

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 848

**MODELAGEM DA USINA FOTOVOLTAICA DO ESTÁDIO DO MINEIRÃO
PARA ESTUDOS DE PROPAGAÇÃO HARMÔNICA**

Alcy Monteiro Júnior

DATA DA DEFESA: 16/12/2014

Universidade Federal de Minas Gerais
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**MODELAGEM DA USINA FOTOVOLTAICA DO ESTÁDIO DO
MINEIRÃO PARA ESTUDOS DE PROPAGAÇÃO HARMÔNICA**

Alcy Monteiro Júnior

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Selênio Rocha Silva

Coorientador: Prof. Manuel Losada y Gonzalez

Belo Horizonte - MG

Dezembro de 2014

M775m	<p>Monteiro Júnior, Alcy. Modelagem da usina fotovoltaica do Estádio do Mineirão para estudos de propagação harmônica [manuscrito] / Alcy Monteiro Júnior. – 2014. xv, 116 f., enc.: il.</p> <p>Orientador: Selênio Rocha Silva. Coorientador: Manuel <u>Losada y Gonzalez</u>.</p> <p>Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.</p> <p>Bibliografia: f. 108-116.</p> <p>1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 3. Harmônicos (Ondas elétricas) - Teses. 4. Inversores elétricos - Teses. I. Silva, Selênio Rocha. II. <u>Losada y Gonzalez</u>, Manuel. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.</p> <p>CDU: 621.3(043)</p>
-------	--

"Modelagem da Usina Fotovoltaica do Estádio do Mineirão para estudos de Propagação Harmônica"

Alcy Monteiro Júnior

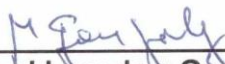
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 16 de dezembro de 2014.

Por:



Prof. Dr. Selênio Rocha Silva
DEE (UFMG) - Orientador



Prof. Dr. Manuel Losada y Gonzalez
DEE (UFMG) - Co-Orientador



Prof. Dr. Lenin Martins Ferreira Moraes
DELT (UFMG)



Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura
DEE (UFMG)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por todas as oportunidades que tem me dado, guiando-me por caminhos de lutas, que me ajudaram a crescer como pessoa e alcançar os meus objetivos.

Ao professor Dr. Selênio Rocha Silva, pelo incentivo a um trabalho tão enriquecedor, pelos ensinamentos técnicos que me possibilitaram o enaltecimento profissional.

Ao professor Manuel Losada y Gonzalez pelo apoio no decorrer da pesquisa.

A meus pais, Alcy Monteiro e Arcângela Rodrigues, à minha avó Maria Monteiro, pois estes foram a base desde os primeiros passos até hoje e sempre me incentivaram e apoiaram em todos os momentos, onde a educação esteve como prioridade para mim e meus três irmãos.

À minha esposa, Edisselma Alecrim, pelo apoio, compreensão e o carinho durante toda essa jornada.

Aos colegas de Laboratório de Pesquisa em Eficiência Energética - LabPEE Márcio Melquíades e Ane Caroline que participaram ativamente do desenvolvimento desta pesquisa.

À Companhia Energética de Minas - CEMIG, em especial, aos funcionários Juliano Fraga e Márcio Elí pelo apoio inestimável durante as medições realizadas na Usina Solar Fotovoltaica Mineirão.

Aos meus amigos, Allan Cupertino, Guilherme Vianna, Marcos Eloy, Diana Alban, Fredy Salazar, Douglas Chagas, Natália Alcântara, Ernesto Pablo Lana, Estevão Modolo e João Paulo, pela convivência saudável, segura e alegre, pois, nos momentos que precisei de ajuda sempre estavam à disposição para ajudar.

À UFT, CEMIG e CNPq, pelo apoio financeiro.

SUMÁRIO

LISTA DE SÍMBOLOS.....	vi
LISTA DE FIGURAS	vii
LISTA DE TABELAS.....	xii
LISTA ABREVIATURAS E SIGLAS.....	xiii
RESUMO.....	xiv
ABSTRACT.....	xv
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivo	5
1.1.1 Objetivos gerais	5
1.1.2 Objetivos específicos	6
1.2 Relevâncias e justificativas	6
1.3 Qualidade de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	7
1.4 Organização do texto	10
1.5 Conclusões	11
2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE.....	12
2.1 Dispositivos fotovoltaicos.....	12
2.2 Funcionamento dos dispositivos fotovoltaicos	14
2.2.1 Busca do ponto de máxima potência (PMP)	16
2.3 Radiação solar.....	17
2.4 Inversores fotovoltaicos	17
2.4.1 Inversor de topologia derivada de ponte completa.....	18

2.4.2	<i>H5 Inverter (SMA)</i>	19
2.4.3	<i>REFU Inverter</i>	20
2.4.4	Ponte completa com <i>bypass c.c. (Ingeteam)</i>	21
2.4.5	Ponte completa de tensão zero	22
2.4.6	Estrutura inversor derivado de topologia ponto neutro fixo	22
2.4.6.1	Inversor ponte completa com ponto neutro fixo.....	23
2.4.6.2	Inversor <i>Conergy</i> com ponto neutro fixo	23
2.4.7	Inversores fotovoltaicos <i>boost</i> com transformador de alta frequência.....	24
2.4.8	Inversor <i>Boost</i> com transformador de baixa frequência.....	24
2.4.9	Inversores fotovoltaicos trifásicos	25
2.4.10	Estrutura de controle dos inversores fotovoltaicos	26
2.5	Harmônicas Geradas	27
2.6	Agregação de correntes harmônicas de múltiplos inversores em uma planta fotovoltaica	28
2.7	Normatização	30
2.7.1	IEEE 1547:2003 - Interligação de geração distribuída.....	31
2.7.2	IEEE 1547.1:2005 - Procedimentos de conformidade de ensaio para geração distribuída interligada com sistemas elétricos de potência.	31
2.7.3	IEEE 519:2014 - Recomendação prática e requisitos para o controle de harmônicos em sistemas elétricos de potência.	31
2.7.4	IEC 61727 - Sistemas fotovoltaicos - Características de conexão com a concessionária.....	32
2.7.5	IEC 61000 - Compatibilidade eletromagnética	33
2.7.6	Norma Europeia EN 50160:2008 – Características de tensão no sistema de distribuição.....	34
2.7.7	Regulamentação brasileira.....	34
2.8	Técnicas de medição e análise dos dados	37

2.8.1	A norma IEC 61724:1998 - Diretrizes de monitoramento de desempenho do sistema fotovoltaico para medição, troca de dados e análise.....	37
2.8.2	Norma IEC 61000-4-30:2003 - Compatibilidade Eletromagnética - Parte 4-30: Ensaio e técnicas de medição - Os métodos de medição de qualidade de energia.....	37
2.8.3	<i>IEEE Std 519™</i> :2014 - Recomendação prática e requisitos para o controle de harmônicas em sistemas elétricos de potência.....	39
2.8.4	Procedimento de distribuição de energia elétrica - Módulo 8.....	39
2.9	Conclusões.....	40
3	ESTUDO DE CASO.....	41
3.1	Descrição Geral da Usina Fotovoltaica do Estádio Mineirão.....	41
3.1.1	Características do sistema elétrico.....	41
3.1.2	Alternativas de conexão da USF-Mineirão.....	43
3.2	Pontos de medição.....	43
3.2.1	Medição na sala técnica de inversores - STI-2.....	43
2.2.1.	Medições na subestação norte - SE Norte e na subestação sul - SE Sul ..	44
2.2.2.	Medições na SE de interligação.....	44
3.3	Particularidades.....	45
3.4	Transformador de Aterramento.....	46
3.5	Arquitetura do Estádio Mineirão.....	47
3.6	Arranjo dos Painéis.....	49
3.7	Inversor Fotovoltaico.....	50
3.8	Conclusões.....	53
4	MODELAGEM DA USINA FOTOVOLTAICA.....	54
4.1	OpenDSS.....	54
4.1.1	Modelos utilizados.....	56
4.2	PowerFactory.....	61
4.2.1	Modelagem usando o <i>PowerFactory</i>	63

4.3	ANAH.....	65
4.3.1	Funções realizadas pelo programa.....	66
4.3.2	Módulos do programa.....	67
4.4	Modelagem utilizando o ANAH.....	72
4.5	Análise dos resultados dos modelos computacionais desenvolvidos	74
4.5.1	Análise das harmônicas de corrente e tensão	74
4.5.2	Comparativo das harmônicas.....	83
4.5.3	Atenuação harmônica na USF-Mineirão	85
4.6	Simulação da USF-Mineirão considerando os filtros LCL na saída dos inversores	86
4.7	Análise da atenuação harmônica utilizando a norma IEC 61000-3-6.....	87
4.8	Análise de ressonância.....	88
4.9	Conclusões	90
5	ANÁLISE DA PROPAGAÇÃO HARMÔNICA EM USINA FOTOVOLTAICA.	91
5.1	Medições	91
5.1.1	Medições em inversores	93
5.1.2	Sala Técnica de Inversores	95
5.1.3	Subestações elevadoras.....	95
5.1.4	Interligação USF-Mineirão/CEMIG.....	97
5.2	Validação dos modelos computacionais	98
5.2.1	OpenDSS	99
5.2.2	ANAH - Análise e cálculos de Harmônicos.....	100
5.2.3	PowerFactory.....	102
5.3	Avaliação dos <i>softwares</i> e equipamentos de medição	103
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	104
7	REFERÊNCIAS BOBLIOGRÁFICAS.....	108

LISTA DE SÍMBOLOS

ΔP - Variação percentual da potência ativa injetada;

$\cos \varphi$ - Fator de potência;

f - Frequência da rede;

$f_{nominal}$ - Frequência nominal da rede;

h - Ordem harmônica;

I - Corrente (ampères);

I_1 - Corrente fundamental (ampères);

I_{SC} - Corrente de curto circuito (ampères);

P - Potência ativa;

V - Tensão (volts);

X_+ - Reatância de sequência positiva (Ω);

X_0 - Reatância de sequência zero (Ω).

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução europeia de sistemas fotovoltaicos conectados a rede de 2000-2013..	3
Figura 2.1 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real.....	15
Figura 2.2 - Curva característica I x V de um painel fotovoltaico em diferentes níveis de irradiância módulo: M240P.....	16
Figura 2.3 - Curva característica I x V de um painel fotovoltaico em diferentes temperaturas - módulo: M240P.....	16
Figura 2.4- Diagrama esquemático simplificado de um inversor ponte completa - <i>full-bridge</i> (FB).....	19
Figura 2.5 - Topologia de inversor H5 (SMA).	20
Figura 2.6 - Topologia REFU inverter..	21
Figura 2.7 - Topologia FB-ZVR inverter	22
Figura 2.8 - Topologia ponte completa com ponto neutro fixo.....	23
Figura 2.9 - Inversor <i>Conergy</i> - ponto neutro fixada.....	24
Figura 2.10 - Inversor Boost com transformador de alta frequência baseado na ponte completa.	24
Figura 2.11 - Inversor Boost com transformador de baixa frequência.....	24
Figura 3.1 – Sistema elétrico existente e localização da Usina Solar Fotovoltaica Mineirão..	42
Figura 3.2- Ponto de conexão interligação na Conexão Preferencial.....	43
Figura 3.3 - Pontos de medição na sala técnica de inversores - STI-2.....	44
Figura 3.4 - Detalhe da medição na SE de interligação.....	45
Figura 3.5- Pontos de medição na USF-Mineirão. (1) SE Sul, (2) SE Norte e (3) SE de Interligação.....	45
Figura 3.6: Ligação de Transformador de Acoplamento. Adaptado de (CEMIG, 2011).	46
Figura 3.7: Transformadores de aterramento zig-zag instalados na USF-Mineirão.....	47
Figura 3.8: Planta da implantação da USF Mineirão.	48
Figura 3.9: Ligação das <i>Strings</i> da USF-Mineirão. (a) segmentos de menor dimensão e em (b) são apresentadas as strings para o maior segmentos.....	49

Figura 3.10: Ligação das <i>Strings</i> da USF-Mineirão com o inversor para os segmentos com 60 módulos fotovoltaicos.....	49
Figura 3.11: Ligação das <i>Strings</i> da USF-Mineirão com o inversor para os segmentos com 75 módulos fotovoltaicos.....	50
Figura 3.12 – Diagrama esquemático do inversor <i>Ingecon Smart Sun 15TL</i>	51
Figura 3.13- Diagrama esquemático simplificado do estágio de saída de uma das fases do inversor solar <i>Ingecon Sun Smart 15TL</i>	52
Figura 3.14 – Diagrama esquemático das salas de inversores da USF Mineirão.....	52
Figura 4.1 - Bloco <i>General Load</i>	64
Figura 4.2 - Módulo <i>Harmonic Souces</i>	64
Figura 4.3 - Representação simplificada da USF-Mineirão.	65
Figura 4.4 - Tela inicial de entrada de dados.....	67
Figura 4.5 - Módulo de configuração da simulação.	68
Figura 4.6 - Módulo de resultados – Valores da tensão na barra e gráfico da tensão no domínio do tempo.....	70
Figura 4.7 - Valores da corrente em uma linha e gráfico da corrente no domínio da frequência.	71
Figura 4.8 - Módulo de resultados – Dados de uma carga e tabela de valores da corrente no domínio da frequência.	71
Figura 4.9 - Módulo de resultados – Varredura em frequência.....	72
Figura 4.10 - Dados de harmônicos do inversor.....	74
Figura 4.11 - Distorção harmônica de corrente no inversor n° 11: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-I.	75
Figura 4.12 - Distorção harmônica de tensão no inversor n° 11: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-V.....	75
Figura 4.13 - Distorção harmônica de corrente na STI-2: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-I.....	76
Figura 4.14 - Distorção harmônica de tensão na STI-2: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-V.	77
Figura 4.15 - Distorção harmônica de corrente na SE Sul: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-I.....	78
Figura 4.16 - Distorção harmônica de tensão na SE Sul: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-V.	79

Figura 4.17 - Distorção harmônica de corrente na SE Norte: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-I.....	80
Figura 4.18 - Distorção harmônica de tensão na SE Norte: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-V.....	81
Figura 4.19 - Distorção harmônica de corrente na SE Interligação: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-I.....	82
Figura 4.20 - Distorção harmônica de tensão na SE Interligação: (A) <i>OpenDSS</i> , (B) <i>ANAH</i> , (C) <i>PowerFactory</i> e (D) Comparação da THD-V.....	83
Figura 4.21 - Comparativo dos harmônicos do inversor 11 e a STI-2: tensão (A) e corrente (B).....	84
Figura 4.22 - Comparativo dos harmônicos da STI-2 e SE Sul: tensão (A) e corrente (B).....	85
Figura 4.23 - Comparativo dos harmônicos da SE Sul e SE Interligação: tensão (A) e corrente (B).....	85
Figura 4.24 - THD dos cinco pontos analisados na USF-Mineirão: tensão (A) e corrente (B).....	86
Figura 4.25 - Distorção harmônica de corrente na interligação da USF: Com filtro (A) e sem filtro (B).	87
Figura 4.26 - THD dos pontos monitorados na USF-Mineirão com o filtro: tensão (A) e corrente (B).....	87
Figura 4.27- Atenuação harmônica utilizando a norma IEC 61000-3-6.	87
Figura 4.28 - Varredura de frequência nas barras da USF	88
Figura 4.29 - Varredura de frequência nas barras da USF, com banco de capacitor da SE Sul em operação.....	89
Figura 4.30 - Varredura de frequência nas barras da USF, com bancos de capacitores com potência máxima em ambas subestações.....	89
Figura 4.31 - Varredura de frequência nas barras da USF com bancos de capacitores com potência de 7,5 kVAr em ambas subestações.....	89
Figura 5.1 - Pontos de medição simultânea no USF-Mineirão: SE interligação (1), SE Sul (2), SE Norte (3), Sala Técnica de Inversores STI-2 (4), Inversor nº 10 (5) e Inversor nº 11 (6).....	92
Figura 5.2 - THD-V no PAC da USF-Mineirão dia 3/out/2014: 24h (A) e período de geração (B).	93

Figura 5.3 - THD-I no PAC da USF-Mineirão dia 3/out/2014: 24h (A) e período de geração (B).	93
Figura 5.4 - Potência gerada pelo inversor nº 10.....	94
Figura 5.5 - Distorção harmônica no inversor nº 10: tensão (A) e corrente (B).....	94
Figura 5.6- Distorção harmônica no inversor nº 11: tensão (A) e corrente (B).....	94
Figura 5.7- Harmônicos na sala STI-2: tensão (A) e corrente (A).	95
Figura 5.8 - Harmônicos na SE Sul: tensão (A) e corrente (B).	96
Figura 5.9 - Harmônicos na SE Norte: tensão(A) e corrente (B).	96
Figura 5.10 - Comparativo dos harmônicos da STI-2 e SE Sul: tensão (A) e corrente (B).....	96
Figura 5.11 - Harmônicos na interligação da USF e CEMIG-D: tensão (A) e corrente (B).....	97
Figura 5.12 - Comparativo dos harmônicos da SE Sul e Interligação: tensão (A) e corrente (B).....	97
Figura 5.13 - Harmônico de 5ª ordem nos dias 1e 2/10/2014 sem geração na interligação da USF-Mineirão.	98
Figura 5.14- THD dos seis pontos monitorados na USF-Mineirão: tensão (A) e corrente (B).....	98
Figura 5.15 Comparativo dos harmônicos na STI-2 medidos e o valor do OpenDSS: tensão (A) e corrente (B).	99
Figura 5.16 - Harmônico de 5ª ordem nos dias 1º e 2/10/2014 sem geração na STI-2.	100
Figura 5.17 - Distorção na interligação da USF com a CEMIG: tensão (esq.) e corrente (dir.).	100
Figura 5.18 - Distorção harmônica de corrente no inversor nº 11: simulado (A) e medição (B).	101
Figura 5.19 - Distorção harmônica de corrente na SE Sul: simulado (A) e medição (B).	101
Figura 5.20 - Distorção harmônica de corrente na interligação da USF-Mineirão: simulado (A) e medição (B).	101
Figura 5.21 - THD de cinco pontos monitorados na USF-Mineirão: tensão(A) e corrente(B).....	102
Figura 5.22 - THD-V e THD-I de três pontos monitorados na USF-Mineirão: tensão (A) e corrente (B).....	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1-1 Usinas em operação no Brasil.	5
Tabela 2-1 - Expoentes de somatórios para harmônicos (valores indicativos).	30
Tabela 2-2 - Limites de distorção de tensão.	32
Tabela 2-3 Limites de distorção de corrente para sistemas de 120 V a 69 kV.....	32
Tabela 2-4 - Limites de distorção de corrente.	33
Tabela 2-5 Limites de corrente harmônica.	34
Tabela 2-6 –Valores de referência para distorções harmônicas individuais de tensão em percentagem da tensão fundamental.....	36
Tabela 3-1: Níveis de curto-circuito na barra 4 SE BH Maracanã.....	42
Tabela 3-2: Níveis de curto-circuito na barra 4 SE BH Pampulha.....	42
Tabela 4-1 - THD-V no inversor n° 11.	76
Tabela 4-2 - THD-I na STI-2.....	77
Tabela 4-3 - THD-V na STI-2.	77
Tabela 4-4 - THD-I na SE Sul.	78
Tabela 4-5 - THD-V na SE Sul.	79
Tabela 4-6 - THD-I na SE Norte.	80
Tabela 4-7 - THD-V na SE Norte.....	81
Tabela 4-8 - THD-I na SE Interligação.	82
Tabela 4-9 - THD-V na SE Interligação.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas;

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica;

c.c. - Corrente Contínua;

CEMIG-D - Companhia Energética de Minas Gerais - Distribuição;

CEMIG-G - Companhia Energética de Minas Gerais - Geração;

NBR - Norma Brasileira;

PAC - Ponto de Acoplamento Comum;

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;

PV - Pannel Fotovoltaico;

PMP - Ponto de Máxima Potência

QBT - Quadro de Baixa Tensão;

SE - Subestação;

SFCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede;

STI - Sala Técnica de Inversores;

TC - Transformador de Corrente;

TDD - Distorção de Demanda Total;

THD - Distorção Harmônica Total;

TP - Transformador de Potencial;

USF- Usina Solar Fotovoltaica.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de medições e simulações de fluxo harmônico na Usina Solar Fotovoltaica do Estádio Mineirão em Belo Horizonte/MG. O objetivo foi verificar o comportamento dos inversores solares fotovoltaicos na geração de harmônicos e a atenuação ocorrida pela agregação de múltiplos inversores. Para isso, foram realizadas medições em seis pontos estratégicos da usina investigada, por meio de analisadores de qualidade de energia, o que possibilitou a verificação do comportamento da usina em horários distintos e condições climáticas diversas. Foi avaliada a injeção de harmônicos no sistema elétrico pelos inversores e comparados os valores com os limites previstos em normas, procedimentos e recomendações vigentes. Além disso, o modelo completo da usina foi desenvolvido e simulado utilizando os *softwares* *OpenDSS*, *ANAH* e *PowerFactory* para análise harmônica e sua validação com os dados de medição. Os resultados obtidos indicam boa conformidade das medições e adequações dos modelos desenvolvidos.

