios eletromagnéticos está relacionada a uma série de fatores identificados da operação normal de determinadas cargas ou dispositivos em um sistema elétrico ou da ocorrência de fenômenos naturais que afetam o sistema elétrico.

A Tabela 4 reclassifica os distúrbios abordados na Tabela 2 com abordagem sobre as principais causas, efeitos e soluções.

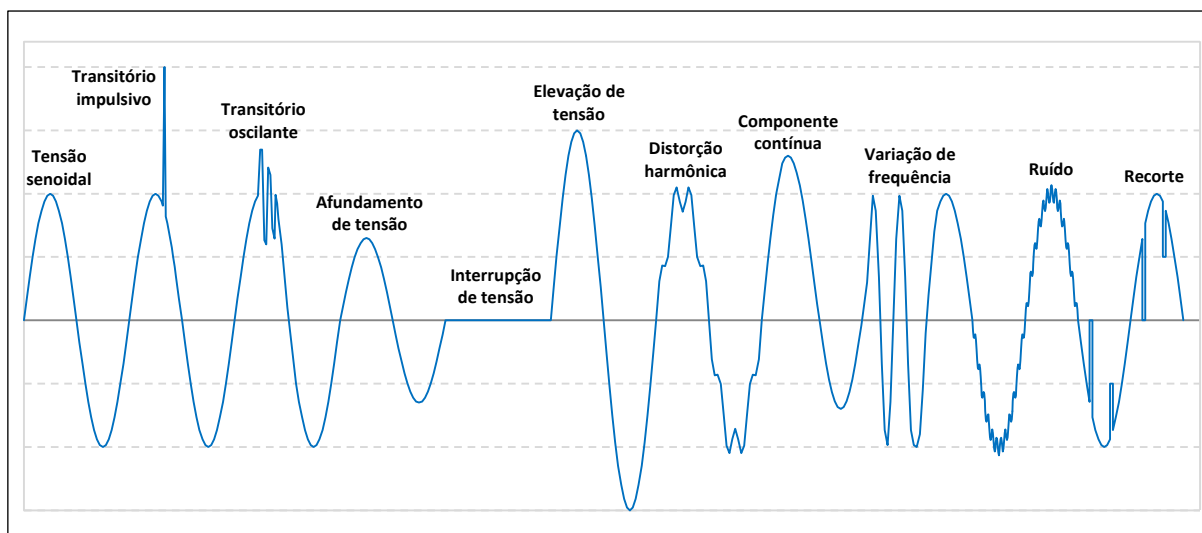
Tabela 4 – Categorias de classificação dos distúrbios associados à QEE

| DISTÚRPIO | CAUSAS TÍPICAS | EFEITOS | SOLUÇÕES |
|----------------------------------|--|---|---|
| TRANSITÓRIOS IMPULSIVOS | <ul style="list-style-type: none"> – Descargas atmosféricas; – Chaveamentos de cargas e/ou dispositivos de proteção. | <ul style="list-style-type: none"> – Excitação de circuitos ressonantes; – Redução da vida útil de motores, geradores, transformadores, etc. | <ul style="list-style-type: none"> – Filtros; – Supressores de surto; – Transformadores isoladores. |
| TRANSITÓRIOS OSCILATÓRIOS | <ul style="list-style-type: none"> – Descargas atmosféricas; – Chaveamentos de: capacitores, linhas, cargas e transformadores. | <ul style="list-style-type: none"> – Mau funcionamento de equipamentos controlados eletronicamente, conversores de potência, etc.; – Redução da vida útil de motores, geradores, transformadores, etc. | <ul style="list-style-type: none"> – Filtros; – Supressores de surto; – Transformadores isoladores. |
| SUBTENSÕES E SOBRETENSÕES | <ul style="list-style-type: none"> – Partidas de motores; – Variações de cargas; – Chaveamento de capacitores. – TAPs de transformadores ajustados incorretamente. | <ul style="list-style-type: none"> – Pequena redução na velocidade dos motores de indução e no reativo dos bancos de capacitores; – Falhas em equipamentos eletrônicos; – Redução da vida útil de máquinas rotativas, transformadores, cabos, disjuntores, TP's e TC's; – Operação indevida de relés de proteção. | <ul style="list-style-type: none"> – Reguladores de tensão; – Fontes de energia de reserva; – Chaves estáticas; – Geradores de energia. |
| INTERRUPÇÕES | <ul style="list-style-type: none"> – Curto-circuito; – Operação de disjuntores; – Manutenção. | <ul style="list-style-type: none"> – Falha de equipamentos eletrônicos e de iluminação; – Desligamento de equipamentos; – Interrupção do processo produtivo (altos custos); | <ul style="list-style-type: none"> – Fontes de energia sobressalentes; – Sistemas “nobreak”; – Geradores de energia. |
| DESEQUILÍBRIOS | <ul style="list-style-type: none"> – Fornos a arco; – Cargas monofásicas e bifásicas; – Assimetrias entre as impedâncias. | <ul style="list-style-type: none"> – Redução da vida útil de motores de indução e máquinas síncronas; – Geração, pelos retificadores, de 3º harmônico e seus múltiplos. | <ul style="list-style-type: none"> – Operação simétrica; – Dispositivos de compensação. |
| NÍVEL CC | <ul style="list-style-type: none"> – Operação ideal de retificadores de meia onda, etc. | <ul style="list-style-type: none"> – Saturação de transformadores; – Corrosão eletrolítica de eletrodos de aterramento e de outros conectores. | |
| HARMÔNICOS | <ul style="list-style-type: none"> – Cargas não lineares; – Inversores. | <ul style="list-style-type: none"> – Sobreaquecimento de cabos, transformadores e motores de indução; – Danificação de capacitores, etc. | <ul style="list-style-type: none"> – Filtros; – Transformadores isoladores. |
| INTER-HARMÔNICOS | <ul style="list-style-type: none"> – Conversores estáticos de potência; – Cicloconversores; – Motores de indução; – Equipamentos a arco, etc. | <ul style="list-style-type: none"> – Interferência na transmissão de sinais “carrier”; – Indução de “flicker” visual no display de equipamentos. | <ul style="list-style-type: none"> – Filtros. |
| RUÍDOS | <ul style="list-style-type: none"> – Chaveamento de equipamentos eletrônicos de potência; – Radiações eletromagnéticas. | <ul style="list-style-type: none"> – Distúrbios em equipamentos eletrônicos (computadores e controladores programáveis). | <ul style="list-style-type: none"> – Aterramento das instalações; – Filtros. |
| OSCILAÇÕES DE TENSÃO | <ul style="list-style-type: none"> – Cargas intermitentes; – Fornos a arco; – Partidas de motores. | <ul style="list-style-type: none"> – “Flicker”; – Oscilação de potência e torque nas máquinas elétricas; – Queda de rendimento de equipamentos elétricos; – Interferência nos sistemas de proteção. | <ul style="list-style-type: none"> – Sistemas estáticos de compensação de reativos; – Capacitores série. |
| VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA | <ul style="list-style-type: none"> – Perda de geração, perda de linhas de transmissão, etc. | <ul style="list-style-type: none"> – Danos severos nos geradores e nas palhetas das turbinas, etc. | <ul style="list-style-type: none"> – Serviços ancilares de potência ativa. |

Fonte: adaptado de (OLIVEIRA, 2000).

A Figura 1 sintetiza os principais distúrbios de qualidade da energia elétrica na forma de onda da tensão de alimentação em um sistema elétrico de Potência.

Figura 1 – Principais distúrbios associados à onda de tensão



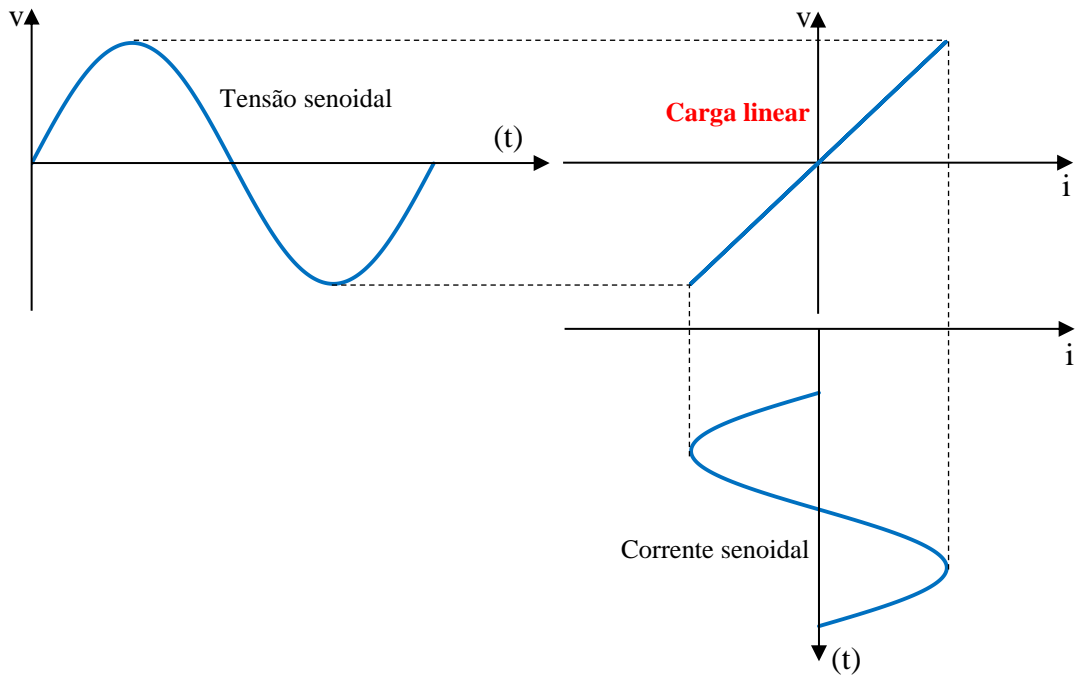
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Dentre os vários distúrbios que comprometem os sistemas de energia elétrica, as distorções harmônicas ganham posição de destaque, uma vez que se caracterizam por fenômenos permanentes na rede, ao contrário dos demais que podem ocorrer de forma esporádica, trazendo prejuízo na operação de vários equipamentos conectados à rede.

2.3 ALIMENTAÇÃO DE CARGAS LINEARES E NÃO-LINEARES

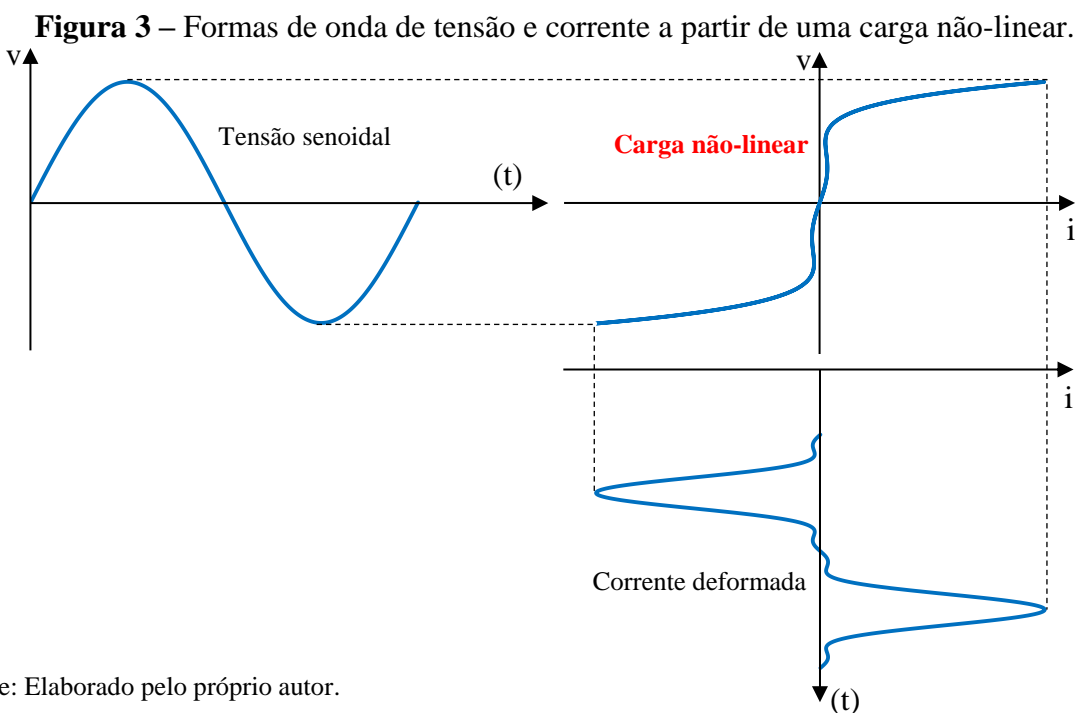
Cargas em que a corrente flui proporcionalmente a tensão aplicada, dentro de um ciclo de frequência, são denominadas “cargas lineares”. Para essa classe de cargas, o formato da onda de corrente drenada do sistema acompanha o mesmo formato do sinal da tensão de alimentação, com a mesma frequência, ainda que possa haver defasamentos angulares entre elas em função da natureza da carga ser resistiva, indutiva ou capacitiva. Neste caso, se a tensão de alimentação for puramente senoidal e aplicada sobre uma carga linear, o fator de potência é numericamente igual ao fator de deslocamento (FD), ou seja, o cosseno do ângulo entre a tensão e a corrente. Por outro lado, se a tensão de alimentação for distorcida, a corrente na carga linear seguirá o mesmo formato da tensão. A Figura 2, a seguir, ilustra as formas de onda de tensão e corrente resultante, após sua interação com uma carga de característica linear.

Figura 2 – Formas de onda de tensão e corrente a partir de uma carga linear.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Já na alimentação de cargas com perfil não-linear, essa proporcionalidade não é observada devido impedância variar no decorrer de um período de tensão aplicada, comprometendo o fluxo de corrente em parte do ciclo, resultando em formas geométricas diferentes entre tensão e corrente. A Figura 3 ilustra as formas de onda de tensão e corrente resultante, após sua interação com uma carga de característica não-linear.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Cargas não-lineares geram novas frequências em regime permanente, ou seja, a corrente drenada pode apresentar frequências que não estão presentes na tensão de alimentação. Estas frequências geradas são incorporadas à frequência fundamental, alterando sua forma de onda, resultando em distorção harmônica.

2.4 CONCEITUAÇÃO FÍSICA DAS COMPONENTES HARMÔNICAS

Harmônica é a componente senoidal de uma tensão ou corrente alternada, cuja frequência é múltipla inteira* da frequência fundamental do sinal original. O número de vezes que a frequência da componente harmônica é múltipla inteira da frequência fundamental é chamado de ordem harmônica. Qualquer forma de onda periódica não senoidal, de frequência f_0 , pode ser decomposta pela soma de uma componente contínua (também chamada de valor médio de onda) e uma série de infinitos termos senoidais, cujas frequências destes termos são múltiplas de f_0 . Esta teoria foi desenvolvida pelo matemático francês Jean-Baptiste Joseph Fourier no século XIX, ficando conhecida desde então como “Série de Fourier”. O termo senoidal de frequência f_0 é chamado de frequência fundamental e os termos de frequências múltiplas da fundamental, são denominados por frequências harmônicas.

Dessa forma, dada uma função periódica $f(t)$ pode ser decomposta da seguinte forma:

$$f(t) = \frac{A_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [(A_n \cos(n \cdot \omega t)) + (B_n \text{sen}(n \cdot \omega t))] \quad (1)$$

Sendo: $A_{(0)}$ é a componente contínua, $A_{(n)}$ e $B_{(n)}$ são as componentes de enésima ordem, ωt é o deslocamento angular dado por $2\pi f_0 t$ (rad).

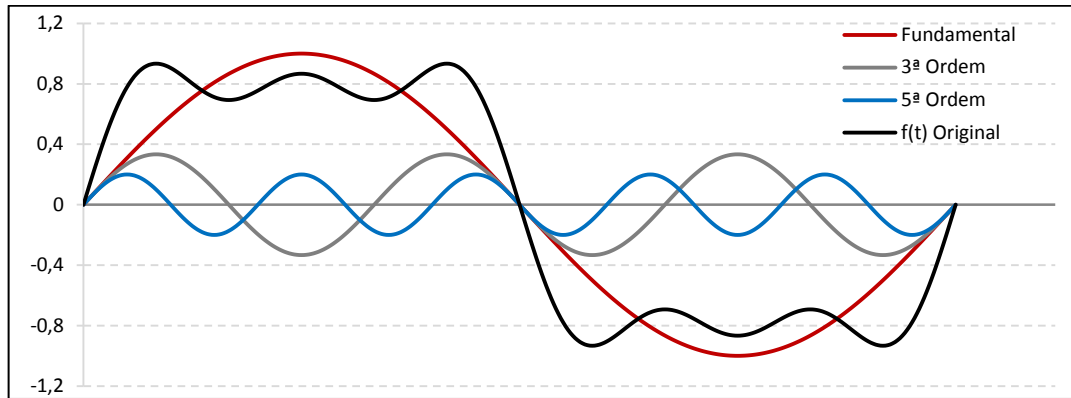
Harmônicos são fenômenos contínuos e não devem ser confundidos com fenômenos de curta duração, os quais duram apenas alguns ciclos.

Na Figura 4 pode-se visualizar a forma de onda original, na cor preta, e sua decomposição em três outras formas de onda senoidais. A onda senoidal, na cor vermelha, é considerada a onda fundamental, com frequência idêntica ao sinal da onda original. Como o ciclo das demais ondas decompostas se repetem 3 e 5 vezes o no período de tempo em que a

* Existem, também, harmônicas cujas frequências não são múltiplos inteiros da frequência fundamental, denominadas “inter-harmônicas”. Esse tipo de harmônica é produzido, por exemplo, por equipamentos a arco voltaico, tais como soldas elétricas e fornos elétricos a arco, devido à característica aleatória e imprevisível dos arcos elétricos gerados entre os eletrodos.

onda fundamental descreve apenas um ciclo, verifica-se que elas representam as harmônicas de 3ª e 5ª ordens, respectivamente.

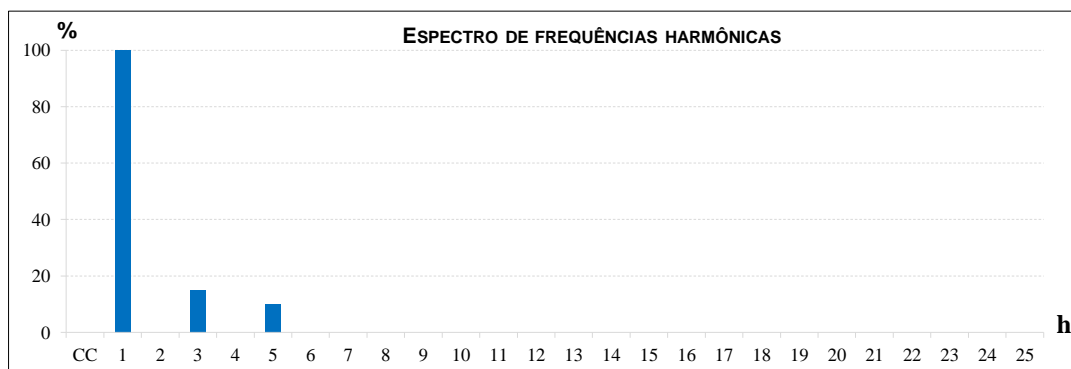
Figura 4 – Decomposição de uma forma de onda em suas componentes harmônicas



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Quanto maior a ordem ou frequência harmônica presente em um determinado circuito, menor sua capacidade de deformação do sinal fundamental. O espectro de frequência é a representação gráfica da amplitude de cada uma das componentes harmônicas de uma dada forma de onda em relação percentual à fundamental. A Figura 5 ilustra o espectro de frequências correspondente da Figura 4, obtido pela transformada rápida de Fourier (em inglês *Fast Fourier Transform*, ou FFT).

Figura 5 – Espectro de frequências harmônicas da relacionado à Figura 4

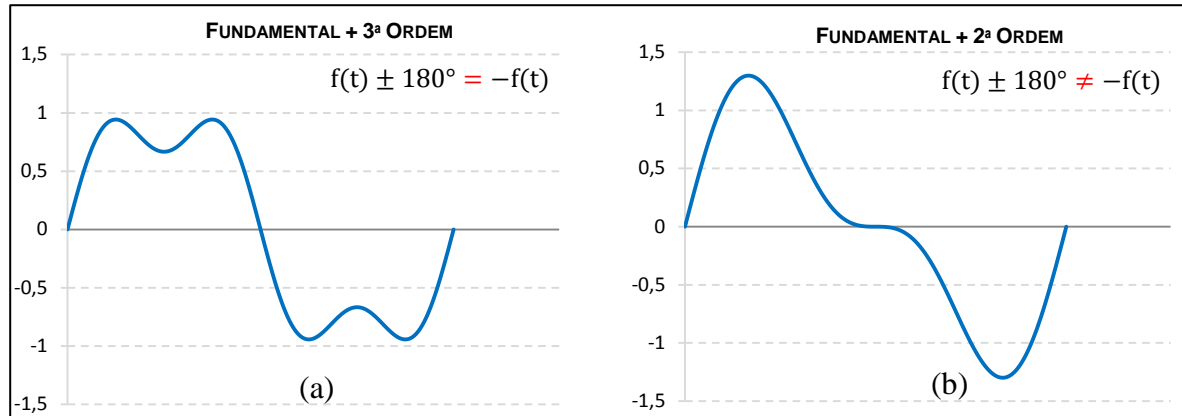


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nas Instalações elétricas em corrente alternada, o espectro harmônico apresenta, normalmente, harmônicas de ordem ímpar devido ao comportamento similar das cargas no semiciclo positivo e no semiciclo negativo da onda, ou seja, os períodos de condução são considerados iguais para a grande maioria das cargas, logo, harmônicas de ordem ímpar

causam deformações simétricas entre os semiciclos da forma de onda, conforme pode ser analisado na Figura 6 (a).

Figura 6 – Deformação simétrica e assimétrica de onda de acordo com a ordem harmônica.

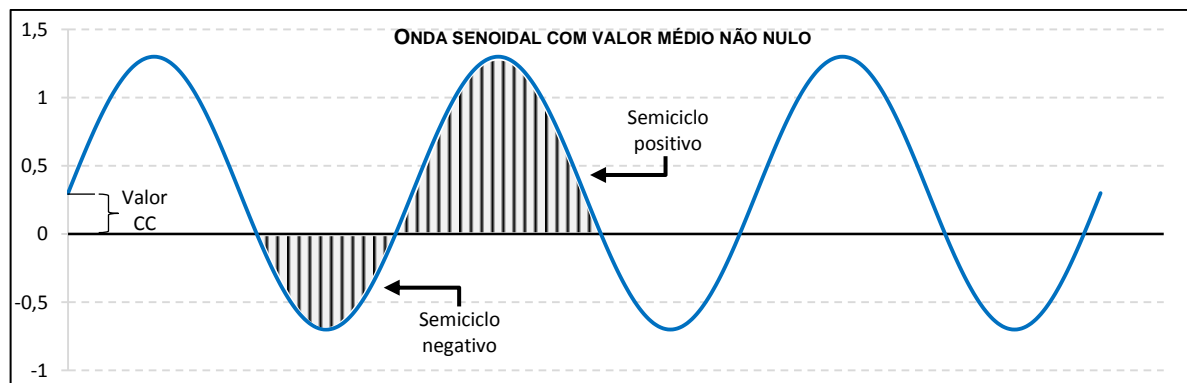


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por outro lado, harmônicas pares produzem assimetrias de meia onda, como pode ser analisado na Figura 6 (b). As harmônicas pares se manifestam em menor intensidade no sistema elétrico, mesmo através de cargas não-lineares. A ocorrência de harmônicos pares normalmente se deve a falha de sincronismo no chaveamento dos conversores de potência, em transitórios durante a energização de transformadores, bem como na corrente de ignição de fornos elétricos á arco.

A assimetria de onda causada exclusivamente por harmônicas pares mantém o valor médio da onda em zero, promovendo a diferença geométrica entre os semiciclos sem afetar o valor da sua área. Já a presença de componente contínua no sinal alternado causa o deslocamento do sinal em relação ao eixo temporal (abscissas), conforme a Figura 7.

Figura 7 – Sinal alternado com presença de componente contínua.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

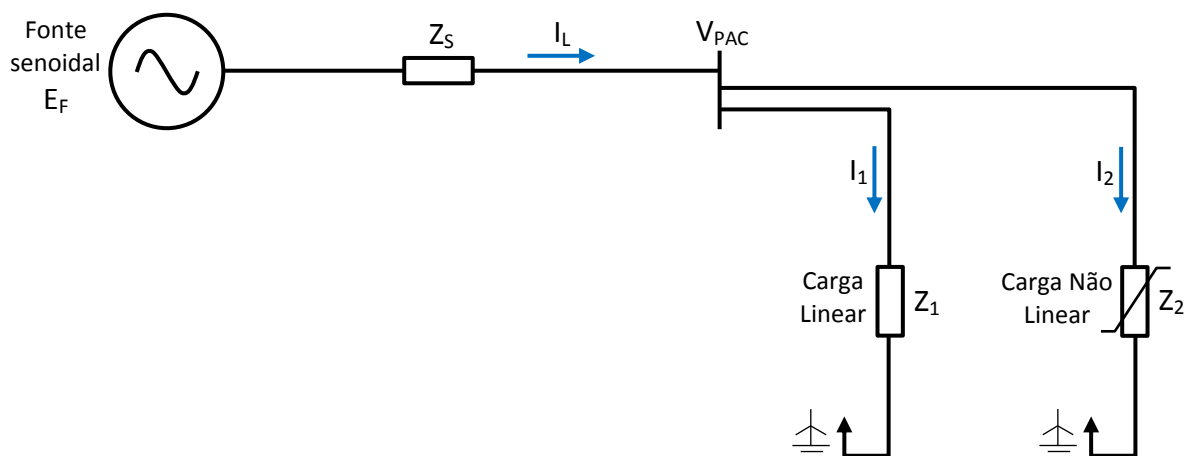
A componente CC produz assimetria de meia onda e diferença entre o valor das áreas, independente da presença de frequências harmônicas. A diferença entre as áreas dos semiciclos positivo e negativo da onda é exatamente o valor da componente CC no sinal CA. Por outro lado, na prática, a geração de harmônicas pares está normalmente associada à presença de componente contínua.

2.5 FLUXO DE CORRENTE HARMÔNICA

A principal causa da distorção harmônica na rede elétrica é a característica não-linear de alguns equipamentos. Esta não linearidade tende a causar uma distorção harmônica na corrente e, conseqüentemente, na tensão elétrica. Quando uma carga não-linear drena corrente do sistema de geração de energia, o fluxo de corrente passa por toda a impedância do sistema da rede elétrica, causando queda de tensão proporcional devido a cada frequência harmônica contida na corrente.

Assim, considerando a tensão da fonte puramente senoidal, a tensão no PAC pode ser distorcida devido à interação das correntes harmônicas com a impedância da rede elétrica. Porém, quanto maior o nível de curto circuito no PAC, menor será a influência da corrente harmônica na forma de onda da tensão. Considerando o circuito da Figura 8, E_F é uma fonte puramente senoidal que alimenta as cargas Z_1 , de característica linear, e Z_2 de característica não-linear. A impedância Z_S representa a impedância do sistema, de característica linear.

Figura 8 – Distorção da tensão ocasionada por carga não linear.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Cada frequência harmônica presente na corrente distorcida I_2 , drenada pela impedância Z_2 , produzirá uma queda de tensão na impedância do sistema Z_S , com mesma frequência da corrente harmônica que a gerou, resultando em uma distorção na tensão do barramento V_{PAC} , e conseqüentemente, provocando distorção na corrente I_1 drenada pela carga Z_1 .

O impacto da distorção na tensão depende da impedância equivalente observada pela carga não-linear e da corrente harmônica drenada pela mesma. Fica claro que a carga não controla o nível de distorção de tensão, pois, dependendo da sua localização no sistema elétrico, uma mesma carga poderá influenciar distintamente na deformação da tensão de alimentação.

2.6 COMPONENTES DE SEQUÊNCIA

Nas situações em que o circuito apresenta desequilíbrios, caso dos circuitos trifásicos de distribuição com cargas monofásicas desbalanceadas, assim como nas ocorrências de faltas, tais como em curto-circuitos, uma das mais poderosas ferramentas é o trabalho desenvolvido por (FORTESCUE, 1918). Seu teorema comprova que um circuito de n fasores desequilibrados pode ser decomposto em n sistemas de fasores balanceados chamados de componentes simétricas dos fasores originais.

O desequilíbrio entre as tensões trifásicas é uma condição na qual as fases apresentam os valores de tensão com módulos diferentes entre si, ou defasagem angular entre as fases diferentes de 120° elétricos ou, ainda, as duas condições simultaneamente. Por outro lado, considerando as tensões como equilibradas, ao alimentar cargas não-lineares são detectadas distorções harmônicas que, por muitas vezes ocasionam desequilíbrios de tensões e correntes. Logo, para que seja possível separar as tensões e correntes desequilibradas em três sistemas equilibrados o método das componentes simétricas apresenta-se como uma ferramenta eficiente para a descrição de tais arranjos. A metodologia das componentes simétricas consiste na decomposição dos elementos de tensão ou corrente das fases, em parcelas iguais, mas com ângulos diferentes. Em se tratando de sistemas elétricos trifásicos equilibrados, decompondo-se uma forma de onda de tensão ou corrente distorcida, as ordens harmônicas advindas desta decomposição, em termos de componentes simétricos, podem ser classificadas quanto a sua ordem, frequência e sequência.

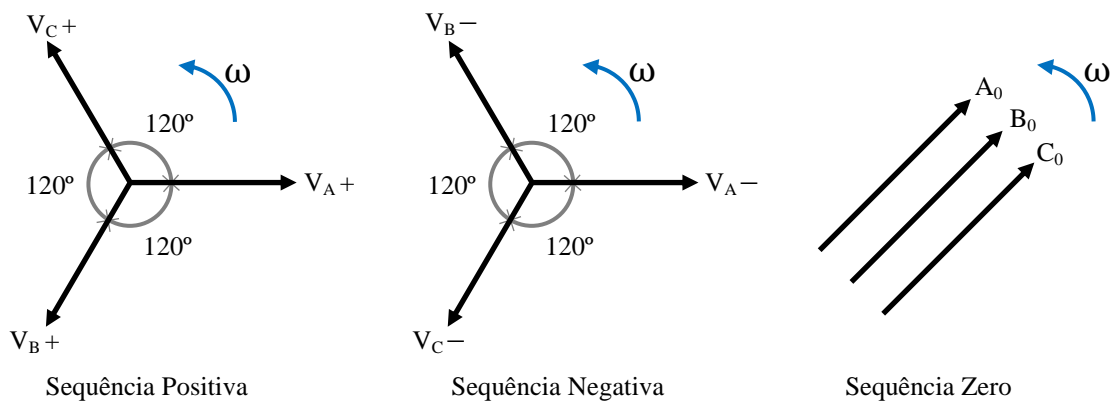
A Tabela 5 aborda as 12 primeiras componentes de sequência, sendo que a 1ª frequência é considerada a fundamental e as demais são classificadas como frequências harmônicas múltiplas desta.

Tabela 5 – Classificação das harmônicas em ordem, frequência e sequência.

| ORDEM | 1 ^a | 2 ^a | 3 ^a | 4 ^a | 5 ^a | 6 ^a | 7 ^a | 8 ^a | 9 ^a | 10 ^a | 11 ^a | 12 ^a |
|------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| FREQ. (Hz) | 60 | 120 | 180 | 240 | 300 | 360 | 420 | 480 | 520 | 580 | 640 | 700 |
| SEQUÊNCIA | + | - | 0 | + | - | 0 | + | - | 0 | + | - | 0 |

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A sequência de fases de um conjunto ordenado de três fasores, em um sistema polifásico simétrico, é definida como a ordem pela qual as tensões das fases passam pelo seu valor máximo. Assim, a sequência de fases A-B-C, onde as tensões passam consecutivamente pelo máximo na ordem A-B-C, é chamada de sequência direta ou positiva, enquanto a sequência A-C-B, em que as tensões passam consecutivamente pelo máximo na ordem A-C-B, de sequência inversa ou negativa. Já na sequência zero não há giro de campo devido à ausência de defasamento angular entre seus fasores. A Figura 9 ilustra o sentido da velocidade angular (ω) adotado como referência, assim como as rotações de campo conforme sua respectiva componente de sequência.

Figura 9 – Sequência de componentes simétricas

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

- Componentes de sequência positiva: conjunto de três fasores de igual magnitude, defasados de 120° e com rotação de campo no sentido A-B-C;
- Componentes de sequência negativa: conjunto de três fasores de igual magnitude, defasados de 120° , porém com rotação de campo no sentido A-C-B;
- Componentes de sequência zero: Consiste de três fasores de igual magnitude e fase angular, sobrepostos, acompanhando o sentido da velocidade angular de referência.

2.7 DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL E INDIVIDUAL

Dentre as diferentes grandezas utilizadas para se calcular o conteúdo harmônico de uma forma de onda, o mais utilizado é a “Distorção Harmônica Total” (*THD*) a qual pode ser empregada tanto para sinais de tensão como para correntes. A THD pode estar relacionada à onda de tensão (THD_v) ou à onda de corrente (THD_i). As equações (2) e (3) expressam tais definições.

$$THD_v = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=\max} \frac{v_h^2}{v_1^2}} * 100(\%) \quad (2)$$

$$THD_i = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=\max} \frac{i_h^2}{i_1^2}} * 100(\%) \quad (3)$$

Sendo:

THD_v – taxa de distorção harmônica total de tensão;

THD_i – taxa de distorção harmônica total de corrente;

v_h - valor eficaz da tensão de ordem h;

i_h - valor eficaz da corrente de ordem h;

v_1 - valor eficaz da tensão fundamental;

i_1 - valor eficaz da corrente fundamental;

h - ordem da componente harmônica.

A ANEEL, por meio dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, em seu Módulo 8, estabelece os níveis de referência para Distorções Harmônicas Totais e Individuais, apresentados nas Tabelas 6 e 7.

Tabela 6 – Valores de referência global das distorções harmônicas totais de tensão

| TENSÃO NOMINAL DO BARRAMENTO | DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE TENSÃO |
|------------------------------|-------------------------------------|
| $V_N \leq 1$ kV | 10% |
| 1 kV < $V_N \leq 13,8$ kV | 8% |
| $13,8$ kV < $V_N < 69$ kV | 6% |
| 69 kV < $V_N < 230$ kV | 3% |

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2015b).

Deve-se obedecer, também, os valores das Distorções Harmônicas Individuais de Tensão (*IHD – Individual Harmonic Distortion*), indicadas na Tabela 7 a seguir.

Tabela 7 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão

| ORDEM HARMÔNICA | | DISTRORÇÃO HARMÔNICA INDIVIDUAL DE TENSÃO [%] (VALORES EM PORCENTAGEM DA TENSÃO FUNDAMENTAL) | | | |
|-------------------------------|-----|---|---|--|--|
| | | $V_N \leq 1 \text{ kV}$ | $1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8 \text{ kV}$ | $13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$ | $69 \text{ kV} < V_N < 230 \text{ kV}$ |
| ÍMPARES NÃO MÚLTIPLAS DE 3 | 5 | 7,5 | 6 | 4,5 | 2,5 |
| | 7 | 6,5 | 5 | 4 | 2 |
| | 11 | 4,5 | 3,5 | 3 | 1,5 |
| | 13 | 4 | 3 | 2,5 | 1,5 |
| | 17 | 2,5 | 2 | 1,5 | 1 |
| | 19 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | 23 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | 25 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | >25 | 1,5 | 1 | 1 | 0,5 |
| ÍMPARES MÚLTIPLAS DE 3 | 3 | 6,5 | 5 | 4 | 2 |
| | 9 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | 15 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 21 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | >21 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| PARES | 2 | 2,5 | 2 | 1,5 | 1 |
| | 4 | 1,5 | 1 | 1 | 0,5 |
| | 6 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 8 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 10 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 12 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | >12 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2015b).

Para a quantificação da distorção individual de tensão ou corrente, ou seja, a porcentagem de determinada componente harmônica em relação a sua componente fundamental, a “Distorção Harmônica Individual” (*IHD*, do inglês *Individual Harmonic Distortion*) pode ser utilizada. As equações (4) e (5) expressam tais definições.

$$IHD_v = \frac{v_h}{v_1} * 100(\%) \quad (4)$$

$$IHD_i = \frac{v_h}{v_1} * 100(\%) \quad (5)$$

Sendo:

IHD_v – taxa de distorção harmônica individual de tensão;

IHD_i – taxa de distorção harmônica individual de corrente.

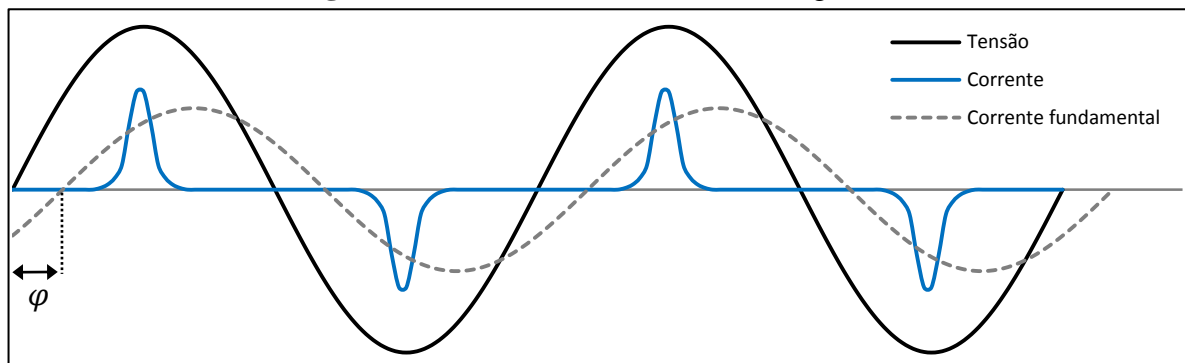
2.8 FATOR DE POTÊNCIA

O Fator de Potência indica o grau de eficiência na utilização da energia elétrica em seu ponto de consumo. Por definição, fator de potência é a relação entre as potências ativa e aparente em uma determinada instalação elétrica, independente das formas de onda de tensão e corrente, desde que sejam periódicas, assim indicada pela equação (6):

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P}{S} \quad (6)$$

Na presença de harmônicas, as grandezas elétricas deixam de ser expressas por funções puramente senoidais, o que implica no surgimento de um desvio entre o fator de potência e o $\cos \varphi$. Nesta situação, o fator de potência é expresso conforme a equação (6), e o $\cos \varphi$ corresponde somente ao fator de deslocamento, que é a defasagem angular entre tensão e corrente relativas à componente fundamental, conforme ilustrado na Figura 10.