Palavras-chave: Usina solar fotovoltaica, medição de harmônicos, agregação de múltiplos inversores, propagação de harmônicos.

ABSTRACT

This work presents a study of harmonic measurements and flow simulations in Photovoltaic Solar Plant of the Mineirao Stadium in Belo Horizonte/MG. The objective was to verify the behavior of photovoltaic solar inverters in the generation of harmonics and the attenuation occurred by the aggregation of multiple inverters. For this, measurements were performed on six strategic points of the investigated plant through power quality analyzers, allowing the verification of the plant's behavior at different times and different climates. It was evaluated the injection of harmonics in the electrical system for inverters and compared the values with the limits laid down in standards, procedures and current recommendations. In addition, the complete model of the plant was developed and simulated using the OpenDSS, ANAH and PowerFactory softwares to harmonic analysis and its validation with the data measurement data. The results indicate good agreement between measurement and developed models.

Keywords: Solar photovoltaic power plant, harmonics measurement, aggregation of multiple PV inverters, harmonics propagation and grid integration.

CAPÍTULO 1

1 INTRODUÇÃO

Historicamente, os registros dos primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica ocorreram na década de 80 utilizando inversores centrais baseado em tiristores. O primeiro sistema produzido em série era baseado em inversor tiristorizado, que foi o PV-WR em 1990 pela *SMA Solar Technology* (MEINHARDT *et al.*, 2011). Desde meados de 1990, as tecnologias IGBT e MOSFET têm sido amplamente utilizadas para todos os tipos de inversores fotovoltaicos, exceto aqueles integrados aos módulos fotovoltaicos, onde a tecnologia MOSFET está dominando (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

Os primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil foram instalados no final dos anos 90, em concessionárias de energia elétrica, universidades e centros de pesquisa. A Chesf (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) foi pioneira nesta área ao instalar um sistema fotovoltaico de 11 kWp em 1995, na sua sede em Recife/PE. Outros sistemas pioneiros foram na USP (São Paulo/SP), na UFSC (Florianópolis/SC) e no Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), no Rio de Janeiro/RJ.

A regulação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, associado às unidades consumidoras, foi definida em 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, que trata da micro e mini geração distribuída, correspondendo, respectivamente, às potências iguais ou inferiores a 100 kWp, e superiores a 100 kWp até 1 MWp. A regulamentação prevê o sistema de compensação de energia elétrica, de acordo com o qual é feito um balanço entre a energia consumida e a gerada na unidade consumidora (modelo *net metering*) (BRASIL, 2012).

No que se refere às instalações de usinas no Brasil, a primeira planta foi um empreendimento da iniciativa privada com potência de 1 MWp, inaugurada em 2011 no Município de Tauá/CE.

De acordo com o relatório da Visão do Mercado Global para Produção de energia Fotovoltaica 2014-2018, divulgado no *Inter Solar Europe* pelo *European*

Photovoltaic Industry Association (EPIA¹), o forte desenvolvimento do mercado de painéis fotovoltaicos (PV) na Europa até 2012 foi resultado de alguns países que assumiram a liderança ano após anos e, explicitamente, os políticos alemães que mostraram um compromisso constante para apoiar o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica. Após o grande crescimento da Espanha em 2008, o crescimento europeu como um todo ficou limitado. O reflexo disso está ligado à consequência da primeira fase da crise econômica e a um ano de estabilização após a fase de crescimento experimental em 2008. Este crescimento foi intensificado/retomado em 2010, com a Alemanha alcançando um número de instalações sem precedentes; a Itália e República Checa chegando próximo de 3,8 GW de sistemas fotovoltaicos instalados.

Já em 2011, as grandes conexões italianas e instalações alemãs levaram novamente o setor para um crescimento enorme. Em 2012, o ano recorde para a Alemanha, permitiu que o mercado europeu mantivesse em um nível razoável de 17,7 GW de instalações, com 11,4 GW provenientes da Alemanha e da Itália sozinhos. Fora esses dois, o Reino Unido, Grécia, Bulgária e Bélgica também contribuíram para o desenvolvimento do mercado europeu. Em 2013, como os principais motores do mercado europeu, a Alemanha e Itália iniciaram um processo de declínio nas instalações de painéis fotovoltaicos. Embora a soma do mercado em outros países permanecesse em torno de 6 GW, a queda nas instalações na Alemanha e na Itália diminuiu o mercado total europeu em cerca de 11 GW (Ver Figura 1.1) (EPIA, 2014).

O crescimento de energia fotovoltaica da Europa foi inigualável por uma década até 2013. Os EUA e o Japão, uma vez pioneiros em instalações de painéis fotovoltaicos, costumavam ficar atrás da Europa em termos de inserção, mas China atingiu o mesmo nível com apenas alguns anos de desenvolvimento rápido. Além da Austrália, o resto das produções mundiais é muito baixo em termos de inserção de fontes fotovoltaica,

¹ EPIA – *European Photovoltaic Industry Association* (Associação da Indústria Fotovoltaica Europeia) é a voz da energia fotovoltaica na Europa. EPIA representa os seus membros, que são ativos ao longo de toda a cadeia de valor de energia solar fotovoltaica e em setores de atividade relacionados. Criada em 1985, a EPIA promove a energia elétrica de fonte fotovoltaica no mercado europeu e fornece aos seus membros globais uma voz forte e única para os decisores europeus. A missão da EPIA é conduzir a transição energética europeia, assegurando que a energia fotovoltaica desempenha um papel crucial no "mix" de energia elétrica de amanhã. Disponível em: < <http://www.epia.org/about-us/about-epia/mission-activities/>>, acesso em 12 de setembro 2014.

embora em muitos países haja um grande potencial ainda não explorado e especialmente no *Sun-belt*².

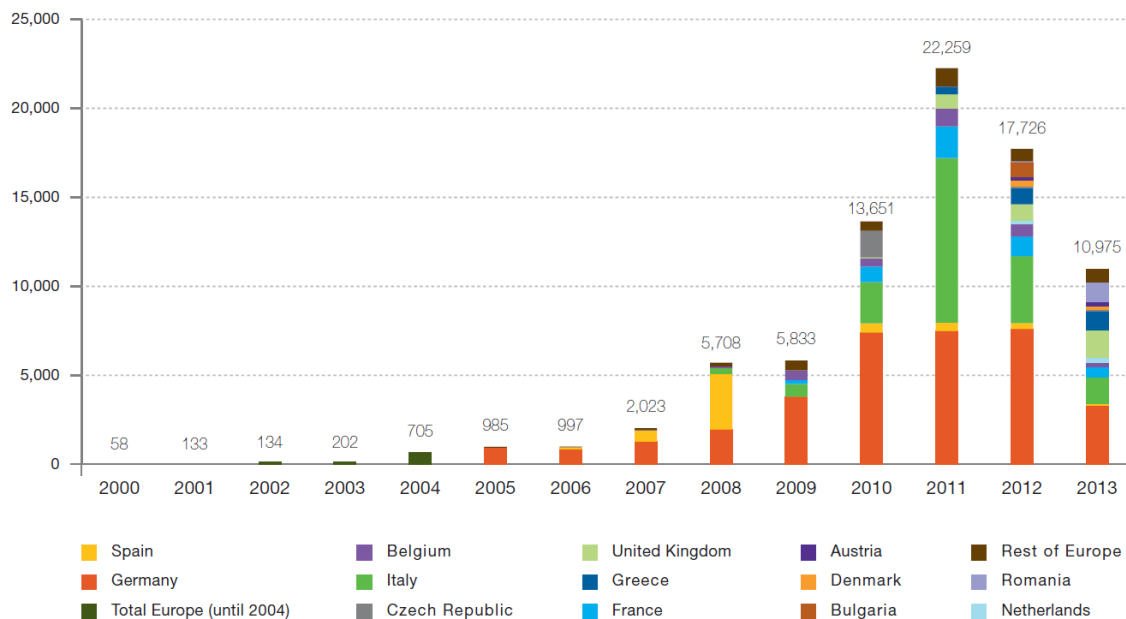


Figura 1.1 - Evolução europeia de sistemas fotovoltaicos conectados a rede de 2000-2013. Fonte: (EPIA, 2014).

A instalação das fontes fotovoltaicas está relacionada com o desenvolvimento econômico. Somente após se consolidar nos países da Europa, América do Norte, Japão, Austrália, começou a chegar a países emergentes. Quanto aos países do BRICS³, a China lidera a produção e instalação de painéis fotovoltaicos. O continente africano é o último na lista de desenvolvimento, embora projetos estejam se acumulando rapidamente, conforme relatório da Visão do Mercado Global para a produção de energia Fotovoltaica 2014-2018 do EPIA.

² *Sun-belt*, o Cinturão do Sol, abrange as áreas industriais de desenvolvimento relativamente recente situadas no sul e sudeste dos Estados Unidos. Em relação às produções industriais, destacaram-se as que envolviam o uso de tecnologia de ponta, caso da aeroespacial, em Seattle (Washington); da microeletrônica, em Austin (Texas); ou ainda da informática, no denominado Vale do Silício, junto a São Francisco (Califórnia). Disponível em: < <http://educacao.uol.com.br/disciplinas/geografia/industria-nos-eua-atividade-industrial-e-organizada-em-cinturoes.htm>>, acesso em 12 de setembro 2014.

³ BRICS: Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul. A ideia dos BRICS foi formulada pelo economista-chefe da Goldman Sachs, Jim O'Neil, em estudo de 2001, intitulado “*Building Better Global Economic BRICs*”. Fixou-se como categoria da análise nos meios econômico-financeiros, empresariais, acadêmicos e de comunicação. Em 2006, o conceito deu origem a um agrupamento, propriamente dito, incorporado à política externa de Brasil, Rússia, Índia e China. Em 2011, por ocasião da III Cúpula, a África do Sul passou a fazer parte do agrupamento, que adotou a sigla BRICS. Disponível em: <<http://www.itamaraty.gov.br/temas/mecanismos-inter-regionais/agrupamento-brics>>, acesso em 12 de setembro 2014.

Atualmente, existem vários projetos de usinas fotovoltaicas em estádios de futebol no Brasil. Dentre eles, destacam-se o Estádio de Futebol Mineirão em Belo Horizonte – MG, que possui potência instalada de 1,42 MWp, com cerca de 6.000 módulos fotovoltaicos; o Estádio de Pituáçu na capital baiana que foi o primeiro estádio solar da América Latina com capacidade de geração de 404,8 kWp, sendo inaugurado em abril de 2012. Um dos grandes símbolos do futebol brasileiro, o estádio municipal do Maracanã, no Rio de Janeiro, foi inaugurado no dia 8 de maio de 2014 um sistema de geração fotovoltaica em sua cobertura de 360 kWp e a Itaipava Arena Pernambuco, na capital pernambucana, que possui um sistema de geração fotovoltaica de 967 kWp. O Estádio Nacional de Brasília Mané Garrincha está sendo contemplado com uma usina solar fotovoltaica de 2,1 MWp em sua cobertura, que após sua conclusão será a maior usina solar fotovoltaica em estádio de futebol no Brasil.

No dia 27 de junho de 2014 na cidade de Florianópolis – SC, a Eletrosul, subsidiária da Eletrobrás, tornou-se o primeiro edifício público brasileiro com uma planta solar fotovoltaica integrada a sua edificação e conectada à rede, com o projeto Megawatt Solar da Eletrobras Eletrosul, com capacidade de 1 MWp (DIÁRIO CATARINENSE, 2014).

Atualmente, algumas das usinas fotovoltaicas de maior porte são provenientes de projetos de P&D e chamadas da ANEEL. A maior usina em operação no Brasil é USF - Cidade Azul de propriedade da Tractebel Energia com 3,068 MWp localizada na cidade de Tubarão/SC, concebida como uma Usina Experimental para fins de pesquisa, desenvolvimento e capacitação técnica, objetivo do projeto P&D Estratégico nº 013/2011 da ANEEL. O mesmo com a Usina Tanquinho localizada em Campinas/SP, que possui uma potência instalada de 1,1 MWp, e é também concebida como uma Usina Experimental, por meio da Chamada 013/2011 (Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira) da ANEEL, com gestão da CPFL Energia.

A geração fotovoltaica no Brasil, conforme dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, é constituída de 180 usinas que somadas contribuem em 0,01% da geração brasileira conforme Tabela 1-1.

Uma combinação de programas de incentivo, os avanços da tecnologia e mais um aumento nos custos de energia de primeira linha podem resultar em uma grande

implantação de geração fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia. Em tal cenário, os sistemas de energia poderiam ser caracterizados por grandes quantidades de geração distribuída.

Tabela 1-1 Usinas em operação no Brasil. Fonte:(ANEEL, 2014)

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	472	290.547	291.776	0,22
EOL	180	3.864.734	3.796.438	2,89
PCH	470	4.725.850	4.689.552	3,57
UFV	180	18.382	14.382	0,01
UHE	198	86.999.345	82.987.658	63,23
UTE	1.870	39.273.713	37.468.577	28,55
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,52
Total	3.372	137.162.571	131.238.383	100

Os valores de porcentagem são referentes a Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual a considerada no Ato de Outorga. A Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Legenda: CGH - Central Geradora Hidrelétrica; EOL - Central Geradora Eólica; PCH - Pequena Central Hidrelétrica; UHV - Central Geradora Solar Fotovoltaica; UHE - Usina Hidrelétrica; UTE - Usina Termelétrica; UTN - Usina Termonuclear.

A Geração eólica, que foi instalada maciçamente em algumas áreas do mundo (como Espanha e norte da Alemanha), teve impacto substancial no desempenho dos sistemas de energia. Um exemplo desse impacto, destacam-se as falhas nas redes de transmissão caracterizadas por afundamentos de tensão que tornaram-se eventos significativos nos sistemas devido aos problemas de desequilíbrio de energia de grande porte entre zonas de controle, por causa do elevado quantitativo de geração de energia eólica, que foi desligada durante estes distúrbios. Embora a geração fotovoltaica seja geralmente mais distribuída do que a geração eólica, deve ser examinada a possibilidade dessas falhas durante o planejamento para cenários fotovoltaicos de alta penetração.

1.1 Objetivo

1.1.1 Objetivos gerais

Os objetivos gerais propostos para a dissertação são:

- Análise dos procedimentos de engenharia para estudos de conexão, com foco nas ferramentas de análise e nos modelos utilizados para estudos de propagação harmônica;

- Estudo, medições, modelagem e desenvolvimento de metodologia computacional para o estudo da propagação harmônica em redes de distribuição na presença de uma usina fotovoltaica de médio porte.

1.1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos propostos para a dissertação são:

- Analisar a propagação de harmônicos no ponto de conexão da Usina Fotovoltaica Mineirão com o sistema de distribuição através de campanhas de medições realizadas em pontos estratégicos da usina;
- Analisar a atenuação dos harmônicos ocasionados pela operação de múltiplos inversores em plantas fotovoltaicas;
- Validar os modelos desenvolvidos com as medições realizadas.

1.2 Relevâncias e justificativas

O aproveitamento da energia solar no território brasileiro, mesmo nas regiões menos favorecidas pela irradiação solar, mostra-se vantajoso do ponto de vista econômico, uma vez que, de acordo com dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2006), a região menos favorecida pela irradiação solar é o litoral norte do Estado de Santa Catarina, que apresenta irradiação solar global de 4.250 Wh/m² por dia, valor cerca de quatro vezes superior ao apresentado para o território da Alemanha, país que é líder mundial do setor de aproveitamento de energia solar.

Atualmente, está tornando-se mais difícil a construção de novas usinas hidrelétricas no território brasileiro em virtude dos licenciamentos ambientais e indenizações dos ribeirinhos. Já, com a redução dos custos de fabricação e instalação de novas fontes de energia, vêm-se abrindo espaço para o crescimento da geração distribuída. Este tipo de geração adquire, portanto, papel fundamental na geração de energia, representando uma nova estratégia frente ao aumento da demanda de energia.

A geração distribuída contribui para a redução dos investimentos na construção de grandes empreendimentos de geração e infraestrutura de transmissão, além de reduzir as perdas no sistema, uma vez que, reduz o carregamento dos sistemas de transmissão e aumenta a confiabilidade. Tais sistemas podem suprir a demanda do consumidor de geração de energia própria e reduzir os custos com energia elétrica enquanto fornece

excedente de energia para a rede, ou mesmo utilizam a rede da concessionária como alternativa de suprimento para quando os momentos de geração fotovoltaica forem insuficientes.

A geração de energia a partir de fonte solar fotovoltaica no Brasil ainda é pouco expressiva, apesar de condições favoráveis para utilização da mesma. A utilização de sistemas fotovoltaicos conectados às redes elétricas (SFCR), em redes de distribuição, tem crescido ao longo das últimas décadas em todo o mundo, especialmente na Europa. Dessa forma, o Brasil deve acompanhar o crescimento deste tipo de fonte devido, principalmente, à própria necessidade de diversificação da matriz energética brasileira, que possui forte herança do sistema energético canadense de matriz essencialmente hidrelétrica, apesar do custo de implementação do sistemas fotovoltaicos no Brasil ainda ser elevado.

Como consequência, o monitoramento da qualidade da energia, injetada na rede pelas gerações fotovoltaicas, é de grande importância para saber quais são os impactos que são gerados ao sistema. E, com esse monitoramento, é possível verificar se os inversores fotovoltaicos estão atendendo aos requisitos de normalização e os laudos de certificação.

1.3 Qualidade de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede

A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e apresenta outras providências. Com isso, existe uma expectativa no crescimento da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados a rede em telhados de residências, comerciais, prédios públicos, estádios, entre outros.

Conforme a Secretaria Nacional de Planejamento e Desenvolvimento Energético, estima-se que, em quatro ou cinco anos, a energia solar deverá ter um custo competitivo e passará a integrar a matriz energética brasileira. Segundo a Secretaria, o custo de geração desse tipo de energia é de três a quatro vezes maior do que o de outras fontes, o que impede que ele seja competitivo (AGÊNCIA BRASIL, 2012).

No leilão de energia reserva ocorrido no dia 31 de outubro de 2014, foram contratados 31 projetos de geração por fonte solar fotovoltaica, com capacidade total de 889,7 megawatts (MW) ao preço de R\$215,12 o MWh, uma diminuição de 17,9% em relação ao preço teto de 262 reais. Esse leilão foi um marco no setor elétrico brasileiro. Contratou-se energia solar com um dos menores preços que temos conhecimento no mundo. Isso coloca o Brasil em posição de destaque para a expansão da energia solar fotovoltaica.

Uma das grandes vantagens da tecnologia fotovoltaica é a ausência de partes móveis, o que oferece a possibilidade de um longo período de operação (superior a 20 anos) e baixo custo de manutenção. Entre as desvantagens encontram-se o alto custo de fabricação, a baixa eficiência (de 15 a 20%) e problemas relacionados à qualidade da energia elétrica.

Os SFCR vêm se mostrando uma ferramenta eficiente na diversificação das matrizes energéticas ao redor do mundo. Um bom exemplo das mudanças provocadas pelo aumento da inserção de geração fotovoltaica é o programa alemão de geração de energia, onde fontes renováveis correspondem atualmente a 25% da geração da demanda de energia, um aumento de 400% em apenas 20 anos.

A geração fotovoltaica é considerada como uma das principais fontes de componentes harmônicas nas redes elétricas, apesar do emprego de inversores comandados por modulação de largura de pulso (comando PWM) produzir um conteúdo harmônico reduzido e diversificado nas correntes (LATHEEF, 2006).

A presença dos inversores fotovoltaicos poderá ocasionar ressonâncias no sistema de distribuição causadas pela geração de inter-harmônicos e harmônicos de alta ordem. Por causa dessa alta frequência de chaveamento, os filtros passa baixa e as redes de amortecimento deverão ser inclusos no inversor. Somam-se a isto, a presença de harmônicos de baixa ordem, além das configurações de gerações monofásicas, comumente utilizadas em soluções para teto de residências e em pequenos empreendimentos comerciais (HALKOSAARI *et al*, 2001), o que leva a questão do desequilíbrio harmônico entre as fases.

Para reduzir os harmônicos de corrente na vizinhança da frequência de chaveamento e evitar seus efeitos indesejados, um filtro na saída do inversor deve ser

utilizado. Com esse objetivo, Liserre (2005) propõe uma metodologia de projeto de um filtro LCL, sendo este procedimento muito usado na tecnologia de geração fotovoltaica e eólica.

Conforme previsto em Mohan (1995), a presença de tempo morto no chaveamento do conversor PWM causa o aparecimento de harmônicos de baixa ordem nas correntes.

Outro aspecto importante da produção de harmônicos em SFCR se refere à possibilidade de produção de nível c.c. de tensão ou corrente quando há ausência de transformadores na conexão da geração com as redes. O uso de soluções “sem transformadores” tem sido largamente aplicado, contudo a produção de nível c.c. representa distúrbio significativo que pode levar à saturação magnética os transformadores de distribuição.

Rönnerberg *et al.* (2013) apresenta um estudo onde foram realizadas medições em planta fotovoltaica trifásica de 20 kW conectada a rede e plantas monofásicas (até 2,5 kW), onde relata que a emissão harmônica de plantas fotovoltaicas é relativamente baixa, o valor mais alto encontrado foi de 5% da corrente nominal. Os ângulos de fase e amplitudes dos harmônicos individuais variaram com a produção. A emissão harmônica em uma instalação pode ser pequena, mas associadas a diversas instalações em uma área interna pode, potencialmente, ser uma preocupação. A emissão harmônica das plantas analisadas é relativamente baixa, sendo que o valor mais alto encontrado foi de 5% da corrente nominal e alguns resíduos, a partir da comutação do inversor, podem ser encontrados na faixa de alguns kHz.

Block *et al.* (2014) apresentaram um estudo de qualidade de energia da USF - Tanquinho em Campinas/SP de 1 MWp e mostram que os níveis de distorção harmônica de tensão ficaram abaixo de 2,5%. Já a corrente harmônica excede os limites estabelecidos pelas normas nacionais e internacionais. Estas irregularidades foram observadas, principalmente, ao amanhecer e ao pôr do sol, quando a geração de energia estava no nível baixo. A diferença observada é explicada pelo fato de que as correntes harmônicas são muito mais elevadas em comparação com a corrente fundamental, durante esses períodos.

Kopicka (2014) faz uma análise da qualidade da energia elétrica e o impacto de uma usina fotovoltaica na operação em rede de baixa tensão (230 V). Com base em medições reais, um impacto direto de operação da USF no valor eficaz de tensão é demonstrado. De acordo com os resultados obtidos, verificou a influência da operação da USF, onde a taxa de distorção harmônica (TDH) é pequena, e os resultados estão de acordo com o pressuposto teórico.

1.4 Organização do texto

Este trabalho encontra-se dividido em 6 capítulos. O capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos utilizados para elaboração deste trabalho. Primeiramente, são apresentadas algumas definições sobre sistemas conectados a rede. São discutidos os requisitos para conexão à rede, aspectos sobre dispositivos fotovoltaicos e seu funcionamento, radiação solar, tipos de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a rede. Por fim, são apresentadas as técnicas de medição e simulação.

O capítulo 3 apresenta a Usina Solar Fotovoltaica Mineirão. Primeiramente, são mostradas as descrições gerais da usina fotovoltaica do Estádio Mineirão, características do sistema elétrico, alternativas de conexão da USF-Mineirão com a rede da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG. Posteriormente são apresentados os pontos de medição de harmônicos, as particularidades da USF-Mineirão e as adequações de projeto para manter a estrutura arquitetônica do Estádio Mineirão no seu formato original.

O capítulo 4 apresenta os programas utilizados para a modelagem e simulação da USF-Mineirão. Primeiramente, é apresentado o *The Open Distribution System SimulatorTM* (*OpenDSS*), o *DIgSILENT PowerFactory* e, posteriormente, o *ANAH* (Análise e Cálculos de Harmônicos) e as suas particularidades. Posteriormente, é realizado uma análise e comparação dos três *softwares*. Para finalizar, é realizado uma análise de ressonância na USF-Mineirão.

O capítulo 5 apresenta os resultados de medições e validação das simulações. Primeiramente, são validados os modelos dos *OpenDSS*, *PowerFactory* e *ANAH* com as medições realizadas e, posteriormente, validados os resultados obtidos.

O capítulo 6 apresenta as conclusões finais do trabalho e algumas propostas de continuidade.

1.5 Conclusões

Este capítulo apresenta uma introdução sobre a geração fotovoltaica, exibindo um breve panorama referente à situação da energia solar fotovoltaica no cenário brasileiro e mundial com base em referências recentes encontradas na literatura. No final do capítulo foram apresentadas algumas justificativas e os objetivos do trabalho.

CAPÍTULO 2

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE

Neste capítulo, serão expostos aspectos importantes sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Definições e normas serão pontuadas como início dos estudos sobre o tema.

2.1 Dispositivos fotovoltaicos

As primeiras experiências com dispositivos fotovoltaicos retomam ao ano de 1839, com a descoberta por Bequerel (*apud* MÖLLER, 1993) de uma tensão fotovoltaica resultante da ação da luz sobre um eletrodo imerso em solução eletrolítica. Em 1877, Adams e Day observaram um efeito similar no selênio sólido. Em 1905, o efeito fotovoltaico foi explicado por Albert Einstein, em pesquisa que lhe rendeu o prêmio Nobel. A continuidade das investigações por Fritts (*apud* GREEN, 1990) levou anos depois ao desenvolvimento da célula fotovoltaica de selênio, que atingia eficiência de conversão próxima de 1% (FAHRENBRUCH; BUBE, 1983).

O início da era moderna da conversão fotovoltaica deu-se em 1954 (*apud* MÖLLER, 1993), com o anúncio feito por Chapin e Reynold da conversão fotovoltaica com eficiência de 6% usando uma célula monocristalina de silício. Com pesquisas posteriores, a eficiência da célula de silício chegou a 14%, perto do ano de 1960, alcançando 24% no início dos anos 1980 (FAHRENBRUCH; BUBE, 1983). O silício é o material semicondutor mais estudado e foi o primeiro comercialmente utilizado em células fotovoltaicas (MÖLLER, 1993). O silício monocristalino tem um baixo coeficiente de absorção de luz, o que requer a obtenção de elevados graus de pureza, com melhor capacidade de absorção, proporcionando eficiência de cerca de 24% – obtida em laboratório, acima das eficiências de 15% a 20% dos dispositivos fotovoltaicos comerciais, atualmente.

Embora existam diversos materiais para a produção de células fotovoltaicas, as células solares de silício são, atualmente, a única tecnologia com grande penetração no mercado (GUECHI; CHEGAAR, 2007). Por ser um material não tóxico e disponível em abundância na crosta terrestre, tem enorme vantagem sobre outros materiais

semicondutores. Além disso, embora outros materiais possam fornecer eficiências maiores, o processo de fabricação de células com filmes de silício cristalino é mais simples e barato do que para outros materiais (GUECHI; CHEGAAR, 2007).

Atualmente, os dispositivos fotovoltaicos produzidos em larga escala e disponíveis comercialmente são constituídos de silício monocristalino e policristalino, atingindo eficiências comerciais entre 15% e 20%, aproximadamente, dependendo do grau de pureza do silício empregado na fabricação. O limite teórico de eficiência das células de silício é de 29% (GREEN, 2002). As células monocristalinas apresentam maior eficiência, mas sua produção é mais cara. Isso torna as células policristalinas comercialmente mais atraentes – embora menos eficientes, sendo mais interessantes para a produção em larga escala.

Em menor escala, existem os dispositivos de silício amorfo, ou de filme fino, cujo processo de fabricação é totalmente diferente daquele usado na fabricação dos dispositivos mono e policristalinos. As técnicas de deposição usadas na fabricação dos filmes finos permitem criar dispositivos com várias camadas de materiais diferentes do silício (GREEN, 2006), alcançando elevados níveis de eficiência devido ao melhor aproveitamento do espectro da luz incidente.

Recentemente, têm surgido pesquisas sobre as chamadas células fotovoltaicas orgânicas (*apud* KIPPELEN, 2007), que utilizam polímeros e outros tipos de materiais combinados no lugar dos semicondutores (MAYER *et al.*, 2007; ROWELL *et al.*, 2006). Os dispositivos orgânicos deverão tornar-se mais baratos do que os dispositivos inorgânicos baseados em silício ou outros materiais, mas as pesquisas ainda são recentes e a tecnologia não alcançou eficiências de conversão muito elevadas nem a confiabilidade necessária para a produção em larga escala (MAYER *et al.*, 2007; GREEN, 2009).

O Instituto *Fraunhofer* para Sistemas de Energia Solar - ISE⁴ tem desenvolvido com sucesso a tecnologia de concentradores fotovoltaicos (CPV) há muitos anos. Nesta tecnologia, lentes *Fresnel* são usadas para agrupar a luz solar e focá-la para células

⁴ O Instituto *Fraunhofer* para Sistemas de Energia Solar ISE realiza pesquisas sobre a tecnologia necessária para fornecer energia de forma eficiente e de forma ecológica. Para este fim, o Instituto desenvolve sistemas, componentes, materiais e processos nas áreas de uso térmico da energia solar, construção solar, células solares, fontes de alimentação elétricas, conversão de energia química, armazenamento de energia e o uso racional da energia. Disponível em: <<http://www.ise.fraunhofer.de/en>>, acesso em 19 de setembro 2014.

solares de alta eficiência em miniatura. Agora, com sua mais nova tecnologia de módulos CPV, os pesquisadores anunciaram um recorde mundial de eficiência do módulo de 36,7%, alcançado através da adaptação da lente de concentração para uma nova estrutura da célula solar. A alta eficiência do módulo foi medida sob concentrador em condições de teste padrão ou STC, e marca o melhor valor já alcançado por um módulo fotovoltaico (FRAUNHOFER, 2014).

Em 2014, a *Fraunhofer ISE*, juntamente com *Soitec*, o centro de pesquisa francês CEA-Leti, e com o Centro *Helmholtz*, em Berlim, anunciaram um novo recorde mundial de células solares de 44,7% sob luz concentrada. Esta célula consistiu em quatro sub-células constituídas por semicondutores compostos GaInP, GaAs, GaInAs e InP, respectivamente. Em comparação com células solares de silício padrão, a fabricação de células solares de multi-junção é mais cara e é por isso que até agora as suas aplicações terrestres foram exclusivamente em sistemas com concentrador (FRAUNHOFER, 2014).

No cenário atual, dentre as diversas tecnologias existentes, as células de silício mono e policristalino correspondem a mais de 80% da produção mundial. Entretanto, a tecnologia de células de filmes finos de Silício não cristalino (amorfo) tem despontado recentemente no mercado e a principal razão disso é a redução dos custos de manufatura em comparação com a tecnologia convencional de silício cristalino (SYAFARUDDINA; KARATEPE, 2009). O futuro da tecnologia de dispositivos fotovoltaicos deve inclinar-se na direção das células de filmes múltiplos de silício ou de células orgânicas.

2.2 Funcionamento dos dispositivos fotovoltaicos

A célula fotovoltaica é a principal estrutura de um sistema fotovoltaico. Um painel fotovoltaico é simplesmente a associação em série e/ou paralelo dessas células. A Figura 2.1 expõe o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

A corrente I_{pv} é a corrente fotovoltaica gerada, originada do efeito fotovoltaico. Ela possui grande influência nos parâmetros de saída do dispositivo fotovoltaico.

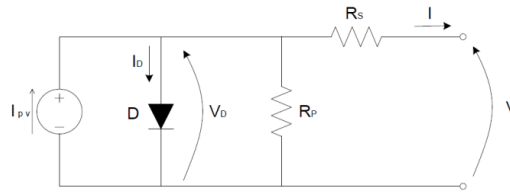


Figura 2.1 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real

A célula fotovoltaica é fabricada por um material semicondutor, normalmente, o silício com duas camadas, P e N. O diodo presente no circuito da Figura 2.1 representa essa junção, devido às similaridades físicas com a célula fotovoltaica.

Se fosse considerado um circuito equivalente ideal, este seria composto apenas por esses dois componentes: a fonte de corrente e o diodo. Como se deseja representar a célula mais próxima a real, outros parâmetros precisam ser incluídos, como as resistências série (R_S) e paralelo (R_P).

A resistência série (R_S) representa as perdas oriundas das quedas de tensão no interior da célula, como as perdas por efeito Joule e a resistência interna do próprio material (silício). O valor de R_S é pequeno, variando em décimos de ohms (Ω), e depende da qualidade do material utilizado na fabricação da célula. A resistência paralelo (R_P) corresponde às perdas devido às correntes de fuga e seu valor é mais elevado, na faixa de 200 a 300 Ω . Pequenas variações em R_S podem afetar o desempenho da célula, o que não ocorre quando há variações em R_P (PATEL, 1999).

Para uso comercial, as células solares são associadas em série e/ou paralelo para a construção de painéis (ou módulos) fotovoltaicos. Estes, possuem uma potência de saída que varia na faixa de, aproximadamente, 50 W a 450 W. A associação de painéis, ou até mesmo somente de células, constituem os arranjos fotovoltaicos. A conexão em série eleva a tensão fornecida pelo dispositivo e a conexão em paralelo aumenta o valor da corrente provida pelo mesmo.

A curva característica $I \times V$ em diferentes níveis de irradiância de uma célula, painel, ou arranjo fotovoltaico tem o comportamento apresentado na Figura 2.2.

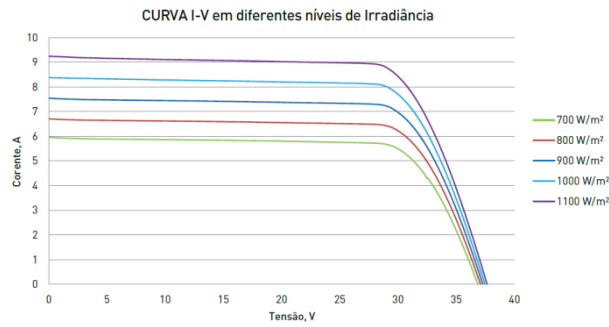


Figura 2.2 - Curva característica I x V de um painel fotovoltaico em diferentes níveis de irradiância módulo: M240P. Fonte: (MPRIME, 2013)

A curva característica I x V em diferentes temperaturas de uma célula, painel, ou arranjo fotovoltaico tem o comportamento apresentado na Figura 2.3.

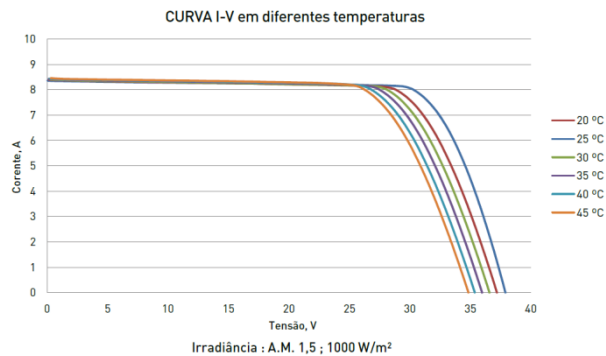


Figura 2.3 - Curva característica I x V de um painel fotovoltaico em diferentes temperaturas - módulo: M240P. Fonte: (MPRIME, 2013).

O nível de irradiação solar e a variação da temperatura são fatores que influenciam diretamente a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos.

2.2.1 Busca do ponto de máxima potência (PMP)

A busca pelo Ponto de Máxima Potência (PMP) é uma ferramenta de controle que possibilita o painel fotovoltaico operar sempre com o melhor desempenho energético possível, considerando a limitação das condições climáticas da ocasião. Este assunto é bastante difundido na literatura técnica. Desta forma, há diversos métodos para realizar o rastreamento do PMP, como foi exposto por ESRAM (2007). Dentre os principais métodos abordados estão: P&O (Perturbar e Observar), *Hill climbing*, Condutância incremental, V_{OC} fracional, I_{SC} fracional, Controle com Lógica Fuzzy, Redes Neurais Artificiais (RNAs) e *Ripple Correlation Control* (RCC).

Os métodos de busca do PMP resumem-se em encontrar, para determinados níveis de irradiação solar e temperatura ambiente, a tensão (V_{PMP}) ou a corrente (I_{PMP}) de máxima potência. O emprego de alguns desses métodos pode ser dificultado quando há a ocorrência de nuvens, que podem acarretar sombreamentos totais ou parciais. Nessas condições, a curva $P \times V$ do dispositivo poderia apresentar vários pontos máximos locais, sendo necessária uma estratégia para determinar o ponto máximo global, isto é, o verdadeiro PMP.

2.3 Radiação solar

A eficiência de um dispositivo fotovoltaico depende da distribuição espectral da radiação solar.

O Sol é uma fonte luminosa cujo perfil espectral pode ser comparado ao de um corpo negro perto de 6000K. O corpo negro absorve e emite radiação eletromagnética em todos os comprimentos de onda. A distribuição teórica de comprimentos de onda da radiação do corpo negro é descrita matematicamente pela equação de Planck, que estabelece as relações entre o comprimento de onda, a temperatura e a distribuição espectral do corpo negro.

O estudo da radiação solar é complexo, pois o perfil espectral da radiação solar na superfície terrestre é influenciado por diversos fatores como a variação da temperatura ao longo do disco solar e o efeito da atmosfera terrestre. No espaço extraterrestre, na distância média entre o Sol e a Terra, a energia solar irradiada é de cerca de 1353 kW/m². Na superfície terrestre, a radiação recebida é da ordem de 1 kW/m².

2.4 Inversores fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos são elementos chave dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, também chamados *grid-tie*. A principal função é converter a corrente contínua gerada por painéis fotovoltaicos em corrente alternada e fazer sincronismo com a rede elétrica.

Os fabricantes de inversores estão utilizando tecnologia *transformerless* (inversores sem transformador) em substituição aos transformadores na saída dos seus

inversores para elevação de tensão. Sem os transformadores especiais, os inversores passaram a pesar 50% a 70% menos do que um inversor baseado no transformador de saída semelhante, e o tamanho do inversor pode ser reduzido na maioria dos casos. A eficiência do inversor é também aumentada devido não haver mais perdas associadas ao transformador para elevação da tensão. Em relação ao custo, são mais baratos do que com os transformadores especiais.

Segundo Teodorescu; Liserre; Rodríguez (2011), dependendo da configuração da planta de energia fotovoltaica, os inversores fotovoltaicos podem ser classificados como:

- módulo com inversores integrados, tipicamente na faixa de 50 - 400 W, para sistemas fotovoltaicos muito pequenos (um painel);
- *string inverters*, tipicamente na faixa de 0,4 - 2 kW, para plantas pequenas na cobertura com painéis conectados em uma string;
- inversores *Multistring*, tipicamente < 100 kW para grandes instalações com painéis configurados em várias strings;
- Inversores centrais, tipicamente na faixa de 100-1000 kWpico com topologia trifásica e design modular para grandes usinas que vão para décimos de MW e tamanhos típicos de unidades de 100 a 1000 kW.

2.4.1 Inversor de topologia derivada de ponte completa

A família de conversores ponte completa foi desenvolvida pela primeira vez por W. McMurray em 1965, o qual tem sido uma importante referência no desenvolvimento de tecnologia de conversor eletrônico de potência.

A topologia ponte-H foi a primeira estrutura capaz de tirar proveito dos semicondutores de comutação forçada disponível (tiristores). Esta é muito versátil, podendo ser utilizado tanto para a conversão CC-CC e CC-CA, como também pode ser aplicada na forma de ponte completa (com duas pernas de comutação) ou, ainda, em forma de meia-ponte (com uma perna de comutação), conforme apresentada na Figura 2.4.