Figura 10 – Formas de onda de uma carga não-linear



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Em síntese, o fator de potência em ambientes não senoidais pode ser expresso, além da relação entre a potência ativa e aparente, também como:

$$FP = F_{DESL} \cdot F_{DIST} \quad (7)$$

Sendo,

$$F_{DESL} = \text{Fator de deslocamento} = \cos \varphi$$

$$F_{DIST} = \text{Fator de distorção} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}}$$

Logo,

$$FP = \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (8)$$

Cabe a observação de que o THD_i está na base centesimal, por se tratar de um valor percentual (%). Se a carga alimentada for puramente linear, a taxa de distorção harmônica de corrente (THD_i) vale zero, logo o fator de potência é dado pelo fator de deslocamento, qual seja o cosseno do ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente drenada da rede ($\cos \varphi$).

2.9 IMPACTO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO SISTEMA ELÉTRICO

Qualquer sinal de tensão ou corrente com formas não senoidais pode provocar efeitos indesejáveis nos sistemas de energia elétrica, seja no seu funcionamento ou nos equipamentos a ela ligados.

Geralmente, as harmônicas de ordens elevadas, acima da 50ª ordem, não trazem impacto significativo para análises de sistemas de potência, sendo normalmente desconsideradas em virtude de sua baixa amplitude e capacidade de distorção. Entre os efeitos provocados pelas harmônicas, alguns podem ser notados visualmente, como disparos de dispositivos de proteção, outros podem ser ouvidos, como vibrações, outros são registrados por medidores de temperatura devido a aquecimentos excessivos e ainda outros casos em que é necessário utilizar equipamentos especiais para detectá-los, com no caso de ressonância, queda de tensão e redução do fator de potência, tensão elevada entre neutro e terra (MORENO, 2001). Abaixo, dispõem-se os efeitos das distorções harmônicas sobre alguns dispositivos comumente encontrados nas redes elétricas.

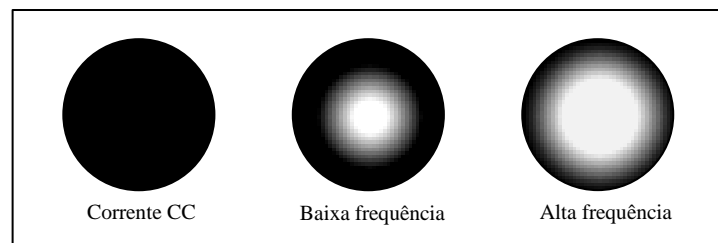
▪ Motores e Geradores

O principal efeito das harmônicas em máquinas elétricas de corrente alternada é o aumento da temperatura de operação devido ao aumento das perdas nos enrolamentos (cobre) e no núcleo (ferro), impactando diretamente no seu rendimento e redução da expectativa de vida útil, bem como outras consequências, como ruído audível devido a torques pulsantes, que levam a vibrações excessivas, e redução de torque efetivo causado por harmônicas de sequência negativa, o chamado torque harmônico, que produzem um campo em sentido oposto àquele da fundamental. Também é possível produzir excitação de ressonâncias mecânicas nas máquinas em decorrência das oscilações mecânicas.

▪ Condutores elétricos

Em razão do efeito pelicular, também conhecido como efeito *Skin*, que reduz a área de condução à medida que a frequência do sinal aumenta, os cabos de alimentação são fortemente impactados com a presença de componentes harmônicas, ocasionando perdas por efeito joule devido à redução de sua área útil, como ilustra a Figura 11. Como os sistemas de corrente contínua não existe a presença de frequências no sinal de alimentação, a área útil do condutor é totalmente utilizada, obtendo assim um melhor aproveitamento de sua seção transversal.

Figura 11 – Efeito da frequência na capacidade de condução de corrente elétrica



Fonte: Adaptado de (WHEELER, 1942).

Na prática, além da influência do efeito pelicular, tem-se a presença do Efeito de Proximidade devido à presença outros de condutores vizinhos ao condutor analisado, proporcionando a deformação do campo magnético deste condutor tão quanto maior a frequência do condutor vizinho, neste caso, considerado ambos com formato cilíndrico. O Efeito de Proximidade tem como principal característica a redução da área de condução na região de maior intensidade de campo magnético, conforme o sentido do fluxo de corrente de cada condutor em paralelo, como se verifica na Figura 12.

Figura 12 – Efeito da frequência e proximidade na capacidade de condução de corrente

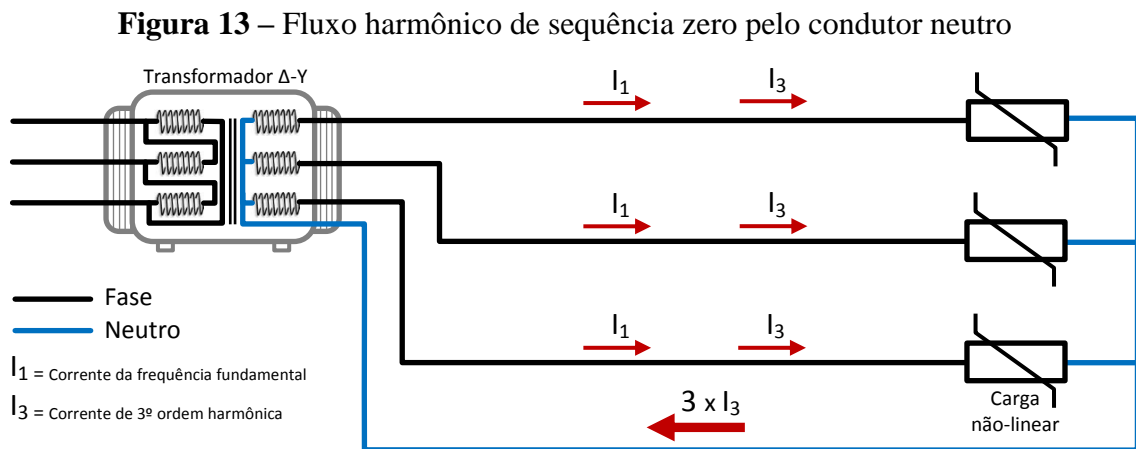


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Além do mais, para cabos condutores muito longos, caso os sistemas conectados tenham suas ressonâncias excitadas pelas componentes harmônicas, os mesmos podem ficar sujeitos a elevadas sobretensões e ao efeito corona, podendo causar falha de isolamento ou comprometimento do cabo (DE PAULA, 2005).

Outro aspecto de grande importância refere-se à sobrecarga no condutor neutro devido à presença de correntes harmônicas triplas, também conhecida como “*triplen harmonics*”, que são múltiplas de terceira ordem, com predominância de componentes de sequência zero. Estas correntes harmônicas, por não possuírem defasamento angular entre si, não se anulam como ocorre com as correntes fundamentais, ocasionando a soma algébrica das correntes de cada fase no condutor neutro, promovendo o sobreaquecimento deste condutor, bem como existência de diferença de potencial entre neutro e terra.

A Figura 13 traz o esquema elétrico de alimentação de três cargas monofásicas não-lineares, com mesmo valor de impedância, ilustrando a circulação de componentes de sequência zero pelo neutro, originadas somente pela presença da terceira harmônica.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

▪ Transformadores

De maneira geral, frequências harmônicas causam perdas adicionais nos transformadores, mesmo estes operando abaixo da sua potência nominal, expondo-os a sobreaquecimento e perdas de isolamento, e conseqüentemente, redução da sua vida útil.

Em transformadores de conexão delta/estrela, ainda na Figura 13, as harmônicas ímpares múltiplas de três, que possuem característica de sequência zero, ficam confinadas no lado delta do transformador, levando-o a sobrecarga precoce. Tem-se ainda uma maior influência das capacitâncias parasitas (existente entre espiras de cada enrolamento, bem como

entre os enrolamentos), que podem realizar acoplamentos não desejados e, eventualmente, produzir ressonâncias no próprio dispositivo.

Harmônicas na corrente elevam as perdas nos enrolamentos, principalmente devido ao efeito pelicular, que implica numa redução da área efetivamente condutora à medida que se eleva a frequência da corrente, bem como perdas envolvendo fluxos de dispersão, uma vez que seu valor aumenta com a frequência. Harmônicas na tensão aumentam as perdas no núcleo devido a perdas por histerese, que variam linearmente com a frequência, bem como por perdas por corrente de Foucault, que variam com o quadrado dessa mesma frequência. Estas harmônicas também podem aumentar a fadiga nos materiais isolantes do transformador devido à elevação no valor de pico da tensão, contribuindo para a redução de sua vida útil. Porém, o estudo desenvolvido por (TEIXEIRA, 2009) comprova que a circulação de distorções harmônicas de corrente traz impacto mais severo para a vida útil dos transformadores do que presença de distorções harmônicas de tensão.

▪ Banco de capacitores

Bancos de capacitores instalados em redes elétricas distorcidas podem originar condições de ressonância, excitadas pelas harmônicas, resultando em sobretensão nos terminais das unidades capacitivas e, conseqüentemente, na degradação do isolamento e eventual danificação dos capacitores, como também na exposição do barramento a níveis de tensão inadequados, afetando unidades consumidoras interligadas. Além do mais, como a reatância capacitiva diminui com o aumento da frequência, como se vê na equação (9), tem-se um aumento nas correntes relativas às harmônicas circulando pelo banco de capacitores devido ao caminho de baixa impedância oferecido pelo mesmo, por comportar-se naturalmente como filtro harmônico, resultando em sobreaquecimento do banco e redução de sua vida útil.

$$X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C} \quad \boxed{\uparrow f = \downarrow X_C} \quad (9)$$

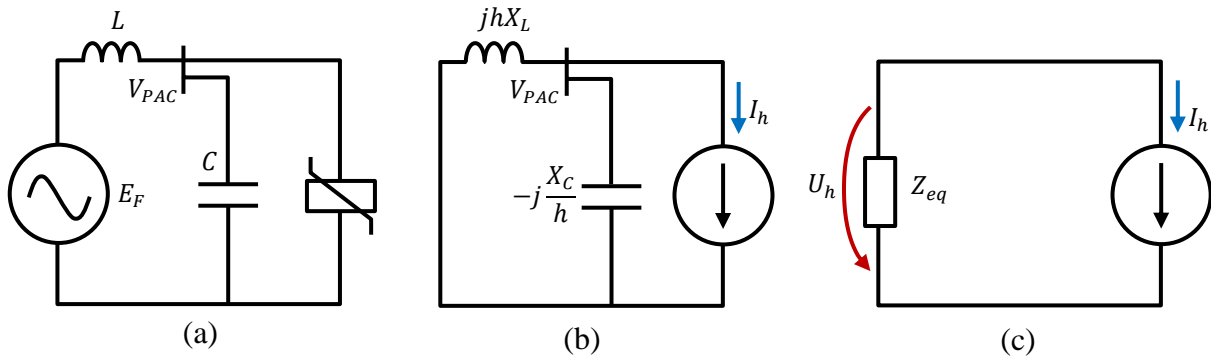
Bancos de capacitores instalados somente com a finalidade de correção do fator de potência podem vir a absorver frequências harmônicas inicialmente não previstas em projeto, levando à sua inutilização devido à ressonância paralela. A frequência de ressonância pode ser definida por:

$$X_L = X_C \rightarrow \omega L = \frac{1}{\omega C} \rightarrow 2\pi f L = \frac{1}{2\pi f C} \rightarrow f_R = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (10)$$

Esta ressonância ocorre quando a reatância dos bancos de capacitores e a reatância equivalente do sistema, que é predominantemente indutiva, se equivalem em módulo em uma determinada frequência.

Considere o circuito da Figura 14 (a), no qual a fonte de tensão E_F alimenta uma carga não-linear, predominantemente indutiva, com um banco de capacitor para correção do seu fator de potência. Aplicando o teorema da superposição de efeitos no circuito equivalente para harmônica h , considerando a carga não-linear como fonte de corrente, tem-se a Figura 14 (b). A Figura 14 (c) ilustra a impedância equivalente Z_{eq} vista pela corrente harmônica de ordem h .

Figura 14 – Circuito equivalente para análise de ressonância por frequência harmônica



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na ressonância, quando $jhX_L = j\frac{X_C}{h}$, a impedância equivalente Z_{eq} pode alcançar valor muito elevado, e como consequência, provocar sobretensão de magnitude U_h no PAC, conforme especifica a equação (11).

$$Z_{eq} = \frac{(jhX_L) \cdot (-j\frac{X_C}{h})}{j(hX_L - \frac{X_C}{h})} = \frac{hX_L \cdot \frac{X_C}{h}}{j(hX_L - \frac{X_C}{h})} \quad \boxed{hX_L = \frac{X_C}{h}, \quad Z_{eq} \rightarrow \infty} \quad (11)$$

(Ressonância)

Deve ser observado que na ressonância, quando a reatância capacitiva se equivale à reatância indutiva da rede, em determinada frequência harmônica, a impedância paralela pode assumir valores muito elevados, tendendo ao infinito. A equação (12) expressa o cálculo da magnitude da tensão harmônica alcançada devido à ressonância, que por sua vez, será somada à tensão fundamental e caracterizando distorção harmônica de tensão com sobrenível.

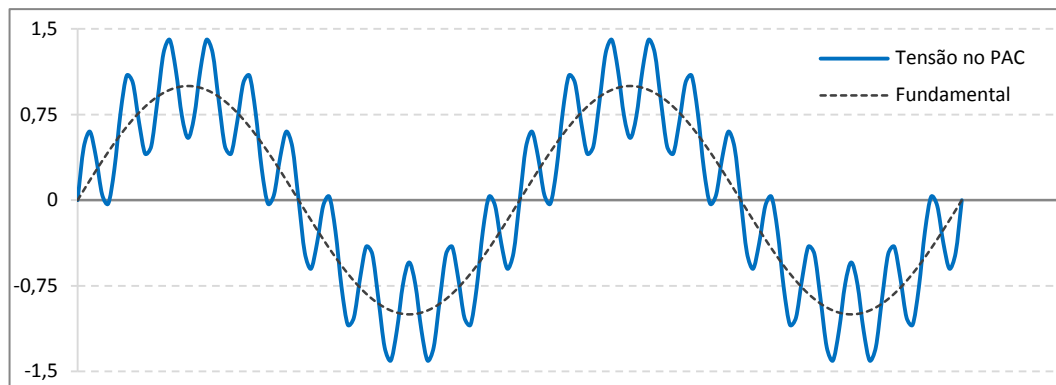
$$U_h = Z_{eq} \cdot I_h \quad (12)$$

Passando do domínio da frequência para o domínio do tempo, temos o valor da tensão no ponto de acoplamento, determinada pela equação (13):

$$V_{PAC} = U_F \cdot \sqrt{2} \cdot \text{sen}(\omega t) + U_h \cdot \sqrt{2} \cdot \text{sen}(h\omega t + \phi_h) \quad (13)$$

Como as características harmônicas geradas por uma carga não-linear podem ser diversas, bem como o valor da indutância L do sistema, vista pelo PAC, variam de acordo com as características elétricas de cada local de análise, logo o valor da sobretensão pode assumir valores multivariados, não sendo possível a obtenção de um modelo generalizado. De qualquer forma, a Figura 15 ilustra de forma genérica, a sobretensão causada no PAC devido à ressonância paralela entre o banco de capacitor e a reatância do sistema, alcançando um patamar de quase 50% no valor de pico em relação ao valor de pico da fundamental, neste exemplo.

Figura 15 – Sobretensão no PAC devido à ressonância paralela



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

De acordo com Attachie et al. (2013), outra possibilidade para se calcular qual a frequência de ressonância entre a reatância do banco de capacitores e a reatância do sistema, é fazer a relação entre a potência de curto circuito da barra onde o banco de capacitores está ligado (MVA_{CC}) e a potência reativa total do banco de capacitores ($MVAR_{CAP}$). Dessa forma, a frequência de ressonância f_R é dada por:

$$f_R = \sqrt{\frac{MVA_{CC}}{MVAR_{CAP}}} \quad (14)$$

No entanto, se o banco de capacitores for instalado na baixa tensão, utilizando assim o lado secundário de transformador, a frequência de ressonância f_R pode ser determinada utilizando a seguinte equação:

$$f_R = \sqrt{\frac{KVA_{TRAFO}}{Z_{TRAFO} \cdot KVAR_{CAP}}} \quad (15)$$

Sendo:

KVA_{TRAFO} = Potência do transformador;

Z_{TRAFO} = Impedância do transformador;

$KVAR_{CAP}$ = Potência do banco de capacitores;

▪ **Sistemas de proteção**

Os relés utilizados no sistema de proteção do sistema elétrico podem ser influenciados pela presença de harmônicos na rede e atuar de forma indevida, porém não é possível definir completamente suas reações devido à variedade de distorções possíveis e aos diferentes tipos de dispositivos existentes. Além disso, outros fatores como o tempo de atuação, corrente de partida e conjugado do relé também podem ser influenciados pela presença de harmônicos. Relés eletromecânicos que dependem da passagem por zero ou pelo valor de pico da onda de tensão ou corrente no seu funcionamento podem atuar indevidamente, uma vez que a presença de harmônicos causa deformação da onda, podendo gerar mais passagens por zero em um ciclo ou variando o valor de pico da onda.

Quanto aos fusíveis de proteção, um aumento da corrente eficaz devido a harmônicas provocará um maior aquecimento dos dispositivos pelos quais circula a corrente, como no caso dos fusíveis, podendo ocasionar uma redução em sua vida útil e, eventualmente, rompimento do filamento de forma precipitada.

▪ **Efeitos Sobre Medidores De Energia**

Em um medidor de energia eletromecânico de indução, as medidas são realizadas a partir da rotação de um disco que fica sujeito a torques eletromagnéticos originários pela circulação da corrente em uma bobina. Estes equipamentos são fabricados e calibrados para operarem sob condição de frequência constante e alimentados com tensões e correntes de formato senoidal. Assim, quando submetido a ambientes de tensões e correntes distorcidas, estas criam conjugados que fazem com que o disco acelere ou desacelere, ocasionando erros de medição.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 BREVE HISTÓRICO

A concepção do primeiro sistema elétrico de potência data do ano de 1882, quando Thomas Alva Edison projetou e construiu a estação de *Pearl Street Power*, na cidade de Nova Iorque, fornecendo energia elétrica em corrente contínua para a alimentação de várias lâmpadas incandescentes. A ideia teve logo enorme aceitação, sendo instalados sistemas similares em outras grandes cidades. No entanto, essas pequenas centrais possuíam uma característica em comum: sua disposição era próxima das cargas, e em essência, é o que hoje em dia chama-se Geração Distribuída (GD) ou descentralizada de energia elétrica (ALMEIDA, 2010).

Foi com o desenvolvimento dos transformadores, e conseqüentemente das linhas de transmissão em alta tensão, que o paradigma da Geração Centralizada começou a tomar o lugar da geração distribuída. Esta foi a maneira organizacional que o sistema elétrico adotou e tem obedecido ao longo de quase toda a sua história: Grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e distribuição, conhecida como geração centralizada de energia. Embora a geração centralizada tenha dominado a produção elétrica em razão das economias de escala, economias estas que compensavam a construção de complexos sistemas de interligação, a topologia descentralizada sempre foi usada para aumentar tanto a eficiência de certos processos produtivos quanto a sua segurança e/ou para atender sistemas isolados (CHAVES, 2009).

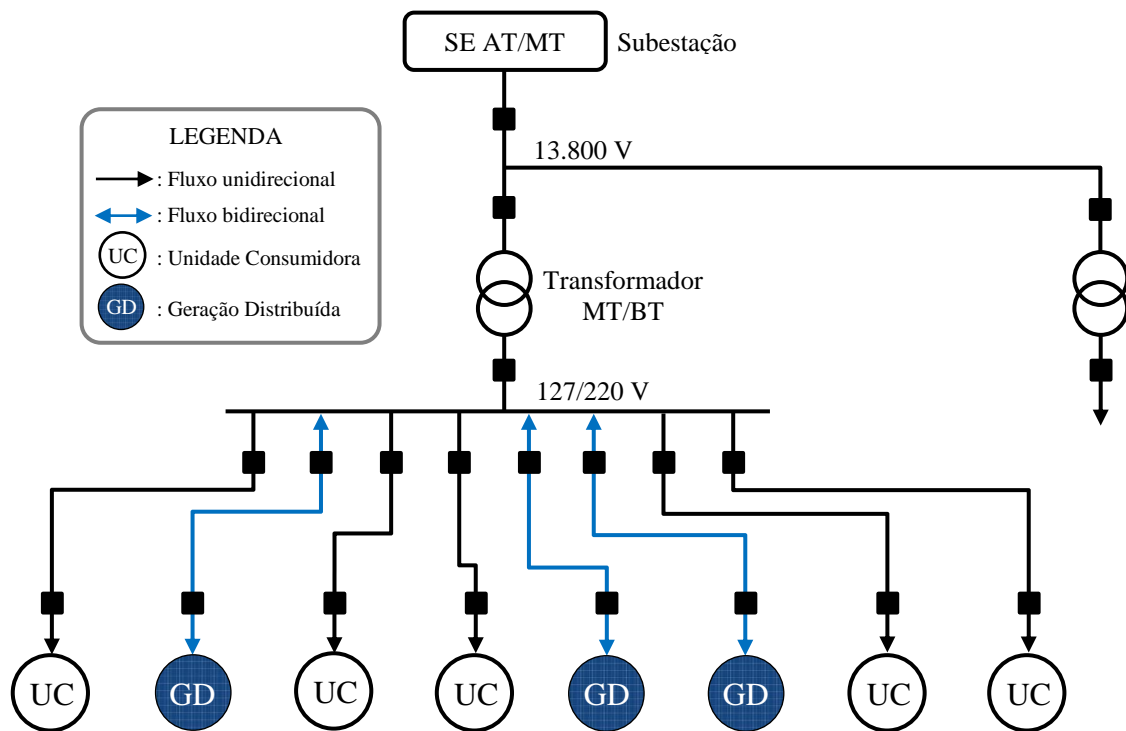
3.2 MODELO ATUAL DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com a preocupação da sociedade por questões ambientais e sustentáveis, a GD voltou a ser considerada como uma alternativa para a geração e abastecimento de eletricidade. No modelo atual, a GD pode ser definida como a produção de energia elétrica por meio de tecnologias de geração de pequeno porte conectada ao longo do sistema de distribuição, podendo ser classificada sob duas vertentes: como Reserva de Energia ou como Fonte de Energia. A primeira funciona com um parque descentralizado para alimentação exclusiva da edificação, com objetivo de suprir necessidades momentâneas de excesso de demanda (demanda de ponta), amparo durante as violações dos limites de qualidade da energia e cobrir falhas no fornecimento da rede de distribuição. Já a segunda vertente, incentivada pela Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012,

funciona conectada à rede de distribuição, por meio de instalações de unidades consumidoras, podendo se comportar, em determinados momentos, como consumidor ou produtor de energia. Dentre as fontes alternativas renováveis de energia destacam-se a eólica e a solar, que são as mais empregadas em todo o mundo.

O uso de sistemas de GD em baixa tensão traz inúmeros benefícios para os usuários e para o sistema de abastecimento de eletricidade, proporcionando qualidade de vida com a introdução de fontes renováveis e limpas de energia, descentralizando a produção de energia, produzindo eletricidade perto do local de consumo e permitindo aliviar as linhas de transmissão e os sistemas de distribuição. O uso em larga escala de sistemas distribuídos pode reduzir a demanda por investimentos em linhas de transmissão e frear a construção de usinas baseadas em fontes convencionais de energia. A Figura 16 ilustra um sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) conectada à rede de distribuição de energia elétrica.

Figura 16 – Sistema elétrico de potência com presença de geração distribuída.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.2.1 Tecnologias de geração distribuída

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, que altera Resolução ANEEL nº 482/2012 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, a unidade consumidora pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou

através de cogeração com alto rendimento energético, podendo ter ou não excedente de produção exportável. As tecnologias previstas como fontes de energia para sistemas de micro e minigeração distribuída são as fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada*.

A energia solar fotovoltaica, considerada uma fonte alternativa e renovável, será adotada como objeto de estudo e análise neste trabalho, considerando sua conexão à rede de distribuição de energia elétrica. Os termos “energia alternativa” e “energia renovável” são duas expressões por vezes adotadas como sinônimos, porém, existe diferença considerável em suas definições:

- **Fontes renováveis de energia:** são aquelas que empregam como energia-primária elementos que podem ser recompostos pela natureza em um processo inesgotável, ou em processos cujas reposições são realizadas em curto prazo. Compreendem as energias primárias baseadas na radiação solar incidente sobre a Terra, sendo elas a energia hidráulica, eólica, solar, bioenergias, geotérmica, das ondas e das marés.
- **Fontes alternativas de energia:** é toda e qualquer fonte energética que pode ser adotada como uma substituta a uma fonte convencional. E, por isso, fontes alternativas não são necessariamente renováveis.

3.2.2 Geração distribuída com sistemas fotovoltaicos

A energia solar fotovoltaica, fruto da conversão direta da radiação solar em eletricidade, é a fonte de energia que tem recebido mais atenção pela comunidade técnica nos últimos anos e tem sido apontada como umas das grandes oportunidades para o setor energético. Além de poder constituir usinas de geração, competindo com as tradicionais fontes de energia, os sistemas fotovoltaicos conseguem adaptar-se facilmente à arquitetura e a qualquer tipo de espaço vazio onde haja incidência de luz, como paredes, fachadas e telhados de prédios e residências, podem ser facilmente instalados nas cidades e nos grandes centros urbanos, permitindo a produção local de energia elétrica limpa, sem a emissão de gases poluentes, resíduos ou ruídos, contribuindo para o suprimento de energia dos centros consumidores e ao mesmo tempo proporcionando melhorias na qualidade de vida nas grandes cidades.

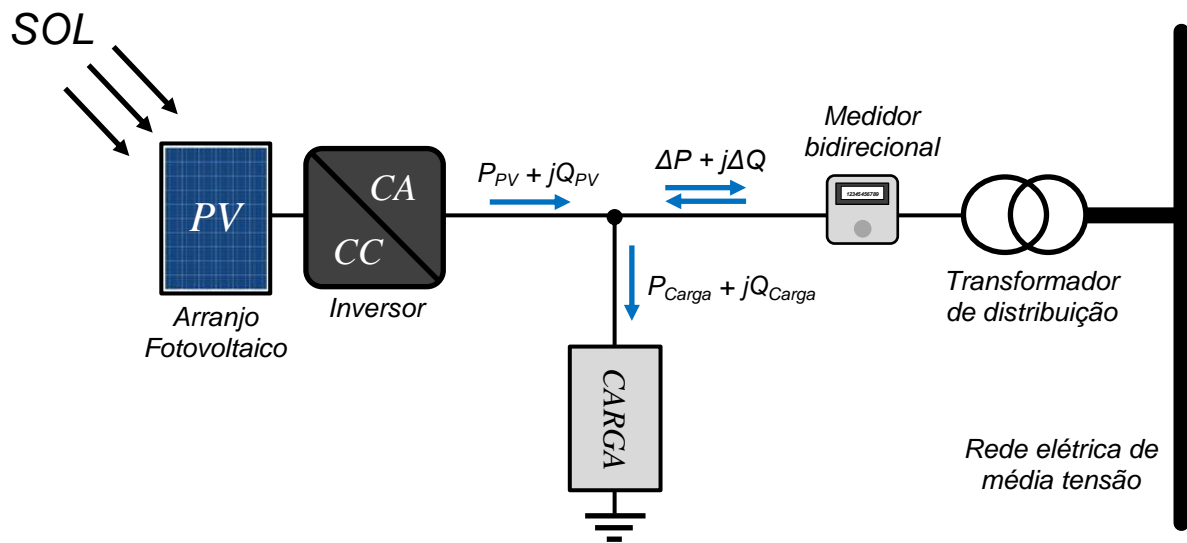
* Processo de cogeração de energia combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida, total ou parcialmente, em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis, com eficiência energética maior ou igual a 75%.

3.2.3 Princípio de operação de sistemas de GDFV

O sistema de GDFV caracteriza-se como um gerador de eletricidade que utiliza o sol como fonte primária de energia, operando em conjunto com a rede elétrica de distribuição de energia. Seu princípio de funcionamento baseia-se, inicialmente, na geração de energia pelos módulos fotovoltaicos (*Photovoltaic – PV*), em corrente contínua, e entrega esta produção ao inversor, que por sua vez, converte em corrente alternada e cria uma diferença angular entre a tensão gerada e a tensão da rede, possibilitando a criação de um fluxo de potência no sentido do ângulo maior para o menor, a fim de realizar a injeção de potência gerada na rede.

Assim, dependendo da energia gerada pelo GDFV e da demanda flutuante da edificação, a potência CA poderá fluir para a carga, para a rede ou para ambas, conforme demonstrado na Figura 17.

Figura 17 – Fluxo de potência em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

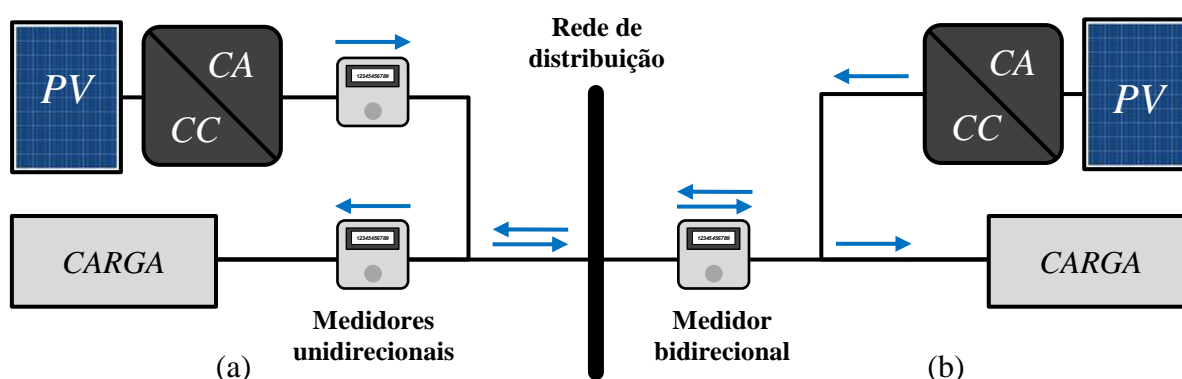
Na configuração da Figura 17 não são necessárias baterias e controladores de carga, visto que a rede elétrica de distribuição faz esse papel de fornecer energia à carga quando a GDFV não for suficiente para tal, principalmente no período noturno. Porém, quando há falha no fornecimento ou desligamento para reparo na rede da concessionária, o inversor deve ser capaz de detectar a ausência do sinal de tensão da rede e desconectar-se, mesmo que o sistema fotovoltaico seja capaz de suprir a demanda de energia local, para garantir a segurança de funcionários durante uma eventual manutenção na rede, ou mesmo para evitar a energização de um circuito da rede isolado pelo sistema de proteção devido a uma condição indevida,

como também para preservar a integridade física do próprio inversor. Porém, nos casos em que se deseje utilizar a potência produzida pela GDFV durante períodos em que a rede elétrica de distribuição estiver fora de operação, faz-se necessário a utilização de um segundo inversor, capaz de operar de maneira isolada, ou a utilização de um inversor capaz de trabalhar com e sem a rede elétrica. Contudo, as concessionárias requerem que a GDFV desconecte-se imediatamente da rede sempre que ela falhe, independentemente se irá manter o consumo da edificação ou não (MACÊDO, 2006).

3.2.4 Sistema de medição de energia elétrica

O sistema de medição em GD deve atender a especificações idênticas às exigidas das demais unidades consumidoras, porém dotada adicionalmente de funcionalidade que permita medição de consumo e de geração. Em relação às instalações em baixa tensão, a medição bidirecional pode ser feita por meio de dois medidores unidirecionais, sendo um para aferir o consumo e o outro a geração de energia, ilustrado na Figura 18 (a), ou através de um único equipamento bidirecional com capacidade de diferenciar a energia elétrica consumida da energia elétrica injetada na rede, ilustrado na Figura 18 (b). De forma geral, a Figura 18 ilustra duas unidades de GD conectadas à rede, exemplificando as duas possibilidades previstas de medição bidirecional.

Figura 18 – Tipos de medição bidirecional prevista em sistemas de GDFV.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), mesmo que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, ainda será faturado o custo de disponibilidade do sistema – valor em reais equivalente a 30kWh (monofásico), 50kWh (bifásico) ou 100kWh (trifásico). Em situação análoga, para os consumidores conectados em

média tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada, porém a fatura correspondente à demanda contratada ainda continuará a ser faturada.

3.2.5 Sistema de compensação de energia elétrica

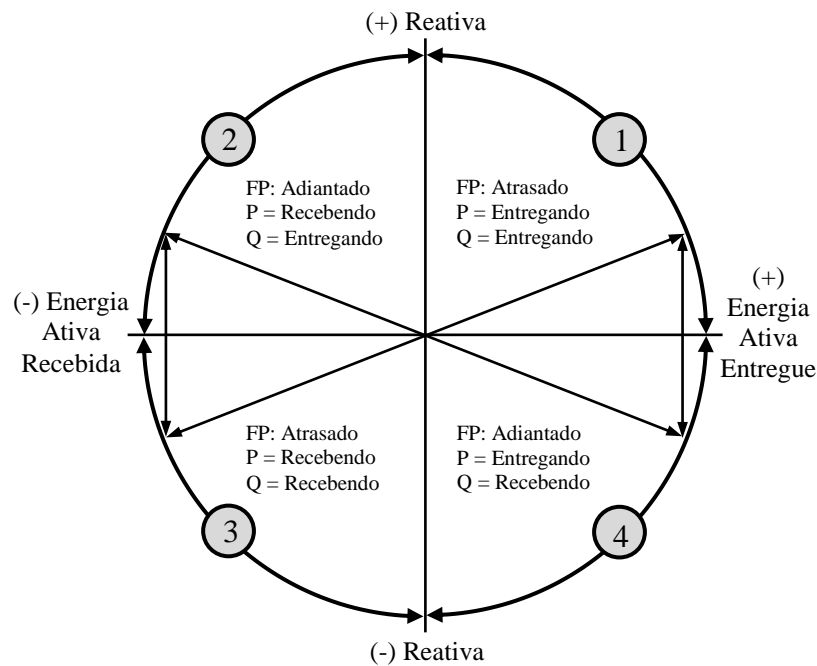
O Sistema de Compensação de Energia Elétrica, também conhecido pelo termo em inglês *net-metering*, é um procedimento no qual a energia ativa excedente, produzida pelo sistema de GD, será injetada no sistema de distribuição da concessionária local, a título de empréstimo gratuito, passando a unidade consumidora a acumular créditos em quantidade de energia ativa, a ser consumida em um prazo de 60 (sessenta) meses. Os créditos poderão ser utilizados para abater o consumo de energia elétrica da unidade onde a energia foi gerada ou em outra unidade consumidora de titularidade diferente, sendo este último somente para os casos previstos na resolução 687/2015 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015a):

- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas (condomínios), com porcentagens de compensação definidas pelos próprios consumidores;
- **Sistema geração compartilhada:** caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica; e
- **Autoconsumo remoto:** para unidades consumidoras que ambas estejam sob o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ), com sistema de geração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

Nas situações em que existam postos tarifários (ponta e fora ponta), a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, dentro do mesmo ciclo de faturamento, após a aplicação de um fator de ajuste (ANEEL, 2015a). Na sua operação o consumo interno é priorizado e apenas o saldo de energia é transferido à rede. Assim a rede de distribuição se comporta de forma análoga a um armazenador de energia em momentos em que a demanda da unidade consumidora é menor do que a produção, e de retaguarda do mesmo em momentos nos quais a produção é menor do que o consumo. Para adoção do sistema de compensação de energia, as unidades consumidoras deverão instalar medidores eletrônicos bidirecionais, conforme abordado no item anterior. No caso da microgeração distribuída, o medidor deve, no mínimo, diferenciar a

energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede. No caso da minigeração distribuída, deverá ser instalado um medidor de quatro quadrantes que, além dos recursos exigidos para o medidor utilizado na microgeração, deverá possibilitar o faturamento de excedente de reativos. De acordo com (SEL, 2008) a medição em quatro quadrantes de um medidor bidirecional pode ser representada conforme ilustra a Figura 19.

Figura 19 – Características operacionais do medidor bidirecional em quatro quadrantes.



Fonte: (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES - SEL, 2008).

A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido, deve solicitar aumento da potência disponibilizada (sendo dispensado o aumento da carga instalada) para o caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A (ANEEL, 2012a).

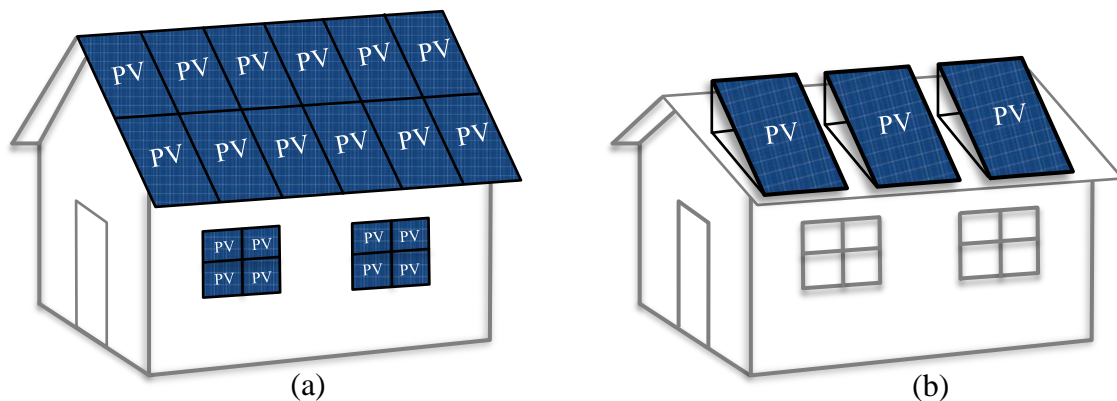
3.3 GDFV INTEGRADA À EDIFICAÇÃO

A evolução das tecnologias fotovoltaicas pode ser analisada do ponto de vista do desempenho energético, que vem melhorando com o passar dos anos, mas também

considerando o preparo da tecnologia fotovoltaica para a integração na envoltória de edificações. A tecnologia de geração de energia com sistema fotovoltaico pode ser instalada, em princípio, em qualquer local com incidência solar, seja sobre o solo ou sobre uma edificação, com a preocupação de que receba grande quantidade de irradiação. As instalações em edificações vêm ganhando espaço no mercado e são apontadas como o futuro da tecnologia, já que as instalações integradas à edificação não utilizam áreas livres, mas sim áreas já em uso. As gerações fotovoltaicas integradas às edificações são chamadas de BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*), ilustrada na Figura 20 (a), que são conceitualmente integrações elaboradas durante a fase de projeto da edificação, e considerando os módulos como parte da envoltória da edificação, ou seja, como material do próprio revestimento e não como uma alteração posterior com adição de elementos a um edifício já construído.

As instalações posteriores são classificadas como gerações fotovoltaicas adaptadas às edificações, exemplificada na Figura 20 (b), conhecida também como BAPV (*Building Applied Photovoltaics*). Muitas das integrações existentes ainda consideram os módulos apenas como equipamento para geração de energia, sem preocupação com a composição da edificação, o que tem resultado em integrações não satisfatórias.

Figura 20 – Geração fotovoltaica (a) integrada à edificação e (b) adaptada à edificação.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para locais que ainda não possuem incentivos fiscais, os BIPV podem auxiliar na difusão da tecnologia, já que podem diminuir o custo da construção e também reduzir os gastos com energia durante o uso da edificação. Assim, os módulos são utilizados com dois fins, de geração energética e de vedação, e têm seu período de retorno (*pay-back*) diminuído. Os módulos, quando instalados nas fachadas, podem substituir outros materiais mais caros, além de proporcionar uma percepção visual de modernidade (SANTOS, 2013).

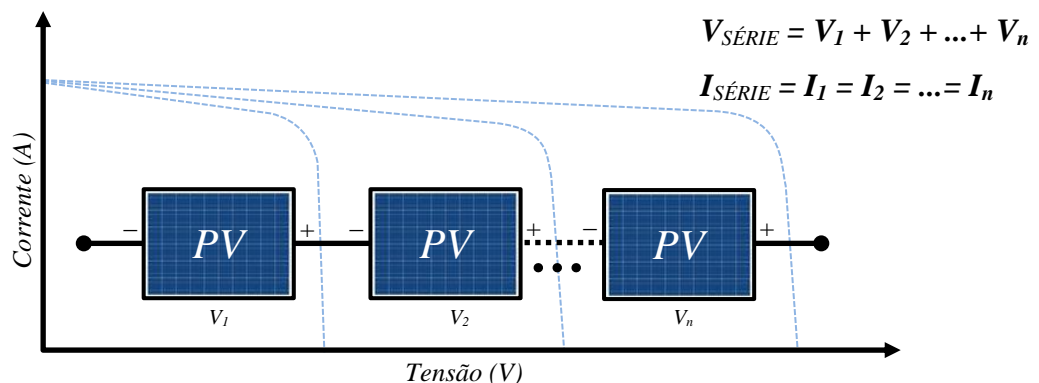
3.4 ARRANJOS FOTOVOLTAICOS APLICADOS À GDFV

Arranjo fotovoltaico é um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados eletricamente em si, e que funcionam como um único gerador de energia elétrica. Os módulos podem ser conectados em ligações série e/ou paralelo, dependendo da corrente e tensão desejada, para formar arranjos fotovoltaicos de potência mais elevada.

▪ Associação série de módulos fotovoltaicos

Como característica de uma associação série, tem-se que a corrente que circula por um módulo é a mesma que circula pelos demais módulos associados, e a tensão nas extremidades da associação é dada pela soma das tensões de cada módulo fotovoltaico. A ligação em série é realizada quando se pretende elevar a potência de geração e conservar a magnitude da corrente. A Figura 21 representa esquematicamente a associação em série de n módulos fotovoltaicos.

Figura 21 – Representação esquemática da associação em série de módulos fotovoltaicos.

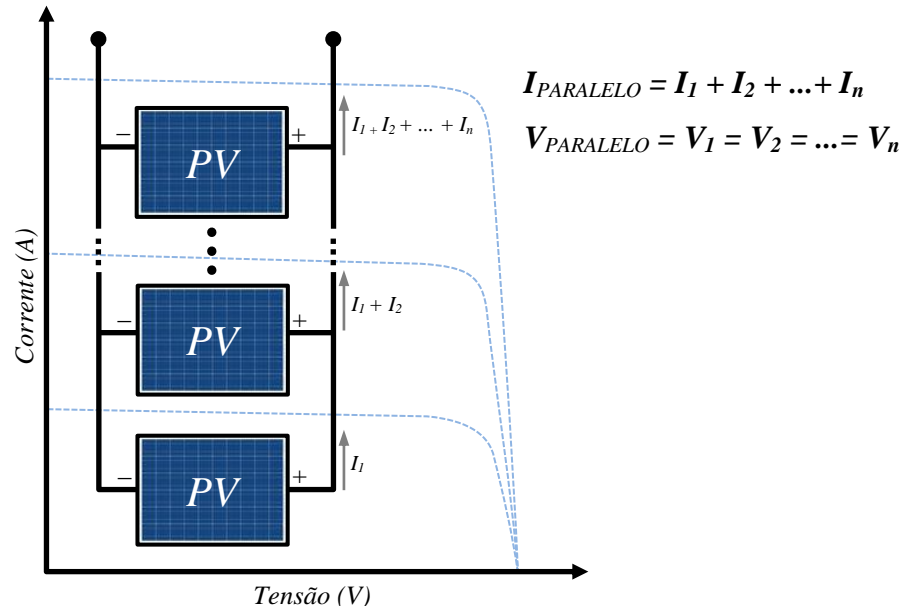


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

▪ Associação paralela de módulos fotovoltaicos

A ligação em paralelo entre módulos fotovoltaicos é realizada quando se pretende elevar a potência elétrica de geração e manter o nível de tensão fixo. Nessa configuração é importante realizar a avaliação das quedas de tensão do circuito em virtude do aumento substancial da corrente. A Figura 22 representa esquematicamente a associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.

Figura 22 – Associação paralela de módulos fotovoltaicos.

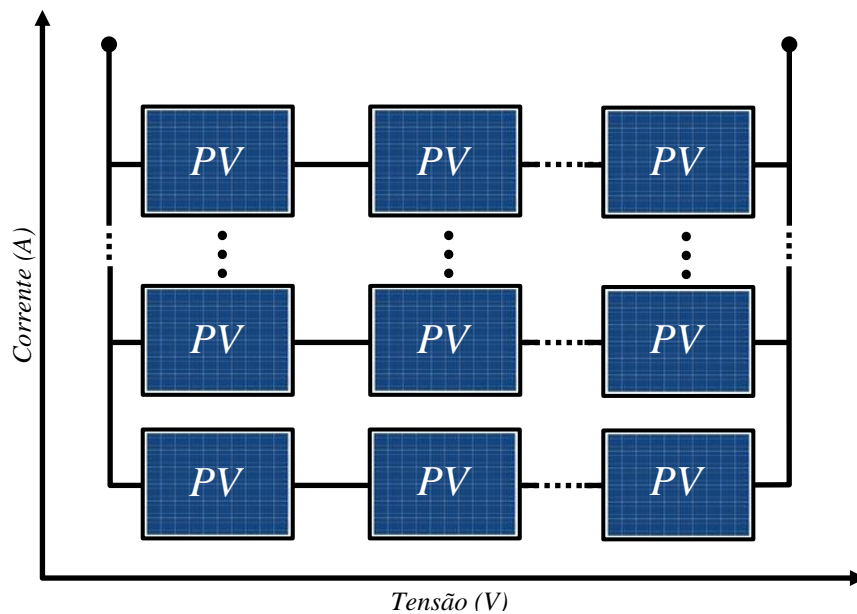


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

▪ **Associação série-paralela de módulos fotovoltaicos**

Quando se trabalha com sistemas fotovoltaicos de potências elevadas, faz-se necessário associar módulos em série e em paralelo a fim de se conseguir valores de tensão e corrente apropriados para a aplicação que se deseja. A Figura 23 representa esquematicamente a associação em série-paralelo de n módulos fotovoltaicos.

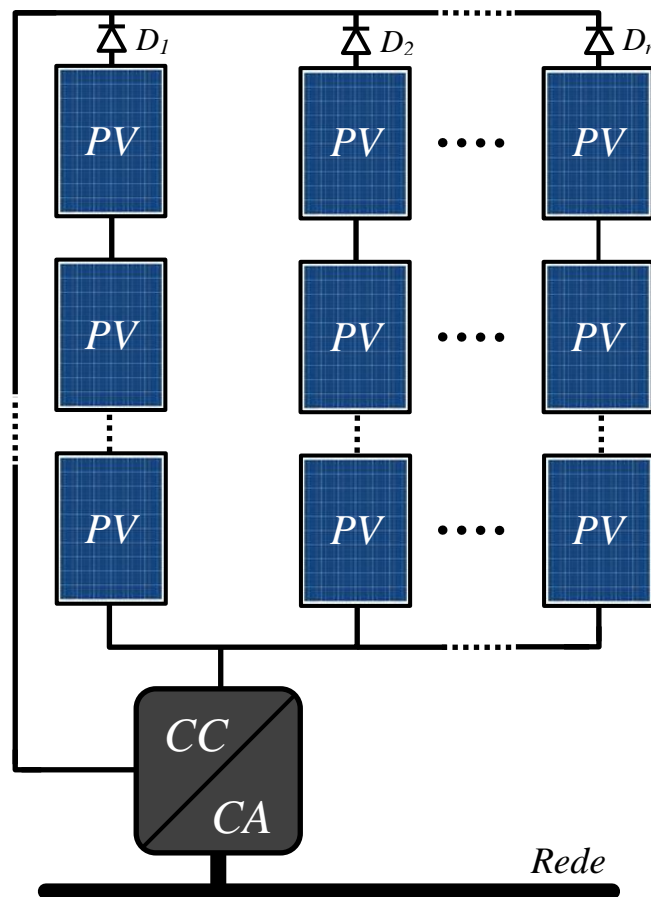
Figura 23 – Associação série-paralela de módulos fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Porém, nas primeiras aplicações de conversores para aproveitamento de energia dos módulos fotovoltaicos era comum a utilização de grandes associações série e paralelo (*multi strings*), concentrados em um único conversor, como mostra a Figura 24, o qual apresentava grande ineficiência devido aos diodos série que precisavam ser inseridos em cada ramo paralelo da associação, para que não houvesse fluxo de energia entre os módulos, e também em virtude da má distribuição de potência entre os mesmos. Além disso, como nesta topologia o algoritmo de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) é único para todo o conjunto de módulos fotovoltaicos, cada ramo pode vir a não operar no ponto de máxima potência, representando perdas de energia (BRITO, 2013).

Figura 24 – Arranjo de inversor centralizado para aplicação com múltiplos módulos.



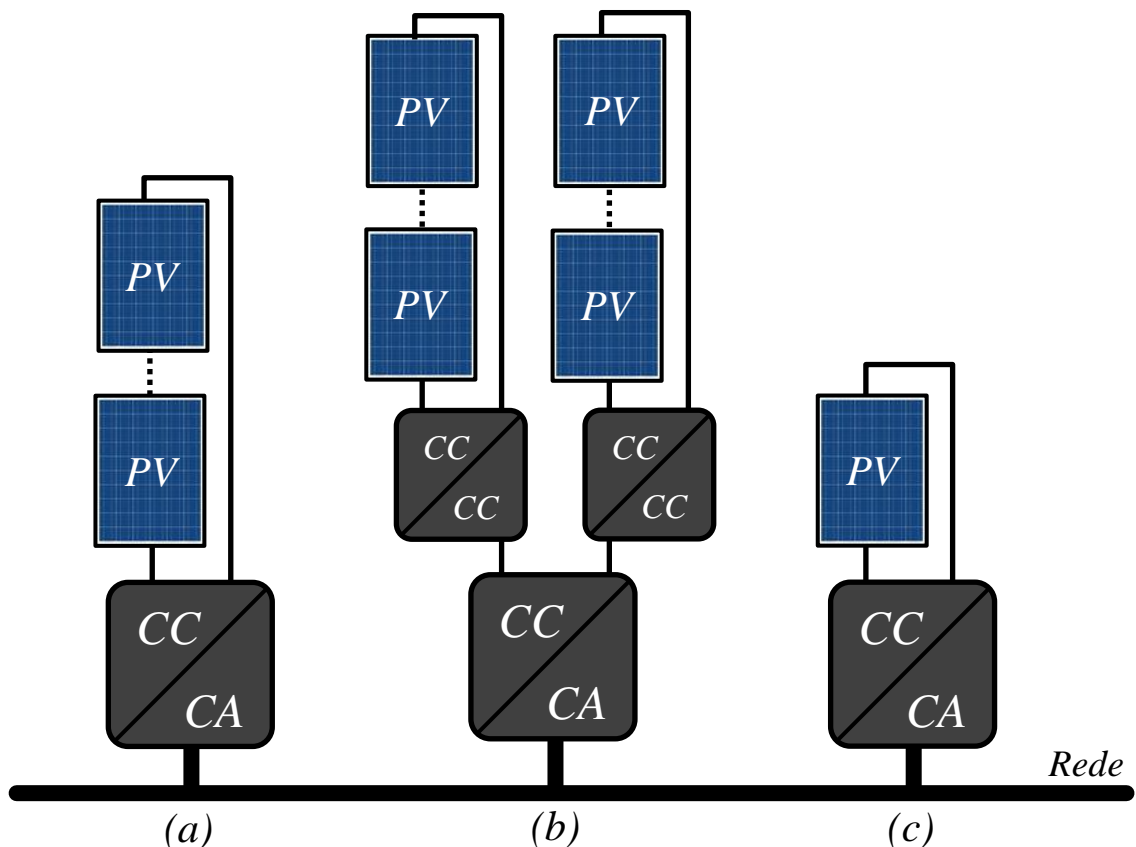
Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

Buscando um melhor aproveitamento da energia captada pelos módulos fotovoltaicos, percebeu-se que a topologia com conjuntos série de painéis, também chamada de *strings*, permite o aumento da eficiência e o melhor aproveitamento da energia, trabalhando mais próximo do ponto ótimo dos painéis sem a necessidade de utilização dos diodos série. O

algoritmo de MPPT é dedicado ao ramo, aumentando assim a eficiência global, conforme ilustra a Figura 25 (a). Esta topologia pode ser otimizada com a associação de poucos painéis em série, aumentando a chance de incidência de radiação solar uniforme entre todos os módulos, minimizando prováveis problemas de sombreamento e maximizando a extração de energia do sistema fotovoltaico. Se a associação série não suprir a tensão necessária para a aplicação, um estágio elevador deve ser inserido antes do estágio inversor.

Outra excelente opção está no uso de inversores com múltiplos ramos, Figura 25 (b), onde cada ramo tem seu conversor CC-CC dedicado com seu próprio algoritmo de MPPT. A saída destes conversores é conectada a um inversor único. O incremento na potência de geração pode ser realizado com a inserção de *strings* nas entradas dos conversores CC-CC da plataforma já existente (BRITO, 2013).

Figura 25 – Principais topologias de arranjos fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

O desenvolvimento dos microinversores, que consistem em um conversor de pequena potência com a integração de estágios, permitindo a elevação da tensão e a conversão para CA em uma única estrutura de potência, buscando aumento de eficiência e redução de custos.

Com a integração de estágios e a integração com o painel fotovoltaico, tem-se o chamado módulo CA, onde as placas podem ser diretamente conectadas à rede, como mostra a Figura 25 (c). Nesta concepção, eliminam-se as perdas por falta de compatibilidade entre os módulos e permite o ajuste ótimo entre o painel e o inversor. Contudo, o grande desafio é conceber novos conversores que sejam capazes de amplificar a pequena tensão disponível com potências elevadas e alta eficiência (BRITO, 2013).

3.5 CATEGORIAS DE GDFV

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser centralizados, constituindo usinas de geração de energia elétrica, ou micro e minissistemas descentralizados de GD instalados em qualquer tipo de consumidor. Estes sistemas atuam como fonte complementar ao sistema elétrico ao qual estão conectados e sua classificação está em função da capacidade de produção de energia, segundo as definições utilizadas por (ANEEL, 2015a):

- **Usinas de geração:** potência acima de 5MW;
- **Minigeração:** Potência instalada acima de 75kW até 5MW;
- **Microgeração:** Potência instalada até 75kW.

3.5.1 Usina de geração fotovoltaica

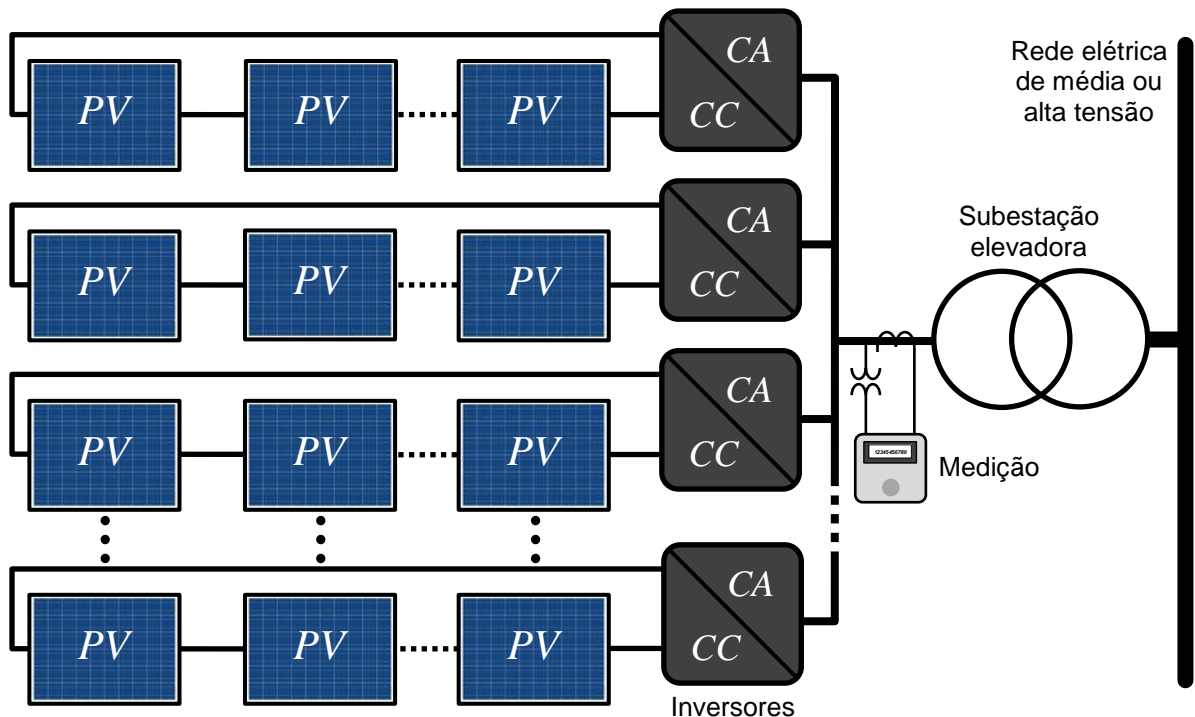
As usinas fotovoltaicas conectadas à rede caracterizam-se pela geração de energia de forma centralizada, com potência acima de 5MW, normalmente instaladas fora dos grandes centros de consumo tendo em vista a necessidade de ocupação de grandes áreas, necessitando de conexão ao sistema de transmissão ou distribuição de energia elétrica.

Ao contrário da integração urbana dos geradores fotovoltaicos em edificações, onde o preço da geração solar deve ser comparado com a tarifa que o consumidor final paga para a sua distribuidora, uma usina solar fotovoltaica centralizada tem que competir com o preço de geração centralizada das fontes convencionais de produção de eletricidade no Brasil, onde os custos por kW gerado são muito menores quando comparado com geração através de sistemas fotovoltaicos. O Brasil apresenta um dos maiores potenciais para a aplicação da tecnologia solar do planeta. Seja na forma de telhados solares fotovoltaicos dispersos, ou em usinas solares fotovoltaicas centralizadas, a geração de eletricidade solar deve passar a compor a matriz elétrica brasileira nos próximos anos de forma cada vez mais expressiva.

A matriz elétrica brasileira é predominantemente de base hídrica e existe grande complementaridade entre a disponibilidade de sol para a geração fotovoltaica e água para a geração hidrelétrica.

Neste sentido, a geração solar fotovoltaica pode ser considerada também como uma medida de conservação de energia, uma vez que os geradores solares espalhados pelos telhados de todo o país podem contribuir para economizar água nas barragens das usinas hidrelétricas, aumentando a robustez e confiabilidade do sistema elétrico nacional. A Figura 26 ilustra a topologia básica de uma usina fotovoltaica.

Figura 26 – Usina de geração fotovoltaica conectada ao sistema elétrico.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.5.2 Sistemas de minigeração fotovoltaica

Os sistemas de minigeração fotovoltaica são aqueles normalmente instalados em consumidores comerciais e industriais, com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 5 MW, limitada à carga instalada da unidade consumidora, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou limitada à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A, com possibilidade de aumento de potência conforme abordado no item 3.2.5.

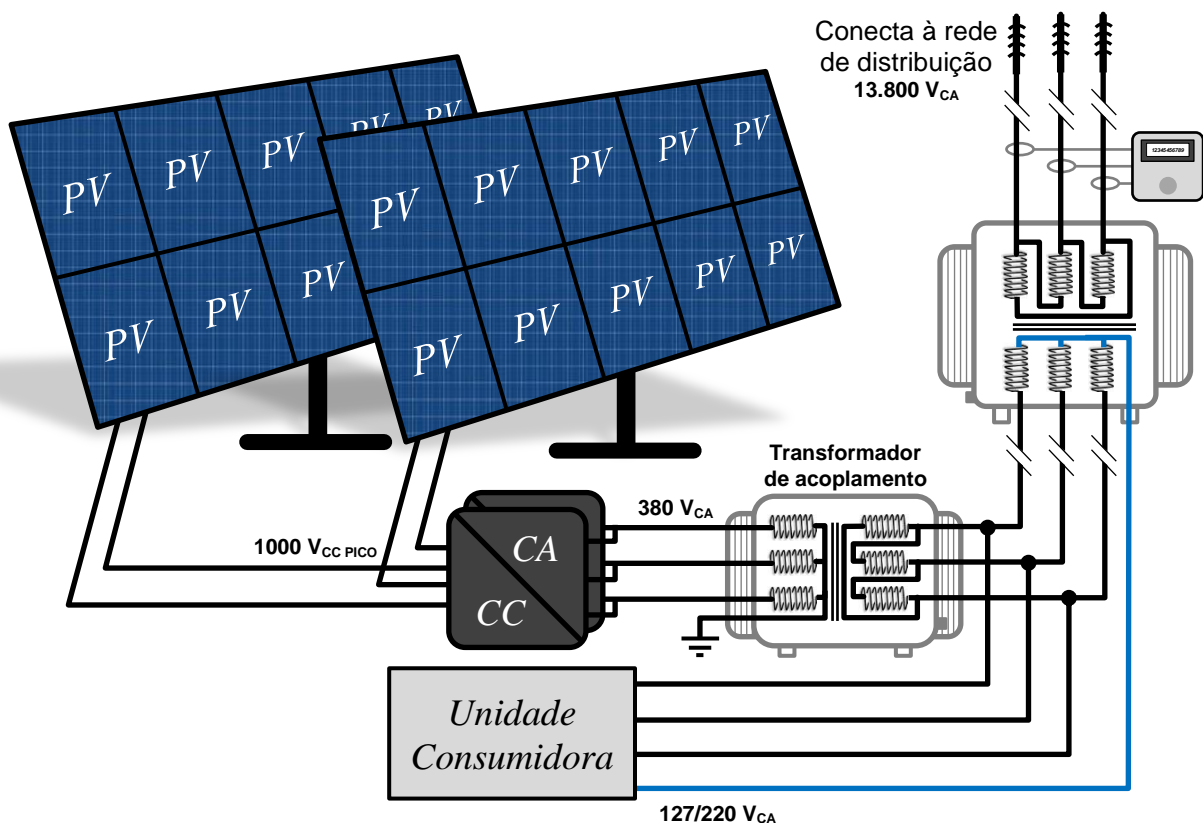
Como a tensão de saída dos inversores de minigeração possui valor convenientemente elevado, faz-se necessária a utilização de um transformador de acoplamento para reduzir o

nível de tensão ao valor compatível de alimentação das cargas da unidade consumidora, bem como possibilitar o acoplamento com a rede de distribuição.

O princípio de funcionamento é basicamente o mesmo para os sistemas de microgeração e minigeração fotovoltaica. No período diurno a potência gerada atende a unidade consumidora local e um eventual excedente de geração é injetado na rede de distribuição, cedido à distribuidora local a título de empréstimo gratuito. No período noturno, os créditos excedentes gerados durante o dia retornam para a alimentação da unidade consumidora cujo os créditos foram gerados ou de outra unidade consumidora de titularidade diferente, desde que previstos no princípio de compensação de energia elétrica, abordado anteriormente no item 3.2.5.

A Figura 27 ilustra a conexão de um sistema de minigeração fotovoltaica à rede de média tensão, com subestação própria, utilizando transformador de acoplamento conectado em triângulo no lado da concessionária e em estrela aterrado no lado da geração, isolando assim os sistemas da propagação de sequência zero, bem como limitando a injeção de corrente contínua eventualmente gerada pelos inversores na rede de distribuição de energia elétrica.

Figura 27 – Sistema de minigeração fotovoltaica conectada à rede de MT.

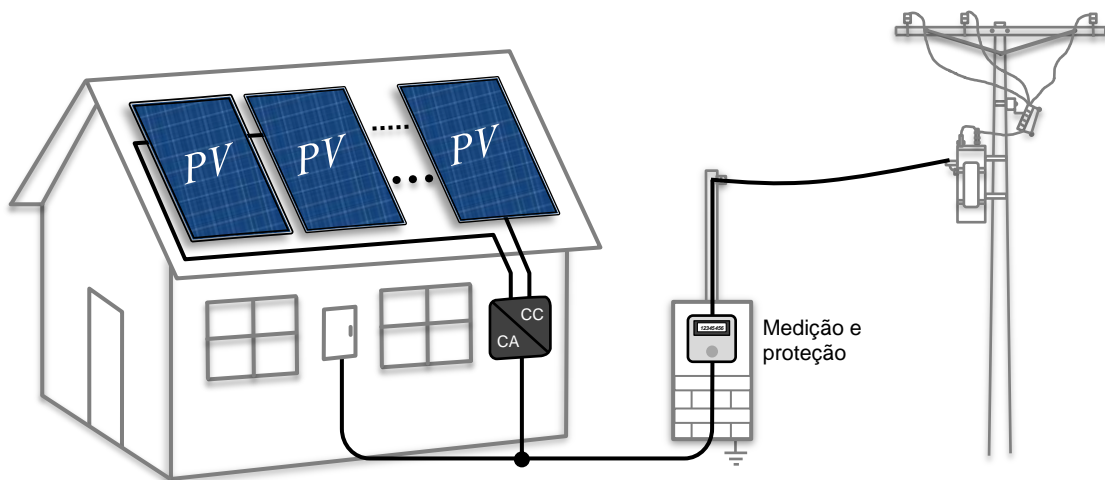


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.5.3 Sistemas de microgeração fotovoltaica

Os sistemas de microgeração fotovoltaica são pequenos sistemas, com potência até 75kW, instalados em locais de menor consumo de eletricidade. Nesta categoria encaixam-se, normalmente, os sistemas fotovoltaicos instalados nos telhados de residências, que podem suprir totalmente o consumo de eletricidade e tornar a residência autossuficiente em energia elétrica. A Figura 28 ilustra um sistema de microgeração distribuída.

Figura 28 – Sistema de microgeração fotovoltaica conectada à rede em BT.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.6 IMPACTOS DA GDFV NO SISTEMA ELÉTRICO

A conexão de GDFV no sistema de distribuição, quando bem planejada, pode trazer benefícios tanto para as concessionárias de energia como para o produtor. Porém, pode apresentar, também, impactos significantes no fluxo de potência, no perfil de tensão e, portanto, na qualidade da energia fornecida pelo sistema elétrico no qual está conectada.

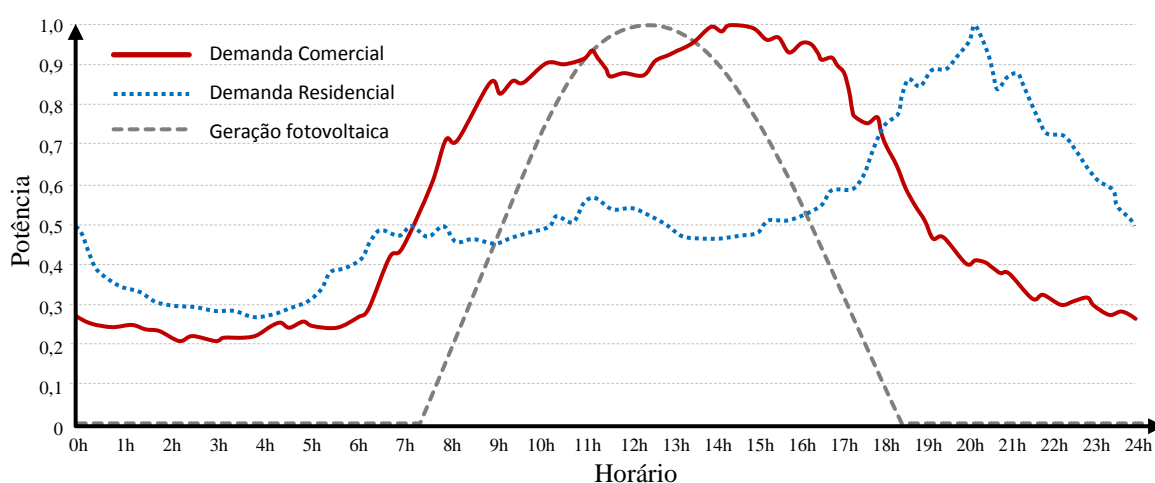
3.6.1 Fluxo de potência reverso

No sistema de geração centralizada convencional, o fluxo de potência é proveniente dos mais altos níveis de tensão para os mais baixos, com o fluxo da rede em sentido unidirecional, fazendo com que as unidades consumidoras tenham comportamento estritamente passivo. Com a introdução da GDFV no sistema de distribuição, verifica-se uma mudança no sentido do fluxo, principalmente nas situações onde a geração é maior que o consumo. Portanto, as unidades consumidoras passam a se comportar de forma ativa, utilizando a rede de distribuição em ambos os sentidos durante o período do dia. Por outro lado, no período

noturno, os geradores fotovoltaicos deixam de fornecer energia e as unidades consumidoras com sistema de GDFV voltam a se comportar de forma passiva. Essa mudança no fluxo de potência é um fator de extrema importância por parte dos órgãos de regulamentação e das empresas de distribuição, e pode ser considerada a temática de maior relevância quanto a impactos da conexão de GD, uma vez que, ao surgir um fluxo em outra direção e sentido, pode afetar diretamente a operação da rede existente por não considerar o fluxo reverso no seu ajuste original de proteção (SHAYANI, 2010).

A inversão do fluxo de potência pode ser exemplificada considerando as curvas de carga típicas de unidades consumidoras residenciais e comerciais com GDFV, e também a irradiância solar no local em estudo (Figura 29). Neste exemplo, a demanda máxima, tanto comercial quanto residencial, vale 1 (pu). A irradiância solar, também nessa mesma escala, apresenta potência máxima equivalente a 1 (pu). A utilização da GDFV faz com que, durante determinado horário do dia, a potência das cargas seja negativa, indicando que o excedente de potência produzido pela GDFV é injetado na rede de distribuição, fluindo em sentido reverso.

Figura 29 – Valores típicos de demandas residenciais, comerciais para GDFV.

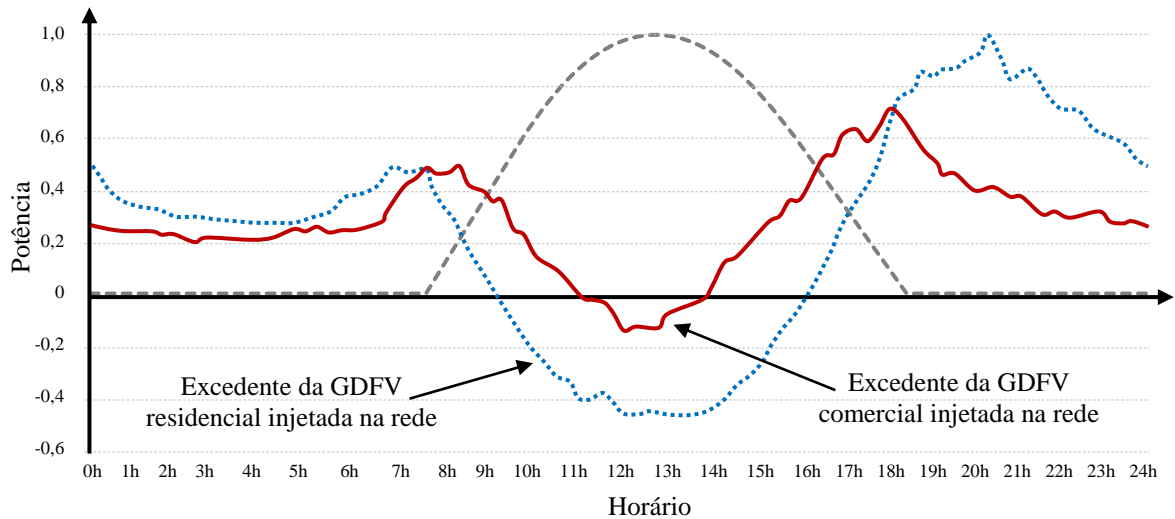


Fonte: adaptado de (SHAYANI, 2010).

A instalação de GDFV permite o alívio de alimentadores de distribuição, reduz as perdas de distribuição e pode aliviar a demanda de certas instalações nos momentos de pico de consumo de energia, onde o custo da energia é elevado. Porém, especificamente em GDFV residenciais, onde o período de pico da geração fotovoltaica raramente coincide com o pico de consumo da residência, pode ocorrer que a produção seja muito maior que o consumo nesse período. Esse aspecto pode se tornar um problema em alimentadores que possuam muitas unidades de GDFV com excedente de produção, causando elevações de tensão que podem

superar os limites admissíveis, tal como os estabelecidos pela resolução N° 505/2001 da ANEEL, causando a desconexão dos inversores por proteção de sobretensão ou sobrefrequência. Na Figura 30 é possível analisar as demandas residenciais e comerciais negativas, quando a GDFV é utilizada injetando potência na rede de distribuição.

Figura 30 – Demandas residenciais e comerciais para GDFV com excedente de produção.

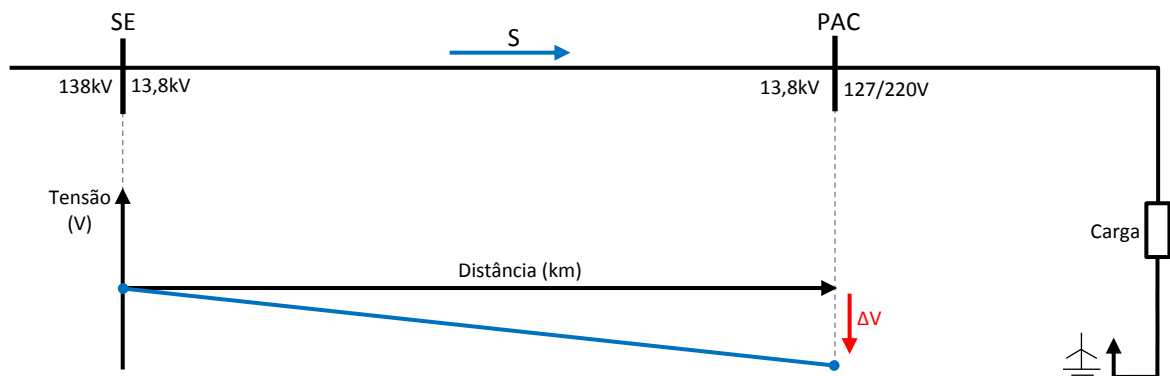


Fonte: adaptado de (SHAYANI, 2010).

3.6.2 Regulação de tensão

A regulação de tensão é uma característica intrínseca da rede elétrica. Em um sistema de geração centralizada, geralmente a tensão é mais elevada próximo ao gerador e mais reduzida perto da carga, com a respectiva queda de tensão nas redes de transmissão e distribuição, conforme ilustra a Figura 31.

Figura 31 – Queda de tensão em um sistema de distribuição convencional

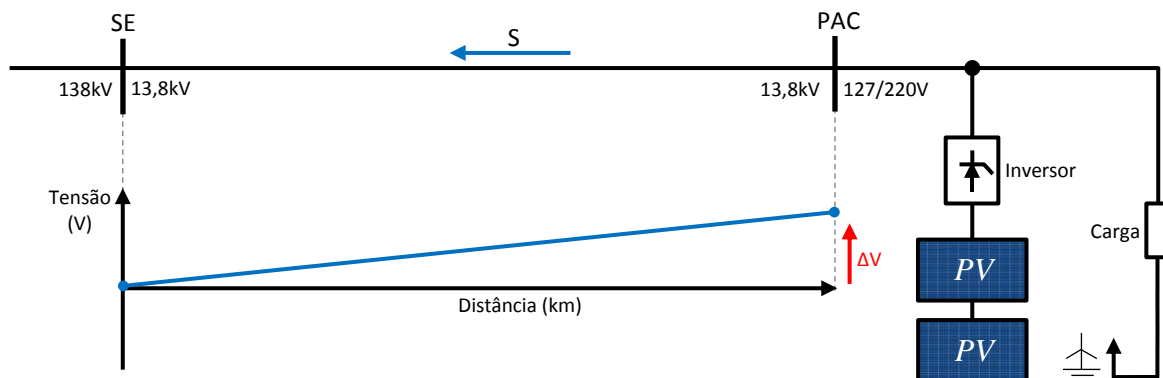


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Técnicas para melhorar a regulação incluem mudança na relação de transformação de transformadores e chaveamento de bancos de capacitores, visando garantir que a tensão fique dentro de uma faixa adequada de valores. Com a presença de sistemas de GDFV, parte da potência requerida pela carga é suprida localmente. Assim, a corrente que flui pela rede de distribuição é reduzida, diminuindo a queda de tensão. Logo, os sistemas fotovoltaicos podem atuar como reguladores de tensão para compensar quedas de tensão em situações de carga pesada.