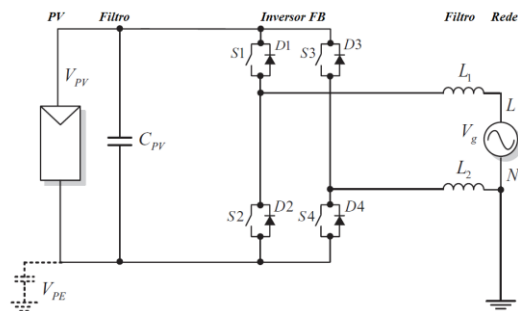


Figura 2.4– Diagrama esquemático simplificado de um inversor ponte completa - *full-bridge* (FB).

Adaptada de (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

Na topologia prática do inversor fotovoltaico baseada no inversor de ponte completa, três principais estratégias de modulação podem ser utilizadas:

2.4.1.1 Modulação Bipolar

Apesar da sua baixa corrente de fuga, o inversor de ponte completa com modulação bipolar não é adequado para uso em aplicações *transformerless* devido à eficiência reduzida.

2.4.1.2 Modulação unipolar

No caso de modulação unipolar, cada perna é ligada de acordo com a sua própria referência. Assim, a corrente alternada pode ser gerada.

Apesar de sua alta eficiência e baixos requisitos de filtragem, a ponte completa com modulação unipolar não é adequada para uso em aplicações *transformerless* devido ao conteúdo de alta frequência no terra (V_{PE}).

2.4.1.3 Modulação híbrida

No caso de modulação híbrida, segundo Lai; Ngo (1995), uma perna está ligada à frequência da rede e a outra perna à alta frequência.

Apesar da sua elevada eficiência da ponte completa com modulação híbrida, não é adequado para uso em aplicações de *transformerless* devido à variação de onda quadrada do V_{PE} .

2.4.2 H5 Inverter (SMA)

A SMA Solar Technology, no ano de 2005, patenteou a nova topologia chamada H5 (VICTOR *et al.*, 2005). Essa topologia é uma ponte completa clássica, apresentada na Figura 2.5, com um quinto interruptor extra na barra positiva do link c.c., que fornece duas funções vitais:

- Evita a troca de potência reativa entre os indutores L_1 , L_2 e o capacitor do filtro - C_{PV} durante o estado de tensão zero, aumentando assim a eficiência;
- Isola o módulo fotovoltaico da rede durante o estado de tensão nula, eliminando, assim, o conteúdo de alta frequência V_{PE} .

A topologia H5 apresenta todas as vantagens de ponte-H com modulação híbrida e elimina o conteúdo de alta frequência V_{PE} , isolando os painéis fotovoltaicos da rede durante o estado de tensão zero através da chave adicional. Esta topologia é, assim, muito adequada para uso em aplicações *transformerless* devido à alta eficiência e baixa corrente de fuga e interferência eletromagnética - EMI. Atualmente é comercializado pela SMA na série chamada *SunnyBoy 4000/5000 TL* com eficiência europeia de 97,5% e eficiência máxima de 98%.

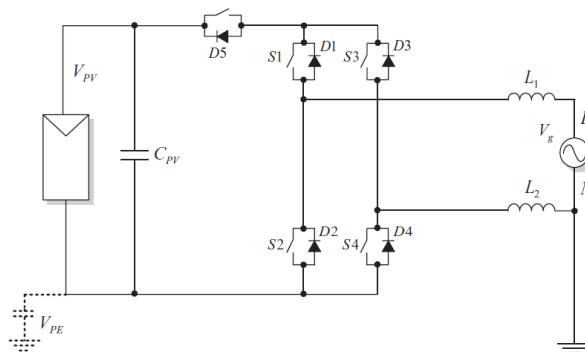


Figura 2.5 - Topologia de inversor H5 (SMA). Adaptado de (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

2.4.3 REFU Inverter

Uma nova topologia também derivada da ponte completa clássica foi patenteada em 2007 pela *Refu Solar*. A topologia usa, na verdade, uma meia-ponte de *bypass* dentro do lado CA e um *bypass* no conversor CC-CC como mostrado na Figura 2.6 (HANTSCHHEL, 2007).

O *bypass* CA fornece as mesmas duas funções vitais, como no caso de HERIC:

- Evita a troca de potência reativa entre os indutores (L) e o capacitor do barramento c.c. (C_{PV}) durante o estado de tensão zero, aumentando assim a eficiência;
- Isola o módulo fotovoltaico da rede durante o estado de tensão nula, eliminando, assim, o conteúdo de alta frequência V_{PE} .

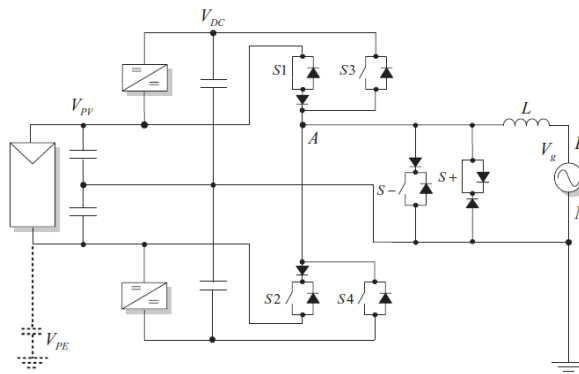


Figura 2.6 - Topologia REFU inverter. Adaptado de (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

A topologia *REFU* é uma melhoria na topologia meia-ponte, adicionando o desvio CA para criar tensão zero, com um mínimo de perdas. Esta topologia é muito adequada para utilização em aplicações de *transformerless* devido à alta eficiência e baixa corrente de fuga e interferência eletromagnética. Atualmente, é comercializada pela *Refu*, na série trifásico *RefuSol*[®] (11/15 kW), com eficiência europeia de 97,5% e eficiência máxima de 98%.

2.4.4 Ponte completa com *bypass* c.c. (*Ingeteam*)

Essa é mais uma topologia de ponte completa 'modificada' com *bypass* c.c., patenteada pela *Ingeteam* (GONZALEZ *et al.*, 2007).

Esta topologia é uma ponte completa clássica com duas chaves extras no circuito intermediário e também dois diodos extras na saída para o ponto médio à terra do barramento c.c.. As chaves c.c. proporcionam a separação dos painéis fotovoltaicos da rede durante os estados de tensão zero e os diodos de bloqueio para garantir que a tensão zero seja aterrada, em oposição ao HERIC ou H5 onde a tensão zero é flutuante. Essencialmente, ambas as soluções asseguram uma baixa corrente de fuga e alta eficiência.

A topologia de ponte completa com *bypass* c.c. é adequada para utilização em aplicações de *transformerless PV* devido à alta eficiência, baixa corrente de fuga e baixa interferência eletromagnética. Atualmente, é comercializada pela *Ingeteam* na linha *Ingecon*[®] *Sun* série TL, com eficiência europeia de 95,1% e eficiência máxima de 96,5%.

2.4.5 Ponte completa de tensão zero

Esta topologia, apresentada na Figura 2.7 é derivada da HERIC, onde o chaveamento de curto-circuito da malha bidirecional é implementado usando uma ponte de diodos, uma chave (S5) e um diodo de grampeamento para o ponto médio c.c.. A tensão zero é obtido desligando a ponte completa e ligando a S5.

As principais características deste conversor são:

- As chaves dentro da ponte completa são comutadas diagonalmente como em uma modulação bipolar. O estado zero é introduzido depois de cada chaveamento obtido pelo desligamento de todas as chaves da ponte e o ligamento de S5.

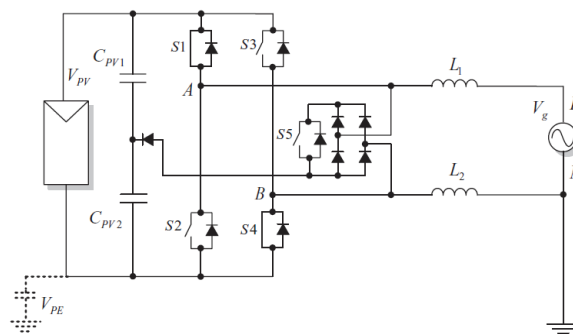


Figura 2.7 - Topologia FB-ZVR inverter

A topologia ponte completa de tensão zero herda as vantagens da HERIC em termos de alta eficiência e baixa perda. Devido à alta frequência de comutação de S5, a eficiência é mais baixa do que a HERIC, mas oferece a vantagem de poder trabalhar em qualquer fator de potência.

2.4.6 Estrutura inversor derivado de topologia ponto neutro fixo

Essa topologia foi introduzida por (NABAE; MAGI; TAKAHASHI, 1981), mostrando grandes melhorias em termos de menor dV/dt e redução do estresse em comparação com os inversores clássicos de dois níveis de ponte completa. A topologia também é muito versátil e pode ser usada em inversores monofásicos (em ponte completa ou de meia ponte) e trifásicos.

2.4.6.1 Inversor ponte completa com ponto neutro fixo

O conceito principal é que a tensão zero pode ser alcançada por 'fixar' a saída para o "ponto médio" aterrada da barra c.c. usando um diodo no lado positivo (D_+) ou um diodo no lado negativo (D_-), dependendo do sinal da corrente (Figura 2.8).

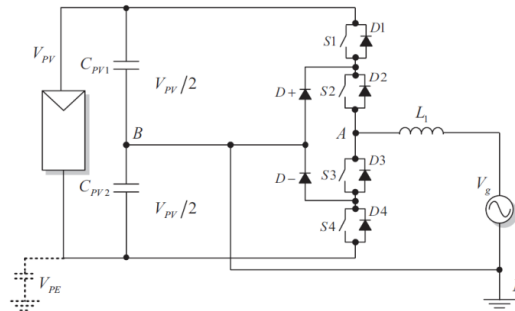


Figura 2.8 - Topologia ponte completa com ponto neutro fixo. Adaptado de (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011)

A topologia com ponto neutro fixo tem desempenho muito semelhante em comparação com H5, HERIC ou *REFU*, sendo muito adequado para uso em aplicações *transformerless* devido à alta eficiência, baixa corrente de fuga e baixa interferência eletromagnética. Atualmente, é usado por inversores solares da *Danfoss* na série *TripleLynx* (trifásico 10/12,5/15 kW) com eficiência europeia de 97% e eficiência máxima de 98%.

2.4.6.2 Inversor *Conergy* com ponto neutro fixo

A variante da topologia clássica é uma meia-ponte com a saída fixa para o neutro utilizando uma chave bidirecional realizada com duas séries de IGBTs *back-to-back* patentado pela *Conergy* (KNAUP, 2007), conforme Figura 2.9. Em (Calais; Agelidis; Meinhardt, 1999) foi realizada uma alternativa da mesma concepção, em que as chaves fixas unidirecionais estão ligadas em paralelo em vez de ser em série, e uma ponte completa é utilizada em vez de uma meia ponte.

O inversor *Conergy* é um pouco mais eficiente em comparação com o inversor ponte completa com ponto neutro fixo. Como durante o estado ativo, apenas um interruptor está conduzindo, o que é muito adequado para a utilização em aplicações *transformerless* devido à alta eficiência, baixa corrente de fuga e baixa interferência eletromagnética. Ele é usado, atualmente, no mercado europeu pela *Conergy* na série *IPG* (2-5 kW) *inversor string*, com eficiência de 95,1% e eficiência máxima de 96,1%.

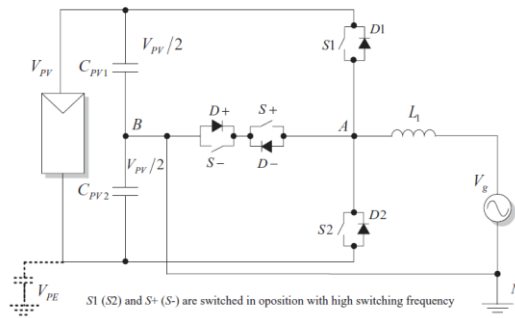


Figura 2.9 - Inversor *Conergy* - ponto neutro fixada. Adaptado de (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

2.4.7 Inversores fotovoltaicos *boost* com transformador de alta frequência

Uma típica estrutura de uma ponte completa com base inversor fotovoltaico *boost* é mostrado na Figura 2.10. O conversor *boost* ponte completa CC-CC é controlado deslocando a fase de comutação entre as duas pernas (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 2003). O inversor ponte completa pode ser facilmente substituído por versões de alta eficiência (H5 ou HERIC).

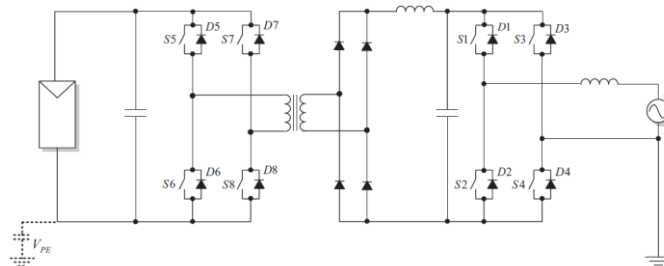


Figura 2.10 - Inversor *Boost* com transformador de alta frequência baseado na ponte completa. Adaptado de (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011) .

2.4.8 Inversor *Boost* com transformador de baixa frequência

Uma estrutura típica usando um conversor *boost* clássico CC-CC é apresentada na Figura 2.11. O transformador é colocado ao lado da baixa frequência.

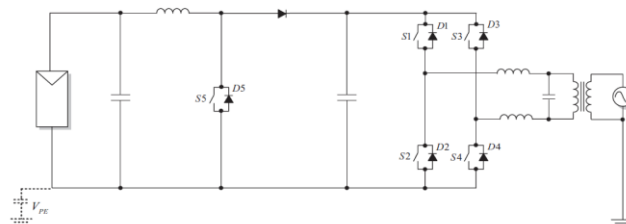


Figura 2.11 - Inversor *Boost* com transformador de baixa frequência. Adaptado de (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

2.4.9 Inversores fotovoltaicos trifásicos

A grande parte dos inversores trifásicos que estão no mercado não é a três fios e, sim, trifásica a quatro fios, funcionando como três inversores distintos.

Essa solução apresenta vantagens:

- Permite o uso de inversores monofásicos existentes;
- Permite usar o anti-ilhamento do padrão alemão VDE- 0126-1-1 (2012), que afirma que a monitoramento da impedância pode ser substituído por monitoramento de tensão de cada linha e o controle de cada corrente de fase é feito de forma independente;

Em caso de sombreamento em módulos de uma das fases, as demais permanecem funcionando fazendo acompanhamento de ponto de potência máxima dos painéis, de forma independente.

As empresas, como a *SMA Solar Technology AG*, estão promovendo o conceito sistemas trifásicos podendo ser construídos usando um bloco de construção de fase única, como Sunny Mini Central 4600A/5000A/6000A (SMA, 2012). Outras empresas como a *Conergy*, *Ingeteam*, *REFUSOL* e *Danfoss Solar* estão fabricando inversores trifásicos na faixa de 10-15 kW baseado no mesmo conceito, mas construído como uma unidade trifásica com um *MPPT* para cada fase. No Brasil, a *Ingeteam* comercializa o *Ingecon Sun 15TL* instalado na Usina Solar Fotovoltaica - Mineirão que está utilizando-se de uma unidade trifásica a quatro fios (CEMIG D, 2011; INGETEAM ENERGY S.A., 2012).

Na utilização de uma topologia trifásica de três fios, a tensão c.c. tem que ter pelo menos cerca de 600 V para a conexão de uma rede trifásica de 400 V e é limitada a 1000 V devido a requisitos de segurança (máxima tensão de instalação). Isso faz com que a faixa de variação seja muito estreita em comparação com as variações exigidas pelo *MPPT* devido às mudanças de temperatura e variações permitidas de tensão de rede. Já, os inversores monofásicos requerem cerca de 400 V de tensão c.c. o que permitem uma gama de variação maior, rendendo mais flexibilidade (KEREKES *et al.*, 2007).

2.4.10 Estrutura de controle dos inversores fotovoltaicos

Devido a grande variedade de inversores com a topologia *transformerless*, cada um tem uma estrutura de controle diferente. Será representada de uma forma genérica a estrutura de um inversor fotovoltaico.

As três classes diferentes de funções de controle, comuns para todos os inversores conectados à rede, podem ser definidas:

- Controle de corrente da rede
 - Limitação de THD impostas por normas;
 - Estabilidade no caso de grandes variações de impedância da rede;
 - Robustez a afundamentos de tensão.
- Controle de tensão c.c.
 - Adaptação às variações de tensão da rede;
 - Robustez a afundamentos de tensão.
- Sincronização da rede
 - Operação no fator de potência unitário, conforme exigido pelos padrões;
 - Robustez a afundamentos de tensão.

As funções específicas, comuns para todos os inversores fotovoltaicos, são:

- Acompanhamento de ponto de potência máxima (*PMP*);
 - Alta eficiência durante o estado estacionário (tipicamente >99%);
 - Rápida resposta durante as variações de irradiação (dinâmica e eficiência do *PMP*);
 - Operação estável em níveis muito baixos de radiação;
- Anti-ilhamento, como exigido pelas normas e recomendações (VDE 0126, IEEE 1574, ABNT NBR IEC 62116:2012);
- Monitoramento da rede;
 - Sincronização;
 - Detecção de tensão/frequência rápida para soluções passivas de anti-ilhamento.
- Monitoramento de plantas
 - Avaliar o desempenho dos painéis;
 - Identificação de painéis com defeitos permanentes ou temporários;

- detecção de sombreamento parcial.
- Funções auxiliares
 - Suporte às rede elétricas;
 - Controle local de tensão;
 - Compensação de reativos;
 - Compensação de harmônicos;
 - Capacidade de suportar afundamentos de tensão.

2.5 Harmônicas Geradas

Como os sistemas fotovoltaicos são ligados à rede via inversores, há uma tendência a associar inversor à distorção harmônica. Teoricamente, a modulação por largura de pulso (PWM) utilizada nos inversores só produz distorções harmônicas de alta ordem, atenuada principalmente pelo sistema, associada com a frequência de chaveamento (f_{ch}) e dada por:

$$f_h = m_1 f_{ch} \pm m_2 f_{rede} \quad (2-1)$$

onde m_1 e $m_2 = 1, 2, 3, \dots$ e f_{rede} é a frequência fundamental.

No entanto, as correntes harmônicas de baixa ordem também 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 (PATSALIDES *et al.*, 2012).

As correntes harmônicas surgem a partir de duas fontes em inversores. A primeira fonte de harmônico é o chaveamento dos IGBTs e as suas bandas laterais. Portanto, a segunda é a fonte mais importante que é a estratégia de controle, a qual depende do grau em que os algoritmos de controle de comutação não conseguem produzir uma corrente senoidal perfeita. O controle do inversor geralmente inclui ponto de rastreamento de máxima potência, controle de tensão do painel fotovoltaico para ajustar a tensão de entrada do inversor à tensão do ponto de máxima potência e controlar a corrente para gerar a corrente alternada senoidal. Os circuitos de controle estão dispostos como um controle em cascata com *loops* de controle entrelaçado para eliminar distúrbios. De um modo geral, nas entradas de baixa potência (<10%), os

circuitos de controle e os sensores, independentemente da tecnologia de conversor e estratégia de controle, não são capazes de gerar uma corrente de saída senoidal.

No controle de modulação por largura de pulso (PWM) é necessário um tempo de sobreposição para os comandos de porta dos IGBTs do conversor de fonte de corrente, a fim de assegurar um fluxo de corrente contínua no barramento c.c.. Esse tempo é equivalente ao tempo morto do conversor de fonte de tensão. Um tempo morto é adotado, para evitar o curto-circuito da fonte através das chaves semicondutoras (*shoot-through fault*).

Conforme descrito em (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995), a existência de tempo morto no chaveamento do conversor PWM causa o aparecimento de harmônicos de baixa ordem na corrente. Esses harmônicos aparecem, em especial, na ordem $6k \pm 1$ ($k = 1, 2, 3, \dots, n-1$) e, comumente, no quinto e no sétimo harmônico, nas correntes de fase. Estes harmônicos de baixa ordem, principalmente, o sexto e décimo segundo, também ocasionam o surgimento de tensão c.c. no barramento e, portanto, resultam em sobrecorrente no barramento c.c.. Estes harmônicos de baixa ordem são pouco atenuados porque o filtro c.c. e filtro da saída dos inversores são, normalmente, concebidos para os harmônicos de alta ordem que aparecem perto da frequência de comutação e seus múltiplos.