Outra análise pode ser realizada considerando um ramal de distribuição com forte presença de GDFV. No período do dia com máxima radiação solar acontece também o pico de produção fotovoltaica em todos os sistemas ao mesmo tempo, diferentemente do que ocorre com o consumo de energia. Nestas condições, como a produção é maior que o consumo, o fluxo de potência estaria em sentido reverso e, de acordo com Matos (2013), nota-se a elevação no perfil da tensão no PAC, conforme ilustra a Figura 32, porém sem violar os limites normatizados devido os inversores contarem com proteção de sobretensão da rede, desconectando-se caso os limites sejam violados. Assim, a energia produzida em excesso pelos sistemas de GDFV pode ser direcionada para outros alimentadores vizinhos, considerando que o fluxo de potência bidirecional esteja previsto na rede, evitando o comprometimento da segurança e a estabilidade do sistema elétrico.

Figura 32 – Elevação da tensão em um sistema de distribuição com GDFV



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por outro lado, caso a GDFV supra uma parcela considerável da carga do alimentador de distribuição, sua desconexão súbita faz com que a corrente necessária para continuar suprindo o sistema seja completamente fornecida pela geração central, o que aumenta instantaneamente a queda de tensão no ramal. Considerando que os equipamentos de regulação de tensão utilizados pela concessionária, tais como mudança de relação de

transformação de transformadores sob carga e chaveamento de bancos de capacitores, tenham sido ajustados com base na presença da GDFV como dispositivo regulador de tensão, pode levar alguns minutos, na melhor das hipóteses, entre o processo de identificação e correção destes parâmetros, fazendo com que a tensão fique fora da faixa adequada de fornecimento (SHAYANI, 2010).

3.7 CONEXÃO COM A REDE

Conforme (ANEEL, 2015a), centrais geradoras de energia elétrica com até 5MW que estejam instaladas em unidades consumidoras podem se conectar à rede de distribuição de eletricidade de forma simplificada, sem a necessidade de contratos de uso e conexão, necessários para as usinas convencionais. A forma de conexão da unidade de GD ao sistema elétrico é definida pelas concessionárias durante a elaboração de seu respectivo parecer de acesso. Essa definição leva em conta a Resolução Normativa ANEEL N° 687 e os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Tais regras são importantes para prevenir o acoplamento de plantas geradoras que venham a prejudicar a qualidade ou disponibilidade do sistema elétrico.

Para a conexão de unidades de GDFV ao sistema elétrico, devem-se cumprir requisitos de sincronismo, não podendo ser conectada de forma arbitrária. Os valores de tensão, frequência e ângulo de fase entre as grandezas geradas pelo GDFV e as grandezas da rede de distribuição devem ser idênticos ou estar dentro de limites estreitos de tolerância, caso contrário essa conexão pode não ocorrer ou provocar danos aos inversores, condutores, e equipamentos alimentados.

3.8 PONTO DE CONEXÃO

Para os sistemas de microgeração distribuída, o ponto de conexão é o mesmo da unidade consumidora, sendo vedada a modificação do ponto de conexão da unidade consumidora exclusivamente em função da instalação da geração.

Para os casos de aumento da potência disponibilizada, a distribuidora pode exigir a adequação do padrão de entrada da unidade consumidora em função da eventual necessidade de substituição do sistema de medição existente, caso detecte inviabilidade técnica para instalação do novo sistema de medição no padrão de entrada existente.

A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela distribuidora em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente (ANEEL, 2015a).

O módulo 3 do PRODIST indica os requisitos mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída à rede elétrica da concessionária. Esses critérios dependem da potência de cada fonte de geração, conforme Tabela 8.

Tabela 8 – Requisitos de proteção em função da potência instalada.

| EQUIPAMENTO | POTÊNCIA INSTALADA | | |
|---|-------------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| | Até 75kW | 75kW a 500kW | 500kW a 5MW |
| ELEMENTO DE DESCONEXÃO ⁽¹⁾ | Sim | Sim | Sim |
| ELEMENTO DE INTERRUPÇÃO ⁽²⁾ | Sim | Sim | Sim |
| TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO | Não | Sim | Sim |
| PROTEÇÃO DE SUB E SOBRETENSÃO | Sim ⁽³⁾ | Sim ⁽³⁾ | Sim |
| PROTEÇÃO DE SUB E SOBREFRÊNCIA | Sim ⁽³⁾ | Sim ⁽³⁾ | Sim |
| PROTEÇÃO CONTRA DESEQUILÍBRIO DE CORRENTE | Não | Não | Sim |
| PROTEÇÃO CONTRA DESBALANÇO DE TENSÃO | Não | Não | Sim |
| SOBRECORRENTE DIRECIONAL | Não | Não | Sim |
| SOBRECORRENTE COM RESTRIÇÃO DE TENSÃO | Não | Não | Sim |
| RELÉ DE SINCRONISMO | Sim | Sim | Sim |
| ANTI-ILHAMENTO | Sim | Sim | Sim |
| ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO | Não | Sim ⁽⁴⁾ | Sim ⁽⁴⁾ |
| MEDIÇÃO | Medidor bidirecional ⁽⁶⁾ | Medidor de quatro quadrantes | Medidor de quatro quadrantes |
| ENSAIOS | Sim ⁽⁵⁾ | Sim ⁽⁵⁾ | Sim ⁽⁵⁾ |

(1), (2), (3), (4), (5) e (6) são detalhadas em (ANEEL, 2015b).

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2015b).

Para os sistemas de GDFV, as proteções relacionadas na Tabela 8 podem estar inseridas nos inversores, sendo a redundância de proteções desnecessária para sistema de microgeração distribuída.

3.9 REQUISITOS DE QUALIDADE E SEGURANÇA PARA CONEXÃO À REDE

Como os inversores de conexão à rede são os responsáveis pelo condicionamento da potência elétrica gerada, estes devem interagir com a rede de maneira a não prejudicar sua

confiabilidade, bem como entregar a energia com padrões mínimos de qualidade da energia elétrica, com finalidade de manter os parâmetros elétricos de tensão e corrente dentro das faixas normais de operação. Os requisitos de qualidade e segurança para sistemas de GDFV são embasados, de forma consensual, entre as normas técnicas de todas concessionárias brasileiras, cujo conteúdo normativo permanece em plena concordância entre si, sendo normalmente baseadas em algumas referências normativas internacionais.

▪ **Tensão em regime permanente**

Os sistemas de GD normalmente não regulam tensão, e sim a corrente injetada na rede. Portanto, a faixa operacional normal de tensão do sistema de GD é selecionada como uma função de proteção, que responde às condições anormais da rede. São previstos valores máximo e mínimo da tensão e, dentro de tal intervalo, o inversor deve operar normalmente. Em situações que a tensão saia dos limites, o inversor deve se desconectar. O tempo de desconexão depende do desvio da tensão, conforme a tabela 9.

Tabela 9 – Tempo máximo de resposta do inversor para valores de tensão no PAC

| TENSÃO RMS NO PAC | TEMPO MÁXIMO PARA CESSAR A ENERGIZAÇÃO |
|--------------------------|--|
| $V < 80\%$ | 24 ciclos |
| $80\% \leq V \leq 110\%$ | Operação Normal |
| $V > 110\%$ | 12 ciclos |

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

De acordo com (ANEEL, 2015a), o inversor que se conecta à rede de distribuição, em baixa tensão, é responsável apenas pela injeção de potência ativa e não deve ter qualquer ação intencional sobre o valor da tensão no PAC, o que impede o uso multifuncional do inversor. Esta restrição subutiliza o potencial do inversor para prestação de serviços ancilares à rede, como compensação de correntes harmônicas e de energia reativa (POMILIO, 2002).

▪ **Faixa operacional da frequência**

Os sistemas de GDFV devem operar sincronizados com a rede. Enquanto a frequência da rede estiver dentro de certos limites, isso é entendido como uma situação normal. Ao sair da faixa permitida, o entendimento é que houve alguma perturbação e que, portanto, o inversor deve desconectar o sistema de geração local. De acordo com a norma internacional

IEEE 1547, a faixa de operação é de 59.3Hz a 60.5Hz, sendo que o inversor deve cessar o fornecimento em no máximo 6 ciclos após o início da condição anormal.

No tocante à legislação nacional, a norma ABNT NBR 16.149/2013 rege que no momento em que a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema de geração distribuída deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 12 ciclos de frequência. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9 Hz, respeitando o tempo de reconexão de 20 a 300 segundos, definido pela concessionária.

Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema de geração distribuída deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação (16):

$$\Delta P = [f_{REDE} - (f_{NOMINAL} + 0,5)] \cdot R \quad (16)$$

Sendo:

- ΔP é variação da potência ativa injetada (em %) em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz;
- f_{REDE} é a frequência da rede;
- $f_{NOMINAL}$ é a frequência nominal da rede;
- R é a taxa de redução desejada da potência ativa injetada, expressa em porcentagem por hertz, ajustada em - 40 %/Hz. A resolução da medição de frequência deve ser $\leq 0,01$ Hz.

Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa a frequência da rede reduzir, o sistema de geração distribuída deve manter o menor valor de potência ativa atingida durante o aumento da frequência. O sistema de geração distribuída só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa 60 Hz \pm 0,05 Hz, por no mínimo 300 segundos. Quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema de geração distribuída deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 12 ciclos. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão de 20 a 300 segundos, dependendo de cada concessionária.

▪ **Injeção de corrente contínua na rede**

A presença de níveis CC normalmente se deve à falha no sincronismo das chaves semicondutoras de conversores, apresentando um pequeno desequilíbrio entre os semiciclos positivo e negativo da tensão, resultando em média diferente de zero. O deslocamento da

tensão média para um determinado valor, diferente de zero, é considerado como presença de nível CC no lado CA, o qual, por depender apenas da resistência do circuito, pode levar a um elevado valor CC na corrente, podendo trazendo grande prejuízo aos equipamentos da rede. Nos elementos eletromagnéticos, como transformadores, resulta em um aumento das perdas e da distorção harmônica, emissão de ruído sonoro devido ao desequilíbrio que provoca na magnetização dos mesmos, além de afetar o acionamento de dispositivos de proteção e introduzir erros de leitura em medidores de energia. Cargas indutivas, como motores de indução, podem ter seu desempenho prejudicado pelo aumento das perdas por histerese devido à saturação magnética. Várias normas estabelecem os limites de injeção de corrente contínua na rede, com valores absolutos variando entre 20 mA a 1 A (PRIEB, 2011). A Tabela 10 apresenta estes limites de acordo com as normais de alguns países.

Tabela 10 – Limites de injeção de corrente contínua na rede de distribuição.

| NORMA | PAÍS | LIMITE DE INJEÇÃO DE CC |
|------------------|---------------|----------------------------------|
| DIN VDE 0126-1-1 | Alemanha | 1 A |
| AS 4777.2 | Austrália | 0,5% da corrente nominal ou 5 mA |
| IEEE 1547 | USA | 0,5% da corrente nominal |
| ER G83/1 | Inglaterra | 20 mA |
| IEC 61727 | Internacional | 1% da corrente nominal |

Fonte: Adaptado de (PRIEB, 2011).

A normatização Brasileira, regulamentado pela norma ABNT NBR 16.149/2013, orienta que o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede em 1 segundo se a injeção de componente CC na rede elétrica for superior a 0,5% da corrente nominal do inversor. A norma ressalta que para sistemas fotovoltaicos com transformador em 60 Hz não há necessidade de proteções adicionais para atender a este requisito (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, 2013).

▪ Distorção Harmônica

A distorção harmônica total da corrente de saída do sistema fotovoltaico deve ser inferior a 5% da corrente fundamental em condições nominais de operação (ABNT, 2013). Cada componente harmônica individual deve ser limitada aos valores apresentados na Tabela 11, sendo que esses limites são referentes à porcentagem da corrente fundamental em

condições nominais. Além disso, as harmônicas pares presentes em cada faixa destacada devem ser menores do que 25% do valor listado para as harmônicas ímpares.

Tabela 11 – Limites de distorção harmônica individual de corrente.

| HARMÔNICAS ÍMPARES | LIMITE DE DISTORÇÃO |
|--------------------|---------------------|
| 3° - 9° | 4,0% |
| 11° - 15° | 2,0% |
| 17° - 21° | 1,5% |
| 23° - 33° | 0,6% |
| HARMÔNICAS PARES | LIMITE DE DISTORÇÃO |
| 2° - 8° | 1,0% |
| 10° - 32° | 0,5% |

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

▪ Fator de Potência

Os inversores com controle de corrente utilizados em sistemas fotovoltaicos são capazes de regular a defasagem entre a corrente CA de saída em relação à tensão da rede. Na grande maioria das GDFV, essa defasagem é regulada de modo que o fator de potência seja próximo do valor unitário, ou seja, o ângulo da corrente em fase com a tensão da rede. Em muitos casos, o valor unitário não é atingido devido à influência da distorção harmônica da corrente de saída dos inversores no valor do fator de potência.

A norma Brasileira ABNT NBR 16.149/2013 recomenda que os sistemas de GD devam ser capazes de operar dentro das seguintes faixas de fator de potência quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do gerador, conforme pode ser analisado na Tabela 12.

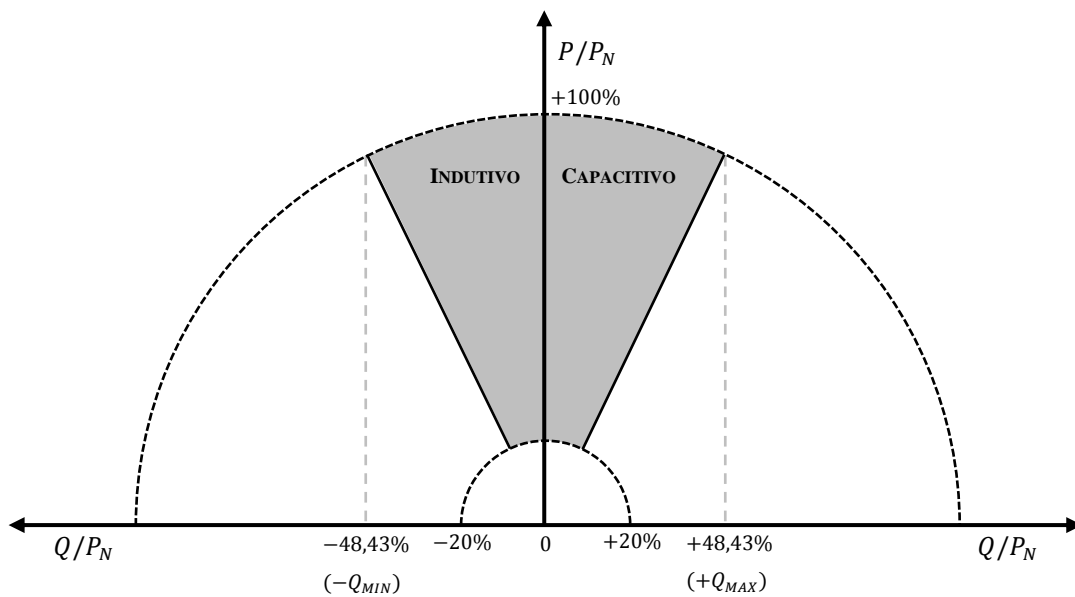
Tabela 12 – Limite de fator de potência para GDFV.

| POTÊNCIA DO INVERSOR | AJUSTE DE FÁBRICA | TOLERÂNCIA À VARIAÇÃO DO FP |
|----------------------|--------------------------|-------------------------------|
| ATÉ 3kW | FP unitário | 0,98 (indutivo ou capacitivo) |
| ENTRE 3kW E 6 kW | FP unitário | 0,95 (indutivo ou capacitivo) |
| MAIOR QUE 6 kW | FP unitário ou Ajustável | 0,90 (indutivo ou capacitivo) |

Fonte: adaptado de (ABNT, 2013).

Após uma mudança na potência ativa, o sistema de geração distribuída deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente para corresponder ao FP predefinido. Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 segundos. A Figura 33 ilustra a faixa de operação do fator de potência para inversores com potência acima de 6kW, ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo (ABNT, 2013).

Figura 33 – Limites operacionais de fator de potência para sistemas acima de 6kW



Fonte: (ABNT, 2013)

- “±20%” é o limite inferior de potência ativa gerada/consumida em que inversor pode operar com FP abaixo do especificado pela norma;
- “±48,58%” são os limites de operação do FP do inversor, quando a potência ativa gerada/consumida está acima de ±20%, detalhado na equação (17).

$$\cos \varphi = \frac{CA}{Hip} \rightarrow \tan \varphi = \frac{CO}{CA} \rightarrow \tan \varphi = \frac{48,43}{100} \rightarrow \varphi = 25,91 \rightarrow \cos \varphi = 0,90 \quad (17)$$

4 INVERSORES APLICADOS À GDFV

4.1 PRINCÍPIO DE OPERAÇÃO

O inversor é o elemento responsável pela conversão estática da potência elétrica em corrente contínua, fornecida pelo gerador fotovoltaico, em potência elétrica em corrente alternada. Além da conversão, o inversor é responsável pelo condicionamento da energia proveniente do gerador fotovoltaico, com características similares à da rede elétrica em que irá operar em paralelo, como tensão, frequência, forma de onda e QEE, bem como realizar o sincronismo, acoplamento e gerenciamento da conexão. Além do mais, incorpora algumas funções de controle que influem notavelmente no funcionamento do conjunto da GDFV, como seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico, conexão e desconexão da rede em função das condições desta e da radiação incidente sobre o gerador fotovoltaico, detecção de perdas de isolamento, entre outras funções que variam de acordo com cada projeto (MACÊDO, 2006).

4.2 CARACTERÍSTICAS FUNCIONAIS DE INVERSORES DE GDFV

As características funcionais de cada equipamento são desenvolvidas para atender a exigência de cada aplicação, aliado com a qualidade do sinal de saída pretendido e o equilíbrio do custo-benefício. Dessa forma, a classificação dos inversores fotovoltaicos, relacionadas ao aspecto funcional, pode ser definida sob seis critérios:

1. Quanto ao princípio de operação, diferenciados entre conectados a rede, isolados ou conectados à rede com apoio de baterias;
2. Quanto à isolação galvânica, utilizando transformadores em alta-frequência, transformadores em baixa-frequência ou projetos sem transformadores;
3. Quanto ao número de estágios CC e CA;
4. Quanto à localização do capacitor de desacoplamento;
5. Quanto à estratégia de controle, distinguindo-se entre inversores que operam como fonte de corrente ou como fonte de tensão;
6. Quanto ao número de fases de saída, podendo ser monofásicos, bifásicos ou trifásicos;

4.2.1 Princípio de operação

Quanto ao princípio de operação, estes podem ser de três formas: inversores conectados à rede (*Grid-Tie inverters*), inversores autônomos (*Stand-Alone inverters*), ou inversores conectados à rede com apoio de baterias (*Battery backup inverters*).

- **Inversores conectados à rede:** Essa classe de inversor, também conhecida como *Line-Commutated Inverter (LCI)*, é projetada para operar somente quando a presença de sinal da rede elétrica de distribuição da concessionária, para garantir a desconexão e desligamento do inversor de maneira segura, além de evitar sua operação no modo autônomo (ilhado). Para inversores de GDFV são utilizados IGBTs (*Insulated gate bipolar transistor*) ou MOSFETs (*Metal oxide semiconductor field effect transistor*) como dispositivos de controle de condução, operando em PWM (modulação por largura de pulso), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída.
- **Inversores autônomos:** Nessa configuração, os dispositivos de controle de condução podem ser postos em condução ou em corte e qualquer instante do ciclo por meio de um terminal de controle independente, sem a necessidade de um sinal externo para sincronismo. O que caracteriza esta topologia é a presença do dispositivo fotovoltaico como única fonte de energia e a necessidade de baterias estacionárias para o fornecimento de energia no período noturno, bem como do controlador de carga para não permitir danos na bateria por sobrecarga ou descarga profunda.
- **Conectados à rede com apoio de baterias:** Esta topologia acumula as características de operação dos inversores conectados à rede e dos inversores autônomos. Quando há presença da rede da concessionária e insolação, o inversor injeta a potência de geração no ponto de acoplamento, bem como no carregamento as baterias estacionárias. Em momentos de falta energia da distribuidora, utiliza a energia do gerador fotovoltaico e/ou das baterias para alimentar um conjunto selecionado de cargas da edificação.

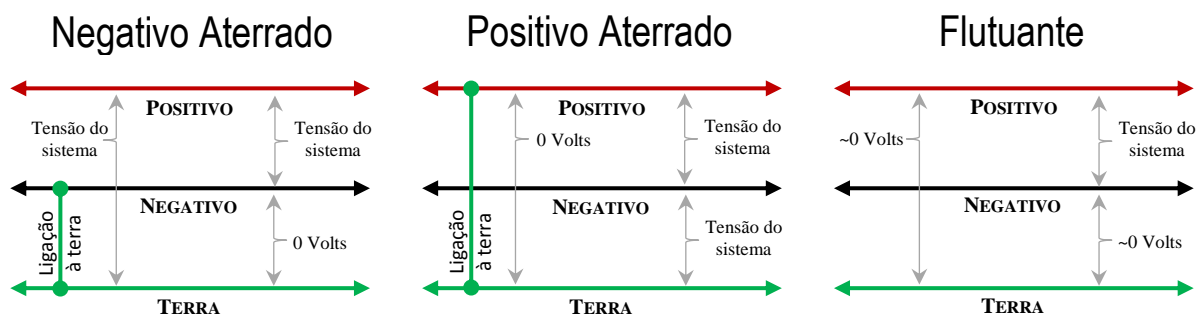
4.2.2 Isolação galvânica

O isolamento galvânico é uma metodologia utilizada para separar circuitos que devem se comunicar, mas devido aos seus aterramentos estarem em diferentes potenciais, excitam o fluxo de corrente indesejada pela terra. O isolamento galvânico é realizado com a utilização de um transformador, que isola eletricamente os subsistemas de corrente contínua e corrente alternada do inversor sem interromper o fluxo de potência, que é realizado somente por

indução eletromagnética, e deve atender a princípios de segurança que evitem: a circulação de corrente de fuga entre o sistema e a terra devido à necessidade de aterramento de um dos condutores de corrente contínua, seja o positivo ou negativo; a circulação de correntes de fuga entre o sistema e a terra originada pela presença de capacitâncias parasitas; e impedir a injeção de corrente contínua na rede de distribuição.

A topologia de inversores com isolamento galvânica permite atender a um requisito necessário para alguns tipos de módulos, que exigem que o condutor positivo ou negativo seja aterrado devido a eventuais ganhos de eficiência do sistema relacionado à suas características construtivas ou devido à degradação das células fotovoltaicas, como no caso de sistemas baseados em módulos de filmes finos (*DHERE, 2005*). De fato, a necessidade de aterrar um dos condutores se resume a escolhas de equipamentos específicos. A Figura 34 ilustra as três configurações de aterramento CC para arranjos fotovoltaicos.

Figura 34 – Configurações de aterramento para arranjos fotovoltaicos



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Se nenhum dos condutores, positivo ou negativo, forem aterrados a diferença de potencial (DDP) entre ambos e a terra deve valer aproximadamente zero volts devido à inexistência de um caminho de baixa impedância para corrente de circular entre os módulos e a terra. Dessa forma, a tensão entre positivo e negativo permanece a mesma no arranjo, independentemente se um dos condutores está ou não conectado à terra.

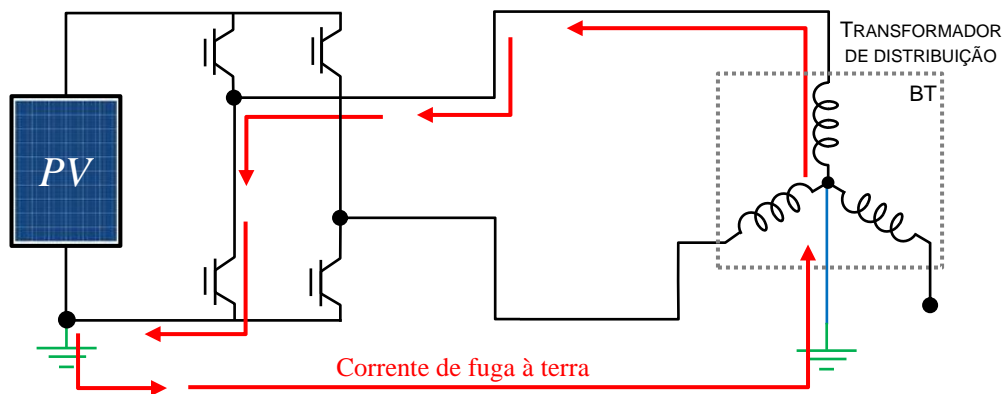
A utilização de inversores com transformador apresenta algumas desvantagens, como o aumento do peso e volume e a redução da eficiência global de conversão. A utilização de transformadores de alta frequência é uma alternativa interessante que reduz o peso e o volume, mas implica no aumento da complexidade do conversor e consequente aumento do custo (*BRITO, 2013*). A segurança também pode ser atendida sem a isolamento galvânica. A proteção é um parâmetro de projeto, que pode incluir diversas alternativas, como aterramento, dispositivos de proteção Diferencial Residual (DR) e Dispositivo de Proteção contra Surtos

(DPS) nos quadros de proteção e manobra das instalações elétricas. Em virtude da busca por novas estruturas com reduzidos peso, volume e custos, verifica-se uma tendência para a pesquisa de inversores com topologias sem isolamento galvânica (ALVES, 2013).

- **Corrente de fuga por aterramento de condutor CC**

O sistema de GDFV utilizando inversor sem isolamento galvânica pode permitir a circulação de correntes de fuga através dos pontos de aterramento, em um determinado momento do chaveamento, conforme ilustrado na Figura 35.

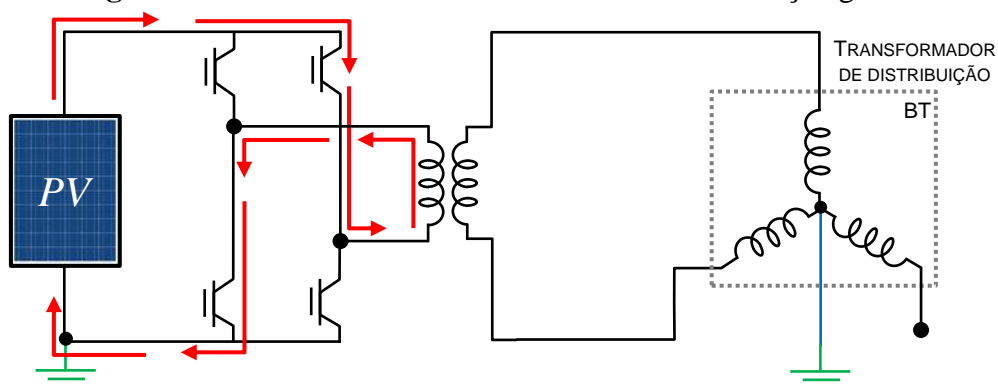
Figura 35 – Fuga de corrente em inversores sem isolamento galvânica



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O isolamento galvânico é integrado à topologia construtiva de alguns inversores, com opção de operação na frequência da rede (*Low Frequency* - LF) ou em alta frequência (*High Frequency* - HF). O aterramento deve ser realizado no próprio inversor, internamente, ou o mais próximo possível de seus terminais. A Figura 36 ilustra a topologia de inversor com transformador e condutor negativo aterrado, em um determinado momento do chaveamento.

Figura 36 – Fluxo de corrente em inversores com isolamento galvânica

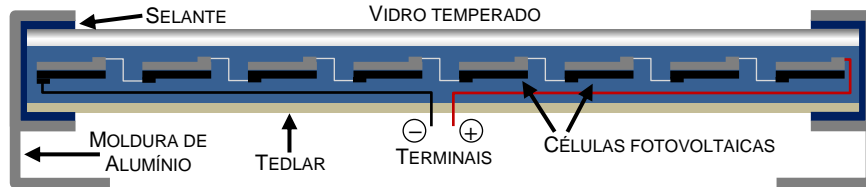


Fonte: Elaborado pelo próprio autor

- **Corrente de fuga por capacitâncias parasitas**

Mesmo que o arranjo não tenha um de seus condutores CC diretamente aterrado, poderá haver circulação de corrente indesejável pelo aterramento devido ao acoplamento capacitivo entre as células fotovoltaicas e a molduras dos módulos. Como as molduras são normalmente aterradas, o resultado é o surgimento de correntes parasitas fluindo pelo aterramento, comprometendo a segurança da instalação e das pessoas. O grau de impacto da capacitância parasita dependerá diretamente da topologia do inversor, apresentando ou não isolamento galvânico. A Figura 37 ilustra os componentes básicos de um módulo fotovoltaico.

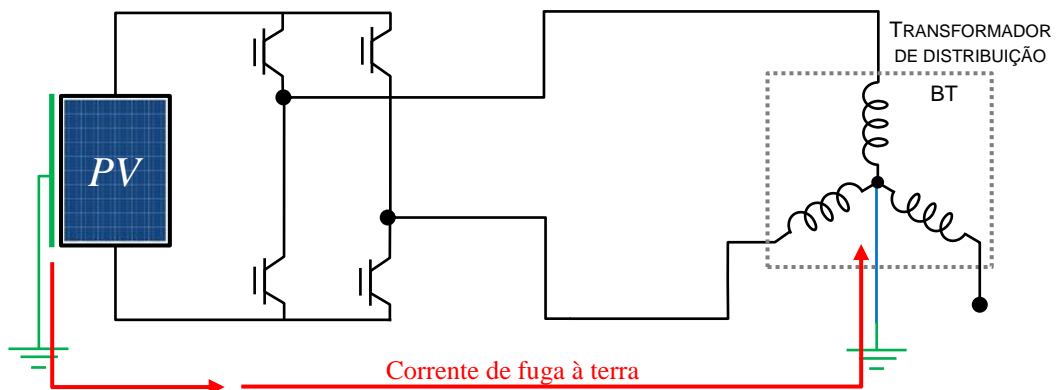
Figura 37 – Disposição dos principais componentes de um módulo fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Como geralmente as molduras dos módulos estão eletricamente conectadas entre si por meio do condutor de aterramento e da estrutura de sustentação, também metálica, o resultado é uma associação em paralelo de capacitâncias entre o gerador fotovoltaico e a estrutura. O valor total da associação depende de fatores tais como a área do gerador fotovoltaico, a distância entre as células e a moldura, a tecnologia de fabricação das células e condições de sujeira e umidade na superfície dos módulos (PRIEB, 2011). A Figura 38 ilustra a corrente de fuga por capacitâncias parasita em um sistema de GDFV sem isolamento galvânico.

Figura 38 – Fuga de corrente por capacitâncias parasitas

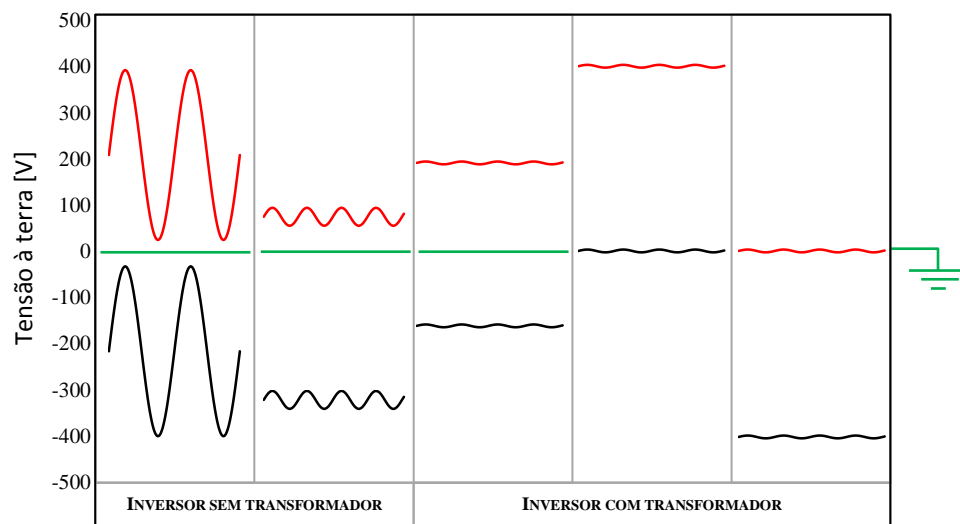


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O circuito formado pela malha entre o arranjo fotovoltaico e a rede pode entrar em ressonância ao ser excitado pelas variações abruptas de tensão no arranjo fotovoltaico, oscilando em frequência de dezenas de quilohertz, com circulação de correntes à terra em níveis acima do permitido pelas normas, além de potencializar problemas de interferência eletromagnética (PRIEB, 2011). A circulação desta corrente aumenta as perdas do sistema, gera problemas de interferência eletromagnética e compromete a segurança de pessoas. A sua circulação através dos componentes da instalação fotovoltaica gera uma tensão, denominada de tensão de modo comum. Esta tensão de modo comum é sentida de modo mais intenso em sistemas de GDFV que utilizam inversores sem isolamento galvânica, permitindo que a tensão do gerador fotovoltaico oscile com a metade da amplitude da frequência fundamental da rede. Sistemas de GDFV que utilizam inversores com transformador, a tensão transmitida ao gerador fotovoltaico apresenta apenas uma ondulação de alguns poucos volts.

A Figura 39 ilustra a influência da tensão de modo comum para diferentes topologias de inversores, como também a diferença de potencial para sistemas com um dos condutores CC aterrado (KEREKES et al., 2008).

Figura 39 – Tensão de modo comum para inversores com e sem isolamento galvânica

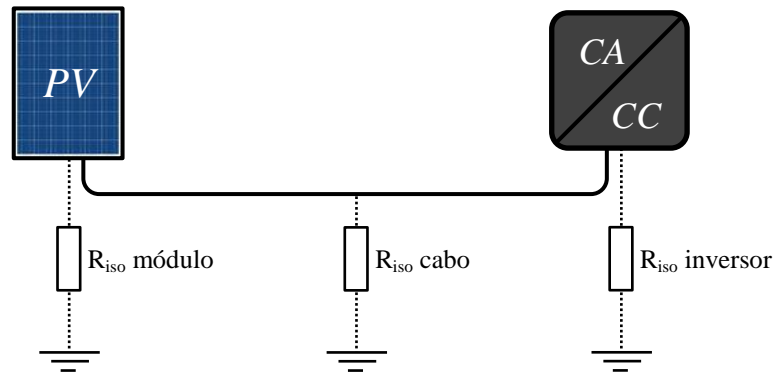


Fonte: Adaptado de (SOLAR TECHNOLOGY AG - SMA, 2010).

De qualquer forma, os inversores sem transformador de isolamento, atualmente os mais utilizados devido a sua alta eficiência e baixo custo, são equipados com um sistema de medição de resistência à terra que monitora todo o sistema em busca de alguma degradação de isolamento, a fim de evitar a circulação de correntes de fuga, e conseqüentemente, a

energização de pessoas por contato e demais perdas adicionais. A Figura 40 ilustra a resistência de isolamento (R_{iso}) para os principais componentes de um sistema fotovoltaico.

Figura 40 – Resistência de isolamento para inversores sem transformador



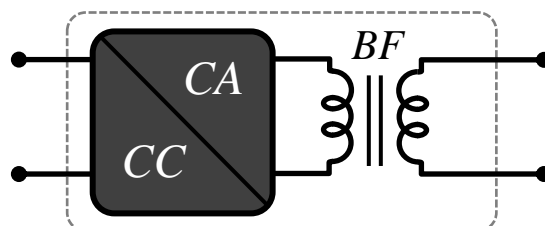
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

No caso de inversores sem transformador, a medição da R_{iso} durante o funcionamento do sistema de GDFV não é possível devido à ausência de uma separação galvânica entre o inversor e a rede. Dessa forma, a medição da R_{iso} é realizada antes de cada conexão à rede e o monitoramento é feito por meio da corrente de fuga.

4.2.3 Número de estágios

A associação de estágios individuais em cascata apresenta um rendimento menor do que a concepção de estrutura integradas, devido à multiplicação dos rendimentos de cada estágio, além de elevar peso, volume e custo. O uso de estrutura integrada oferece um rendimento maior, além de empregar menor quantidade de componentes. O conceito de estágios apresentado neste trabalho é ilustrado de forma particionada simplesmente para destacar sua topologia, porém, as características construtivas mantêm as de um modelo integrado. Na topologia com apenas 1 estágio, o transformador deve ser de baixa frequência, como ilustra a Figura 41.

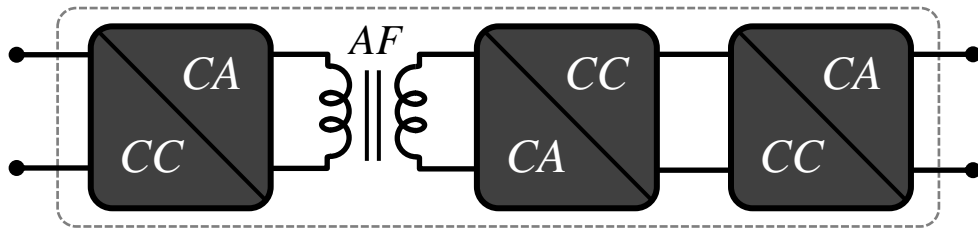
Figura 41 – Inversor de 1 estágio, com transformador de baixa frequência.



Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

Já com o uso de transformadores em alta frequência deve-se utilizar 3 estágios, onde o primeiro conversor é um inversor que opera em alta frequência, o segundo é um retificador e o terceiro é um inversor que opera na frequência da rede de distribuição, em baixa frequência, conforme ilustra a Figura 42.

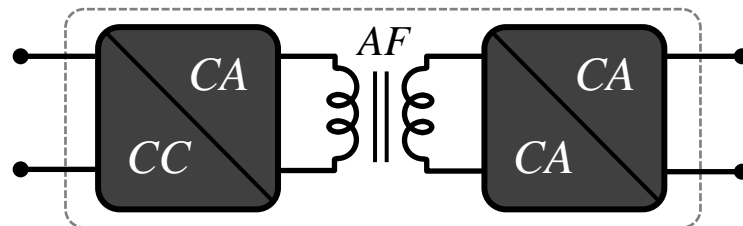
Figura 42 – Inversor de 3 estágios, com transformador de alta frequência.



Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

Em alguns casos, o retificador intermediário e o inversor de saída podem ser substituídos por um cicloconversor*, limitando o sistema a 2 estágios, ilustrado na Figura 43.

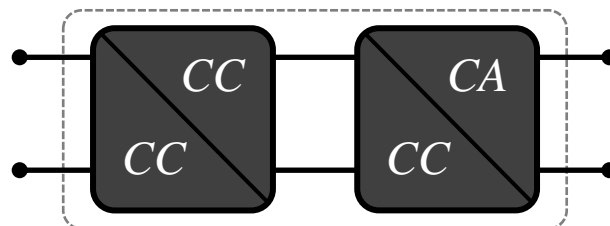
Figura 43 – Inversor de 2 estágios, com transformador de alta frequência.



Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

Para os casos onde a tensão entrada, fornecida pelo arranjo fotovoltaico, seja inferior à tensão de saída desejada, e a topologia não utilize transformadores, o ganho de tensão deve ser dado por um estágio inicial de conversão que possibilite esta elevação, cabendo ao segundo estágio à inversão, segundo ilustra a Figura 44.

Figura 44 – Inversor de 2 estágios, sem transformador.



Fonte: Adaptado de (BRITO, 2013).

* Cicloconversores são conversores CA-CA que realizam a redução da frequência de um sinal, através de semicondutores controlados.

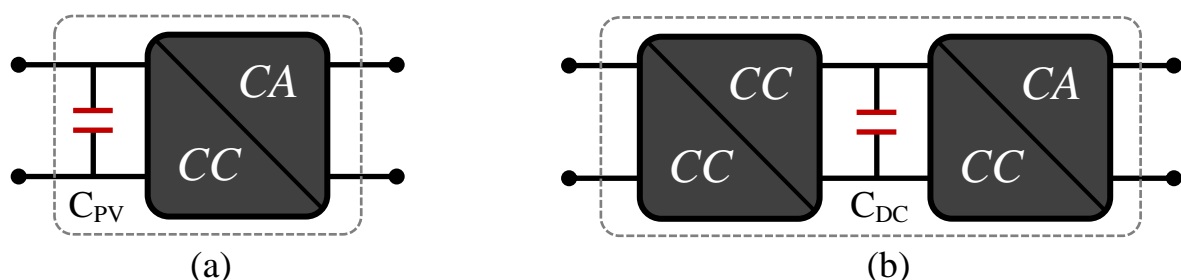
Esta é a configuração mais comum para os conversores sem isolamento galvânica. O condicionamento da potência dos módulos fotovoltaicos é realizado por meio de um conversor CC-CC, que adequa a tensão de saída à necessidade da aplicação. Este conversor, além do ajuste da tensão, é responsável pelo sistema de busca de máxima potência (MPPT) do gerador fotovoltaico. Tal recurso é de grande importância dada a alta variabilidade da energia incidente e, dessa forma, sobre a característica de corrente-tensão e potência-tensão do sistema.

4.2.4 Capacitor de desacoplamento

O desacoplamento de potência é necessário para que o painel fotovoltaico possa operar satisfatoriamente no ponto de máxima potência, uma vez que a ondulação de tensão na saída do painel influencia diretamente no fator de rastreamento do ponto ótimo. Quanto maior a ondulação presente nesta tensão, mais longe do ponto de máxima potência (MPP - *maximum power point*) estará o sistema. Para que o rastreamento de potência alcance o patamar de 98% de energia aproveitada, a ondulação de tensão dos módulos fotovoltaicos, no MPP, não deve ultrapassar 8,5% (BRITO, 2013).

Nas configurações de conversores com dois estágios, o elo CC é o responsável por fazer o desacoplamento de potência. A grande vantagem neste caso está na independência do controle entre os estágios, sendo que ambos podem operar em função das flutuações de tensão neste capacitor, funcionando como um desacoplamento ativo de potência, podendo o controle ser ajustado para a máxima eficiência. Quando há somente um estágio, o capacitor deve ser colocado em paralelo com o painel fotovoltaico, realizando nesta situação um desacoplamento passivo. O controle deve ser ajustado para prover resposta satisfatória, não mais possível obter máximo desempenho. A Figura 45 ilustra possibilidades de conexão do capacitor de desacoplamento, (a) colocado na entrada do sistema, em paralelo com o arranjo; e (b) colocado entre os estágios.

Figura 45 – Possibilidades de conexão do capacitor de desacoplamento



A desvantagem do capacitor no elo CC, com o conversor de dois estágios, está na tensão de operação, que deve ser maior do que o pico da tensão da rede; já o capacitor em paralelo com os módulos fotovoltaicos necessita de maior capacitância para atender ao desacoplamento, porém este capacitor não precisa suportar a mesma tensão que o capacitor do elo CC (BRITO, 2013).

4.2.5 Estratégia de controle

A estratégia de controle dos inversores pode ser do tipo fonte de tensão, VSI (*Voltage-Source Inverter*), e fonte de corrente, CSI (*Corrente Source Inverter*), em sistemas monofásicos, bifásicos ou trifásicos. O inversor VSI é um sistema no qual o lado CC é uma fonte de tensão, possuindo comportamento operacional semelhante ao conversor *Buck*. Já o tipo fonte de corrente, CSI, é um sistema no qual o lado CC é uma fonte de corrente, possuindo comportamento operacional semelhante ao conversor *Boost*. Nesta configuração, a faixa operacional normal de tensão do sistema fotovoltaico é selecionada como uma função de proteção, que responde às condições anormais da rede (MACÊDO, 2006).

Na prática, observam-se os seguintes perfis de instalação:

- Para operação autônoma (*stand-alone*), comumente utiliza-se inversores VSI, pois o inversor deve ser capaz de fornecer uma tensão de qualidade aceitável para a maioria das cargas, que são projetadas para operar sendo alimentadas por fontes de tensão reguladas e estabilizadas.
- Na operação conectada à rede (*Grid-Tie*), utiliza-se normalmente o inversor tipo CSI, pois dado que a tensão é definida pelo sistema, o inversor é responsável pela injeção máxima de corrente e, conseqüentemente, de potência elétrica.

A utilização de inversores VSI em sistemas conectados com a rede também é possível, porém a tensão de saída deve ser maior que a tensão da rede para que se possa estabelecer o fluxo de potência do conversor para a rede CA. Isso significa que se o gerador fotovoltaico não oferecer esta condição, torna-se necessária a utilização de um estágio de elevação de tensão. Em decorrência da natureza de uma fonte de corrente, o CSI não necessita de um estágio elevador uma vez que o controle de corrente no indutor de entrada impõe o fluxo de energia do conversor para a rede.

4.2.6 Número de fases

Historicamente, os sistemas fotovoltaicos de pequenas potências utilizam inversores monofásicos. Entretanto, em aplicações conectadas à rede, os inversores monofásicos, por injetarem corrente em uma única fase da rede, produzem desequilíbrio entre as fases. (RAMPINELLI, 2010) afirma que por motivo de estabilidade é possível conectar uma potência máxima de 4,6kW, com 10% de tolerância, em uma fase para evitar maior assimetria entre as fases da rede elétrica. A utilização de inversores monofásicos ou bifásicos no sistema trifásico é simples, mas requer cuidados especiais quanto ao balanceamento entre as fases. Alguns fabricantes de inversores defendem que a utilização de várias combinações arranjo-inversor descentralizadas para a conexão à rede é mais simples que combinar um único arranjo de módulos fotovoltaicos conectado a um inversor central.

4.3 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE UM INVERSOR

A qualidade de um inversor de sistemas de GDFV pode ser julgada segundo quatro critérios bem diferenciados (MACÊDO, 2006):

- a) Rendimento na conversão (Perdas produzidas pelo inversor durante o processo);
- b) Grau de aproveitamento do gerador fotovoltaico (Algoritmo de MPPT);
- c) Qualidade da energia gerada (Produção de harmônicos, Fator de Potência, Geração de interferência, Injeção de componente CC na rede CA, entre outros); e
- d) Segurança para pessoas, equipamentos e a rede elétrica (Proteção de anti-ilhamento).

4.3.1 Rendimento na conversão CC/CA

O rendimento na conversão CC/CA do inversor é definida como a razão entre a potência elétrica na saída do inversor (potencia entregue à rede) e a potência na entrada do inversor (potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico), conforme equação (18):

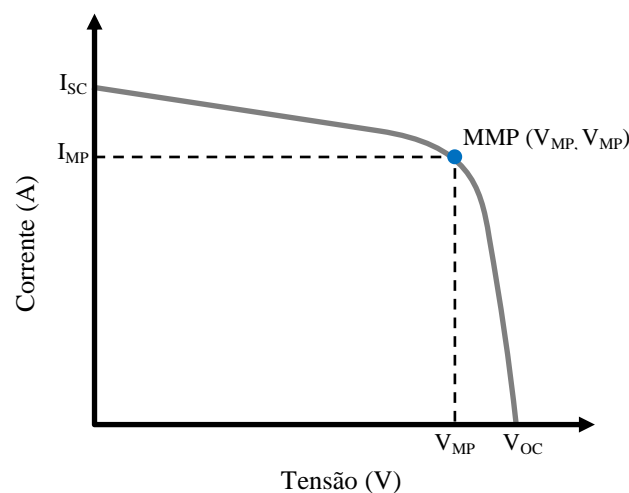
$$\eta = \frac{\text{Potência na saída do inversor}}{\text{Potência na entrada do inversor}} \quad (18)$$

As perdas em inversores podem ser divididas em duas categorias principais: perdas por comutação e perdas por condução. Ambas são dependentes das características dos dispositivos semicondutores utilizados pelos inversores como elementos de chaveamento e, também, da topologia do conversor, da frequência de operação e do tipo de carga. O

desenvolvimento de dispositivos semicondutores com novos materiais e novas tecnologias de fabricação é um caminho promissor para a diminuição de perdas e aumento da eficiência dos inversores. O rendimento dos inversores não tem um valor constante, apresentando uma dependência em relação ao nível de carregamento, o qual varia continuamente conforme as variações de irradiância e temperatura às quais o gerador fotovoltaico está submetido. A corrente gerada nos módulos aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa.

As características elétricas dos módulos são geralmente estimadas de acordo com sua potência máxima de saída, sob condições de teste padrão (STC - *Standard Test Conditions*), definida com irradiância solar de 1.000 W/m^2 , distribuição espectral para massa de ar igual a 1,5 e temperatura de 25°C na célula. Como essa temperatura raramente é atingida em condições reais de operação, alguns fabricantes complementam as informações do desempenho elétrico em STC e informam também suas características à temperatura nominal de operação da célula (NOTC - *Nominal Operation Cell Temperature*), definida com condições nominais de operação em um nível de irradiância na superfície do módulo de 800 W/m^2 , distribuição espectral para massa de ar igual a 1,5, temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1m/s . A incidência de irradiância solar sobre o módulo proporciona tensão de circuito aberto (V_{OC}), que aumenta de forma logarítmica com a intensidade luminosa, bem como a corrente de curto-circuito (I_{SC}), que varia linearmente com a intensidade luminosa. A Figura 46 ilustra o gráfico corrente vs. tensão e identifica o ponto de máxima potência (MPP - *Maximum Power Point*), a tensão de circuito aberto (V_{OC}), a corrente de curto-circuito (I_{SC}), a corrente no ponto de máxima potência (I_{MP}) e a tensão no ponto de máxima potência (V_{MP}).

Figura 46 – Curvas de corrente versus tensão na determinação do MPP



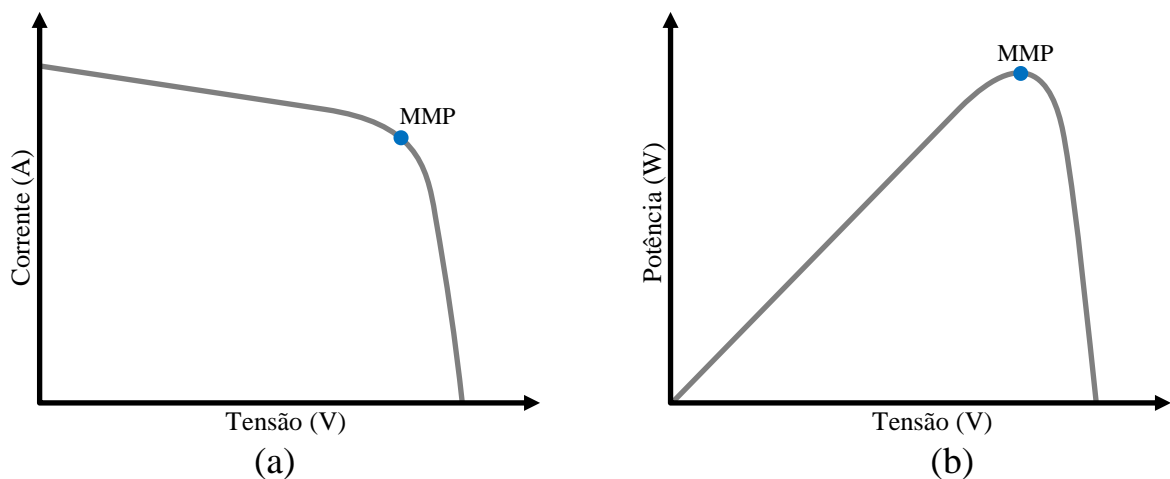
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.3.2 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

Os painéis fotovoltaicos apresentam características elétricas não lineares de tensão versus corrente, conforme exemplificado na Figura 47 (a), as quais variam de acordo com o nível de radiação solar e de temperatura, apresentando apenas um ponto de máxima potência. Como a irradiação solar varia durante o dia, o ponto de máxima potência também varia de acordo com esta característica. Dessa forma, faz-se necessário um sistema que fique constantemente rastreando e levando o inversor a operar neste ponto, garantindo que o módulo esteja sempre transferindo a sua máxima potência elétrica instantânea.

A Figura 47 mostra o resultado da atuação de um sistema de MPPT sobre a tensão de entrada do inversor, que é a tensão fornecida pelo arranjo fotovoltaico. Conforme as condições de irradiação solar variam, fato verificado pelas variações da corrente fotovoltaica ao longo do tempo, a tensão dos módulos é ajustada automaticamente pelo sistema de MPPT. A corrente resultante na saída do inversor é modulada de acordo com condição de irradiação solar e com a atuação do MPPT.

Figura 47 – Curvas de (a) corrente versus tensão e (b) potência versus tensão em GDFV.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Existem muitos métodos disponíveis na literatura para se executar o MPPT, como exemplo, os métodos da Tensão Constante, da Tensão de Circuito Aberto, de Curto-Circuito por Pulsos, da Perturbação e Observação, da Condutância Incremental, Hill Climbing, Beta, Correlação de Ripple, Oscilação do Sistema e os métodos baseados em temperatura e também em inteligência artificial. Para a escolha de um determinado método existe uma relação entre

custo-benefício, que está diretamente ligado com a complexidade de implementação do método, e eficiência, relacionada com o rendimento do algoritmo (BRITO, 2013).

4.3.3 Qualidade da energia gerada por inversores de GDFV

Idealmente, o fornecimento de energia elétrica pelo inversor deveria, invariavelmente, fornecer uma forma de onda perfeitamente senoidal no PAC, no entanto, limitações características desta tecnologia ainda encontram dificuldades para garantir tais condições desejáveis. Como os sistemas fotovoltaicos conectados à rede necessitam da presença do inversor, a rede de distribuição poderá ser impactada pela qualidade da energia proveniente destes equipamentos. As distorções harmônicas são geradas pelos inversores sobre dois aspectos:

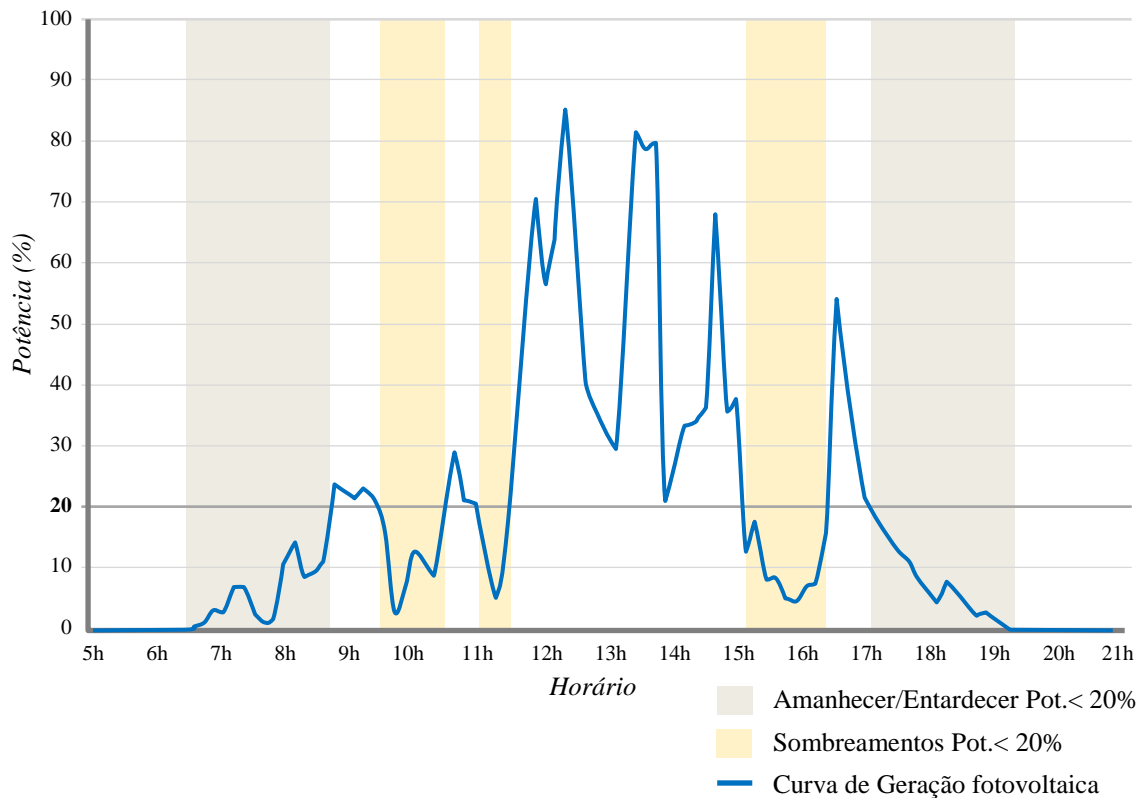
- O primeiro é inerente ao processo de chaveamento realizado pelas chaves eletrônicas (normalmente IGBT's ou MOSFETS) durante a composição da onda senoidal de saída. As harmônicas geradas no chaveamento são devido ao controle de modulação por largura de pulso (PWM - *Pulse Width Modulation*) necessitar de um tempo de sobreposição entre as ordens de comutação das chaves do conversor como fonte de corrente, a fim de assegurar um fluxo de Corrente Contínua (CC) no barramento. Esse tempo é equivalente ao tempo morto do conversor de fonte de tensão. No tempo morto nenhuma das chaves está em condução a fim de evitar o curto-circuito da fonte por meio das chaves semicondutoras. Correntes harmônicas de baixa ordem são produzidos a partir de deficiências na malha de controle do inversor e na ligação dos inversores em redes fracas ou distorcidas. A tensão distorcida da rede comporta-se como um distúrbio externo, resultando em uma corrente de saída distorcida (MONTEIRO JÚNIOR et al., 2014).
- O segundo aspecto, que traz mais impacto harmônico, é devido aos momentos onde a produção de energia entregue pelo inversor está muito abaixo da sua capacidade nominal, notadamente nos momentos de baixa insolação, que ocorrem com maior intensidade no início da manhã, no final da tarde, bem como na presença de sombreamentos sobre todo ou parte do arranjo fotovoltaico.

Em sistemas com mais de um módulo fotovoltaico tem-se o problema de perdas por associação de módulos fotovoltaicos, conhecido como *mismatch loss*. Esse efeito corresponde à diminuição da potência total do sistema quando comparada com a soma das potências individuais de todos os módulos associados devido às diferenças elétricas entre os módulos e

possíveis sombreamentos. As diferenças elétricas ocorrem devido a não identidade entre os módulos fotovoltaicos, originadas por falta de padronização ou falha no processo de fabricação. O sombreamento de células pode ser ocasionado por diversos fatores, como sujeira acumulada ao longo do tempo, folhas que caem sobre os módulos, árvores, prédios ou estruturas próximas à instalação que proporcione sombra durante algum período do dia.

De acordo com Chicco (2005) as contribuições para a distorções harmônicas são cada vez mais significativas quando o ponto de operação do inversor é inferior a 20% da sua potência nominal, em virtude da estratégia de controle da maioria dos inversores não conseguir encontrar ponto de eficiência para produzir uma onda senoidal na saída.

Figura 48 – Curva de geração diária e THD de corrente sobre efeito de sombreamento



Fonte: Adaptado de (FEKETE et al., 2012).

4.3.4 Proteção de anti-ilhamento

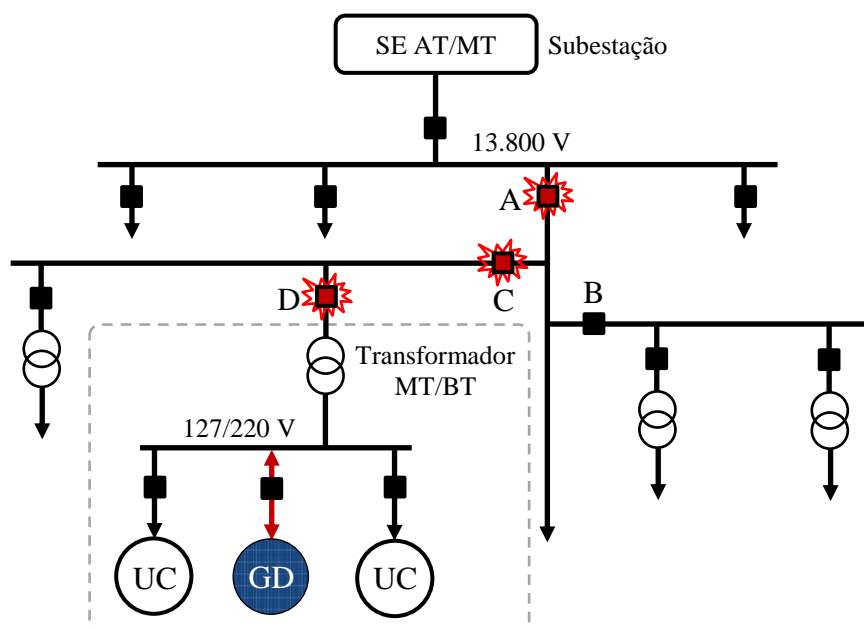
O recurso de anti-ilhamento, exigido por normas que regem a conexão de sistemas conectados à rede, é um algoritmo importante, presente nos inversores de GDFV, que o possibilita detectar a situação de falha no fornecimento de energia elétrica da concessionária, desconectando-o da rede, por questão de segurança, para que parte da mesma não seja mantida energizada.

O fenômeno de ilhamento ocorre quando parte da rede elétrica é desconectada do restante do sistema da concessionária e continua energizada por um ou mais geradores distribuídos conectados a ela, formando um subsistema isolado.

A desconexão da rede da concessionária é importante para impedir que o mesmo tente alimentar a rede, o que provavelmente não teria capacidade, mas, principalmente, garantir a segurança de pessoas, equipamentos e instalações nas situações de ilhamento do sistema de GDFV. Caso haja a necessidade de manutenção na rede de distribuição adjacente ao ponto de conexão comum, a concessionária irá desligá-la para que o técnico possa ter o acesso. Porém, estando ainda ligado o fornecimento de potência ao ponto de conexão pelo sistema fotovoltaico, o técnico ficará exposto inadvertidamente a uma rede energizada. O mesmo ocorre caso haja rompimento em condutores nas vias de distribuição, nos arredores do ponto de conexão, e a concessionária isole eletricamente a área. A população corre risco de tocar alguma linha rompida que ainda esteja energizada devido à potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico. Embora a probabilidade de ocorrência de ilhamento seja extremamente baixa, é fundamental que a tecnologia utilizada no inversor disponha de métodos eficazes para detectar o ilhamento (BRITO, 2013).

A Figura 49 ilustra parte de um sistema de distribuição com três possíveis formas de ilhamento. (1) Se o interruptor do alimentador “A” abrir, (2) se a proteção do alimentador “C” abrir ou (3) se a proteção do alimentador “D” abrir.

Figura 49 – Rede de distribuição com três possíveis configurações de ilhamento.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.4 FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR - FDI

A potência do inversor e a potência do arranjo fotovoltaico devem apresentar compatibilidade a fim de evitar o sobredimensionamento ou subdimensionamento do sistema, que implicam em perdas energéticas.

O dimensionamento da potência do inversor inferior à potência do arranjo fotovoltaico, usualmente, conduz a um melhor funcionamento do sistema, principalmente em climas com pouca irradiação, nas quais a duração dos valores de pico da radiação solar é curta e, dessa forma, o limite máximo do inversor é pouco utilizado. Porém, nos momentos em que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico ultrapassa a máxima potência de entrada do inversor, o ajuste do MPPT limita a potência de entrada, desprezando toda a potência acima deste limite. O rendimento, fator de potência, e os níveis de distorção harmônica de corrente do inversor variam de acordo com a carga e tem seus índices de qualidade da energia comprometidos quando operam abaixo de 30% da potência nominal.

Como a potência nominal do arranjo fotovoltaico, em condições reais de operação, normalmente distancia-se do valor de potência nominal obtida nos ensaios na condição de teste padrão (STC – *Standard Test Condition*), detalhadamente abordado no item 4.3.1, torna-se conveniente o dimensionamento da potência do arranjo fotovoltaico superior à potência do inversor para a obtenção de um melhor rendimento. A relação entre a potência do arranjo e a potência do inversor é denominada de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) que é definido como a razão entre a potência nominal em corrente alternada do inversor e a potência do arranjo fotovoltaico na condição padrão, como mostra a Equação (PRIEB, 2011).

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{STD}} \quad (19)$$

Sendo:

- FDI é o fator de dimensionamento de inversor;
- P_{NCA} é a potência nominal em corrente alternada do inversor;
- P_{STD} é a potência do arranjo fotovoltaico na condição padrão.

A precisa determinação do FDI depende do tipo de inversor selecionado, da tecnologia do módulo fotovoltaico, da orientação e inclinação do arranjo, além das condições ambientais, como temperatura e radiação local (RAMPINELLI, 2010). A potência do arranjo fotovoltaico e do inversor deve ser combinada de modo que o FDI do inversor tenha a melhor razão custo/benefício.

O sobredimensionamento do gerador fotovoltaico pode aumentar o rendimento do sistema, forçando o inversor entregar uma energia de melhor qualidade, o que não ocorre para baixos níveis de potência. Por outro lado, o sobredimensionamento excessivo fatalmente submeterá o inversor a níveis prolongados de temperatura mais elevada, reduzindo a vida útil do equipamento. A otimização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil obtém-se com índices de FDI inferiores a 0,9 para a região sul e sudeste. Ressalta-se também que a escolha de bons equipamentos torna-se mais relevante em termos energéticos do que a própria relação FDI (MACÊDO, 2006).

4.5 CONVERSÃO MULTINÍVEL

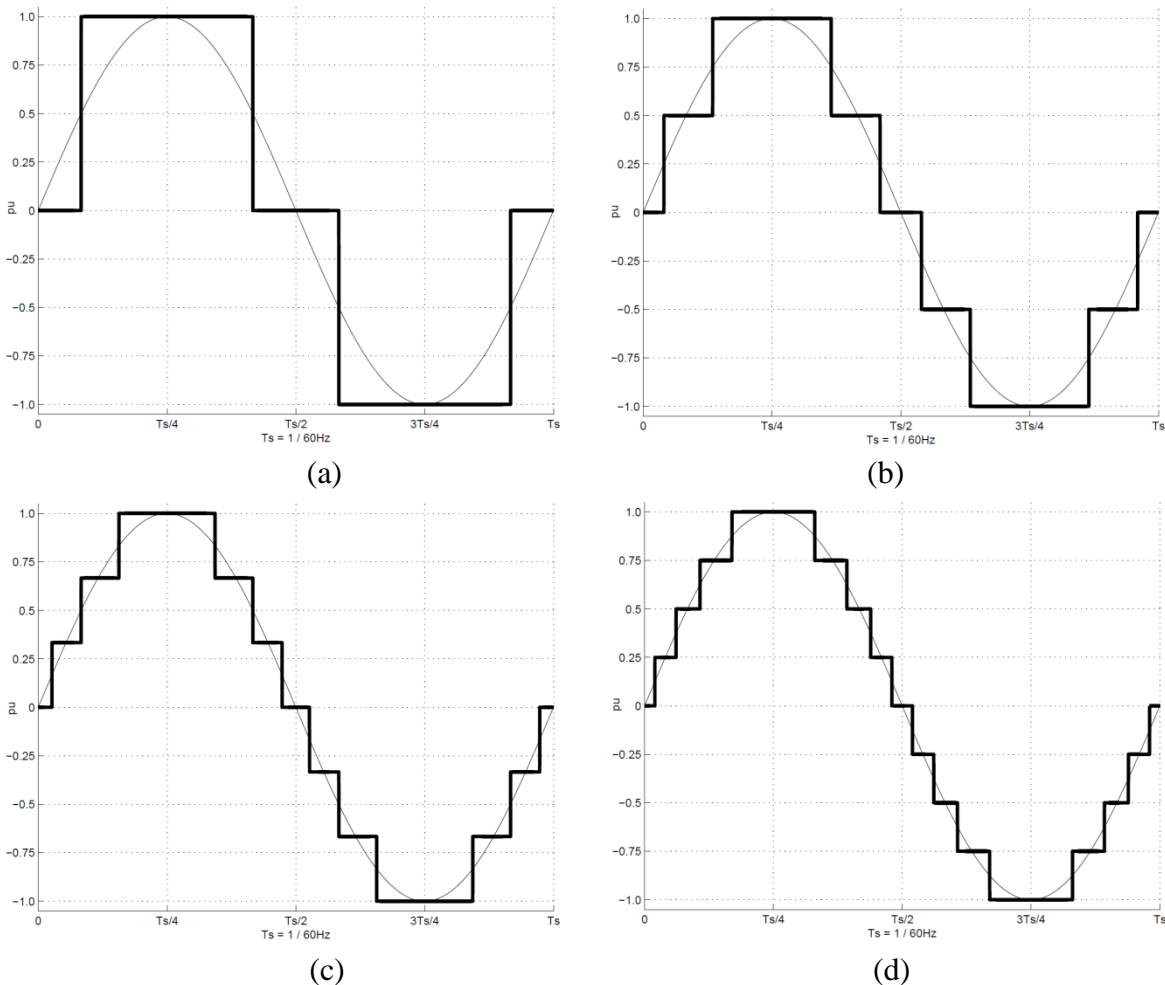
A região de operação de um inversor é definida, dentre outros fatores, a partir de sua potência nominal. Essa definição baseia-se principalmente na limitação dos dispositivos semicondutores escolhidos para operar no chaveamento do inversor. A limitação de potência está relacionada às capacidades de bloqueio de tensão e de condução de corrente, dos intervalos de comutação e da capacidade de dissipação do calor produzido internamente em tais dispositivos.

Quando a aplicação do inversor exigir níveis de tensão ou de corrente maiores do que podem ser suportados por um único dispositivo, deve-se recorrer à associação de componentes. Associações típicas são feitas em série, para ampliar a capacidade de bloqueio de tensão, ou em paralelo, para permitir uma maior condução de corrente. A dificuldade de tais soluções é garantir uma distribuição igualitária de tensão ou de corrente dentre os diversos dispositivos usados, tanto em regime permanente quanto durante as comutações.

A necessidade de manipular níveis de potência cada vez maiores e a limitação tecnológica de dispositivos semicondutores resultou no surgimento dos chamados inversores multiníveis. Nos terminais de saída de um inversor multinível, podem-se gerar formas de onda divididas em vários degraus ou níveis, justificando o uso do termo multinível para a sua designação. O aumento no número de níveis reduz a distorção da forma de onda do sinal de saída em relação a uma dada referência, como por exemplo, uma forma de onda senoidal.

A Figura 50 apresenta quatro formas de onda obtidas por inversores multiníveis na elaboração de um sinal de referência do tipo senoidal. Ao comparar as Figuras 50(a), 50(b), 50(c) e 50(d), nota-se uma aproximação das formas de onda com o formato senoidal de referência à medida que o número de níveis aumenta (PIMENTEL, 2011).

Figura 50 – Formas de onda para uma referência senoidal em inversores multiníveis.



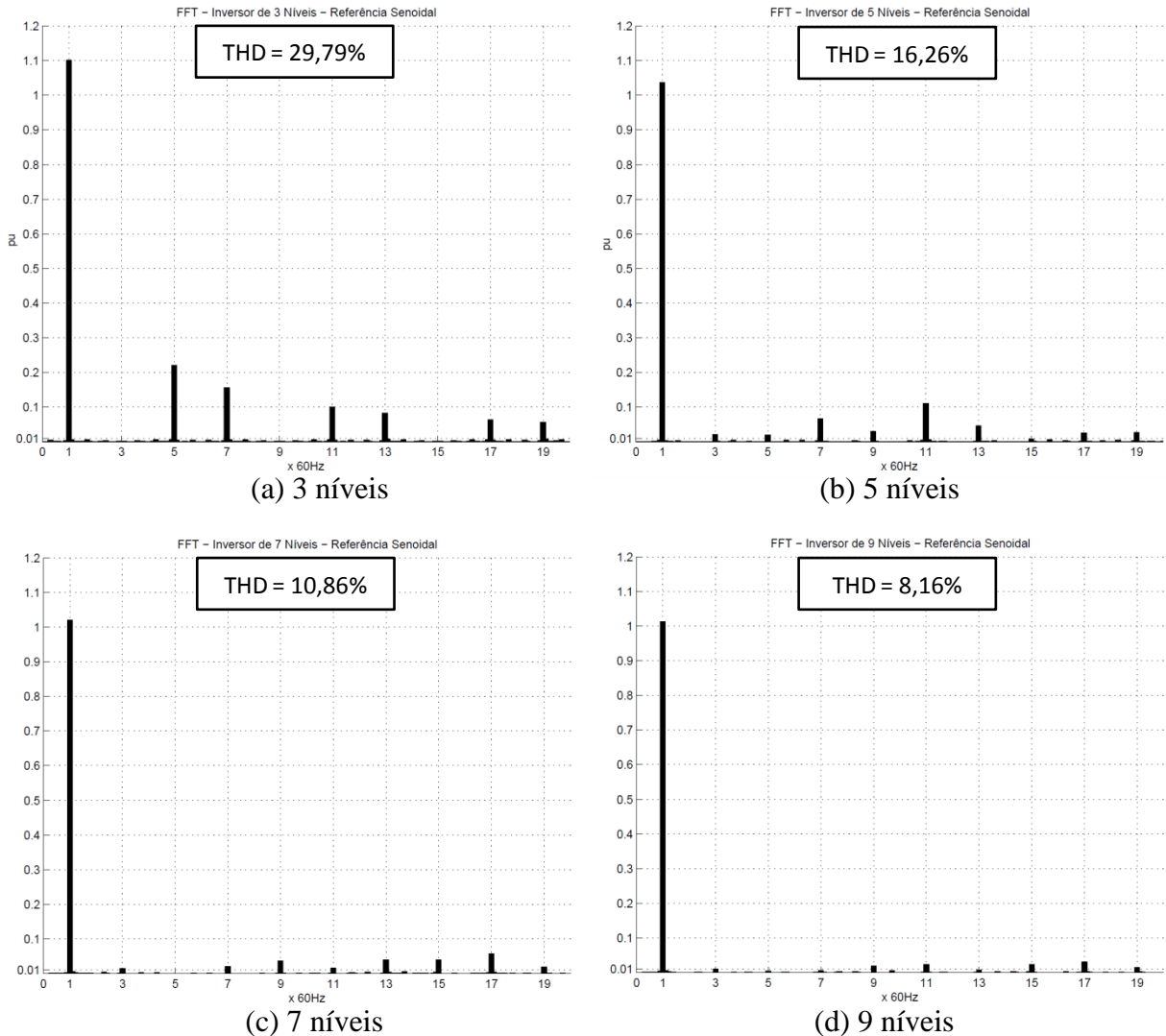
Fonte: Adaptado de (PIMENTEL, 2011).

Além da percepção por meio das formas de onda no domínio do tempo, pode-se verificar tal aproximação também no domínio da frequência a partir das informações contidas na Figura 51, que exibe os espectros em frequência das formas de onda da Figura 50. Um aumento no número máximo de níveis elaborados reduz a distorção da forma de onda do sinal de saída em relação à referência senoidal adotada. Ao comparar as Figuras 50(a), 50(b), 50(c) e 50(d), nota-se uma aproximação das formas de onda com o formato senoidal de referência à medida que o número de níveis aumenta. Além da componente fundamental (60Hz), as demais componentes harmônicas sofrem uma variação de acordo com o aumento do número de níveis do inversor.

Portanto, partindo-se de uma referência senoidal, quanto maior o número de níveis no sinal de saída do inversor, mais próximo dessa condição estará o espectro em frequência obtido. A partir das Figuras 51(a) a 51(d), percebe-se que o aumento do número de níveis possibilita uma maior concentração do sinal na frequência fundamental e uma diminuição nas

demais componentes harmônicas. Para maiores níveis, cada vez mais próximo de um valor unitário, estará a componente fundamental e proporcionalmente desprezíveis estarão as demais componentes harmônicas do sinal de saída do inversor (PIMENTEL, 2011).

Figura 51 – Espectro em frequência (FFT) das formas de onda da Figura 50.