2.6 Agregação de correntes harmônicas de múltiplos inversores em uma planta fotovoltaica

Sistemas fotovoltaicos de baixa potência podem ser instalados em grande número nos sistemas de distribuição de baixa tensão. Nestes sistemas, os inversores fotovoltaicos podem ser localizados relativamente perto do ponto de acoplamento comum (PAC). A impedância entre o PAC e os diferentes inversores fotovoltaicos é relativamente pequena. No entanto, não é viável medir simultaneamente as correntes de todos os conversores fotovoltaicos individualmente e a corrente total analisada a partir do PAC.

Sistemas fotovoltaicos conectados em sistemas de média e alta tensão são caracterizados por um grande número de inversores operando no mesmo PAC. A corrente total do sistema fotovoltaico também pode ser medida, bem como a corrente de um inversor. No entanto, a medição simultânea de todas as correntes dos inversores

individuais e a corrente total vista a partir do PAC geralmente não é viável. Assim, uma abordagem simplificada, mas significativa, poderia ser útil para caracterizar o comportamento harmônico e inter-harmônico de uma série genérica de N inversores fotovoltaicos ligados ao PAC.

A IEC 61000-3-6 orienta o procedimento da soma de distorção harmônica de inversores. Com esta norma é possível estimar a distorção harmônica no ponto de acoplamento comum da usina solar fotovoltaica aplicando a equação (2-2).

$$I_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i I_{hi}^\alpha} \quad (2-2)$$

Onde:

I_h é o valor eficaz da corrente harmônica resultante (ordem h), da agregação de inversores fotovoltaicos (valor probabilístico);

I_{hi} é a magnitude do nível de emissão individual de corrente (ordem h) a ser agregado;

α é um expoente dependendo, principalmente, de dois fatores:

- O valor escolhido da probabilidade para o valor real que não exceda o valor calculado;
- O grau em que as tensões ou correntes harmônicas individuais variam aleatoriamente em termos de amplitude e fase.

Levando-se em conta que:

- a emissão harmônica não excede os valores de probabilidade em 95%.
- fontes que combinam na emissão correspondem a
 - aquelas de grandes instalações ligadas a sistemas de distribuição de média/baixa tensão,
 - perturbações transferidas de um nível de tensão do sistema para outro,
 - emissão global agregada de instalação de baixa tensão.
- baixo nível de harmônicos ímpares apresentam
 - magnitudes que são significativas em quase todos os sistemas e permanecem geralmente estáveis por longos períodos;

- ângulos de fase com uma faixa de variação relativamente estreita (variações limitadas com as fontes; variações limitadas devido à propagação no sistema de baixa frequência e não ocorrência de ressonância).
- harmônicos de alta ordem variam muito em magnitude e ângulo de fase.

Com base nas informações disponíveis até o momento, o seguinte conjunto de expoentes (α) pode ser adotado na ausência de informações mais específicas:

Tabela 2-1 - Expoentes de somatórios para harmônicos (valores indicativos).

Fonte: Adaptado da IEC 61000-3-6.

Ordens harmônicas	α
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2

NOTA 1 - Quando se sabe que os harmônicas são susceptíveis a estar em fase (isto é, diferenças de ângulo de fase inferior a 90°), então, um expoente $\alpha = 1$ deve ser utilizado a partir da 5ª ordem.

NOTA 2 - Em contrapartida, alguns harmônicos de baixa ordem não característicos (por exemplo 3º) podem ter diferentes causas que não são susceptíveis a produzir harmônicos em fase, portanto, um expoente maior do que 1 pode ser usado para esses casos (por exemplo, $\alpha = 1,2$).

NOTA 3 - Expoentes de soma superior a $\alpha = 1,2$ podem ser utilizados para harmônicos pares que são menos susceptíveis a estar em fase (h para ≤ 10).

2.7 Normatização

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de energia devem atender às exigências definidas pelas normas, garantindo a segurança e a confiabilidade na execução da sua tarefa. Geralmente, as normas locais de regulação impostas pelas concessionárias possuem vários pontos em comum, todavia, há um grande esforço de alguns Comitês Internacionais em padronizar estes requisitos de forma que os mesmos possam ser aplicados em escala global. Dentre estes Comitês, destacam-se o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronic Engineers – IEEE*) e a Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission – IEC*). No Brasil, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT)

utiliza as normas internacionais da *IEC* para os sistemas fotovoltaicos. Como exemplo, pode ser citada a norma *ABNT NBR IEC 62116:2012*, que descreve os procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

A seguir, serão apresentadas as normas, procedimentos e recomendações referentes aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

2.7.1 IEEE 1547:2003 - Interligação de geração distribuída

A Recomendação IEEE 1547 inclui requisitos gerais, resposta às condições anormais, qualidade de energia, ilhamento e especificações de teste, bem como os requisitos para a concepção, produção, avaliação de instalação, comissionamento e testes periódicos para geração distribuída conectada à rede. Os requisitos são aplicáveis à interligação com o sistema elétrico em níveis típicos de distribuição (média tensão), mas também as redes de distribuição de baixa tensão são consideradas (IEEE 1547, 2003).

2.7.2 IEEE 1547.1:2005 - Procedimentos de conformidade de ensaio para geração distribuída interligada com sistemas elétricos de potência.

É uma nova recomendação decorrente da IEEE 1547, especificando o tipo, produção e testes de comissionamento que devem ser realizados para demonstrar que as funções de interconexão e equipamentos de geração distribuída estão em conformidade com IEEE Std 1547 (IEEE 1547.1, 2005).

2.7.3 IEEE 519:2014 - Recomendação prática e requisitos para o controle de harmônicos em sistemas elétricos de potência.

Essa recomendação estabelece limites para os parâmetros elétricos de tensão e corrente relacionados à qualidade da energia elétrica em regime permanente, onde a aplicabilidade desses limites no sistema ocorre, exclusivamente, em um determinado ponto de acoplamento comum (PAC).

Os limites de distorção de tensão e distorção de corrente para sistemas de 120V a 69 kV são apresentados, respectivamente, na Tabela 2-2 e Tabela 2-3.

Tabela 2-2 - Limites de distorção de tensão. Fonte: Adaptado da IEEE-519 - 2014.

Tensão no barramento do PAC	Harmônicos individual (%)	Distorção harmônica total - THD (%)
$V \leq 1 \text{ kV}$	5,0	8,0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$161 \text{ kV} < V$	1,0	1,5

Para saber os limites de distorção de corrente, utiliza-se a distorção de demanda total (TDD), que é a razão entre a raiz quadrada da média quadrática do conteúdo harmônico, considerando componentes harmônicas até a ordem 50 e excluindo especificamente inter-harmônicas, expressas como uma percentagem da corrente de máxima demanda, conforme Equação (2-3).

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (2-3)$$

Tabela 2-3 Limites de distorção de corrente para sistemas de 120 V a 69 kV. Fonte: Adaptado da IEEE-519:2014.

Distorção harmônica máxima em percentagem da demanda máxima de corrente de carga (I_T)						
Ordem harmônica individual (harmônicos ímpares)						
I_{SC}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10	4,5	4	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

I_{SC} = corrente máxima de curto-circuito no PAC; I_L = corrente de demanda máxima de carga no PAC.

2.7.4 IEC 61727 - Sistemas fotovoltaicos - Características de conexão com a concessionária

A Comissão dos Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica (TC-82) está desenvolvendo uma grande variedade de padrões para a indústria de sistemas fotovoltaicos. Nos requisitos de interconexão da rede, o TC-82 desenvolveu a norma IEC 61727 - Características da conexão de sistemas fotovoltaicos com a concessionária, publicado em dezembro de 2004 (IEC 61727, 2004). A norma aplica-se aos sistemas de energia fotovoltaica interligados a rede de serviços públicos operando em paralelo com o utilitário e utilizando inversores estáticos com anti-ilhamento. Ela estabelece os requisitos para a interligação de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição elétrica.

Os níveis aceitáveis de harmônicos de tensão e corrente dependem das características do sistema de distribuição, tipo de serviço, cargas conectadas e estabelecidas pela concessionária. A saída do sistema fotovoltaico deve apresentar

baixos níveis de distorção de corrente para garantir que não haja efeitos adversos causados a outro equipamento ligado ao sistema da concessionária.

A distorção harmônica total deve ser inferior a 5% na saída do inversor analisado. Cada ordem harmônica será limitada aos percentuais indicados na Tabela 2-4. Os harmônicos pares estão limitados a 25% dos harmônicos ímpares.

Tabela 2-4 - Limites de distorção de corrente. Fonte: Adaptado da IEC 61727.

Harmônicas Ímpares	Limite de Distorção
3ª à 9ª	<4,0%
11ª à 15ª	<2,0%
17ª à 21ª	<1,5%
23ª à 33ª	<0,6%
Harmônicas Pares	Limite de Distorção
2ª à 8ª	<1,0%
10ª à 32ª	<0,5%

Em 2005, foi elaborada a IEC 62116 Ed. 1 - Procedimentos de testes de medidas de prevenção de ilhamento interativo de inversores fotovoltaicos, descrevendo os procedimentos de teste para os requisitos estabelecidos na norma IEC 61727, publicada no final de 2007. Embora existam pequenas diferenças, os requisitos de IEC 61727 estão muito bem harmonizados com os do Procedimento IEEE 1574, especialmente, para detecção de anti-ilhamento, que é a questão fundamental.

2.7.5 IEC 61000 - Compatibilidade eletromagnética

As Normas IEC 61000 são estruturadas em partes, por funções. Cada parte é dividida em outras várias, publicadas como normas internacionais, especificações técnicas ou relatórios técnicos.

A IEC 61000-3-2 lida com o limite de correntes harmônicas injetadas no sistema de distribuição (IEC 61000-3-2, 2005). Ela especifica limites de componentes harmônicas da corrente de entrada, que podem ser produzidos por equipamentos testados sob condições específicas. Esta parte da IEC 61000 é aplicável aos equipamentos elétricos e eletrônicos, tendo uma corrente de entrada ≤ 16 A por fase e, destina-se à ligação em rede de baixa tensão. Para equipamentos com corrente >16 A e ≤ 75 A, utiliza-se a IEC 61000-3-12 (Ver Tabela 2-5).

Tabela 2-5 Limites de corrente harmônica. Fonte: Adaptado IEC 61000-3-2

Harmônicos ímpares		Harmônicos pares	
Ordem h	Corrente (A)	Ordem h	Corrente (A)
3	2,3	2	1,08
5	1,14	4	0,43
7	0,77	6	0,3
9	0,4	$8 \leq h \leq 40$	$0,23 \times 8/h$
11	0,33		
13	0,21		
$13 \leq h \leq 39$	$0,15 \times 15/h$		

2.7.6 Norma Europeia EN 50160:2008 – Características de tensão no sistema de distribuição

A EN 50160 define limites de harmônicos e descreve as características principais da tensão de alimentação no PAC para redes de distribuição pública em baixa e média tensão. Para os harmônicos de tensão em redes de média e baixa tensão, o limite de distorção harmônica total de tensão deve ser (DHT-V) < 8%.

2.7.7 Regulamentação brasileira

As normas vigentes no Brasil para sistemas fotovoltaicos são as seguintes:

2.7.7.1 ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

Essa norma é uma versão traduzida da IEC 62116 Ed. 1.0 b, que tem como objetivo fornecer um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) (ABNT NBR IEC 62116, 2012).

2.7.7.2 ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição

Esta norma estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e seus requisitos. Foi elaborada pelo Comitê Brasileiro de Eletricidade ABNT/CB-003 e tem

como parâmetro a IEC 61727 - Sistemas fotovoltaicos - Características da conexão com a concessionária (ABNT NBR 16149, 2013).

2.7.7.3 ABNT NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimentos de ensaio de conformidade

Esta Norma especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149 (ABNT NBR 16150, 2013).

2.7.7.4 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão responsável pela regulamentação do setor elétrico brasileiro, define um conjunto de regulamentos para o sistema de distribuição, por meio dos documentos sob a denominação Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), publicados e acessados livremente pela *internet*.

O Módulo 8 do PRODIST, sobre “Qualidade da Energia Elétrica” (2012), define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão (BRASIL, 2009).

O valor global da distorção harmônica total de tensão no Módulo 8 para tensão no barramento $1\text{ kV} < V \leq 69\text{ kV}$ é de 8% da tensão fundamental. A Tabela 2-6 apresenta os níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão.

Tabela 2-6 –Valores de referência para distorções harmônicas individuais de tensão em percentagem da tensão fundamental. Fonte: Prodist, Módulo 8 (2012).

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão (%)				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n \leq 230 \text{ kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7.5	8	45	2.5
	7	5.5	5	4	2
	11	4.0	30	3	1.0
	13	4	3	25	1.5
	17	2.5	2	15	1
	19	2	18	15	1
	23	2	16	15	1
	25	2	16	16	1
>25	16	1	1	0.6	
Ímpares múltiplas de 3	3	6.5	5	4	2
	9	2	15	15	1
	15	1	0.5	0.5	0.5
	21	1	0.6	0.6	0.6
	>21	1	0.5	0.5	0.5
Pares	2	26	2	1.5	1
	4	1.5	1	1	0.5
	6	1	0.5	0.6	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

2.7.7.5 Grupo de trabalho (GT-FOT)

Com o aumento do número de instalações de sistemas fotovoltaicos no país, o INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) criou um grupo de trabalho (GT-FOT) para atuar nesta área, como parte do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), formado por especialistas de universidades e centros de pesquisa, representantes de órgãos públicos e de empresas privadas. O GT-FOT estabeleceu requisitos para a etiquetagem dos componentes utilizados em sistemas fotovoltaicos (módulos, inversores, controladores de carga e baterias), descritos no documento intitulado "Requerimento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica", publicado pela Portaria Inmetro N° 4/2011, bem como identificou um conjunto de laboratórios habilitados a efetuar os ensaios. Atualmente, diversos componentes disponíveis no mercado nacional já se encontram etiquetados, conforme as tabelas disponíveis pelo Inmetro. Adicionalmente, para serem comercializados, tais equipamentos necessitam ainda do registro do Inmetro, conforme Resolução CONMETRO n° 5, de maio de 2008 (BRASIL, 2008).

2.8 Técnicas de medição e análise dos dados

As técnicas de medições e análise de dados, obtidos através das medições de harmônicos, podem ser embasadas nas normas da IEC e recomendações do IEEE.

2.8.1 A norma IEC 61724:1998 - Diretrizes de monitoramento de desempenho do sistema fotovoltaico para medição, troca de dados e análise.

Esta norma descreve as diretrizes gerais para o acompanhamento e a análise do desempenho elétrico de sistemas fotovoltaicos. Ela não descreve o desempenho de componentes discretos, mas concentra-se na avaliação do desempenho de um conjunto como parte de um sistema fotovoltaico. A intenção da análise dos dados é a de fornecer um resumo do desempenho adequado para comparar instalações fotovoltaicas de tamanhos diferentes, que operam em diferentes climas, e fornecer energia para usos diferentes, de tal forma que os méritos relativos dos diferentes modelos ou procedimentos operacionais tornam-se evidentes. Métodos mais simples podem ser menos custosos para pequenos sistemas solares ou sistemas autônomos domésticos (IEC 61724, 1998).

Esta norma pode não ser aplicável a pequenos sistemas isolados devido ao custo relativamente elevado dos equipamentos de medição.

2.8.2 Norma IEC 61000-4-30:2003 - Compatibilidade Eletromagnética - Parte 4-30: Ensaio e técnicas de medição - Os métodos de medição de qualidade de energia.

As medições podem ser executadas em sistemas de fase única ou de fornecimento polifásico. Dependendo do contexto, pode ser necessário medir as tensões entre os condutores fase e neutro (linha-neutro) ou entre condutores de fase (linha-a-linha) ou, ainda, entre neutro e terra. Não é objetivo desta norma impor a escolha dos valores elétricos a serem medidos. Além disso, exceto para a medição do desequilíbrio de tensão, que é intrinsecamente polifásica, os métodos de medição especificados neste documento são independentes de tal modo que os resultados podem ser produzidos em cada canal distinto de medição (IEC 61000-4-30, 2003).

As medições de corrente podem ser realizadas em cada condutor de sistemas de alimentação, incluindo o condutor neutro e o condutor de proteção.

A IEC 61000-4-30 especifica os equipamentos de medição em duas classes de desempenho: A e B. A classe A é usada quando medições precisas são necessárias, por exemplo, para aplicações contratuais, verificando conformidade com os padrões. Desta forma, qualquer medição de um parâmetro realizada com dois instrumentos diferentes desta classe, ao medir os mesmos sinais, produzirá resultados semelhantes dentro da incerteza especificada. Para isso, é expressamente necessária uma metodologia uniformizada para a medição desses parâmetros.

De outra forma, os equipamentos da classe B podem ser usados para aplicações onde grande precisão não é requerida, por exemplo, para pesquisas estatísticas. Não se necessita de uma metodologia rigorosa de medição, podendo esta, em sua maioria, ser criada pelo próprio fabricante.

Nos equipamentos classe A, o intervalo de integração de medição de magnitudes dos diversos parâmetros de qualidade de energia devem ser de 10 ciclos para sistema de alimentação em 50 Hz ou 12 ciclos para sistema de alimentação em 60 Hz, agrupados em três subgrupos:

- Intervalos de 150/180 ciclos (150 ciclos para 50 Hz nominal ou 180 ciclos para 60 Hz nominal), de modo a formar quinze subdivisões de 10/12 ciclos, baseados na característica da frequência e não no tempo de relógio;
- Prosseguindo com intervalos de 10 minutos, identificados por tempo absoluto (por exemplo, 01H10.00), com a admissão do último valor obtido da agregação de 10/12 ciclos, se este, por sua vez, ultrapassar o tempo de 10 minutos. Além disso, no início da medição, os 10/12 ciclos devem começar no limite de tempo absoluto de 10 minutos, com uma resincronização em todo o limite de 10 minutos subsequentes;
- Por fim, agregação de dados em intervalos de 2 horas, com 12 subdivisões de 10 minutos.

As medições básicas de tensões harmônicas e inter-harmônicas, para o propósito dessa norma, são definidas na IEC 61000-4-7:2002. A norma deve ser utilizada para determinar uma medição de subgrupo de harmônicas e inter-harmônicas sem descontinuidade de 10/12 ciclos, denominado de acordo com a norma IEC 61000-4-7:2002.

2.8.3 *IEEE Std 519*TM:2014 - Recomendação prática e requisitos para o controle de harmônicas em sistemas elétricos de potência

A largura da janela de medição usada por instrumentos digitais empregando técnicas *Discrete Fourier Transform* deve ser de 12 ciclos (aproximadamente 200 ms) para sistemas de energia de 60 Hz e (10 ciclos para sistemas de energia de 50 Hz). Com esta largura de janela, os componentes espectrais estarão disponível a cada 5 Hz (por exemplo, 0, 5, 10 ... 50, 55, 60, 65, 70, ... Hz). Para os fins do presente documento, uma magnitude de componente harmônica é considerada como o valor de uma frequência central combinado com os dois valores de 5 Hz adjacentes. Os três valores são combinadas em um único valor eficaz que define a amplitude harmônica para o componente particular de frequência central (IEEE STD. 519, 2014).

Com relação à qualidade da saída de sistemas fotovoltaicos de energia, a Recomendação IEEE 519-2014 estabelece limites de tensão e corrente harmônica no ponto de acoplamento comum (PAC). Esta recomendação estabelece limites para os fatores de THD de corrente e tensão que o produtor deve entregar ao cliente. Ela também fornece limites harmônicos individuais como a percentagem da componente de frequência fundamental, na saída completa do sistema.

2.8.4 Procedimento de distribuição de energia elétrica - Módulo 8

O Módulo 8 do PRODIST apresenta pouco detalhamento a respeito da metodologia de medição das distorções harmônicas. Determina que os sinais a serem monitorados utilizem sistemas de medição cujas informações coletadas possam ser processadas por meio de recurso computacional. Adicionalmente, tal Módulo determina que a capacidade de armazenamento atenda aos requisitos do banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL. Ainda, há a determinação de que as medições de distorção harmônica em sistemas trifásicos sejam realizadas por meio das tensões fase-neutro, para sistemas estrela aterrada e, fase-fase, para as demais configurações.