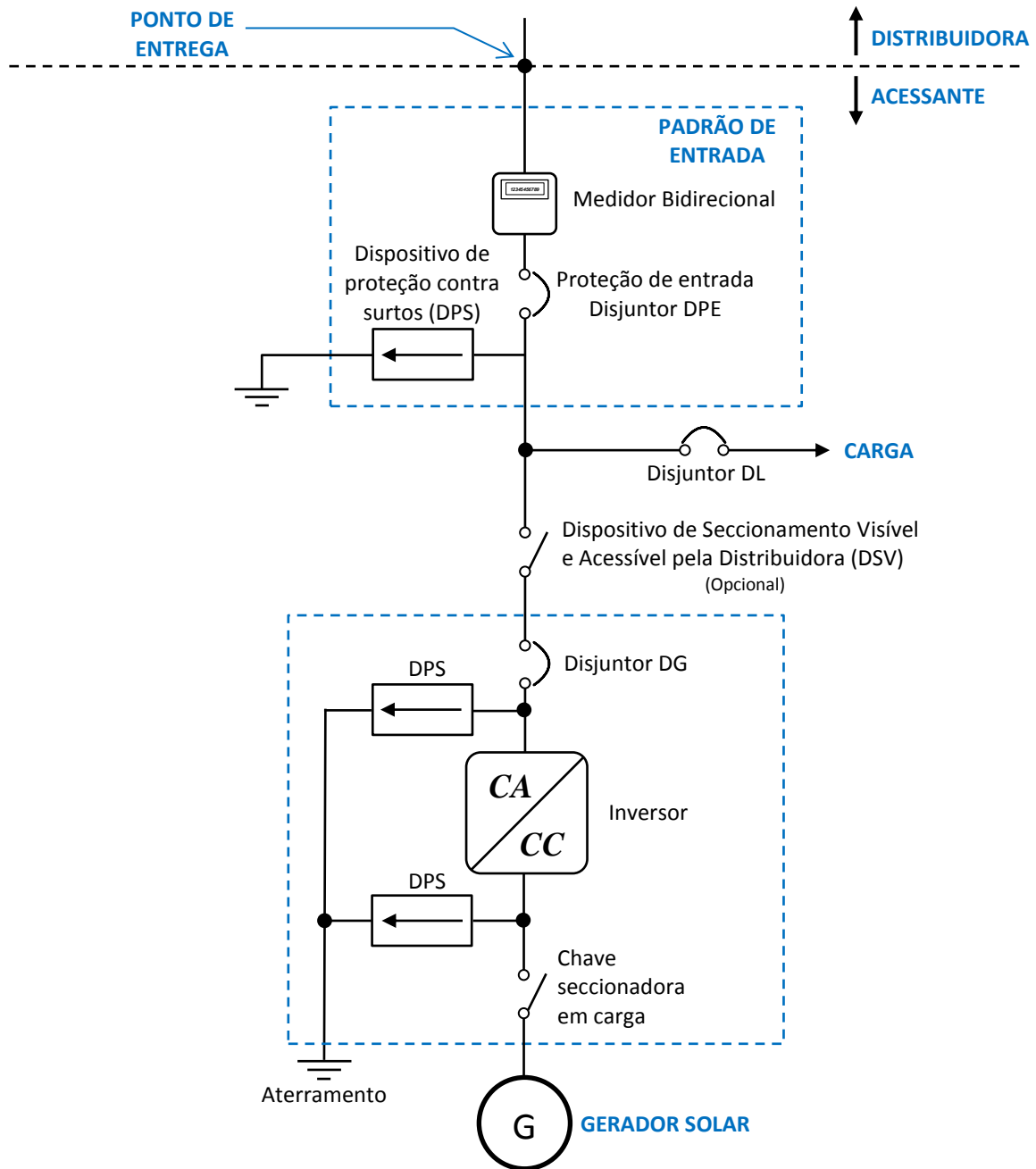


Fonte: Adaptado de (PIMENTEL, 2011).

4.6 DIAGRAMA DE CONEXÃO DE GDFV EM BT

O esquema da Figura 52 poderá ser adotado para conexão de geradores que utilizam inversores como interface de conexão, tais como geradores eólicos, solares ou microturbinas. Este modelo esquemático de instalação é adotado consensualmente por boa parte das concessionárias do país, disponíveis por meio de suas normas técnicas.

Figura 52 – Diagrama de conexão da microgeração através de inversor à rede de BT.



Fonte: Adaptado de (ELETROBRÁS, 2013).

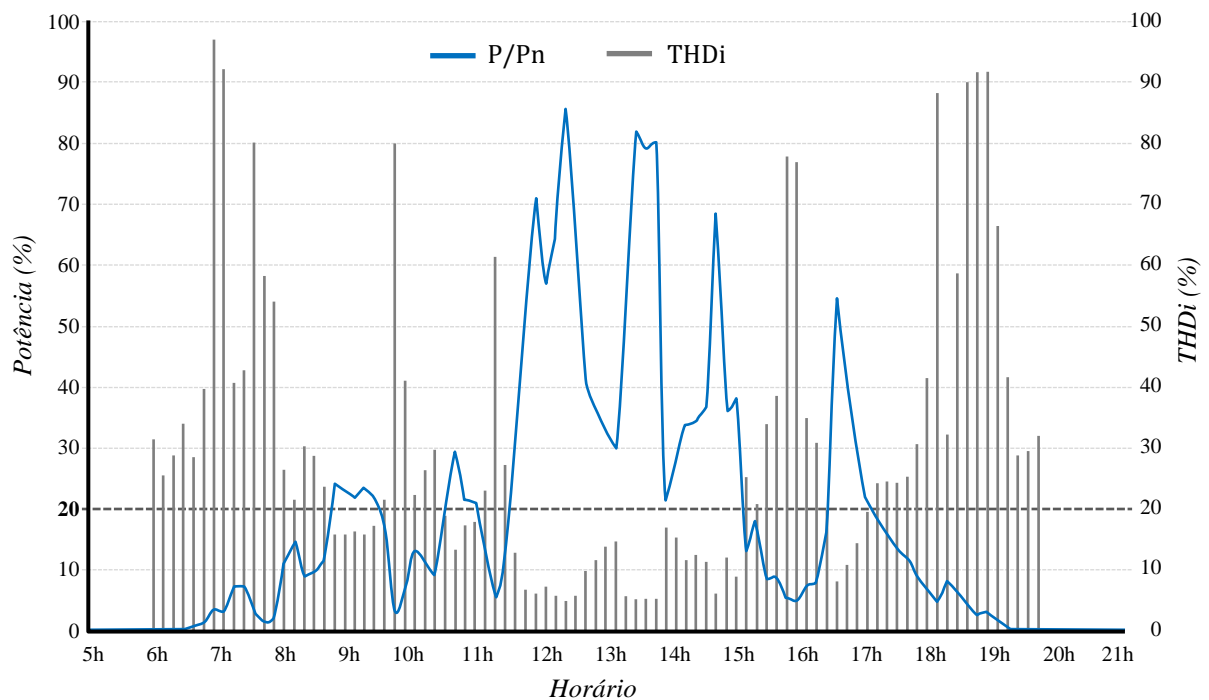
Na operação de disjuntores ou demais chaves em corrente contínua, os polos devem ser seccionados simultaneamente. A interrupção de circuitos CC exige maiores cuidados do que a abertura em circuitos CA, pois na onda senoidal gerada em CA existe uma passagem natural pelo zero da corrente em cada meio período, o que corresponde a um desligamento natural do arco que se forma ao abrir o circuito. Em CC isto não acontece, de modo que um disjuntor específico para abertura com carga CC deve ser utilizado (PRIEB, 2011).

5 RESSONÂNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM GDFV

A produção de frequências harmônicas por inversores de sistemas de GDFV, conforme abordado de forma detalhada no capítulo 4.3.3, é caracterizada por valor de Distorções Harmônicas Totais de Corrente (THDi) bastante elevado, em torno de 95%, nos períodos do amanhecer e entardecer, quando a geração normalmente está abaixo dos 25%. Além disso, quando o arranjo fotovoltaico (ou parte dele) é afetado temporariamente por baixa irradiação solar durante o período do dia, devido a sombreamentos causados por nuvens ou outro obstáculo físico, a THDi também pode alcançar valor bastante elevado. A produção de corrente harmônica pelo inversor é fortemente dependente da potência elétrica entregue pelo arranjo fotovoltaico, sendo esta relação inversamente proporcional (FEKETE et al., 2012).

A Figura 53 ilustra a curva diária de potência um sistema de GDFV, com presença de sombreamentos, com destaque para os níveis de THDi em momentos de baixa potência.

Figura 53 – Curva de potência de um sistema de GDFV e THDi para um dia de inverno



Fonte: Adaptado de (FEKETE et al., 2012).

Por outro lado, para os diversos períodos de insolação do dia, Fekete (2013) afirma que as Distorções Harmônicas Totais de Tensão – THDv situam-se em torno de 2,5%, independentemente do valor de potência entregue pelo arranjo fotovoltaico, concluindo que a contribuição harmônica por inversores de GDFV é predominantemente na corrente.

Alguns ensaios de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, realizados pelo laboratório de eletrônica de potência da Universidade Estadual Paulista – UNESP, Campus de Ilha Solteira, possibilitam avaliar com maior detalhe o espectro harmônico produzido por inversores comerciais, para diferentes valores de potência. Os ensaios para limites de THDi, realizados com base nos níveis de referência da norma ABNT NBR 16.149, cujo limite deve ser inferior a 5% da corrente fundamental em condições nominais de operação. A fim de evitar julgamentos comparativos entre marcas e modelos de inversores comerciais, utilizou-se a nomenclatura alfabética na representação dos modelos de equipamentos listados na Tabela 13.

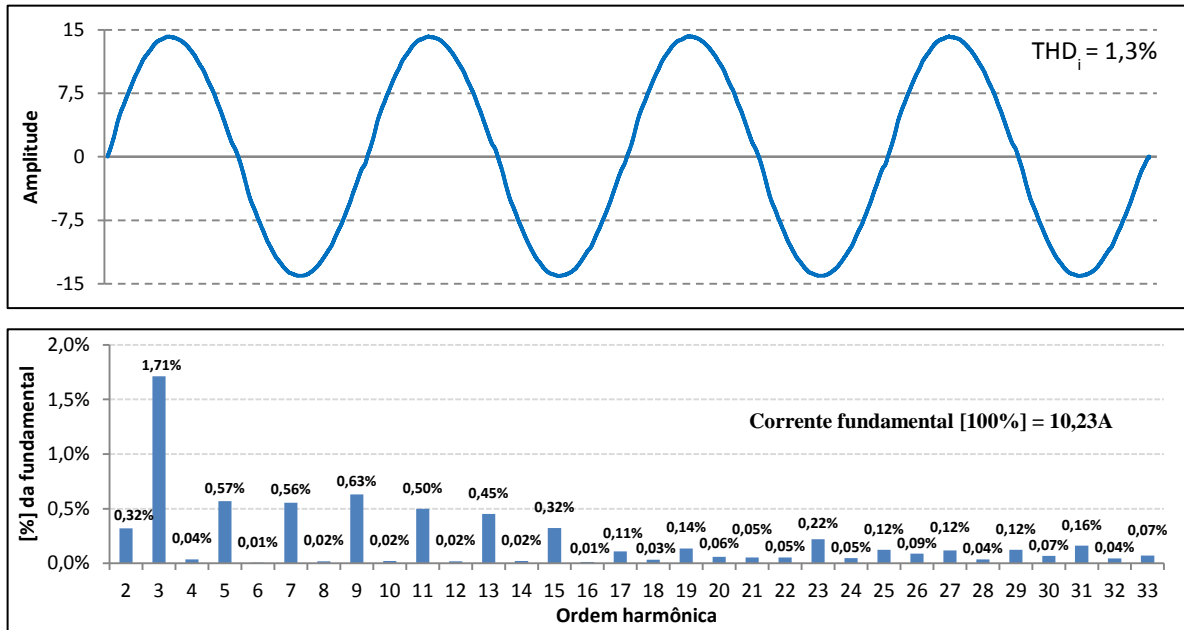
Tabela 13 – Ensaio de limites de distorções harmônicas de inversores comerciais

| MODELO INVERSOR | POTÊNCIA (W) | NÚMERO DE FASES | CORRENTE NOMINAL (A) | DISTRORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE CORRENTE EM % I ₁ | | | | | |
|-----------------|--------------|-----------------|----------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | | 100% P | 75% P | 50% P | 30% P | 20% P | 10% P |
| A | 250 | Monofásico | 1,14 | 3,6 | 4,1 | 5,0 | 5,8 | 8,2 | 7,0 |
| B | 450 | Monofásico | 2,05 | 4,0 | 4,3 | 4,8 | 5,2 | 6,5 | 10,5 |
| C | 1.500 | Monofásico | 6,82 | 4,7 | 5,6 | 6,5 | 9,7 | 13,2 | 25,8 |
| D | 1.500 | Monofásico | 6,80 | 1,3 | 1,6 | 2,6 | 6,0 | 10,1 | 20,2 |
| E | 1.500 | Monofásico | 6,82 | 2,5 | 2,8 | 3,6 | 5,6 | 8,8 | 5,4 |
| F | 2.000 | Monofásico | 9,09 | 1,3 | 1,2 | 1,8 | 3,5 | 6,4 | 14,7 |
| G | 2.500 | Monofásico | 11,36 | 4,4 | 5,3 | 6,6 | 9,1 | 11,4 | 17,9 |
| H | 3.000 | Monofásico | 13,64 | 4,0 | 4,8 | 6,2 | 8,4 | 10,1 | 14,7 |
| I | 3.000 | Monofásico | 13,64 | 1,0 | 1,0 | 1,5 | 3,2 | 6,5 | 15,1 |
| J | 3.000 | Monofásico | 13,64 | 1,0 | 1,3 | 2,1 | 4,1 | 8,4 | 19,3 |
| K | 4.000 | Monofásico | 18,18 | 3,5 | 3,7 | 4,0 | 4,4 | 5,0 | 5,6 |
| L | 4.000 | Monofásico | 18,18 | 1,1 | 1,3 | 1,9 | 4,0 | 7,3 | 18,0 |
| N | 5.000 | Monofásico | 22,73 | 0,8 | 0,9 | 1,4 | 3,0 | 5,8 | 14,7 |
| O | 6.000 | Monofásico | 27,27 | 3,9 | 4,3 | 4,4 | 4,3 | 4,6 | 5,5 |
| P | 20.000 | Trifásico | 90,90 | 1,7 | 2,7 | 4,6 | 6,8 | 10,6 | 18,8 |

Fonte: (LABORATÓRIO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA - FEIS-UNESP, 2015).

Acerca dos inversores ensaiados para certificação, listados na tabela 13, selecionou-se dois modelos diferentes para representar as formas de onda e espectro harmônico, ambos na condição de 75% da potência nominal e 20% da potência nominal, para confrontar os níveis de produção harmônica entre os dois níveis de potência. Os inversores selecionados correspondem aos modelos J e P, monofásico e trifásico, respectivamente, listados na Tabela 13. A análise inicia-se pelo modelo J, de 3kW de potência, com ensaio a 75% de sua potência nominal, ilustrado na Figura 54.

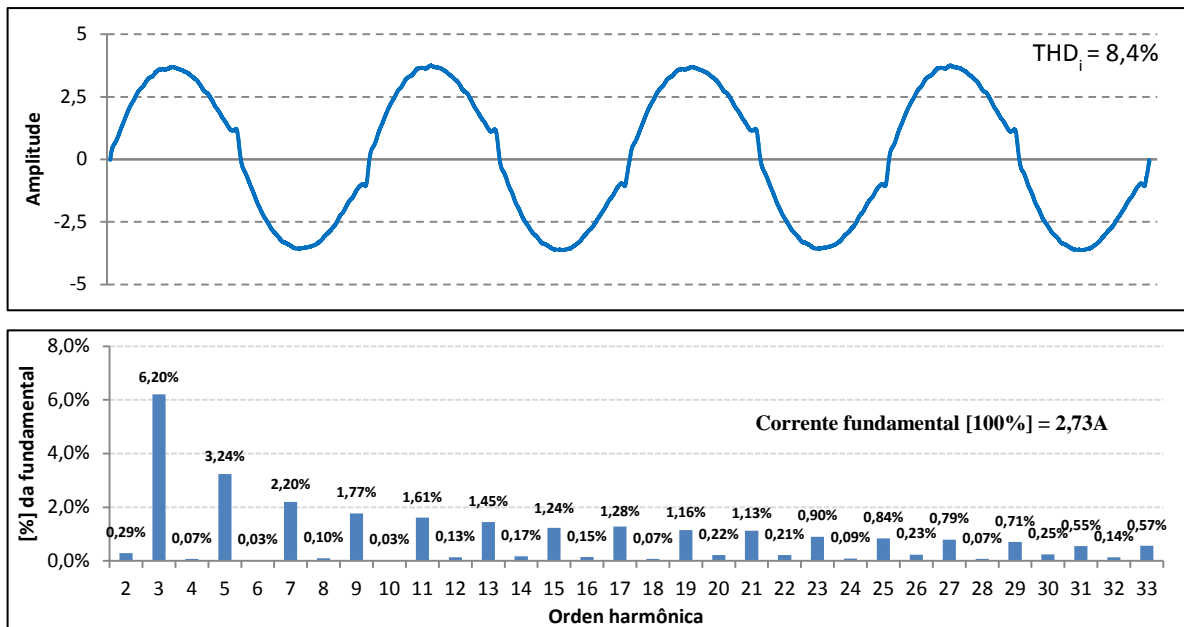
Figura 54 – (3kW): Forma de onda e espectro harmônico a 75% da potência nominal



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 55 apresenta o detalhamento analítico do inversor de 3kW, operando a 20% de sua potência nominal, evidenciando a degradação do sinal em relação a análise anterior.

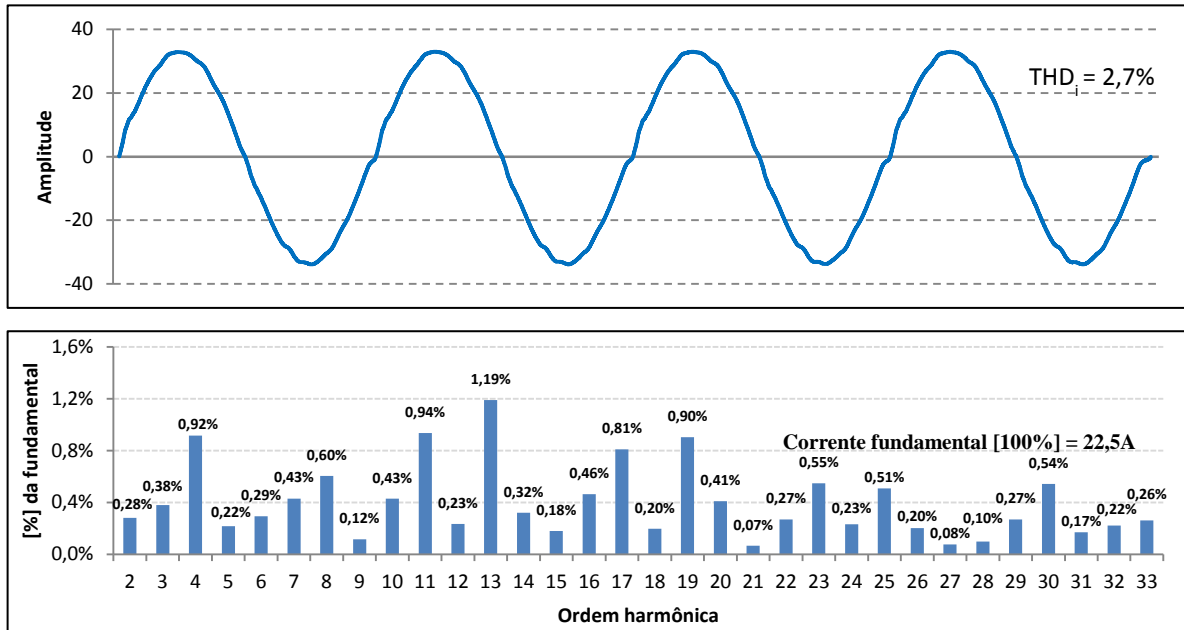
Figura 55 – (3kW): Forma de onda e espectro harmônico a 20% da potência nominal



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

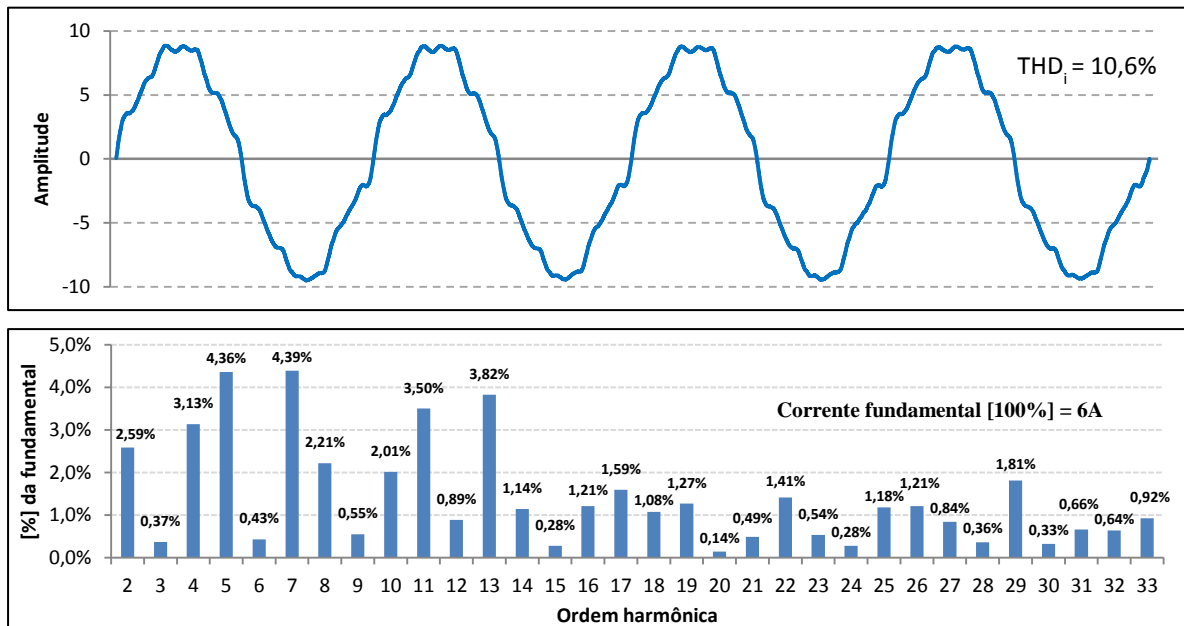
A Figura 56 e 57 ilustra a análise do inversor de 20kW, na condição de 75% da potência nominal e 20% da potência nominal, evidenciando o nível de injeção harmônica.

Figura 56 – (20kW): Forma de onda e espectro harmônico a 75% da potência nominal



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 57 – (20kW): Forma de onda e espectro harmônico a 20% da potência nominal



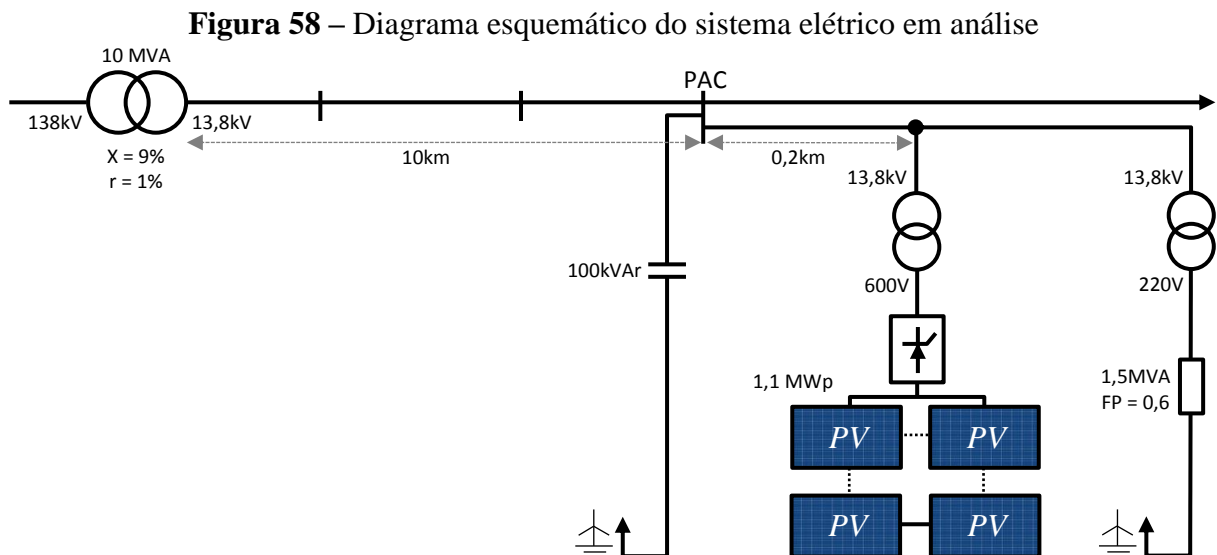
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por meio dos ensaios é possível verificar que os inversores dificilmente conseguem produzir uma onda senoidal na saída quando a potência entregue está em torno dos 20% da sua potência nominal. Porém, mesmo com o ponto de operação sob baixa potência, a corrente harmônica injetada na rede pode trazer consequências indesejáveis.

5.1 DESCRIÇÃO DO MODELO ANALISADO

O estudo do comportamento das redes de energia elétrica, funcionando em regime permanente ou em presença de algum distúrbio transitório, pode ser realizado a partir de simulação digital utilizando um software que possibilite a realização de estudos analíticos, capaz de representar o comportamento do SEP com as características idênticas as reais.

O estudo de propagação harmônica é realizado com o recurso de simulação digital no domínio do tempo em um ramo do sistema elétrico de distribuição. A simulação se propõe a identificar o impacto harmônico promovido pela conexão de um sistema de GDFV de 1,1 MW, em uma instalação elétrica alimentada por subestação individual, em média tensão, cujo detalhamento pode ser analisado na Figura 58.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Analisando o circuito da Figura 58, considera-se que devido à razoável distância entre o alimentador da subestação e a instalação elétrica do consumidor, os limites de queda de tensão estariam sendo violados e, com isso, a necessidade de instalação de um banco de capacitores (BC) para suporte à tensão, principalmente nos horários de alta demanda.

A instalação de um banco de capacitor à rede, em circuitos de baixa ou alta tensão, deve ser antecedida por estudo de impacto que avaliem as condições a que o banco de capacitores estará exposto, o nível de curto-circuito no ponto de aplicação, e, principalmente, o espectro harmônico no barramento. A relação de impedâncias entre o banco de capacitores e o sistema define a frequência de ressonância, também chamada de frequência natural neste ponto da rede.

A conexão de um sistema de GDFV altera o perfil da rede, podendo injetar frequências harmônicas não previstas durante do comissionamento do banco de capacitores. A injeção de frequências harmônicas que coincidam com a ordem da frequência de ressonância, mesmo em pequena magnitude, excitará sobretensões e sobrecorrentes no sistema, trazendo prejuízo a sua operação, degradação precoce do banco de capacitores e comprometimento da vida útil das cargas alimentadas.

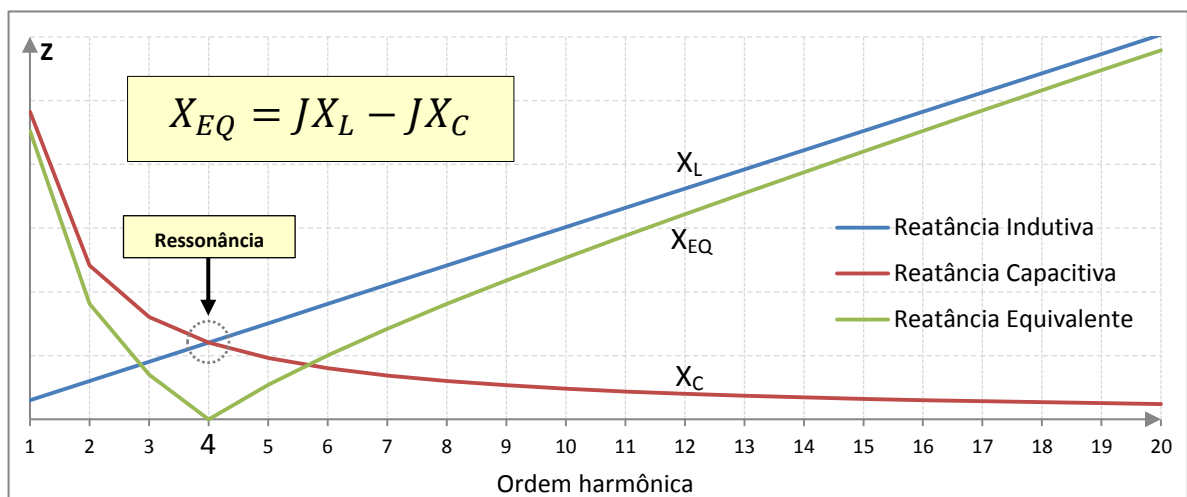
5.2 EFEITO DA RESSONÂNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

A necessidade de instalação de banco de capacitor em um determinado ponto do sistema elétrico causa a interação mútua entre suas impedâncias, e, conseqüentemente, haverá uma determinada frequência em que as reatâncias indutivas e capacitivas se igualam. Este ponto de cruzamento igualitário é denominado frequência de ressonância.

Esse efeito compensatório de energia entre as reatâncias indutivas e capacitivas resulta em um valor de impedância equivalente muito baixo, para o caso de ressonância entre cargas em série, ou assumir valor muito elevado quando a ressonância ocorre entre cargas em paralelo, sujeitando o sistema elétrico a condições danosas de operação.

Na ressonância série, a formação do estado de baixa impedância na frequência de excitação torna o circuito puramente resistivo. Este fenômeno pode ocorrer, de forma indesejável, entre a impedância do transformador e a impedância do banco de capacitores, ou como recurso aplicável à técnica de mitigação de harmônicas, por meio de filtros ressonantes, conforme pode ser analisado na Figura 59.

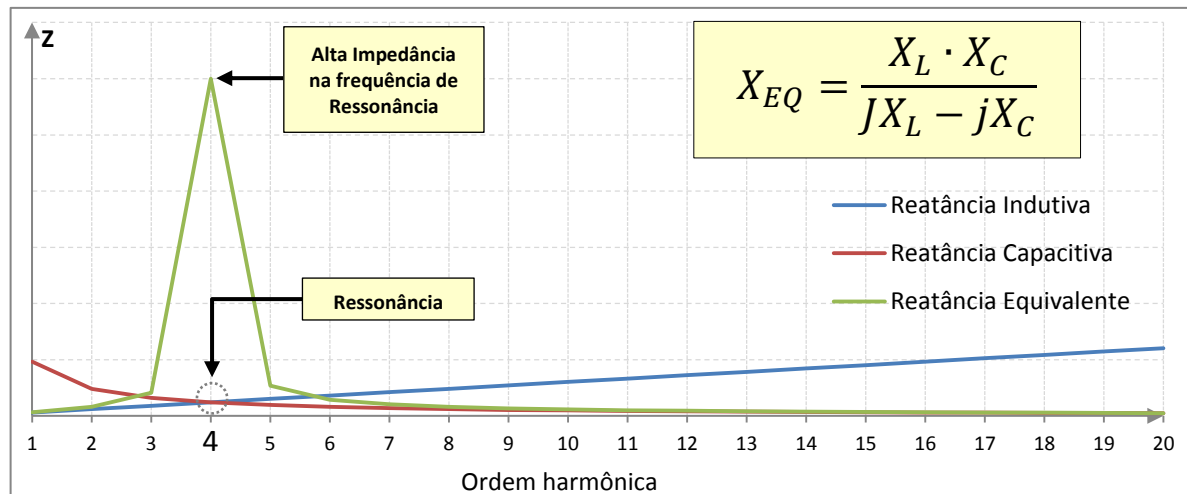
Figura 59 – Ressonância série excitada por frequência harmônica de 4ª ordem



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na ressonância paralela, por outro lado, a formação do estado de alta impedância no circuito pode resultar na amplificação da corrente harmônica, bem como em altos níveis de tensão no PAC, caso o ponto de ressonância ocorrer em uma frequência produzida pelo sistema de GDFV ou por outra carga adjacente. A Figura 60 ilustra o efeito da ressonância, com destaque para o fenômeno de alta impedância paralela na frequência de ressonância.

Figura 60 – Ressonância paralela excitada por frequência harmônica de 4ª ordem



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.3 REPRESENTAÇÃO DAS FONTES HARMÔNICAS

No que se refere exclusivamente à modelagem do inversor como fonte de frequências harmônicas, pode-se utilizar a metodologia de representação da sua não-linearidade por meio de reprodução do circuito original do equipamento ou através de fontes de corrente em paralelo.

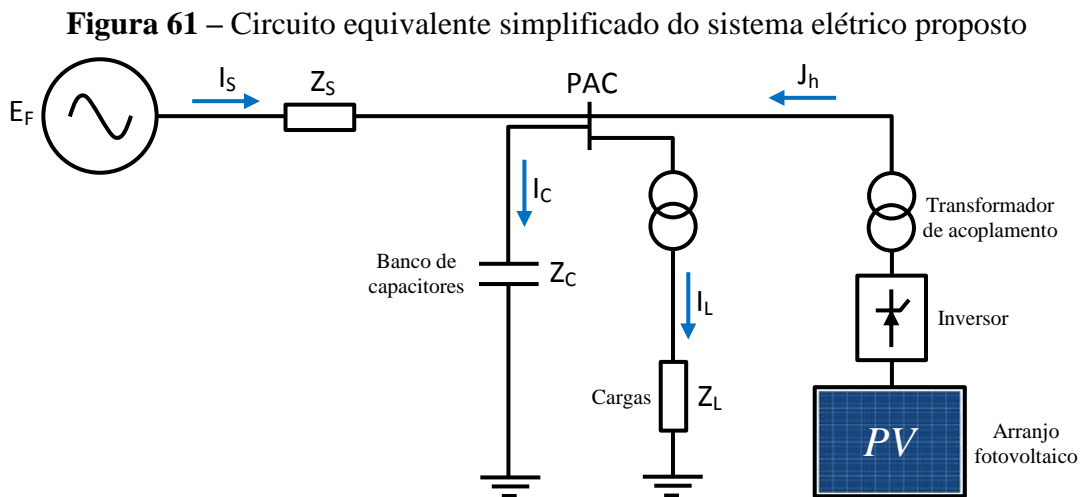
A utilização pelo modelo do circuito original do inversor exige uma descrição detalhada do circuito da carga que, normalmente, não é fornecida pelos fabricantes, por serem informações patenteadas e/ou de propriedade intelectual dos mesmos. Por outro lado, mesmo que estes dados fossem disponibilizados, a representação destas cargas por meio de modelos individualizados demandaria um grande esforço computacional nos estudos de propagação e impacto harmônico (OLIVEIRA, 2009).

No entanto, a representação da não-linearidade do inversor utilizando o modelo por fontes de corrente, técnica adotada neste trabalho, permite atender fielmente aos critérios de confiabilidade e qualidade dos resultados obtidos, possibilitando ainda um melhor desempenho nas simulações. Além disso, simplifica o controle da amplitude e fases de cada

ordem harmônica, item de grande importância para a simulação do comportamento do inversor de acordo com a potência entregue pelo arranjo fotovoltaico.

5.4 METODOLOGIA DE APOIO PARA IDENTIFICAÇÃO DE RESSONÂNCIAS

A identificação da ressonância entre um banco de capacitores e a impedância do sistema é realizada através do método das transmitâncias e suas respectivas respostas em frequência. Este princípio está fundamentado na teoria da superposição de efeitos e, neste trabalho, possibilita que seja investigada, individualmente, a influência de cada uma das frequências harmônicas produzidas pelo inversor e pela fonte de alimentação, em função de algumas grandezas de interesse do sistema. Neste contexto, as relações de influência podem ser representadas através de quatro transmitâncias, aqui denominadas Z , A , B e Y , calculadas para cada frequência harmônica em seu respectivo circuito equivalente. Para o cálculo das transmitâncias, considerou-se o circuito equivalente unifilar simplificado ilustrado na Figura 61, como representação básica de um ramal de distribuição de energia elétrica com presença de GDFV (OLIVEIRA, 2009).

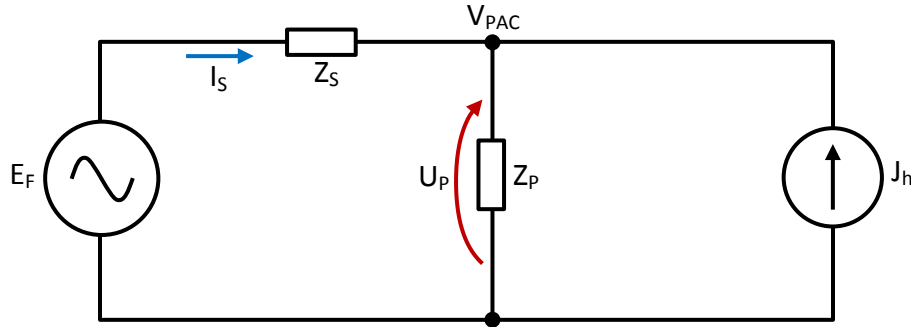


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para a aplicação teórica do princípio da superposição, o efeito da não-linearidade produzida pelo inversor é representado por meio de fontes de correntes em paralelo, cada uma representando uma frequência harmônica com valor de amplitude proporcional ao espectro gerado por um inversor em condições reais de operação. O efeito de cada ordem harmônica é analisado individualmente para posterior composição da distorção harmônica em cada fase.

A Figura 62 ilustra o circuito unifilar da Figura 61, com sobreposição do modelo por fontes de corrente, considerando a impedância equivalente (Z_p) como o resultante paralelo das impedâncias do banco de capacitores (Z_C) e das cargas (Z_L), com característica RLC linear.

Figura 62 – Circuito simplificado equivalente do sistema elétrico simulado



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Admitindo-se que as variáveis de interesse no equacionamento são a corrente do sistema (I_S) e a tensão no PAC (U_P), as composições de ambas dependem simultaneamente da participação da corrente produzida pelo inversor (J_h) e da tensão de alimentação do sistema (E_F), conforme equações (20) e (21), totalizadas a partir do somatório da frequência fundamental e das contribuições individuais de cada parcela de excitação harmônica.

$$I_S = I_{S(J_h)} + I_{S(E_F)} \quad (20)$$

$$U_P = U_{P(J_h)} + U_{P(E_F)} \quad (21)$$

Sendo, respectivamente:

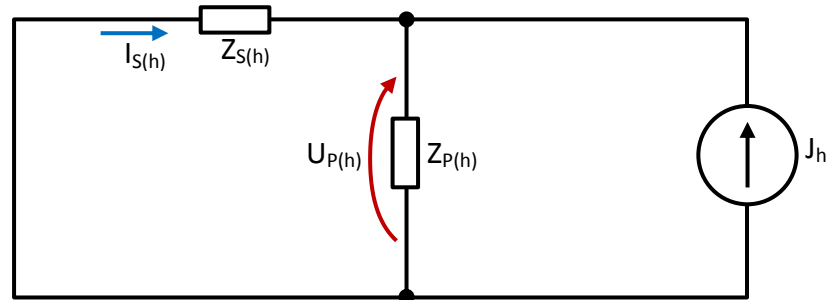
- $I_{S(J_h)}$, $U_{P(J_h)}$ – contribuições da fonte de corrente J_h na corrente I_S e tensão U_P ;
- $I_{S(E_F)}$, $U_{P(E_F)}$ – contribuições da fonte de tensão E_F na corrente I_S e tensão U_P ;
- h – Ordem harmônica ($f_h = h \cdot 60$).