Quanto à instrumentação, o Módulo 8 determina que os instrumentos de medição atendam aos protocolos e normas técnicas vigentes, sem citar tais documentos. Também é determinado que o instrumento de medição avalie um espectro harmônico

que considere desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem harmônica ($h_{min} = 25$).

Há ainda uma disposição a respeito dos transdutores (Transformadores de Potencial - TPs) utilizados para a medição. O Módulo 8 determina que os TPs utilizados em um sistema trifásico devem ter as mesmas especificações e suas cargas devem corresponder a impedâncias semelhantes, além de serem conectados em Y – Y aterrados, independentemente do tipo ou classe de tensão. Para os casos sem conexão à terra, o PRODIST permite a utilização de arranjos para os TPs do tipo V.

2.9 Conclusões

Este capítulo apresentou uma introdução da fundamentação teórica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, mostrando os dispositivos fotovoltaicos e analisando as topologias de inversores fotovoltaicos e suas estruturas básicas de controle, os harmônicos gerados e a agregação de múltiplos inversores. Foram analisados, sem a pretensão de um estudo aprofundado, alguns padrões e normas internacionais e nacionais sobre os requisitos para a conexão de sistemas solares fotovoltaicos à rede elétrica e medições de harmônicos. A distorção harmônica total de tensão deve ser inferior a 5% no ponto de acoplamento comum.

CAPÍTULO 3

3 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será apresentada a Usina Solar Fotovoltaica do Estádio Mineirão, suas particularidades e os procedimentos de medições de harmônicos.

3.1 Descrição Geral da Usina Fotovoltaica do Estádio Mineirão

A Usina Solar Fotovoltaica Mineirão (USF-Mineirão) foi montada/construída pela CEMIG, na cobertura do Estádio do Mineirão em Belo Horizonte – MG, no bairro da Pampulha, próximo às coordenadas geodésicas 19°51'56"S e 43°58'16"O, respectivamente, (UTM - Córrego Alegre: (23) 607733 -7803038) (CEMIG D, 2011).

As principais características da USF-Mineirão são:

- potência instalada em inversores de 1,32 MW;
- potência instalada em painéis fotovoltaicos de 1,42MWp;
- 5910 módulos de silício policristalino 240 Wp;
- 88 inversores *Ingecon Sun Smart 15TL* (15 kW/380 V);
- possui duas subestações elevadoras, onde cada uma é composta pela alimentação de um conjunto de 44 inversores *Ingecon Sun Smart 15TL* e um transformador elevador de 750kVA (13,8kV/380V) para conexão à rede de distribuição.

3.1.1 Características do sistema elétrico

Os alimentadores da CEMIG que atendem a área que está localizada a USF-Mineirão, são BHMR-NOVO e BHPM-NOVO, que saem das SE BH Maracanã e BH Pampulha, respectivamente.

A Figura 3.1 apresenta o sistema elétrico existente e a localização da USF - Mineirão.

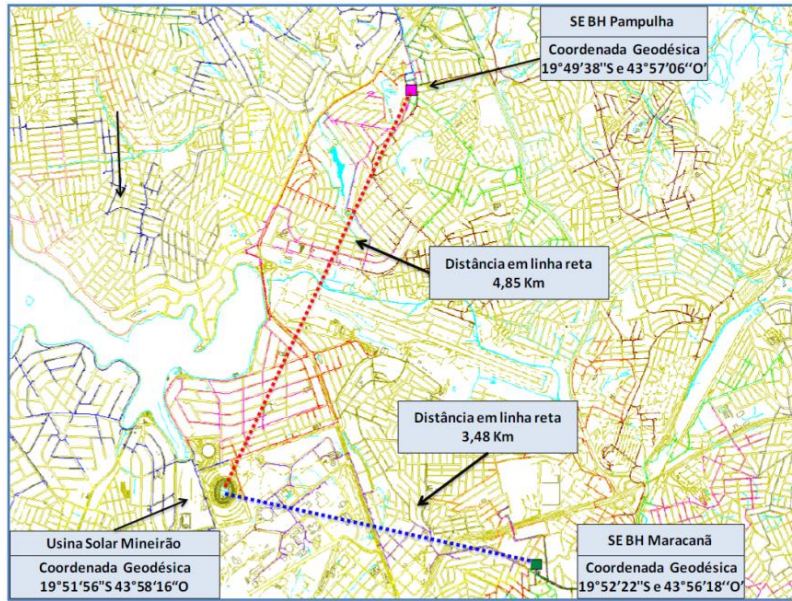


Figura 3.1 – Sistema elétrico existente e localização da Usina Solar Fotovoltaica Mineirão. Fonte: (CEMIG D, 2011).

Os níveis de curto-circuito na barra 4 de 13,8 kV da SE BH Maracanã e barra 4 de 13,8 kV da SE BH Pampulha, informados pela Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, são mostrados, respectivamente, nas Tabela 3-1 e Tabela 3-2.

Tabela 3-1: Níveis de curto-circuito na barra 4 SE BH Maracanã

Barra 4 da Subestação BH Maracanã		
Curto-circuito	Corrente (A)	Ângulo
Trifásico	5277	-82°
Fase-Terra _{máx}	5399	-83°
Fase-Terra _{mín}	205	-2°

Fonte: (CEMIG D, 2011)

Tabela 3-2: Níveis de curto-circuito na barra 4 SE BH Pampulha

Barra 4 da Subestação BH Pampulha		
Curto-circuito	Corrente (A)	Ângulo
Trifásico	5677	-81°
Fase-Terra _{máx}	5759	-82°
Fase-Terra _{mín}	204	-2°

Fonte: (CEMIG D, 2011)

3.1.2 Alternativas de conexão da USF-Mineirão

Há duas alternativas de conexão da USF-Mineirão ao sistema elétrico de 13,8 kV da CEMIG Distribuição (CEMIG D):

- I. Conexão Preferencial: no ponto de entrega no alimentador BHRM-NOVO exclusivo e que atenderá as cargas do Mineirão conforme Figura 3.2;
- II. Conexão em Contingência: Conexão da Usina Solar Fotovoltaica Mineirão no ponto de entrega no alimentador BHPM-NOVO exclusivo e que atenderá as cargas do Mineirão em regime de contingência.

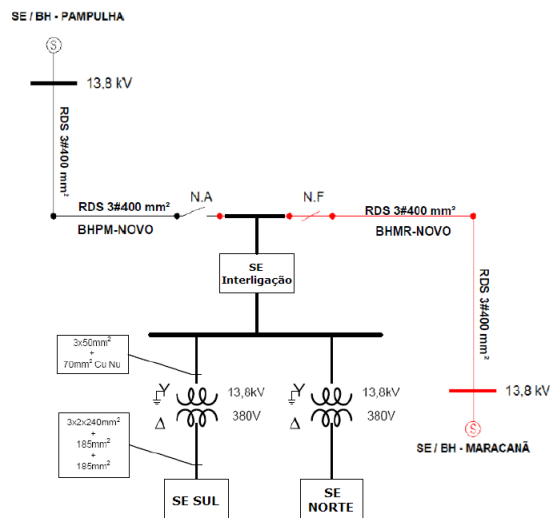


Figura 3.2- Ponto de conexão interligação na Conexão Preferencial. Fonte: Adaptação de (CEMIG D, 2011).

Em caso de inconsistência nos dois alimentadores, ainda há uma terceira opção de conexão da USF que é o alimentador da SE Adeláide.

3.2 Pontos de medição

Neste trabalho, buscando uma análise mais detalhada da sublimidade da energia fornecida pela USF-Mineirão, diversos pontos de medição foram escolhidos.

3.2.1 Medição na sala técnica de inversores - STI-2

Nesta sala, mediu-se a saída senoidal do inversor equilibrado nº 11 (mesmo número de módulos fotovoltaicos por fase), o inversor desequilibrado nº 10 (número de módulos diferentes nas fases) e o quadro de baixa tensão que recebe a energia produzida pelos 11 inversores conforme apresentado na Figura 3.3.

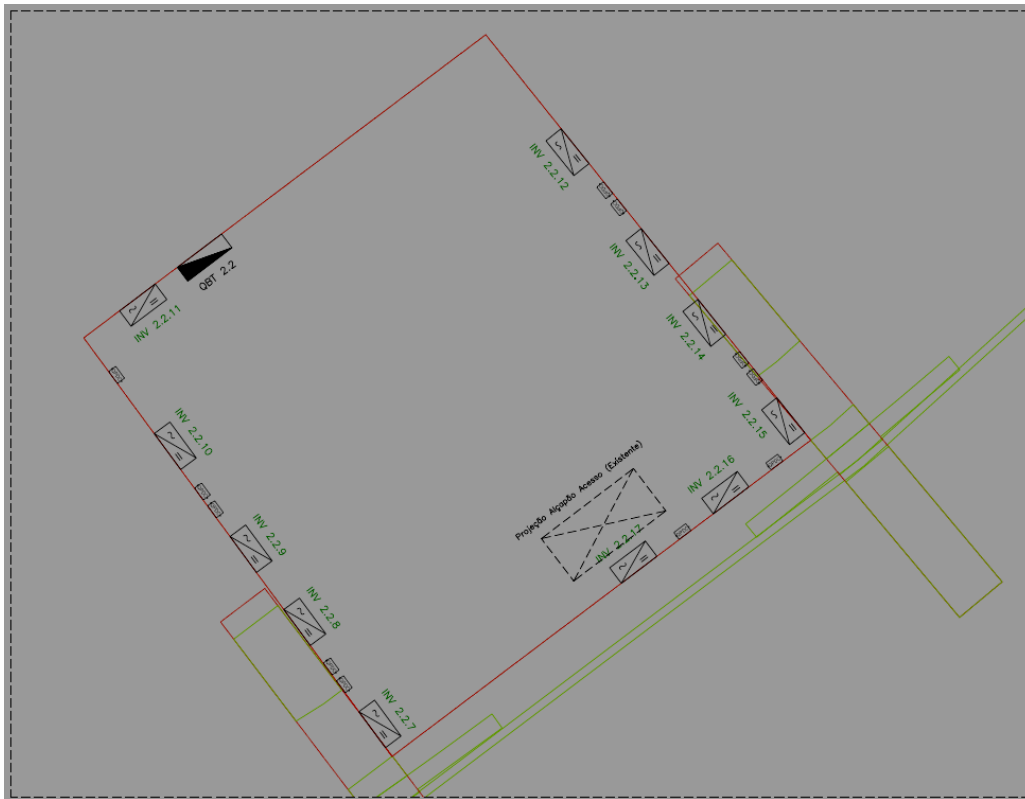


Figura 3.3 - Pontos de medição na sala técnica de inversores - STI-2. Fonte: Adaptado do (MARTIFER SOLAR, 2013).

3.2.2. Medições na subestação norte - SE Norte e na subestação sul - SE Sul

Em cada uma das duas subestações foi instalado um medidor no quadro geral de baixa tensão - QGBT, que possibilitou a medição agregada de energia fornecida de todas as quatro salas de inversores para cada subestação.

3.2.3. Medições na SE de interligação

Na SE de interligação, devido a tensão da rede estar em 13,8kV, o analisador de qualidade foi instalado junto à medição de faturamento da USF-Mineirão, aproveitando o transformador de corrente - TC e o transformador de potencial - TP deste sistema de medição. A Figura 3.4 mostra a ligação do medidor de qualidade de energia juntamente com os medidores de faturamento da USF-Mineirão.

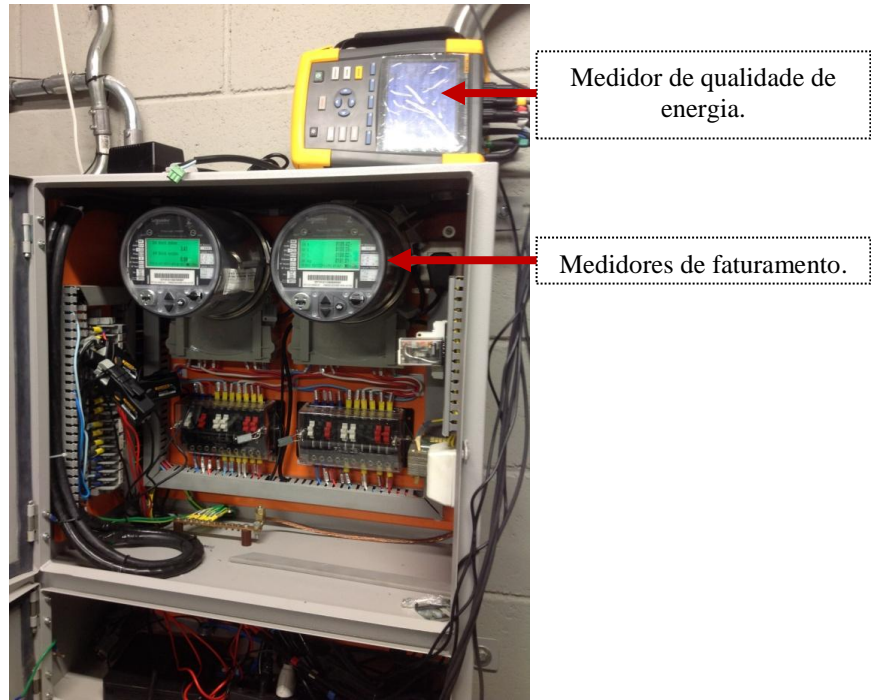


Figura 3.4 - Detalhe da medição na SE de interligação. Fonte: Arquivo pessoal.

A Figura 3.5 apresenta os locais das medições nas subestações da USF-Mineirão.

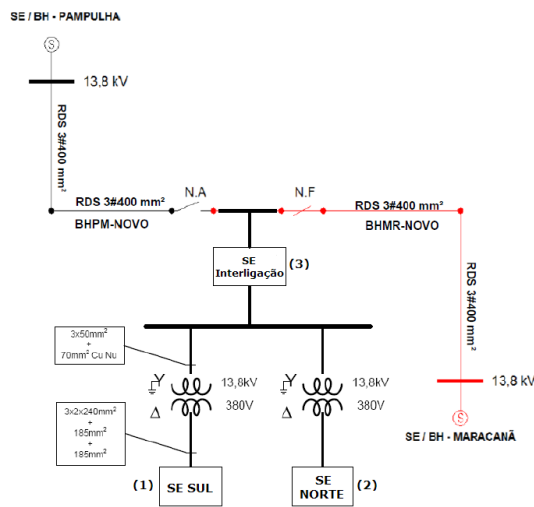


Figura 3.5- Pontos de medição na USF-Mineirão. (1) SE Sul, (2) SE Norte e (3) SE de Interligação.

Adaptação de (CEMIG D, 2011).

3.3 Particularidades

A USF-Mineirão apresenta algumas particularidades que serão apresentadas nos tópicos a seguir.

3.4 Transformador de Aterramento

Atendendo a Norma ND 5.31 - Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição CEMIG – Conexão em Média Tensão (CEMIG, 2011), o acessante deverá prover uma referência de terra no lado da distribuição (estrela-aterrada), para evitar sobretensões nas fases não faltosas, após a ocorrência de curto-circuito fase-terra, e no lado da geração em delta para o bloqueio de componentes de sequência zero. Para o funcionamento da USF-Mineirão foi obrigatório a existência de um neutro aterrado do lado dos inversores, já que estes são a quatro fios.

Para atender a este requisito, os tipos de ligações dos enrolamentos dos transformadores de acoplamentos dos produtores independentes ou autoprodutores deverão estar ligados conforme descrito na Figura 3.6.

Deste modo, uma alternativa possível para a existência de neutro no lado da USF seria a substituição dos transformadores YnD (750kVA,13,8kV/380V) por transformadores com três enrolamentos e com conexão YnDYn, garantindo, assim, o atendimento a todos os requisitos colocados. Esta opção é ilustrada na Figura 3.6, sendo que (a) ilustra a alternativa baseada na substituição do transformador e, na Figura 3.6 (b) ilustra a implementação de um transformador de aterramento em paralelo com o transformador existente.

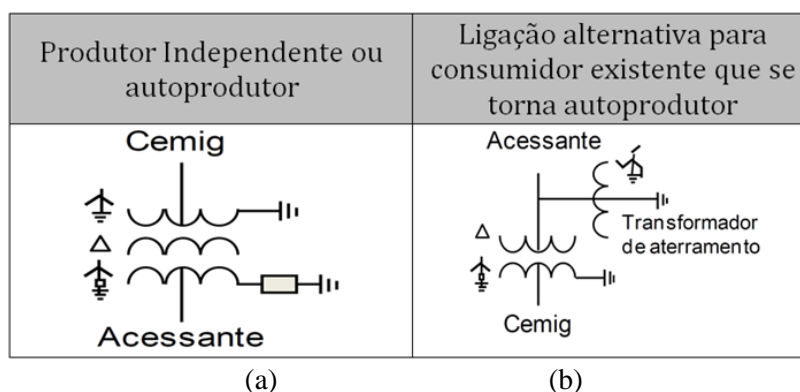


Figura 3.6: Ligação de Transformador de Acoplamento. Adaptado de (CEMIG, 2011).

Foram utilizados dois transformadores zig-zag de 75 kVA em paralelo, totalizando 150kVA em cada subestação, "afim de prover" o aterramento da usina e permitir o funcionamento correto dos inversores monofásicos conforme apresentado na Figura 3.7.



Figura 3.7: Transformadores de aterramento zig-zag instalados na USF-Mineirão. Fonte (Arquivo pessoal).

Devido à sua forma construtiva, o transformador zig-zag é uma reatância de alta impedância para a sequência positiva e negativa. Entretanto, caso haja desequilíbrios, faltas, harmônicos com sequência zero, o transformador zig-zag apresenta-se como um caminho de baixa impedância para as componentes de sequência zero.

Para o dimensionamento do transformador de aterramento, a ND-5.31 exige que:

- o transformador de aterramento garanta um sistema solidamente aterrado e, para isso, a relação entre a reatância de sequência zero sobre a reatância de sequência positiva (X_0/X_+) deverá ser menor que 3;
- a reatância de sequência positiva (X_+) a ser considerada no cálculo é a reatância vista da barra de média tensão do acessante, considerando-se a interligação com a Cemig D aberta.

Como exemplo, no caso de acessante com um gerador síncrono (G) e um transformador de acoplamento, X_+ será dada pela soma da reatância de sequência positiva do transformador de acoplamento e da reatância subtransitória de eixo direto do gerador (X''_d). A reatância de sequência zero neste caso corresponde à reatância do transformador de aterramento e deverá ser menor que 3 vezes a reatância de sequência positiva (CEMIG, 2011).

3.5 Arquitetura do Estádio Mineirão

O estádio é uma construção histórica e faz parte do conjunto de arquitetura do bairro Pampulha, construído totalmente com estruturas sólidas de concreto. A arquitetura única apresenta condições de local complexas para a geração fotovoltaica, em termos de área de instalação efetivamente disponível, sombreamento a partir de

peças estruturais da construção e instalação de infraestrutura técnica. O desafio é obter um *design* eficiente e otimizado, construir e operar a usina fotovoltaica com capacidade mínima de 1,35 MWp, consistindo de arranjos circulares nas lajes da cobertura, resultando em muitos arranjos com diferentes orientações, mantendo a arquitetura original e aparência visual do estádio do Mineirão. O arranjo fotovoltaico não pode estar acima dos pórticos e parapeitos em torno da cobertura, o que resulta em sombreamentos constantes nas estruturas.

O estádio do Mineirão é coberto por uma estrutura oval de concreto. Esta estrutura é composta de 88 segmentos reforçados de concreto. Estes segmentos estão distribuídos em torno de uma superfície elíptica. As áreas específicas da superfície dos segmentos não são idênticas. Portanto, a fim de simplificar o processo de representação e design, os 88 segmentos estão divididos em “segmentos maiores” e “segmentos menores”. Do total de 88 segmentos, 46 segmentos são "segmentos menores" e 42 segmentos são "segmentos maiores".

A Figura 3.8 apresenta como é a disposição dos oito conjuntos de segmentos distribuídos no teto do estádio. Os segmentos em azul representam os “segmentos menores” (25,5 x 4,0 m²) e, os em verde, são os "segmentos maiores" (25,5 x 6,0 m²).