Porém, como o objetivo é determinar o impacto harmônico produzido pelo inversor em relação às demais grandezas do sistema, a influência da fonte de tensão (E_F) se dá apenas para determinação da componente fundamental, ou seja, em 60 Hz, sendo considerada uma fonte senoidal sem influência harmônica.

Os impactos da corrente harmônica do inversor (J_h) sobre a tensão no ponto de acoplamento (U_P) e sobre a corrente do sistema (I_S) são relacionados na forma das transmitâncias Z e A , respectivamente, definidas em função dos valores das impedâncias do

sistema (Z_S) e do resultante entre o banco de capacitores e as cargas (Z_P). Baseado no princípio da superposição, apenas o efeito da fonte de corrente (J_h) é considerado, anulando-se a fonte de tensão (E_F), conforme analisado na Figura 63.

Figura 63 – Análise de transmitâncias considerando apenas o efeito da fonte de corrente



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O equacionamento das transmitâncias no domínio da frequência é determinado genericamente pelas equações (22) e (23).

$$\frac{U_{P(h)}}{J_h} = Z \text{ (transmitância } Z) \quad (22)$$

$$\frac{I_{S(h)}}{J_h} = A \text{ (transmitância } A) \quad (23)$$

Sendo:

- Z : Influência da corrente (J_h) sobre a tensão (U_P), com unidade em ohms (Ω);
- A : Influência da corrente (J_h) sobre a corrente (I_S), com unidade adimensional.

Logo, para a determinação da transmitância Z , utiliza-se a relação entre (U_P) e (J_h), conforme equação (22), tendo como resultado da relação entre tensão e corrente, uma impedância que correspondente ao equivalente da Figura 63, expresso na equação (24).

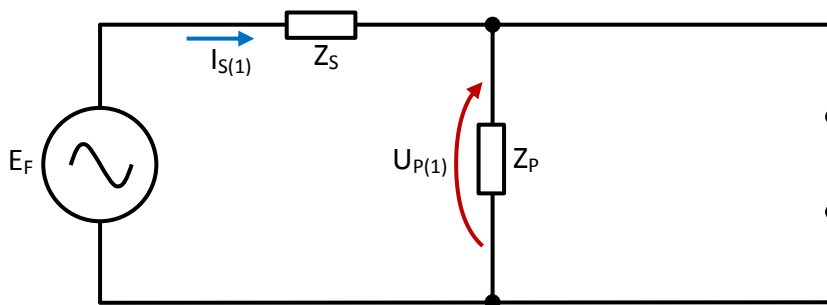
$$\frac{U_{P(h)}}{J_h} = \frac{Z_P \cdot Z_S}{Z_P + Z_S} = Z \quad (24)$$

Para a determinação da transmitância A , utiliza-se a regra do divisor de corrente no circuito da Figura 63, tendo como resultado da relação entre duas correntes, um termo adimensional, expresso na equação (25).

$$I_{S(h)} = \frac{J_h \cdot Z_P \cdot Z_S}{Z_S \cdot Z_P + Z_S} \rightarrow \frac{I_{S(h)}}{J_h} = \frac{Z_P}{Z_P + Z_S} = A \quad (25)$$

Os efeitos da tensão da fonte (E_F) sobre a tensão no PAC (U_P) e sobre a corrente do sistema (I_S) são relacionados na forma das transmitâncias B e Y, respectivamente, definidas em função dos valores das impedâncias do sistema (Z_S) e do resultante entre o banco de capacitores e as cargas (Z_P). Baseado no princípio da superposição, com base no circuito da Figura 62, apenas o efeito da fonte de tensão (E_F) será considerado, anulando-se o efeito da fonte de corrente (J_h), conforma ilustrado na Figura 64.

Figura 64 – Análise de transmitâncias considerando apenas o efeito da fonte de tensão



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O equacionamento das transmitâncias no domínio da frequência é determinado genericamente pelas equações (26) e (27).

$$\frac{U_{P(1)}}{E_F} = B \text{ (transmitância B)} \quad (26)$$

$$\frac{I_{S(1)}}{E_F} = Y \text{ (transmitância Y)} \quad (27)$$

Sendo:

- B: Influência da tensão (E_F) sobre a tensão (U_P), com unidade adimensional.
- Y: Influência da tensão (E_F) sobre a corrente (I_S), com unidade em ohms (Ω^{-1}).

Logo, para a determinação da transmitância B, utiliza-se a regra do divisor de tensão no circuito da Figura 64, tendo como resultado da relação entre duas tensões, um termo adimensional, expresso na equação (28).

$$U_{P(1)} = \frac{Z_P}{Z_P + Z_S} \cdot E_F \rightarrow \frac{U_{P(1)}}{E_F} = \frac{Z_P}{Z_P + Z_S} = B \quad (28)$$

Para a determinação da transmitância Y , utiliza-se a relação entre (I_S) e (E_F) , conforme equação (27), tendo como resultado da relação entre corrente e tensão, uma admitância que correspondente ao equivalente da Figura 64, expresso na equação (29).

$$\frac{I_{S(1)}}{E_F} = \frac{1}{Z_P + Z_S} = Y \quad (29)$$

Observa-se que as transmitâncias A e B são idênticas, porém apresentam diferentes significados físicos. A transmitância A reflete o efeito da corrente (J_h) , produzida pelo inversor, como uma parcela da corrente do sistema (I_S) , enquanto que a transmitância B reflete somente o efeito da componente fundamental da tensão da fonte (E_F) sobre a tensão do ponto de acoplamento (U_p) . As demais transmitâncias, Y e Z , refletem, respectivamente, o efeito da tensão da fonte (E_F) sobre a corrente do sistema (I_S) , e da corrente (J_h) do inversor sobre a tensão no PAC (U_p) (RAVAGNANI, 2008).

Por outro lado, verifica-se que todas as transmitâncias apresentam um denominador comum, dado pela soma das impedâncias do sistema (Z_S) com a impedância resultante entre o banco de capacitores e as cargas (Z_p) . Em situações de ressonância, a reatância equivalente desta associação é nula e o denominador de todas as transmitâncias resume-se apenas à resistência equivalente total, cujo valor é relativamente baixo. Nestas condições, as magnitudes de todas as transmitâncias podem ser bastante elevadas (OLIVEIRA, 2009).

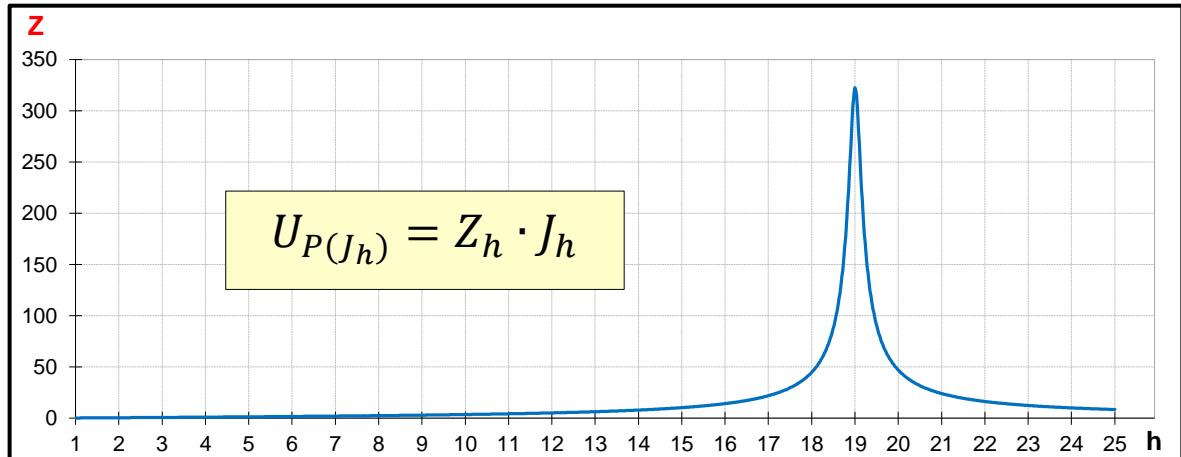
5.5 APLICATIVO COMPUTACIONAL

Para a aplicação do método das transmitâncias, utilizou-se um aplicativo computacional desenvolvido em ambiente de planilha eletrônica, sob a plataforma Microsoft Excel, onde são realizadas as operações matemáticas necessárias para identificação das ressonâncias, conforme os dados e características do sistema, ilustrado anteriormente na Figura 58.

O aplicativo computacional contribui para uma interação rápida, sistemática e elucidativa, por tratar-se de uma análise no domínio da frequência. Os resultados obtidos pelo método das transmitâncias são apresentados na Figura 65, cuja resposta em frequência das do método aponta a ocorrência da ressonância na frequência de 1.140 Hz, podendo ser excitado

pela 19ª ordem harmônica. Nessa condição, a tensão de 19ª ordem harmônica terá seu valor determinado por 320 vezes o valor da corrente injetada.

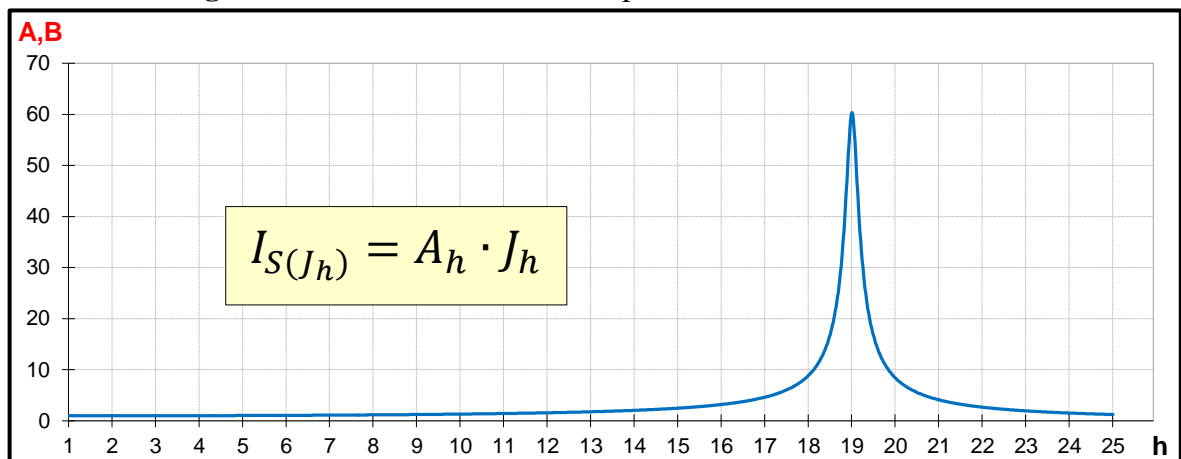
Figura 65 – Efeito da ressonância paralela na tensão do banco de capacitores



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A resposta em frequência das transmitâncias para a corrente do sistema, apresentado na Figura 66, resulta na amplificação da corrente (I_S) motivada pela ocorrência de ressonâncias paralelas na 19ª ordem harmônica, cuja corrente harmônica nesta frequência tem fator de multiplicação em 60 vezes quando incorporada a corrente no sistema.

Figura 66 – Efeito da ressonância paralela na corrente do sistema



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Pode-se analisar, por meio da Figura 66, que a amplificação da corrente harmônica ocorre com maior intensidade na frequência de ressonância, porém, as frequências harmônicas adjacentes também serão amplificadas, em menor proporção. Vale lembrar que o fenômeno

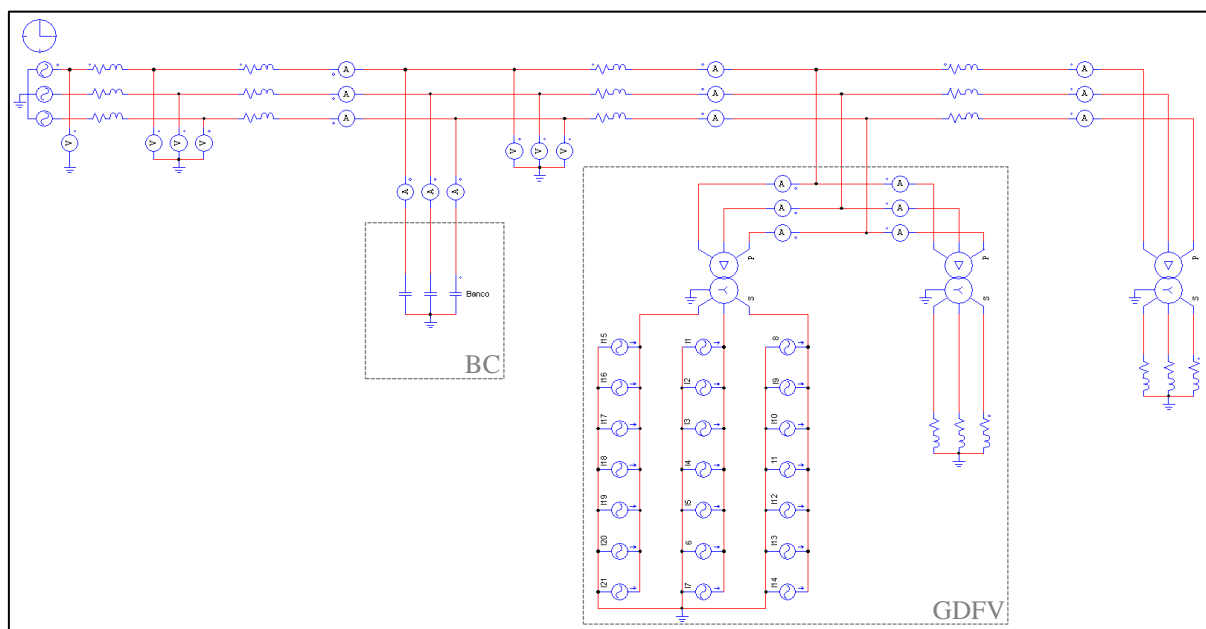
da amplificação de corrente somente ocorre se a frequência em questão estiver presente no circuito, ou seja, o gráfico da Figura supracitada ilustra não mais que a predisposição para a ocorrência de amplificação.

5.6 ANÁLISE E APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

O recurso analítico utilizando software de simulação digital no domínio do tempo é a metodologia mais realista para análise do comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência devido sua consideração acerca de todas as não linearidades inerentes ao sistema, sensível às variações de caráter transitório e em regime permanente. Entretanto, análises no domínio do tempo solicitam grande esforço computacional e tempo de simulação consideravelmente grande com relação ao detalhamento requerido.

Para análise do sistema elétrico sob condição de ressonância, utilizou-se o *software* comercial *Power simulation* – PSIM®, com o objetivo de avaliar o impacto que a presença de componentes harmônicos pode trazer a um determinado banco de capacitor, presente no ramal de distribuição de energia para regulação do nível de tensão, quando o sistema de GDFV injeta corrente harmônica na coincidente com a frequência de ressonância.

Figura 67 – Circuito equivalente implementado no software PSIM



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para simplificar o processo de análise, foi considerado o sistema elétrico trifásico como equilibrado entre fases, com intuito de concentrar o estudo somente em função do impacto

harmônico e evitar os efeitos distintos produzidos pelo desequilíbrio. A configuração proposta pode ser comparada a um ramal convencionalmente encontrado no sistema elétrico de distribuição, cujas características operacionais são dadas na Tabela 16.

Tabela 14 – Grandezas elétricas do sistema proposto

| GRANDEZA | VALOR |
|--|------------|
| TENSÃO NOMINAL NO LADO PRIMÁRIO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO | 13.8kV |
| TENSÃO NOMINAL NO LADO SECUNDÁRIO DO SISTEMA DE GDFV | 600V |
| TENSÃO NOMINAL NO LADO SECUNDÁRIO DAS CARGAS | 220/127V |
| POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO DA SUBESTAÇÃO (ALIMENTADOR) | 10MVA |
| POTÊNCIA NOMINAL DO SISTEMA DE GDFV | 1,1MWp |
| POTÊNCIA DO SISTEMA DE GDFV CONSIDERADA NA SIMULAÇÃO | 20% |
| CARREGAMENTO LINEAR CONSIDERADO | 1,5MVA |
| FATOR DE DESLOCAMENTO NA CARGA | 0,6 |
| POTÊNCIA DO BANCO DE CAPACITORES | 100kVAr |
| FREQUÊNCIA DE RESSONÂNCIA | 1.140Hz |
| CABEAMENTO DO CIRCUITO DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERADO | 477 CAA |
| DISTÂNCIA ENTRE A SUBESTAÇÃO E O PAC | 10km |
| DISTÂNCIA ENTRE BANCO DE CAPACITORES E PAC | 200 metros |

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A frequência de ressonância é determinada em função do ponto de acoplamento do banco de capacitores no sistema analisado. Para definição da frequência de ressonância, o banco de capacitores é colocado como referência para determinação de impedâncias a montante e a jusante do mesmo. Logo, a distância entre o banco de capacitores e a subestação é parâmetro de relevância devido sua contribuição direta na impedância de curto-circuito. Por outro lado, a distância entre o banco de capacitores e o sistema de GDFV não exerce grande influência para o cálculo da frequência de ressonância, mas sim em sua contribuição na geração de harmônicos no barramento.

O efeito da interação da impedância do banco de capacitores com a impedância da rede deve ser realizado ainda em nível de projeto para evitar as consequências da ressonância, seja ela série ou paralelo. Deste modo, qualquer que seja a potência do banco de capacitores instalado no sistema de distribuição, haverá uma determinada frequência (frequência de ressonância) em que a reatância indutiva equivalente da rede e a reatância capacitiva do banco

de capacitor se anulam. A ignição da ressonância, e seus efeitos indesejáveis, somente serão observados se o barramento em análise apresentar frequências harmônicas coincidentes com a frequência de ressonância.

A etapa de comissionamento de bancos de capacitores em redes elétricas é precedida por estudos de análise do espectro harmônico e de comportamento típico da demanda de carga no barramento, para que o dimensionamento do banco de capacitores esteja em um ponto de ressonância distante de uma possível frequência gerada por cargas não-lineares presentes, como também não ser influenciado pela variação diária da demanda de carga. Conforme abordagem anterior, a variação no carregamento do circuito altera o valor da impedância paralela em relação ao banco de capacitor, conforme abordado no capítulo 5.4, deslocando o ponto de ressonância para outro valor, podendo trazer uma condição de susceptibilidade temporária para uma frequência harmônica eventualmente presente.

Assim sendo, os resultados da análise de ressonância no sistema proposto são apresentados considerando que a injeção de componentes harmônicos pelo sistema de GDFV não deve exceder os limites estabelecidos pela norma NBR ABNT 16.149. A Tabela 15 exhibe os valores de Distorções Harmônicas Individuais de Corrente (IHD - *Individual harmonic distortion*), injetadas na rede pelo inversor do sistema de GDFV, operando com potência de 20% da nominal, cuja corrente total RMS corresponde a 9,21 A no lado de média tensão (13.8000 V) e 211,96 A no lado baixa tensão (600 V) do sistema de GDFV, para a mesma condição de potência.

Tabela 15 – Injeção harmônica na rede de MT com inversor a 20% da potencia nominal

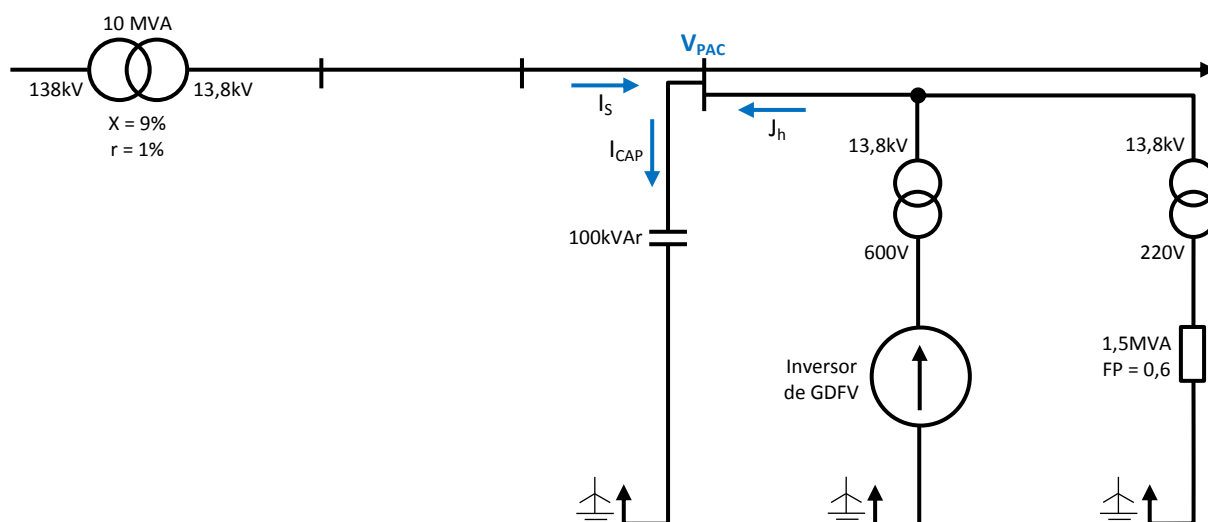
| ORDEM | FREQUÊNCIA | INJEÇÃO DE IHD [%FUNDAMENTAL] | LIMITE DE IHD | CORRENTE RMS NA MT | CORRENTE RMS NA BT |
|------------------|----------------|-------------------------------|---------------|--------------------|--------------------|
| FUNDAMENTAL | 60 Hz | – | – | 9,2041 A | 211,70 A |
| 5ª ORDEM | 300 Hz | 3,1% | 4,0% | 0,2853 A | 6,5625 A |
| 7ª ORDEM | 420 Hz | 3,0% | 4,0% | 0,2761 A | 6,3508 A |
| 11ª ORDEM | 660 Hz | 1,7% | 2,0% | 0,1565 A | 3,5988 A |
| 13ª ORDEM | 780 Hz | 1,5% | 2,0% | 0,1381 A | 3,1754 A |
| 17ª ORDEM | 1020 Hz | 1,4% | 1,5% | 0,1289 A | 2,9637 A |
| 19ª ORDEM | 1140 Hz | 1,3% | 1,5% | 0,1197 A | 2,7520 A |

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A resposta em frequência do aplicativo computacional, detalhado no item 5.5 deste capítulo, aponta que a frequência de ressonância do sistema proposto encontra-se sintonizada na 19ª ordem harmônica. Logo, pode-se notar que a magnitude da corrente harmônica de 19ª ordem, apresentada na Tabela 15, tem valor consideravelmente baixo. A análise propõe-se em analisar somente a influência do conteúdo harmônico injetado pelo sistema de GDFV na rede de distribuição, no entanto, a participação de outras cargas com características não-linear na produção de conteúdo harmônico, coincidente com a frequência de ressonância, só tendem a colaborar para o agravamento das consequências.

Definido o modelo de análise e a base conceitual sobre o fenômeno de ressonância, a Figura 68 recupera o circuito de distribuição proposto devido à ocorrência de ressonância paralela, destacando as grandezas elétricas envolvidas.

Figura 68 – Circuito de distribuição com definição das grandezas analisadas



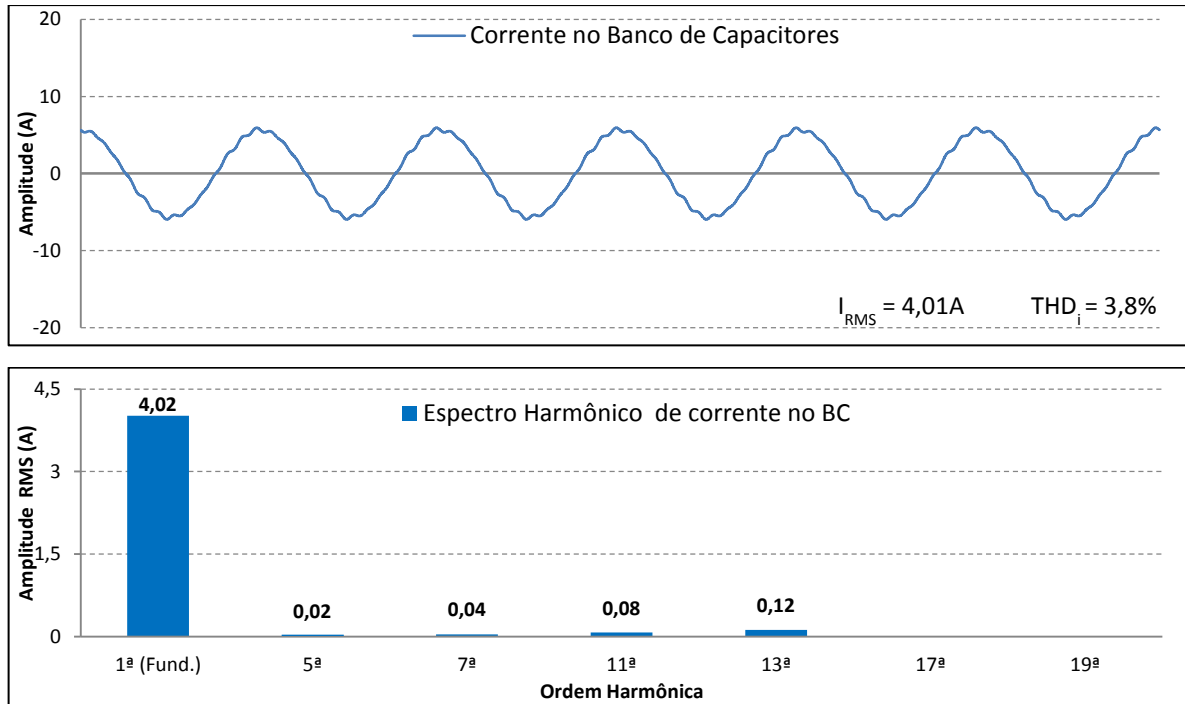
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.6.1 Análise da corrente sobre o banco de capacitores (I_{CAP})

O procedimento de análise consiste em ilustrar as formas de onda e espectro de frequências do sistema de distribuição, com a presença dos efeitos da ressonância e também sem eles, com o objetivo de obter uma base comparativa e uma melhor percepção do fenômeno.

Para a primeira análise, a Figura 69 ilustra a forma de onda e o espectro harmônico da corrente no banco de capacitores (I_{CAP}) sem presença da 19ª e 17ª ordens harmônicas, obtendo como resposta o sinal da corrente sem grandes perturbações, cujo espectro de frequências comprova a ausência do fenômeno da amplificação ressonante.

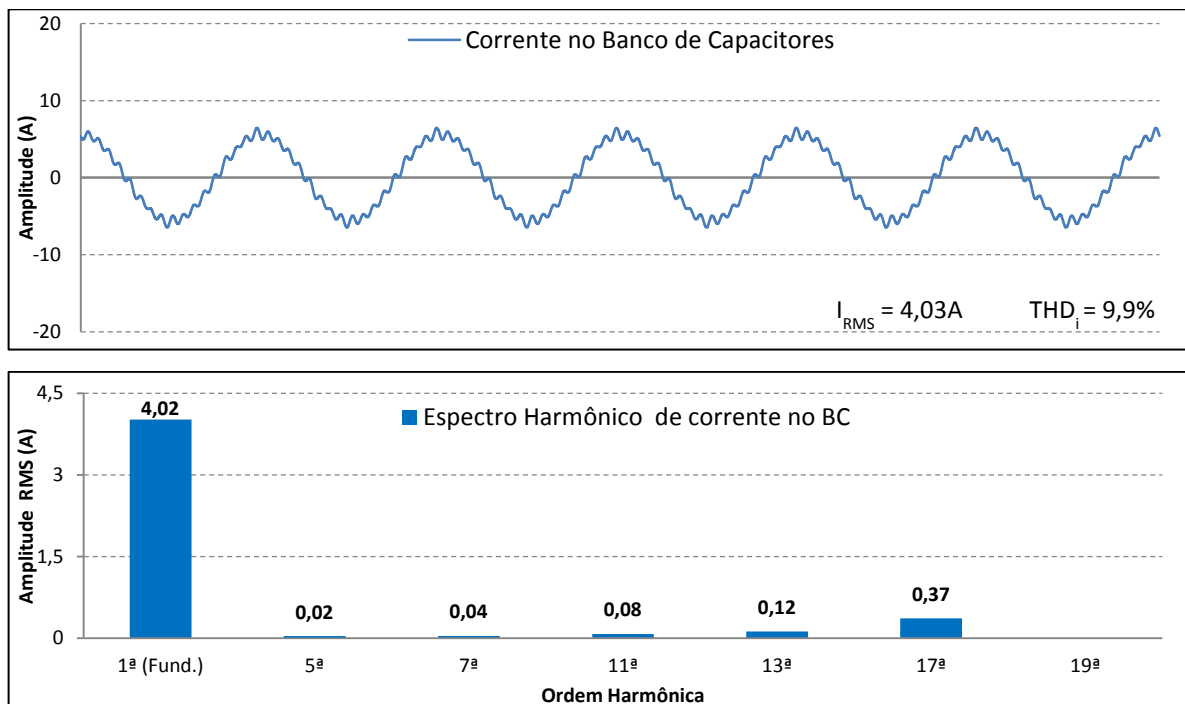
Figura 69 – (I_{CAP}) Forma de onda e espectro harmônico (sistema não ressonante)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 70 apresenta o resultado da simulação do sistema sem a presença da frequência de ressonância, porém, com a frequência de 17ª ordem harmônica.

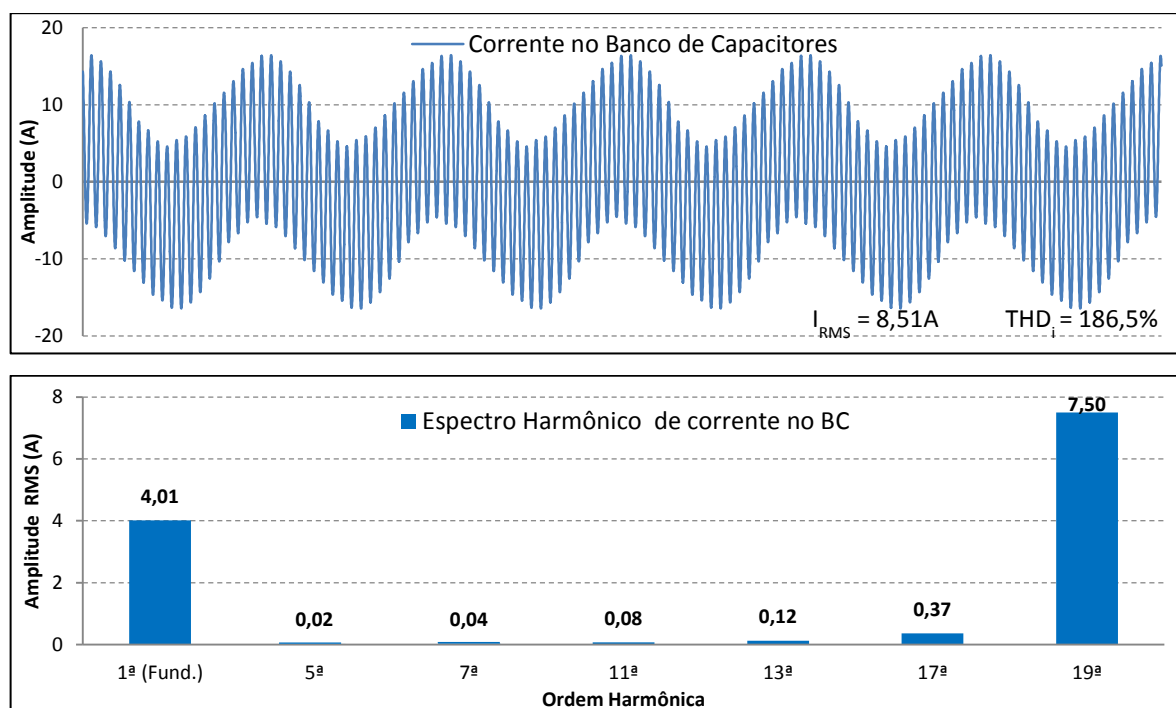
Figura 70 – (I_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema semi-ressonante)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 71 apresenta o resultado da simulação do sistema excitado pelas frequências de 19ª e 17ª ordem harmônica. Nota-se que a corrente drenada pelo banco de capacitores teve seu valor RMS duplicado, e o valor da THDi levado a valor extremo devido ao fenômeno da amplificação da corrente harmônica na frequência de ressonância.

Figura 71 – (I_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema ressonante)



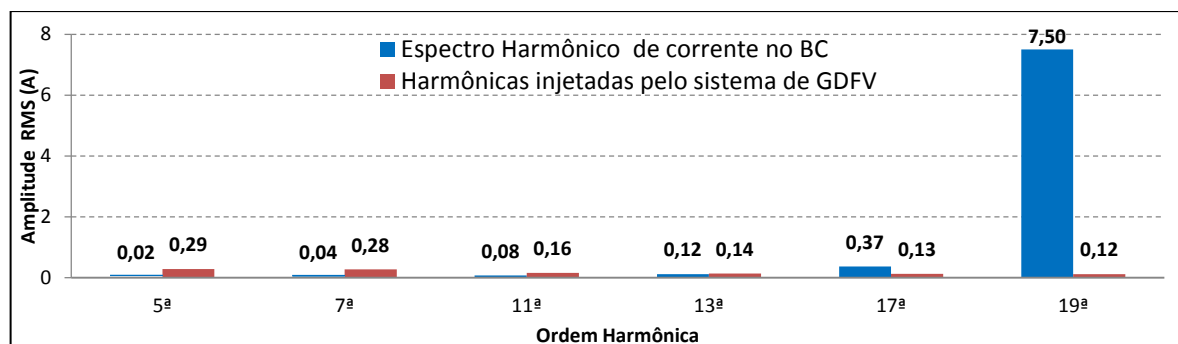
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

De acordo com a norma internacional *IEEE Std 18 (Standard for Shunt Power Capacitors)* - revisão 2012, que especifica os limites de sobrecarga para os capacitores de potência em derivação e conectados no sistema de distribuição, o valor RMS da corrente nominal, incluindo a frequência fundamental e as ordens harmônicas, não pode ultrapassar 135% da sua corrente nominal.

Para o caso proposto, a corrente RMS chegou ao ápice de 212,21% devido à ressonância, forçando o capacitor a operar em modo de contingência, podendo ocasionar a perda total das unidades capacitivas devido à degradação do dielétrico.

Assim sendo, a Figura 72 ilustra o comparativo entre o conteúdo harmônico gerado pelo sistema GDFV e o espectro harmônico presente no circuito do banco de capacitores, com o objetivo de visualizar o efeito da amplificação das frequências harmônicas ressonantes no sistema, principalmente para a 19ª ordem.

Figura 72 – (I_{CAP}): Fenômeno da amplificação da corrente na frequência de ressonância

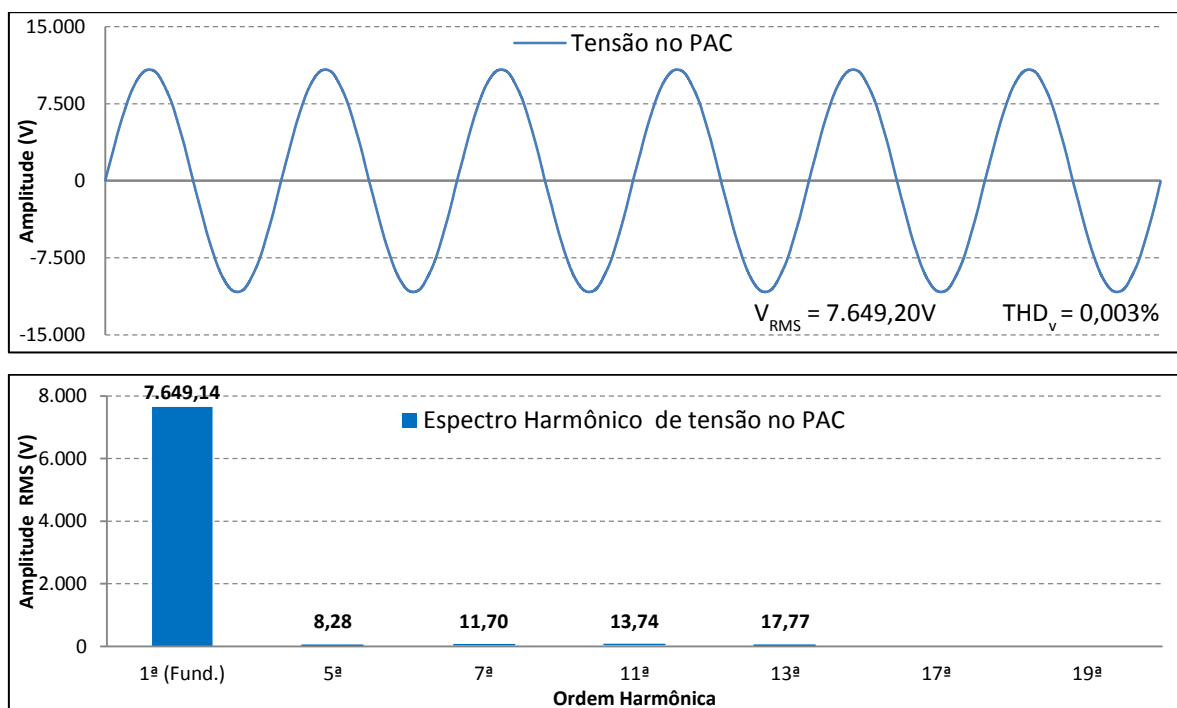


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.6.2 Análise da tensão no ponto de acoplamento (V_{CAP})

Considerando que o ponto de conexão, para os sistemas de geração distribuída, deve ser único para a central geradora e a unidade consumidora (ANEEL, 2012b), a distorção harmônica de tensão no PAC incidirá diretamente sobre o banco de capacitores, bem como sobre as cargas conectadas ao barramento, conforme apresentado nas análises a seguir.

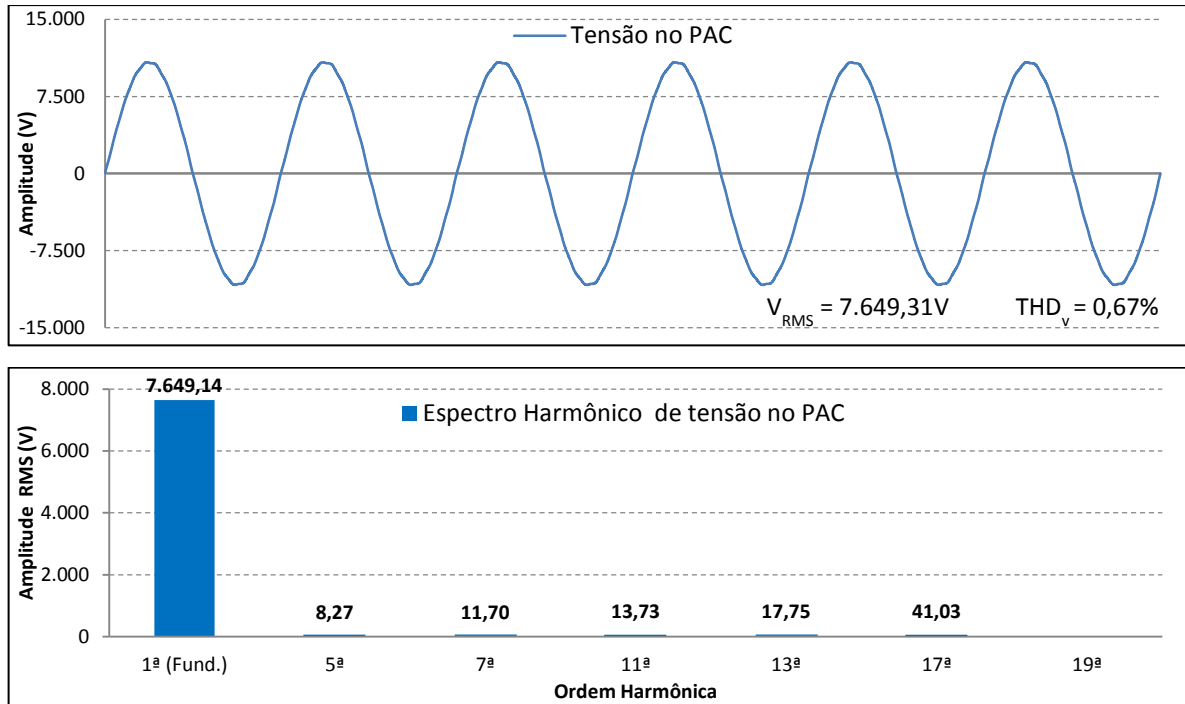
Figura 73 – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema não ressonante)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 74 apresenta o resultado da simulação do sistema sem a presença da frequência de ressonância, porém, com a frequência de 17ª ordem harmônica.

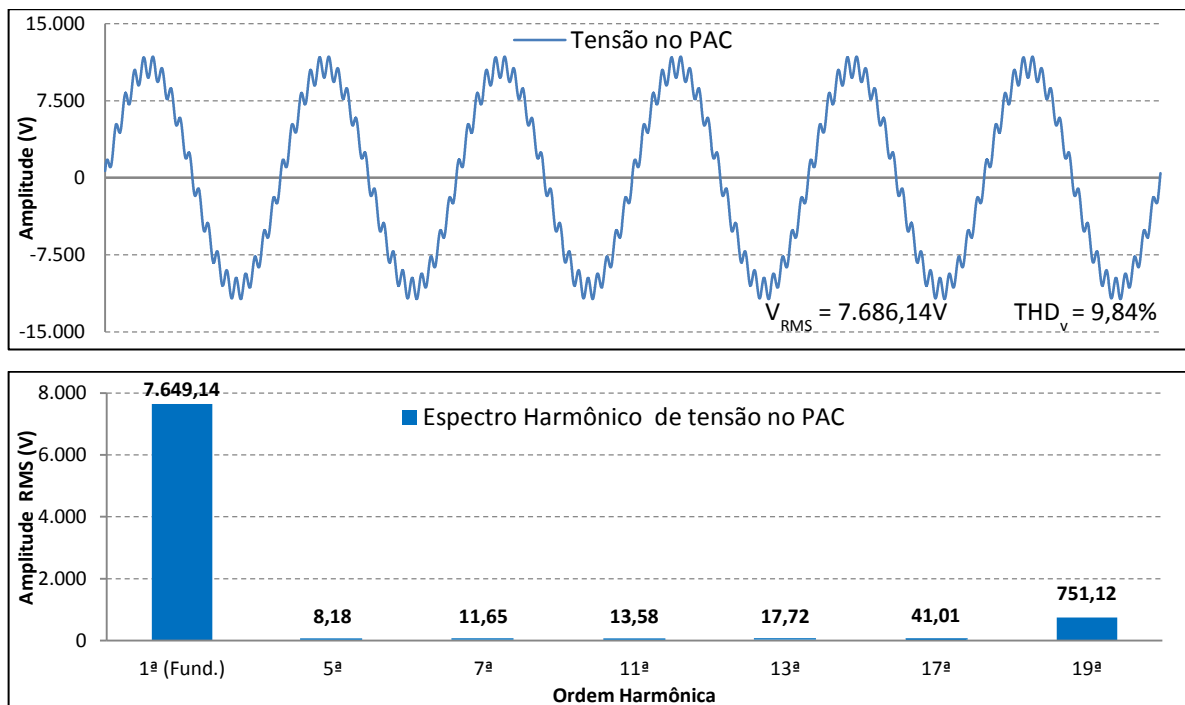
Figura 74 – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema semi-ressonante)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 75 apresenta o resultado da simulação do sistema excitado em pelas frequências de 19ª e 17ª ordem harmônica.

Figura 75 – (V_{CAP}): Forma de onda e espectro harmônico (sistema ressonante)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Ainda na Figura 75, pode-se notar que a forma de onda da tensão no PAC é fortemente impactada quando o sistema opera em ressonância, com valor de THD_V medindo 9,84%, violando o limite de THD_V de 8% especificado em (ANEEL, 2015b).

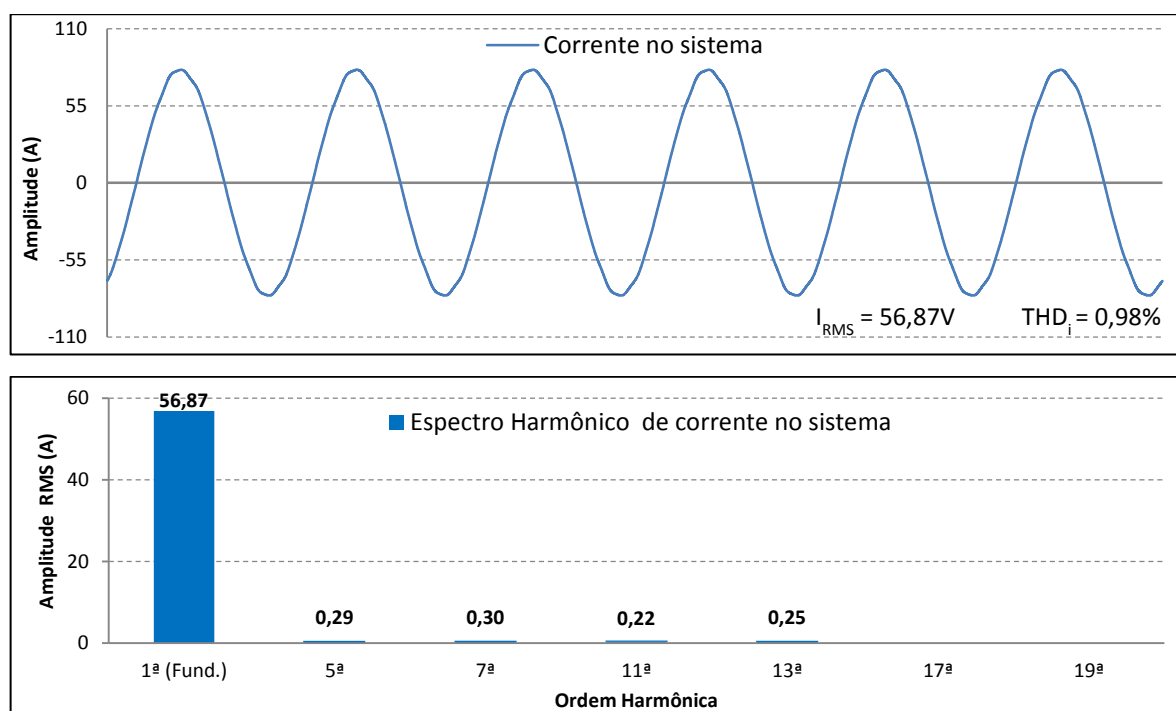
A norma IEEE Std 18 especifica que os capacitores em derivação instalados em redes de distribuição de energia elétrica, não devem operar permanentemente com potência superior a 135% dos kVAr nominais. Considerando que o capacitor instalado tem potência nominal de 100kVAr, os cálculos para obtenção do valor de potência reativa fornecida pelo banco de capacitores é realizado pela equação (30), resultando em 196,2% da potência nominal do banco de capacitores, evidenciando outra violação de limite operacional.

$$I_{RMS} \cdot V_{RMS} \cdot 3 \rightarrow 8,51 \cdot 7.686,14 \cdot 3 = 196,2kVAr \quad (30)$$

5.6.3 Análise da corrente no sistema (I_S)

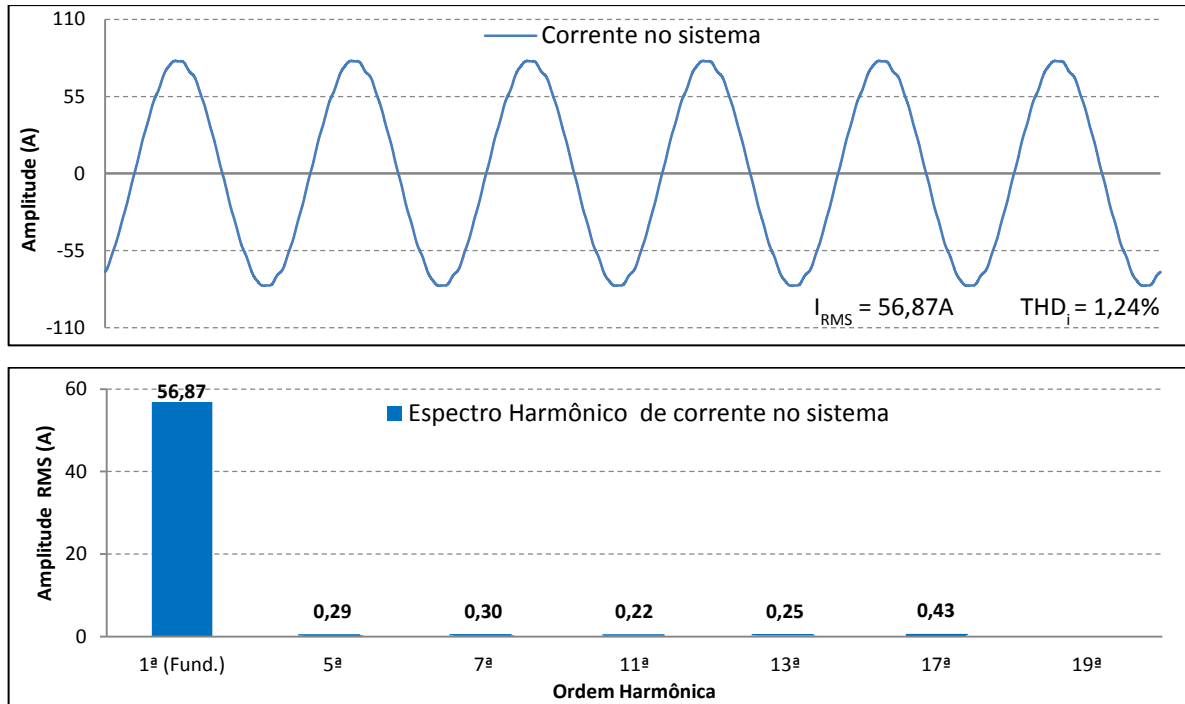
Para esta sequência de análises, utiliza-se a regra do divisor de corrente no PAC. As frequências mais altas encontrarão um caminho de baixa impedância pelo circuito do banco de capacitores, impactando-o com grande severidade e, conseqüentemente, minimizando o impacto sobre a corrente do sistema I_S , conforme as análises a seguir.

Figura 76 – (I_S): Forma de onda e espectro harmônico (sistema não ressonante)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

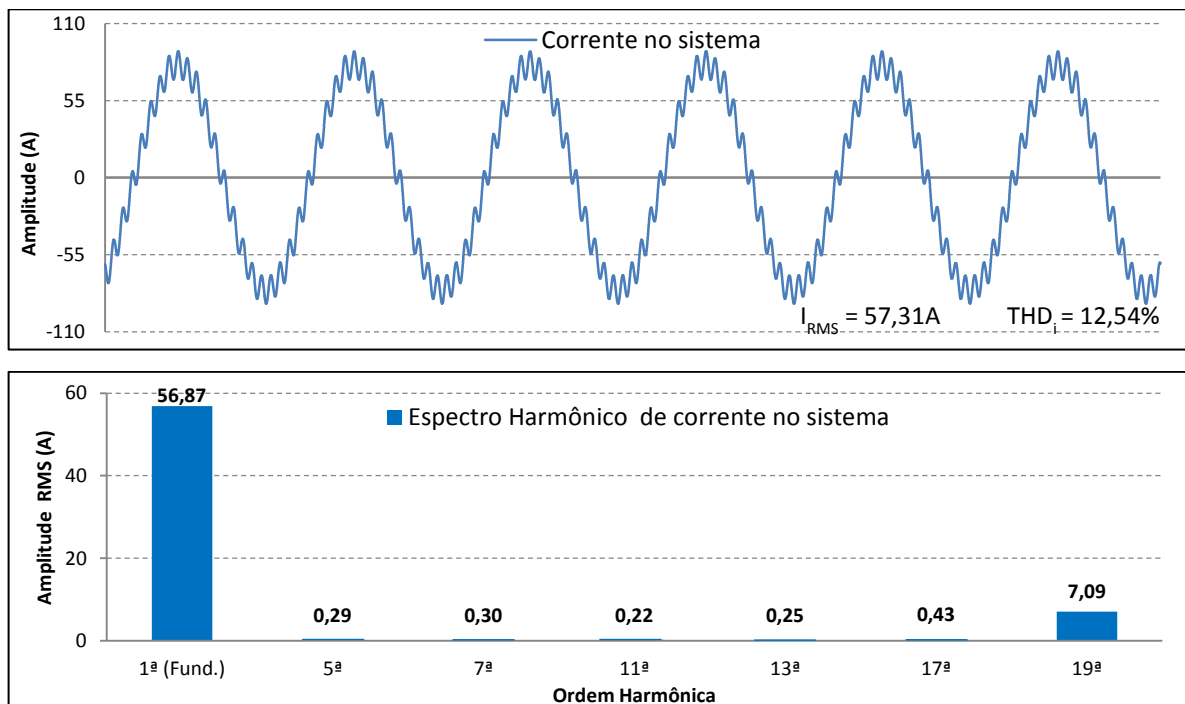
Figura 77 – (I_S): Forma de onda e espectro harmônico (sistema semi-ressonante)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 78 apresenta o resultado da simulação do sistema excitado em pelas frequências de 19ª e 17ª ordem harmônica.

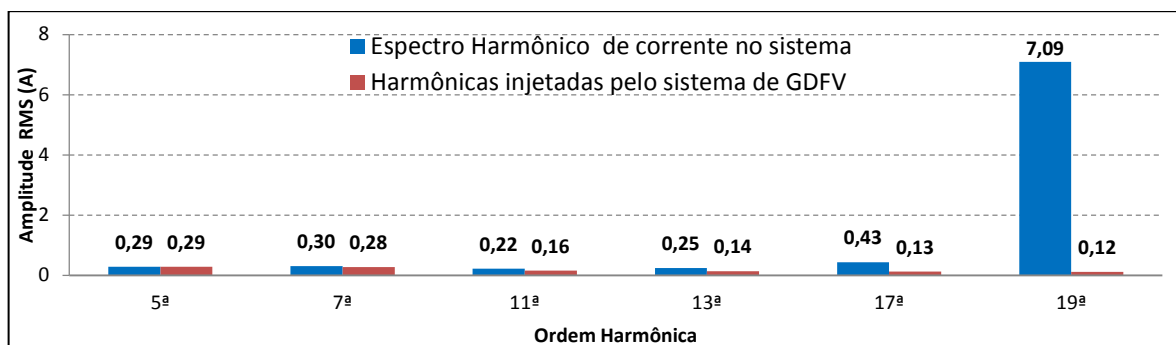
Figura 78 – (I_S): Forma de onda e espectro harmônico (sistema ressonante)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 79 ilustra o comparativo entre o conteúdo harmônico gerado pelo sistema GDFV e o espectro harmônico injetado no sistema de distribuição, com o objetivo de visualizar o efeito da amplificação das frequências harmônicas ressonantes no sistema, com destaque para a 19ª ordem.

Figura 79 – (I_S): Fenômeno da amplificação da corrente na frequência de ressonância

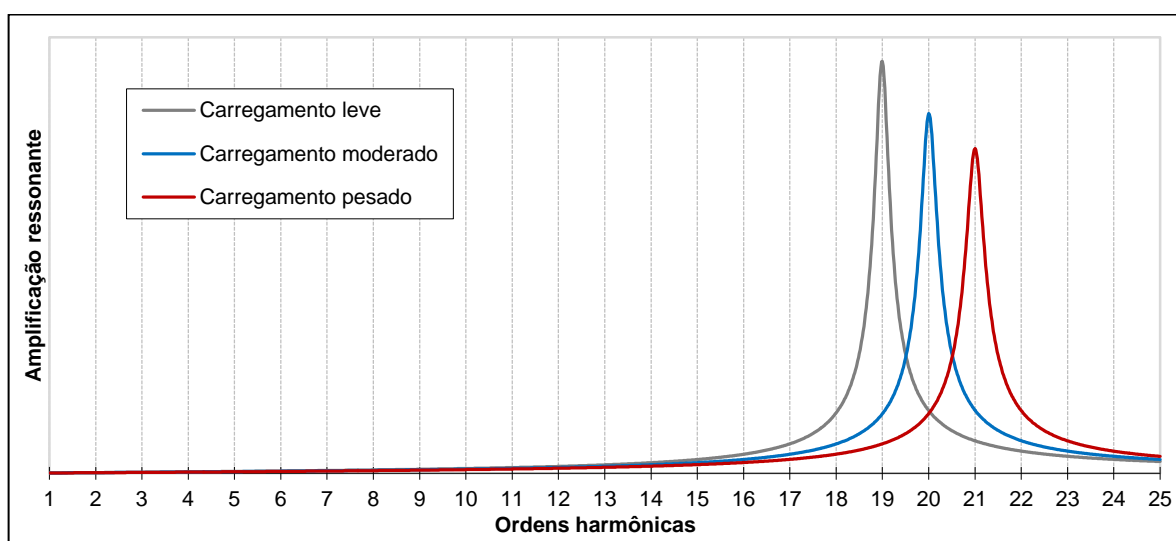


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.7 FREQUÊNCIA DE RESSONÂNCIA DEVIDO À VARIAÇÃO DE CARGA

A frequência de ressonância no PAC do banco de capacitores sofre variação devido ao carregamento da rede, ou seja, flutua de acordo com a curva de carga. Porém, essa variação oscila normalmente entre poucas ordens harmônicas, conforme ilustra a Figura 80. Nota-se, também, que quanto maior o carregamento, menor o fator de amplificação das grandezas elétricas.

Figura 80 – Oscilação da frequência de ressonância devido à curva de carga



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

6 CONCLUSÃO E PROPOSTA DE CONTINUIDADE

6.1 CONCLUSÃO GERAL DO TRABALHO

A consciência de que as fontes renováveis de energia devem ter seu uso intensificado está deixando de ser um ideal para se tornar uma realidade, motivadas principalmente por aspectos econômicos, devido à redução no valor da fatura de energia, e por questões ambientais, por se tratar de uma fonte inesgotável, não poluente, silenciosa e por não competir pelo uso do solo, sendo incorporada a edificações já existentes.

No Brasil, devido às características do seu sistema elétrico, a exploração da energia solar pode ajudar na redução dos elevados custos de transmissão e distribuição, por trazer a geração próxima ao consumo final. Porém, a conexão de unidades de GDFV de maneira inadvertida, pode trazer algumas consequências desagradáveis ao sistema elétrico.

Enquanto a participação dos sistemas de GDFV ainda não é significativa, o impacto na rede produzido por estas unidades geradoras normalmente não é observado. Porém, com o aumento da participação desta tecnologia, os sistemas de GDFV podem trazer algumas preocupações, principalmente quanto ao nível harmônico produzido, tornando imprescindível uma análise de impacto que o sistema de GDFV pode trazer a um determinado ponto da rede.

Nesta perspectiva, este trabalho realiza um estudo analítico de qualidade da energia elétrica por meio de simulação digital em um circuito de distribuição genérico com presença de um banco de capacitores, onde a presença de componentes harmônicos pode excitar a condição de ressonância já estabelecida devido à variação da impedância característica do barramento, em consequência da interação da reatância capacitiva do banco com a impedância do sistema elétrico.

Como resultado da excitação da ressonância, as análises demonstram que a forma de onda da tensão no PAC é fortemente impactada, com valor de THD_V na média tensão medindo 9,84%, violando o limite de distorção total 8%, sendo que esta violação é causada quase que exclusivamente em decorrência da amplificação da componente harmônica de 19ª ordem, cujo percentual é de 9,82% em relação a componente fundamental, excedendo também o limite de distorção individual de 1%, ambos normatizado em (ANEEL, 2015b). Não obstante os capacitores serem construídos para suportar tensões e correntes com algum sobrenível em relação as suas especificações nominais, normatizado por (IEEE, 2002), a análise proposta demonstra que na condição de ressonância, o banco de capacitores está fornecendo potência reativa com 196,2% da potência nominal, quando o limite normativo

máximo é de 135%. A corrente RMS no banco de capacitores chegou ao ápice de 212,21% devido à condição de ressonância, quando o limite é de 135% da corrente nominal em condição não sustentada. A operação do banco de capacitores em condições inadequadas de operação pode resultar na provável atuação da proteção do banco de capacitores, ou na falha desta, à degradação precoce ou comprometimento total de uma ou mais unidades capacitivas devido à condição de ressonância do sistema, excitado predominantemente por uma corrente de apenas 0,1197 A, na frequência de 19ª ordem harmônica.

Neste estudo também foi possível constatar que o valor resistivo das impedâncias adjacentes ao barramento de análise limita o valor da impedância equivalente na ressonância paralela, minimizando consideravelmente a os efeitos de amplificação na condição de ressonância.

Dessa forma, este trabalho se faz importante para ressaltar o impacto gerado pelas frequências harmônicas produzidas por sistemas de GDFV, mesmo que de pequena magnitude, em um barramento sob condição de ressonância paralela, bem como a necessidade da execução de um processo analítico minucioso na rede antes da instalação de bancos de capacitores, a fim de determinar sua frequência de ressonância e confirmar a ausência de ordens harmônicas coincidentes com a frequência de ressonância neste ponto do sistema. Este procedimento é fundamental para garantir os benefícios técnicos e investimentos financeiros relativos à aplicação da compensação capacitiva. Outra medida de grande importância está na necessidade de utilização do Relatório de Impacto no Sistema Elétrico (RISE) para novas instalações de sistemas de GDFV, o qual determina o grau de influência que a unidade geradora de energia irá produzir no sistema elétrico. Este relatório deve sugerir também medidas de mitigação de harmônicas para que os níveis pré-estabelecidos por normas não sejam violados, também evitando a excitação de ressonância devido à injeção de frequências harmônicas não previstas durante o comissionamento de bancos de capacitores previamente instalados na rede.

6.2 PROPOSTA DE CONTINUIDADE

Embora o estudo realizado no presente trabalho contribua para um melhor entendimento dos efeitos da conexão de sistemas de GDFV nas redes elétricas, a análise proposta é específica para o caso de ressonância paralela, porém, outras influências também podem ser observadas.

Como proposta de continuidade para trabalhos futuros, pode-se analisar o impacto da corrente elétrica produzida pelas instalações de geração distribuída devido à possível existência de componente contínua CC, originada pela falha de sincronismo entre suas chaves semicondutoras dos inversores. Este fenômeno é abordado de forma sucinta no item 2.4 deste trabalho.

Como consequência da injeção de corrente CC, o artigo de Oliveira et al. (1997) afirma que transformadores de distribuição submetidos a esta dupla excitação CA e CC desenvolvem laços de histerese assimétricos devido a impossibilidade física destes equipamentos em transferir sinais contínuos de corrente do secundário para o primário. Como consequência, as correntes de magnetização ficam substancialmente alteradas apresentando valores de pico relativamente elevado e assimetrias entre os semiciclos positivo e negativo. Nestas condições observa-se o aparecimento de componentes harmônicas adicionais de ordem par, além de uma sensível amplificação das demais componentes de ordem ímpar pré-existentes. Neste cenário, para os sistemas GDFV compostos por unidades transformadoras de acoplamento é indispensável considerar a influência das componentes harmônicas oriundas da magnetização assimétrica dos transformadores na composição do espectro harmônico total como continuidade aos estudos de propagação harmônica apresentados neste trabalho, bem como investigar as influências da dupla excitação sobre o desempenho energético dos próprios transformadores.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico Nacional – PRODIST**: módulo 3, acesso ao sistema de distribuição. Brasília: ANEEL, 2012b. Revisão 6. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_6%20-%20LIMPO.pdf>. Acessado em: 25 nov 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**: módulo 8, qualidade da energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2015b. Revisão 7. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf>. Acessado em: 5 out 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, ANEEL, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado em: 2 mar 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução normativa nº687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília: ANEEL, 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acessado em: 8 jan 2016.
- ALMEIDA, Ronaldo Pereira de. **Suprimento regional de energia através de geração distribuída com recursos renováveis**. 2010. 175 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010. Disponível em: <<http://saturno.unifei.edu.br/bim/0036341.pdf>>. Acessado em: 2 out 2015.
- ALVES, Marcos Gutierrez. **Mini-inversores para aproveitamento de energia fotovoltaica, com técnicas de MPPT, sincronismo e conexão com a rede de CA em BT, proteção de ilha, gerenciamento da energia e da operação**. 2013. 169 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP, Ilha Solteira, 2013. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/87031>> Acessado em: 27 out 2015.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT NBR **16.149/2013**: sistemas fotovoltaicos (FV): características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2014.
- ATTACHIE, Joseph Cudjoe; AMUZUVI, Christian Kwaku. Power quality analysis in a distribution network of a quarry processing plant. **Journal of Electrical and Electronic Engineering**, Oradea, v. 1, n. 4, p. 90-94, 2013. Disponível em: <<http://article.sciencepublishinggroup.com/pdf/10.11648/j.jeee.20130104.15.pdf>> Acessado em: 7 dez 2014.
- AYUB, Munirah; GAN, Chin Kim; KADIR, Aida Fazliana Abdul. The impact of grid-connected PV systems on Harmonic Distortion. **Innovative Smart Grid Technologies**, Kuala Lumpur, 2014, p. 669-674, May 2014.

BARBU, Valentina; CHICCO, Gianfranco; CORONA, Fabio.; GOLOVANOV, Nicolae; SPERTINO, Filippo. Impact of a photovoltaic plant connected to the MV network on harmonic distortion: an experimental assessment. **Scientific Bulletin, Politehnica University Of Bucharest Series C Electrical Engineering and Computer Science**, Bucharest, v. 75, n. 4, p. 179–193, 2013.

BONATTO, Benedito Donizeti; MERTENS, Ernesto Alberto; FERNANDES, Francisco Alfredo. Diagnóstico da qualidade de energia elétrica em clientes industriais. In: SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE A QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – SBQEE, 3., Brasília, 1999. **Anais...** Brasília, DF: [s.n.], 1999.

BRITO, Moacyr Aureliano Gomes de. **Inversores integrados monofásicos e trifásicos para aplicações fotovoltaicas**: técnicas para obtenção de mppt, detecção e proteção de ilha, sincronização e paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica. 2013. 220 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP, Ilha Solteira, 2013. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/moacyraureliano_final.pdf>. Acessado em: 21 jun 2015.

BRONZEADO, Herivelto De Souza; RAMOS, Álvaro José Pessoa; OLIVEIRA, José Carlos de; ABREU, José Policarpo Gonçalves de; ARRUDA, Antônio Augusto Chaves. Uma proposta de nomenclatura nacional de termos e definições associados à qualidade da energia elétrica. In: SEMINÁRIO BRASILEIRO DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA - SBQEE, 2., 1997, São Lourenço. **Seminário...** São Lourenço: [s.n.], 1997. Disponível em: <<http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081215143558-T207.PDF>>. Acessado em: 20 jun 2015.

CHAVES, Francisco David Moya. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos**. 2009. 146 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – FEEC, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2009. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?down=000775351>>. Acessado em: 17 nov 2015.

CHICCO, Gianfranco; SCHLABBACH, Jurgen; SPERDINO, Filippo. Characterisation and assessment of the harmonic emission of grid-connected photovoltaic systems, **Power Tech**, Petersburg, p. 1-7, jun 2005.

CHICCO, Gianfranco; SCHLABBACH, Jurgen; SPERTINO, Filippo. Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations, **Solar Energy Journal**, New York, v. 83, n. 12, p. 1026-1039, fev. 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09000036>>. Acessado em: 15 out 2015.

CHIDURALA, Annapoorna; SAHA, Tapan Kumar; MITHULANANTHAN, Nadarajah; BANSAL, Ramesh. Harmonic emissions in grid connected PV systems: a case study on a large scale rooftop PV site. In: GENERAL MEETING CONFERENCE & EXPOSITION - PES, 2014, National Harbor. **Meeting...** National Harbor: IEEE, jul. 2014. p.1-5.

CHIDURALA, Annapoorna; SAHA, Tapan Kumar; MITHULANANTHAN, Nadarajah. Harmonic characterization of grid connected PV systems and validation with field measurements. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2015, Denver. **Meeting...** Denver: IEEE, 2015. p. 26-30.

DE PAULA, Helder. **Uma nova metodologia para a determinação dos fenômenos de alta frequência em sistemas de acionamento de motores de indução através de inversores PWM.** 2015. 202 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia – UFU, Uberlândia, 2005. Disponível em: <<http://livros01.livrosgratis.com.br/cp009031.pdf>> . Acessado em: 25 set 2015.

DHERE, Neelkanth; HADAGALI, Vinaykumar; JANSEN, Kai. Performance degradation analysis of high voltage biased thin-film PV modules in hot and humid conditions. In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE AND EXHIBITION, 31., 2005, Orlando, **Proceedings...** Orlando: IEEE, 2005. p. 507-510.

Eletróbrás. **Norma técnica:** norma técnica para a conexão de acessantes a rede de distribuição das distribuidoras da Eletróbrás – conexão em baixa tensão. Alagoas: Eletróbrás, 2013. p. 16. Disponível em: <<http://www.eletrbrasalagoas.com/arquivos/normasepadroes/Norma%20T%C3%A9cnica%20de%20Acesso%20de%20Microgera%C3%A7%C3%A3o%20Distribuida.i.pdf>>. Acessado em: 9 set 2015.

EXAME. Painéis de energia solar devem atender 13% das residências brasileiras até 2050. **Revista Exame:** tecnologia, 2015. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/tecnologia/noticias/paineis-fotovoltaicos-devem-atender-13-das-residencias-em-2050>>. Acessado em: 9 set 2015.

FEKETE, Kresimir; KLAIC, Zvonimir; MAJDANDZIC, Ljubomir. Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid. **Renewable Energy Journal**, Paris, v. 43, p. 140-148, 2012.

INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS – IEEE, **Recommended practice for monitoring electric power quality.** New York: [s.n.], 2009. (IEEE Standard 1159).

INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS – IEEE, **Standard for Shunt Power Capacitors.** New York: [s.n.], 2012. (IEEE Standard 18).

KEREKES, Tamás; TEODORESCU, Remus; LISERRE, Marco. Common mode voltage in case of transformerless PV inverters connected to the grid. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, 2008, Cambridge. **Proceedings...** Cambridge: IEEE, 2008. p. 2390-2395.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 2006. 201 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2006. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/pt-br.php>>. Acessado em: 6 set 2015.

MATOS, Diogo Melo Bento; CATALÃO, João Paulo da Silva; Geração distribuída e os seus impactes no funcionamento da rede elétrica: parte 1, In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENGINEERING, ICEUBI. 2013, Covilhã. **Conference...** Covilhã: [s.n.], 2013. Disponível em: <http://webx.ubi.pt/~catalao/ICEUBI_Diogo_1.pdf>. Acessado em: 19 jul 2015.

MONTEIRO JÚNIOR, Alcy; GONZALEZ, Manuel Losada; SILVA, Márcio Melquíades; SILVA, Selênio Rocha. Simulação computacional de distorções harmônicas geradas por inversores em usinas fotovoltaicas no Matlab/Simulink. In: CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA – CEEL, 12., 2014, Uberlândia. **Conferência...** Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia – UFU, 2014. Disponível em: <http://www.ceel.eletrica.ufu.br/artigos2014/ceel2014_artigo073_r01.pdf>. Acessado em: 12 out 2015.

MORENO, Hilton. **Harmônicas nas instalações elétricas: causas, efeitos e soluções.** São Paulo: Instituto Brasileiro do Cobre – Procobre, 2001. Disponível em: <<http://procobre.org/pt/>>. Acessado em: 11 out 2015.

OLIVEIRA, José Carlos. **Qualidade da energia elétrica: definição e análise dos itens de qualidade.** Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia – UFU, 2000. 70 p. Grupo de Qualidade e Racionalização da Energia Elétrica, Projeto SIDAQEE. Disponível em: <http://www.utilidades.eng.br/media/1009/power_quality.pdf>. Acessado em: 29 ago 2015.

OLIVEIRA, Luís Carlos Origa; RAVAGNANI, Lídia Luciana; SOUZA, Júlio Borges; OLIVEIRA, José Carlos; BELCHIOR, Fernando Nunes. Método das transmitâncias sequenciais na avaliação de sistemas de filtragem harmônica. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – CBQEE, 8., 2009, Blumenau. **Conferência...** Blumenau: [s.n.], 2009. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/267850292_Metodo_das_transmitancias_sequenciais_na_avaliacao_de_sistemas_de_filtragem_harmonica>. Acessado em: 7 nov 2015.

OLIVEIRA, Luís Carlos Origa; ROSSI, José Carlos; CARMARGO, F. A. P. Análise Experimental em Transformadores Trifásicos Assimetricamente Magnetizados. In: SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – SBQEE, 2., 1997, São Lourenço. **Seminário...** São Lourenço: [s.n.], 1997. Disponível em: <<http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081215141457-T187.PDF>>. Acessado em: 7 nov 2015.

PATSALIDES, Minas; EVAGOROU, Demetres; MAKRIDES, George; ACHILLIDES, Zenon; GEORGHIOU, George; STAVROU, Andreas; EFTHIMIOU, Venizelos; ZINSSER, Bastian; SCHMITT, Wolfgang; WERNER, Jürgen. The effect of solar irradiance on the power quality behaviour of grid connected photovoltaic systems. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY AND POWER QUALITY – ICREPQ, 7. 2007, Sevilla. **Conference...** Sevilla: [s.n.], 2007. p. 1-7.

PIMENTEL, Sérgio Pires. **Sistema monofásico de geração distribuída baseado em inversor multinível.** 2015. 237 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – FEEC, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2011. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?down=000826164>>. Acessado em: 27 out 2015.

POMILIO, José Antenor. **Eletrônica de potência para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – UNICAMP, 1998. Revisado em 2002. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/it744/CAP8.pdf>>. Acessado em: 4 dez 2015.

PRIEB, César Wilhelm Massen. **Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição**. 2011. 141 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011. Disponível em: <<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/prieb2.pdf>>. Acessado em: 21 set 2015.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. 285 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010. Disponível em: <<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/rampinelli2.pdf>>. Acessado em: 16 out 2015.

RAVAGNANI, Lídia Luciana. **Sistemas híbridos para mitigação de harmônicos: modelagem e estudos experimentais**. 2008. 146 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, 2008. Disponível em: <http://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/100312/ravagnani_ll_dr_ilha.pdf>. Acessado em: 29 mar 2015.

SANTOS, Ísis Portolan dos. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**. 2013. 278 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis, 2013. Disponível em: <http://fotovoltaica.ufsc.br/Teses/Tese_IsisPortolanDosSantos.pdf>. Acessado em: 8 nov 2015.

SCHLABBACH, Juergen; Harmonic current emission of photovoltaic installations under system conditions. In: INTERNATIONAL CONFERENCE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS, 5., 2008, Lisboa. **Conference...** Lisboa: [s.n.], 2008. p. 1-5.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES – SEL. **Medição avançada de qualidade de energia e faturamento**: catálogo eletrônico do fabricante. Campinas: SEL, 2008. Disponível em: <<http://www.selinc.com.br/catalog/SEL734.pdf>>. Acessado em: 12 out 2015.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de tecnologia, Universidade de Brasília – UNB, 2010. Disponível em: <http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/7117/1/2010_RafaelAmaralShayani.pdf>. Acessado em: 9 nov 2015.

TEIXEIRA, Douglas Ângelo; **Análise das distorções harmônicas**: estudo de caso de um sistema industrial. 2009. 128 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009. Disponível em: <<http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/308M.PDF>>. Acessado em: 17 jul 2015.

THE DIPLOMAT. **China: the green leap forward.** Tokyo: the diplomat emagazine. [S.l.: s.n.], 2015. Disponível em: <<http://thediplomat.com/2015/08/china-the-green-leap-forward/>>. Acessado em: 5 maio 2015.

THE ECONOMIST. **Getting out of gas.** London: The Economist Newspaper Limited, 2014. Disponível em: <<http://www.economist.com/news/business-and-finance/21620080-germanys-reliance-russian-gas-fallingbut-not-sustainably-going-out-gas>>. Acessado em: 5 maio 2015.

THE GUARDIAN. **Japan plans to end reliance on nuclear power within 30 years.** United kingdom: The Guardian News and Media Limited. 2012. Disponível em: <<http://www.theguardian.com/world/2012/sep/14/japan-end-nuclear-power>>. Acessado em: 5 mai 2015.

THE WHITE HOUSE. **Fact sheet: President Obama to announce historic carbon pollution standards for power plants.** United States of America: Official White House site. 2015. Disponível em <<https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2015/08/03/fact-sheet-president-obama-announce-historic-carbon-pollution-standards>>. Acessado em: 3 dez. 2015.

WHEELER, H. A. Formulas for the skin effect. **Journal IEEE RFID**, v. 30, n. 9, p. 412-424, 1942, 1942. Doi: 10.1109 / JRPROC.1942.232015. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1694542&tag=1>. Acessado em: 5 dez. 2015.