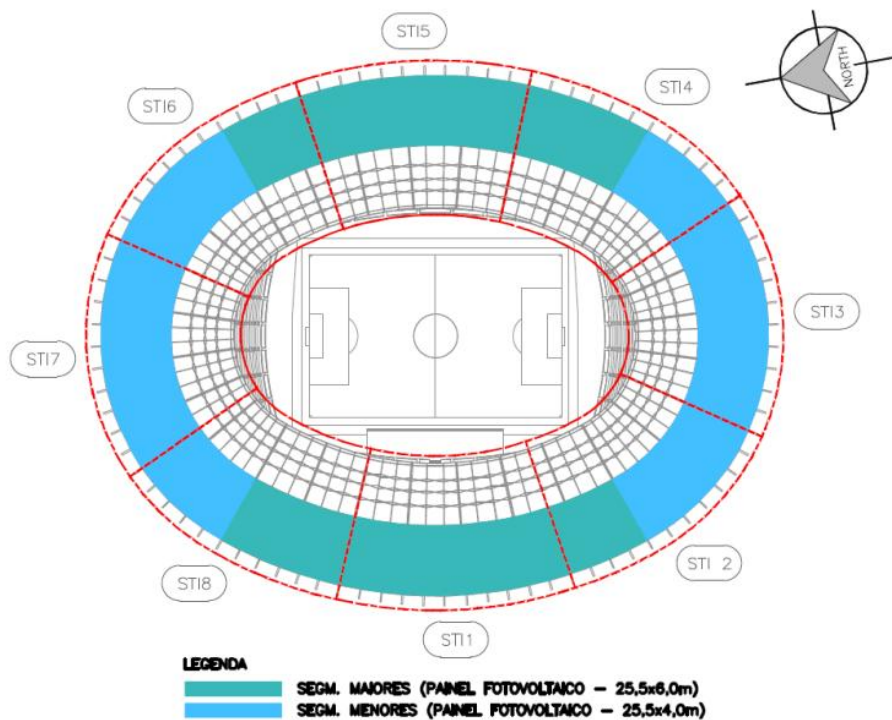
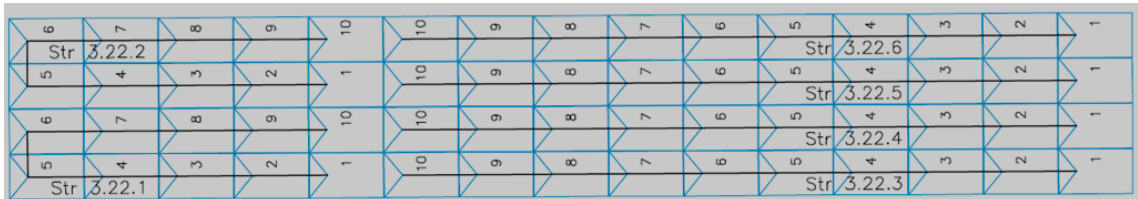


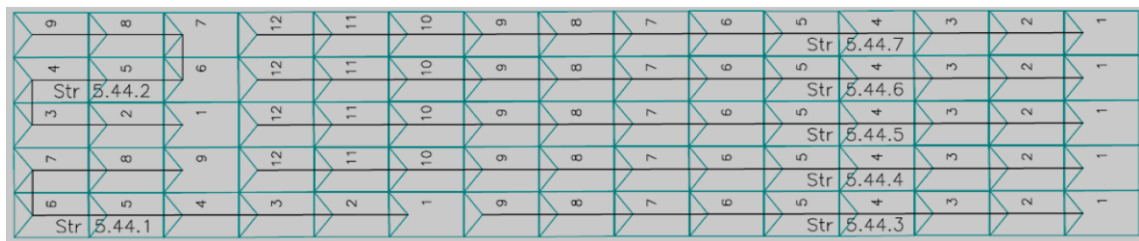
Figura 3.8: Planta da implantação da USF Mineirão. Fonte:(MARTIFER SOLAR, 2013).

3.6 Arranjo dos Painéis

Devido as frequentes condições de sombreamento que os painéis estão sujeitos, as *strings* foram arranjadas de dois modos. Na Figura 3.9 (a) são apresentadas as *strings* para os segmentos de menor dimensão que possuem 60 módulos fotovoltaicos e em (b) são apresentadas as *strings* para o maior segmento composta por 75 módulos fotovoltaicos.



(a)



(b)

Figura 3.9: Ligação das *Strings* da USF-Mineirão. (a) segmentos de menor dimensão e em (b) são apresentadas as strings para o maior segmentos. Adaptado de (MARTIFER SOLAR, 2013).

Para os segmentos de menor dimensão, que são compostos por 60 módulos fotovoltaicos de 240 Wp, cada uma das fases é conectada com dois conjuntos de *strings* em paralelo de 10 módulos em série, conforme a Figura 3.10.

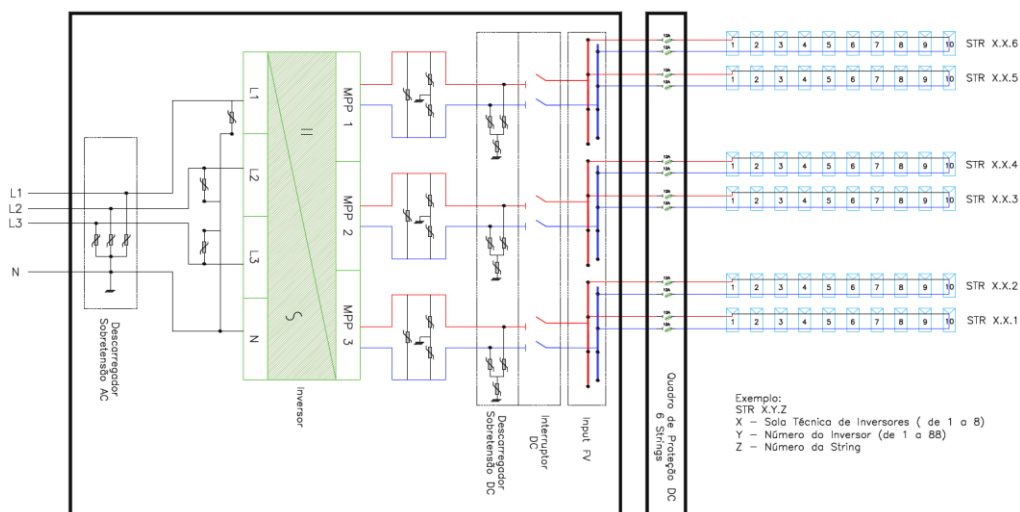


Figura 3.10: Ligação das *Strings* da USF-Mineirão com o inversor para os segmentos com 60 módulos fotovoltaicos. Fonte: (MARTIFER SOLAR, 2013).

Os segmentos de maior dimensão, que são compostos por 75 módulos fotovoltaicos de 240 Wp, para esta configuração, as fases L1 e L2 são conectadas a dois conjuntos de *strings* em paralelo de doze em série cada e, a fase L3, é conectada com três conjuntos de *strings* em paralelo de nove painéis, ligados em série, conforme a Figura 3.11 . Assim, haverá um desequilíbrio entre fases.

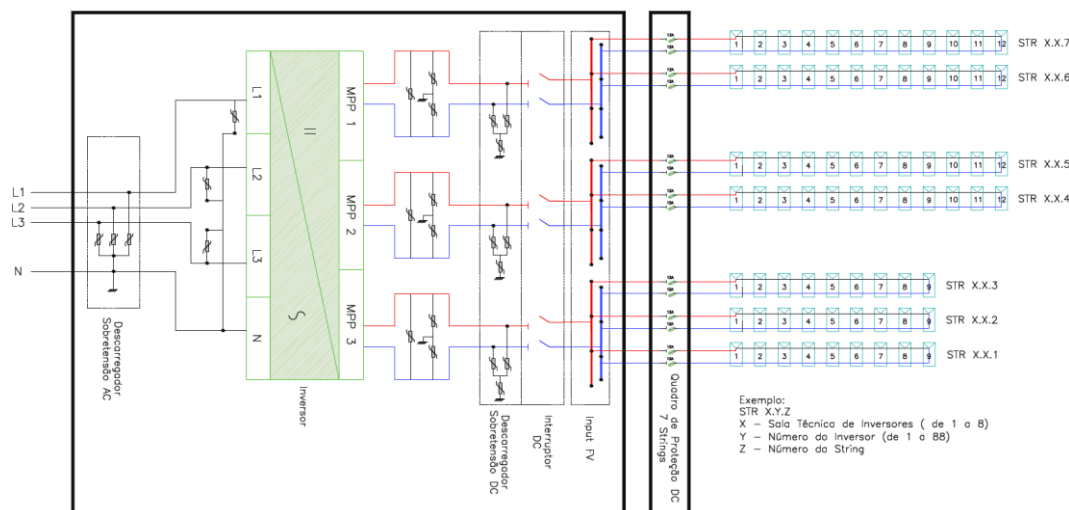


Figura 3.11: Ligação das *Strings* da USF-Mineirão com o inversor para os segmentos com 75 módulos fotovoltaicos. Fonte: (MARTIFER SOLAR, 2013).

3.7 Inversor Fotovoltaico

Em virtude das frequentes condições de sombreamento que os painéis estão sujeitos, optou-se por utilizar inversores do tipo *string inverters*, ou seja, inversores de pequena potência, normalmente utilizados em instalações comerciais de menor porte. O intuito desta alternativa foi o de maximizar o aproveitamento da energia solar, uma vez que, a associação de um grande número de painéis em grandes *strings* conectadas aos inversores de elevada potência, implicaria em uma limitação da máxima potência gerada pelas condições de produção de energia dos painéis sombreados.

Outro ponto que merece destaque refere-se ao modo de operação desequilibrado dos inversores *Ingecon Smart Sun 15TL*. Esta família de inversores possui três sistemas de rastreamento do ponto de máxima potência (*MPPT – maximum power point tracker*) independentes, sendo um para cada fase. Desta forma, pode-se trabalhar com a máxima potência disponível em cada fase. Como tem-se uma associação relativamente elevada de inversores num total de oitenta e oito, a tendência é que, embora individualmente, os

inversores operem em desequilíbrio e, a instalação como um todo, opere razoavelmente equilibrada.

Os inversores *Ingecon Sun Smart 15 TL*, fabricados pela *Ingeteam* e instalados na USF Mineirão, apresentam as seguintes características básicas:

- potência nominal: 15 kW;
- número de *MPPT*: 3;
- tecnologia do conversor: *transformerless*;
- tipo de sistema: operam em redes trifásicas a quatro fios (necessitam de neutro);
- podem injetar correntes desequilibradas (sequência positiva, negativa e zero).

A Figura 3.12 apresenta o diagrama esquemático no qual pode-se verificar a independência dos arranjos de painéis de cada fase e a conexão de saída em estrela com o terminal de neutro.

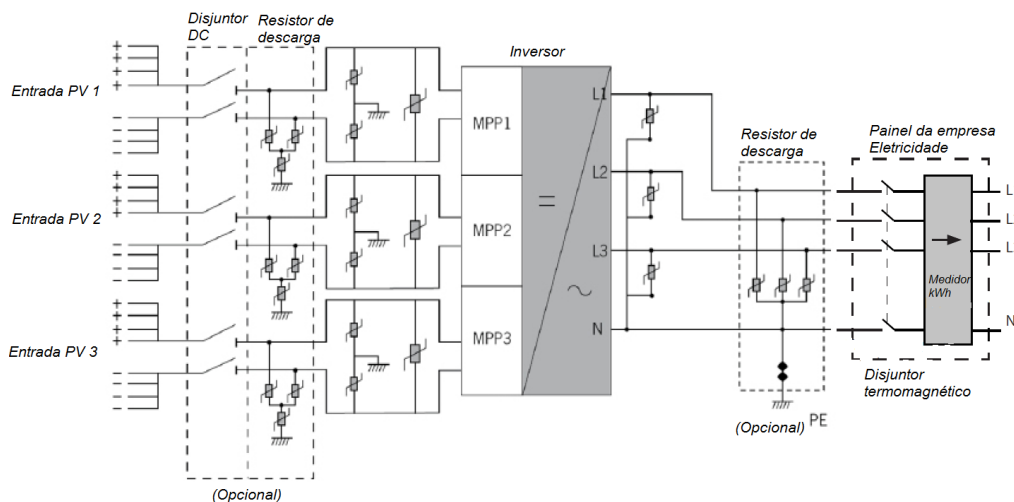


Figura 3.12 – Diagrama esquemático do inversor *Ingecon Smart Sun 15TL*. Adaptado de (INGETEAM ENERGY S.A., 2012)

A Figura 3.13 ilustra o diagrama esquemático simplificado de uma das fases do inversor solar *Ingecon Sun Smart 15TL*. É composto de uma estrutura em ponte completa, com chaves de *bypass* do barramento c.c., cujo objetivo é anular as tensões de modo comum nos terminais VA e VB. Nesta estrutura, as chaves S5 e S6 operam na frequência de chaveamento. No semiciclo positivo, as chaves S1 e S4 permanecem ligadas e S2 e S3 operam de modo complementar à S5 e S6. No semiciclo negativo, S2 e S3 são mantidas ligadas e S1 e S4 são operadas de modo complementar à S5 e S6.

Com isso, faz-se com que a tensão de modo comum, dada pela equação (3-1) seja nula (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

$$\frac{V_A + V_B}{2} = 0 \quad (3-1)$$

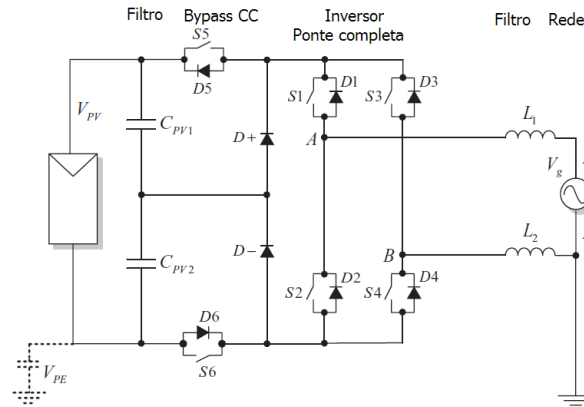


Figura 3.13- Diagrama esquemático simplificado do estágio de saída de uma das fases do inversor solar *Ingecon Sun Smart 15TL*. Fonte:(TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

A Figura 3.14 apresenta o diagrama esquemático com a disposição das oito salas de inversores e as duas subestações que compõem a USF Mineirão, onde cada subestação é composta de quatro salas com 11 inversores de 15kW.

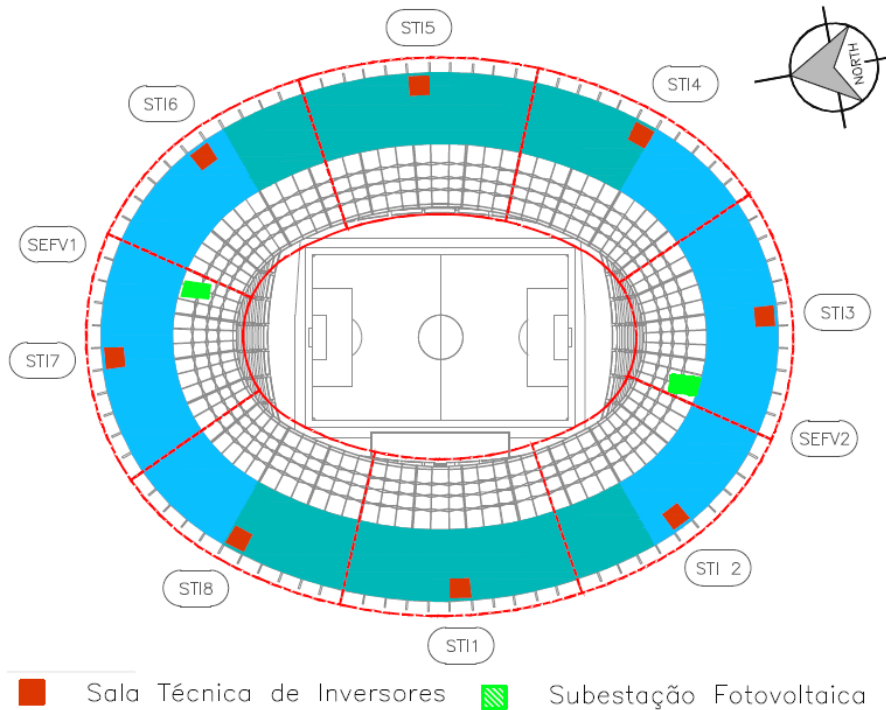


Figura 3.14 – Diagrama esquemático das salas de inversores da USF Mineirão. Adaptado de (MARTIFER SOLAR, 2013).

3.8 Conclusões

A Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão apresenta características construtivas bastante peculiares. Neste capítulo, apresentou-se as características gerais da USF-Mineirão e suas alternativas de conexão. Foram analisadas suas particularidades referentes à arquitetura, implementação dos transformadores de aterramento para criação de um neutro de referência para os inversores, características dos inversores e arranjos dos painéis utilizados para obter maior eficiência da usina. E, por fim, foram escolhidos os pontos que foram monitorados na USF-Mineirão para a análise da distorção harmônica injetada na rede.

4 MODELAGEM DA USINA FOTOVOLTAICA

Neste capítulo são mostrados os programas computacionais utilizados para simulação da USF-Mineirão, no intuito de calcular o fluxo de carga e o fluxo de carga harmônico. Foram utilizados o *software* livre *OpenDSS*, o renomado *software* *PowerFactory* e o Programa *ANAH*, desenvolvido na UFMG.

A proposta inicial foi de modelar a USF-Mineirão utilizando o *software* *ANAH*, desenvolvido na UFMG, e validar os resultados com a utilização do *software* *PowerFactory*. No entanto, devido à utilização do transformador zig-zag para geração do neutro virtual para os inversores, não foi possível realizar a modelagem no *ANAH* e, decidiu-se fazer a modelagem apenas utilizando o *PowerFactory*.

O *PowerFactory* não permite modelagem utilizando fonte de corrente e/ou gerador monofásico, impossibilitando a representação de cada uma das fases dos inversores da usina. Diante deste impasse, decidiu-se pela utilização do *software* livre *OpenDSS*, que possibilitou a modelagem da usina de uma forma bastante fiel.

Após a modelagem no *OpenDSS*, descobriu-se que era possível representar uma fonte monofásica utilizando uma carga monofásica com potência negativa no *PowerFactory*. Com isso, foi modelado o sistema e comparado com o *OpenDSS*.

Depois dos dois modelos prontos, implementou-se o modelo de um transformador zig-zag no *ANAH*, o que favoreceu sua utilização, possibilitando a validação com os outros modelos utilizados.

4.1 OpenDSS

O *OpenDSS* (*Distribution System Simulator*) é um *software* livre (*open source*) que pode, portanto, ser utilizado e modificado por qualquer usuário sem nenhum tipo de ônus ou obrigação para com o desenvolvedor. Seu desenvolvimento iniciou-se em 1997 na *Electrotek Concepts, Inc.* por Roger Dugan e Thomas McDermott. Em 2004 o *OpenDSS* foi comprado pela *EPRI Solutions* e, em 2008, tornou-se um programa *open source* a fim de se somar a outros esforços para as modernizações na área de *Smart Grid* (DUGAN, 2013). Foi inicialmente concebido com o intuito de criar uma ferramenta que

fosse capaz de modelar subestações e os circuitos de distribuição entre elas, numa linguagem orientada com o objetivo de se diminuir o tempo de execução de complicadas linguagens e sistemas de conversão existentes na época.

Sabendo que a automação dos sistemas de distribuição era eminente e se tornaria cada vez mais importante, foi dado grande valor ao impacto dos algoritmos na operação dos sistemas. Outro objetivo no desenvolvimento do programa foi a inclusão de análises de harmônicos nos estudos de fluxo de potência sem a necessidade de modelos não lineares dos equipamentos.

Até então, o *OpenDSS* tem atingido os objetivos inicialmente propostos e adquirido muitas outras funcionalidades que não são facilmente encontradas em outras ferramentas de análise de sistemas de distribuição.

O sistema suporta basicamente todo tipo de análise em regime permanente (no domínio da frequência, não limitado à frequência da rede) utilizada em sistemas de distribuição. Adicionalmente, suporta vários tipos de análises desenvolvidas para necessidades futuras na formação de sistemas de distribuição em todo o mundo. Algumas das funcionalidades encontradas no programa foram desenvolvidas com foco em sistemas com geração distribuída; outras com foco em qualidade de energia e análise de harmônicos. O *OpenDSS* foi desenvolvido para ser indefinidamente expansível. Dessa forma, pode ser facilmente adaptado para necessidades futuras.

O *OpenDSS* pode ser usado para planejamento e análise de sistemas de distribuição de energia, análise de circuitos polifásicos, análise de sistemas com geração distribuída, simulações de variação anual de cargas e geradores, simulações de plantas geradoras eólicas, análises de configurações incomuns de transformadores, análises de harmônicos e inter harmônicos, estudo de tensão entre neutro e terra, desenvolvimento de casos de testes IEEE, entre outros.

Dentre os diversos modos de solução, pode-se destacar: fluxo de potência instantâneo (*Snapshot Power Flow*), fluxo de potência anual ou diário (*Daily/Yearly Power Flow*), harmônicos (*Harmonics*), dinâmico (*Dynamic*), estudo de faltas (*Faultstudy*) e o modo *Autoadd*, que automaticamente escolhe lugares favoráveis para instalação de geradores ou bancos de capacitores.

O comportamento do algoritmo se aproxima mais ao de um algoritmo de análise de fluxo de harmônicos do que ao de um algoritmo típico para análise de fluxo de potência. Isso pode parecer estranho, visto que o *OpenDSS* é uma ótima ferramenta para o estudo de fluxos de potência, porém, oferece ao usuário uma enorme flexibilidade para modelagem de elementos nas mais diversas configurações de circuitos.

A estrutura de mais alto nível do algoritmo, que mantém as definições dos elementos do circuito, foi desenvolvida em ambiente Delphi, e as estruturas secundárias foram escritas em C e C++. O compilador é extremamente rápido, permitindo ciclos interativos em tempos mais que satisfatórios. Todo o programa é executado a partir de um único arquivo do tipo *.EXE, que não necessita de instalação e funciona diretamente na localização em que se encontra. A velocidade de processamento dos *scripts* superou as expectativas dos desenvolvedores, provando ser mais do que adequadas para o seu propósito.

É natural que o *OpenDSS* opere no domínio da frequência, e a mais simples utilidade do programa é a análise de fluxo de harmônicos. O usuário define espectros de harmônicos de interesse para todo e qualquer elemento do circuito.

4.1.1 Modelos utilizados

A simulação foi realizada com os dados fornecidos nos documentos da CEMIG, medições *in loco* e artigos técnicos referentes ao tema.

O barramento de tensão constante foi definido como a SE Maracanã e, em caso de contingência, passou a ser a SE Pampulha. Foi a partir dele que se iniciou nosso estudo de caso, por isso este foi reconhecido pelo *OpenDSS* como o “*Vsource*”. De acordo com informações fornecidas pela CEMIG, as potências de curto-circuito neste ponto são 126,132 MVA, trifásica e 129,04 MVA monofásica. Desta forma, o “*Vsource*” do sistema deve ser editado como se segue:

Edit Vsource.source basekv=138 pu=1.04 MVAsc1=129.04 MVAsc3=126.132 bus1=001

Sendo, *Edit Vsource*: Nome da fonte; *basekv*: Tensão de base; *MVAsc1*: Potência de curto-circuito monofásico; *MVAsc3*: Potência de curto-circuito trifásico; *bus1*: Barramento infinito.

4.1.1.1 Definição dos parâmetros dos condutores

Para facilitar a definição dos parâmetros dos circuitos alimentadores, adotou-se fazer a descrição dos parâmetros de cada condutor de forma separada e, depois, informar o nome do condutor utilizado nos alimentadores e circuitos da usina.

New Linecode.400 BaseFreq=60 R1=0.1004 X1=0.1201 R0=0.3012 X0=0.3603 Units=km ~normamps=890

Sendo, *New Linecode*: Nome do condutor; *BaseFreq*: Frequência de base; *R1*: Resistência; *X1*: Reatância; *R0*: Resistência de sequência zero; *X0*: Reatância de sequência zero; *Units*: Unidade de comprimento a ser utilizada (m, km, mi, entre outras); *normamps*: Capacidade de corrente do condutor (A).

4.1.1.2 Definição física das linhas e cabos

Para definir as linhas e cabos utilizou-se o comando *New Line*, conforme mostrado abaixo.

New Line.LINE1 Phases=3 Bus1=002.1.2.3.0 Bus2=003.1.2.3.0 Linecode=400 Length=5 Units=km

Sendo, *New Line*: Nome da linha ou cabo; *Phases*: Número de fases do circuito; *Bus1*: Barra de origem da linha ou condutor, podendo estar apenas o número da barra quando é trifásico sem condutor neutro ou o número da barra e o número das fases "002.1.2.3.0", que informa que está ligado na barra 002 e possui fases A,B,C e neutro; *Bus2*: Barra que finaliza a linha ou condutor; *Linecode*: Nome do condutor definido nos parâmetros dos condutores anteriores; *Length*: comprimento da linha ou condutor; *Units*: Unidade de comprimento.

4.1.1.3 Transformadores das subestações

A representação dos transformadores convencionais é muito simples, como mostrado abaixo.

New Transformer.TRM Buses=[001, 002] Conns=[Delta Wye] kVs= [138 13.8]

~kVAs=[24000 24000] XHL=11 Phases=3

Sendo, *New Transformer*: Nome do transformador; *Buses*: Barras em que o primário e secundário do transformador estão ligados; *Conns*: Conexão do transformador; *kVs*: Tensão no primário e secundário; *kVAs*: Potência do transformador (kVA); *XHL*: Impedância do lado de alta do transformador; *Phases*: Número de fases.

4.1.1.4 Transformador de aterramento tipo Zig-Zag

A representação dos transformadores de aterramento não foi trivial, devido eles estarem ligados em paralelo com o transformador elevador da subestação e não conseguir a implementação de um transformador Zig-Zag no *software*. Assim sendo, inseriu-se um transformador em paralelo com o barramento da baixa de 150 kVA $X_l=1,5\%$ com relação de transformação 1:1, sendo o primário estrela aterrado e o secundário em delta flutuando. Com esse artifício, foi possível representar o transformador de aterramento sem comprometer as suas peculiaridades.

O algoritmo que representa essa implementação ficou:

New Transformer.G1 Buses=[006, 011] Conns=[Wye Delta] kVs=[0.38 0.38]

~ kVAs=[150 150] XHL=1.5 Phases=3

Sendo, *New Transformer*: Nome do transformador; *Buses*: Barras que estão conectadas ao primário e ao secundário; *Conns*: ligação do primário e secundário; *kVs*: Tensão no primário e secundário; *KVAs*: potência do transformador; *XHL*: Impedância do lado de alta do transformador; *Phases*: Número de fases.

4.1.1.5 Inversores fotovoltaicos

Para representar os inversores fotovoltaicos da USF-Mineirão foram realizados vários teste de *Object* e modelos do *OpenDSS* para analisar qual seria o mais fiel à realidade.

I) Módulo *PVSystem Element Model*

O módulo *PVSystem Element Model* seria o modelo ideal para representar os inversores da USF-Mineirão, pois, trata-se de um modelo que permite informar a radiação, potência líquida que sai do painel, considerando a irradiação e a temperatura, eficiência do inversor e o ponto de máxima potência (DUGAN, 2011).

No entanto, nas simulações, esse modelo apresentou complicações, injetando elevada quantidade de correntes harmônicas de 5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordem.

Esse problema foi relatado ao Roger Dugan, o qual desenvolveu o *PVSystem Element Model*, através do fórum de suporte do *OpenDSS*. Segundo ele, essa era a primeira versão e que realmente havia sido detectado o erro e não seria possível a obtenção de resultados coerentes utilizando este modelo para as análises harmônicas.

II) *Load Object*

O *Load Object* é um elemento para a simulação de cargas, sendo basicamente definido por sua potência ativa nominal e fator de potência ou a sua potência ativa e potência reativa.

O *Load Object* permite a utilização como uma fonte de corrente utilizando um modelo de carga negativa. Portanto, esse método, quando utilizado na análise de distorção harmônica, não é um dos mais adequados devido a carga ser modelada por um Norton equivalente, gerando distorção harmônica na ordens 5^a, 7^a, 11^a e 13^a.

III) *ISource Object*

Este modelo é uma fonte de corrente que pode ser ligada a qualquer barramento. O uso mais comum é susceptível de ser utilizada para representar fontes harmônicas, e para ser utilizada em exames de resposta de frequência de modelos de circuitos. O *ISource* é assumido como ideal e sua matriz Y_{prim} é zero (DUGAN, 2013).

Em virtude dos demais recursos não possibilitarem uma análise tão próxima ao desejado, optou-se pela utilização de *ISource* (fonte de corrente) para simular os inversores da USF-Mineirão.

O *ISource Object* apresenta como ponto negativo a não realização do ajuste do ângulo da corrente no ponto de conexão com a rede. Esse ajuste tem que ser feito de forma manual, ajustando conforme o ângulo da tensão no barramento conectado para manter o fator de potência o mais próximo do seu valor unitário.

Para a representação dos inversores, utilizou-se uma fonte de corrente injetando a corrente nominal que os painéis podem fornecer. Como os inversores utilizados no USF-Mineirão são trifásicos, com cada fase com um *MPPT*, então, utilizou-se três

fontes de corrente para cada inversor. As linhas de comando utilizadas para gerar cada inversor são apresentadas abaixo.

```
!-----Inversor 1-----
New Isource.Inv1.1a bus1=007.1.0 amps=24.5 phases=1 BaseFreq=60 Angle=-57.7
~spectrum=myspectrum
New Isource.Inv1.1b bus1=007.2.0 amps=24.5 phases=1 BaseFreq=60 Angle=-178.4
~spectrum=myspectrum
New Isource.Inv1.1c bus1=007.3.0 amps=27 phases=1 BaseFreq=60 Angle=61.4
~spectrum=myspectrum
```

Sendo, *New Isource*: Nome da fonte de corrente que representa o inversor; *bus1*: Barras de conexão; *amps*: Corrente injetada pelo inversor; *Angle*: Ângulo da corrente a ser injetada no barramento; *Phases*: Número de fases; *spectrum*: Espectro harmônico do inversor.

4.1.1.6 Distorção harmônica

Para a definição de um espectro harmônico de um inversor ou de uma determinada carga, o método mais fácil de representar no *OpenDSS* é apresentado a seguir.

```
New spectrum.myspectrum
~ Numharm=50
~ Harmonic=[1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, ..., 49, 50]
~ %mag=[100 0.7 1.85 0.57 0.52 0.10 0.61 0.07 .... 0.08 0.01]
~ Ang=[0 0 0 0 0 0 0 0 ... 0 0]
```

Sendo, *New spectrum*: Nome do espectro; *Numharm*: Número de ordens harmônicas; *Harmonic*: Ordens harmônicas; *%mag*: Magnitude dos harmônicos em valores percentuais; *Ang*: ângulos dos harmônicos.

As magnitudes dos harmônicos em valores percentuais e ângulos foram obtidos através de medições realizadas na USF-Mineirão.

4.1.1.7 Monitoramento das variáveis

Um monitor é um elemento de circuito que está ligado a um terminal de outro elemento do circuito. É preciso uma amostra quando recebe instruções, registrando o tempo e os valores complexos de tensão e corrente, ou potência, em todas as fases. Outras variáveis podem ser salvas, dependendo da configuração da propriedade *Mode*. Os dados são salvos em um fluxo de arquivo (um separado para cada monitor) na

conclusão de cada etapa de uma solução de várias etapas (por exemplo, diária ou anual, ou harmônicos) ou cada solução em um cálculo Monte Carlo. Em essência, ele funciona como um monitor de potência real. Os dados do processo podem ser convertidos para a forma CSV utilizando o comando *Show Monitor* ou o comando *Export Monitor*. O comando *Show* abrirá na tela um arquivo no formato *.TXT com as informações requisitadas. Já o comando *Export* salvará na pasta raiz do programa um arquivo tipo *.CSV. Exemplos:

- *Show powers (potências);*
- *Show voltages (tensões);*
- *Show losses (perdas);*
- *Export voltages (Tensões);*
- *Export currents (correntes);*
- *Export overloads (sobrecargas).*

Quando o modelo de Monte Carlo é executado, a hora é definida como o número da solução e os segundos definem-se em zero. Para soluções harmônicas, os dois primeiros campos são alterados para frequência e harmônica.

Os monitores podem ser conectados a ambos os elementos de distribuição de energia e elementos de conversão de energia.

Os parâmetros, em ordem, são:

- Elemento: nome de um elemento do circuito existente ao qual o monitor será ligado. Nota-se que pode haver mais do que um elemento de um circuito com o mesmo nome (não é recomendável, mas é permitido). O monitor é colocado no primeiro elemento encontrado na lista.
- Terminal: Número da barra na qual o monitoramento será realizado.

4.2 PowerFactory

O *PowerFactory* é um *software* comercial desenvolvido pela empresa alemã DIGSILENT (*DIGital SIMuLation and Electrical NeTwork*). Esta empresa é especializada no desenvolvimento de programas para análise de integração da geração, transmissão e distribuição de energia em sistemas de potência (DIGSILENT GMBH, 2013).

O *PowerFactory* é um conjunto de ferramentas matemáticas implementadas em ambiente computacional com interface gráfica que permite a montagem de sistemas de potência e esquemas de controle utilizando diagramas unifilares. A precisão e validação dos resultados que o *software* proporciona são obtidas com grande número de implementações, feitas geralmente por concessionárias de energia em estudos de planejamento, operação e manutenção de sistemas reais. Dentre as ferramentas disponibilizadas pelo programa, destacam-se os cálculos de fluxo de potência, curto-circuito, harmônicas, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos, proteção de sobre corrente e de distância e estudo de confiabilidade.

A utilização de um único banco de dados, com as informações necessárias para todos os equipamentos dentro de um sistema de energia (por exemplo: os dados de linhas, os dados de geradores, os dados de proteção, dados de harmônicas, dados de controladores), pode facilitar a execução de todas as funções de simulação de energia dentro de um único ambiente do programa - funções como fluxo de carga, cálculo de curto-circuito, análise harmônica, coordenação de proteção, cálculo de estabilidade e análise modal.

Após a montagem da rede e dos controladores, o usuário tem disponível pelo *PowerFactory* três tipos de simulação:

- Fluxo de carga - cálculo da rede em regime permanente utilizando o método linear (fluxo de carga c.c.) ou método de Newton Raphson, possibilitando a simulação de sistemas balanceados ou desbalanceados.
- Cálculo das condições iniciais - possibilita o cálculo das condições iniciais, mesmo sem começar a análise dinâmica. Os modelos já existentes no *PowerFactory* possuem inicialização automática de suas variáveis, cujos valores são obtidos baseado no cálculo do fluxo de carga. Contudo, todos os blocos dos modelos montados pelo usuário devem conter valores iniciais das variáveis de entrada e saída, ou equações que permitem o cálculo das mesmas automaticamente;
- Cálculo de estabilidade transitória - cálculo do comportamento dinâmico do sistema. Antes do início do processo de simulação dinâmica, automaticamente, calcula o fluxo de carga e as condições iniciais.

O *PowerFactory* permite simulações dinâmicas de duas formas:

- EMT⁵ - Cálculo dinâmico utilizando valores instantâneos. Durante a simulação, todos os elementos de rede são modelados usando equações diferenciais, portanto, em geral, os resultados dos transitórios eletromagnéticos dessa simulação são mais precisos e o custo computacional é alto, quando comparado com a simulação RMS;
- RMS - Cálculo dinâmico utilizando valores eficazes. Nesse caso, a rede é modelada usando equações algébricas, isto é, usando o modelo de regime permanente. Esta representação visa à redução de esforços computacionais e é indicada para análise de transitórios mecânicos, pois não há diferenças nos resultados dos parâmetros mecânicos obtidos pela simulação usando valores eficazes ou valores instantâneos.

4.2.1 Modelagem usando o *PowerFactory*

O barramento principal foi definido como a SE Maracanã, representado pelo bloco *External Grid*. No caso de contingência, pode ser transferido para a SE Pampulha. Neste caso, é preciso apenas substituir os dados da subestação e do alimentador para obter os dados com a nova configuração.

As linhas e condutores são representadas pelo bloco *Line*, que permite a inserção de todos os parâmetros e número de condutores.

Os transformadores das subestações são representados pelo bloco *2-Winding Transformer*. Esse bloco permite a configuração dos parâmetros do transformador e o tipo de ligação (Y, Yn, delta, zig-zag).

A implementação do transformador de aterramento tipo zig-zag foi possível através da representação *2-Winding Transformer*, sem a utilização de artifícios como no *OpenDSS*. Portanto, inseriu-se um transformador zig-zag de 150 kVA, $X_1=1,5\%$ (2 x 75 kVA, $X_1=3\%$) com relação de transformação 1:1 em paralelo com o barramento da baixa do transformador de 750 kVA da SE Norte e SE Sul.

Para a representação dos oitenta e oito inversores, adotou-se o bloco *General Load*. Esse bloco permite que coloque a carga com potência negativa. Esse procedimento faz com que, ao invés de absorver potência, ela irá injetar no sistema (ver

⁵ *Electromagnetic Transients*

Figura 4.1), além de permitir escolher o melhor modelo para a carga, controle do valor da tensão na carga em p.u. e a inserção de harmônicos pelo módulo *Harmonic Sources*.

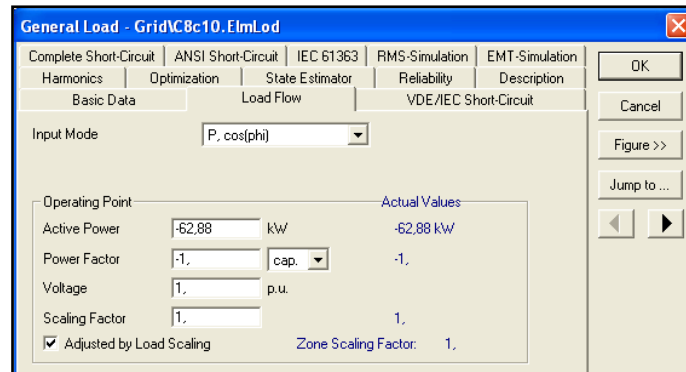


Figura 4.1 - Bloco *General Load*.

Como os inversores são trifásicos com um MPPT por fase e desequilibrados, optou-se em colocar um inversor para cada fase dos oitenta e oito existentes, para possibilitar a representação mais próxima da realidade.

A representação dos harmônicos gerados pelos inversores foi inserida através do módulo *Harmonic Sources*, do bloco *General Load*, apresentado na Figura 4.2. Essas componentes harmônicas foram obtidas através de medições em um inversor com potência desequilibrada instalada na USF-Mineirão.

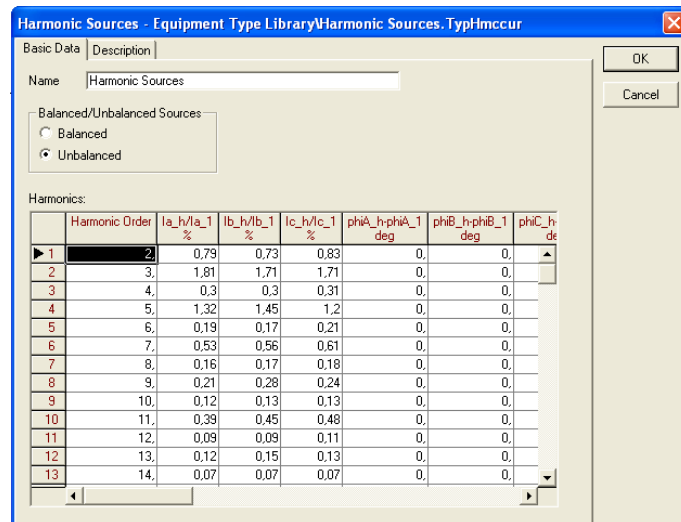


Figura 4.2 - Módulo *Harmonic Sources*.

A Figura 4.3 apresenta o diagrama simplificado extraído do *PowerFactory* da USF-Mineirão.

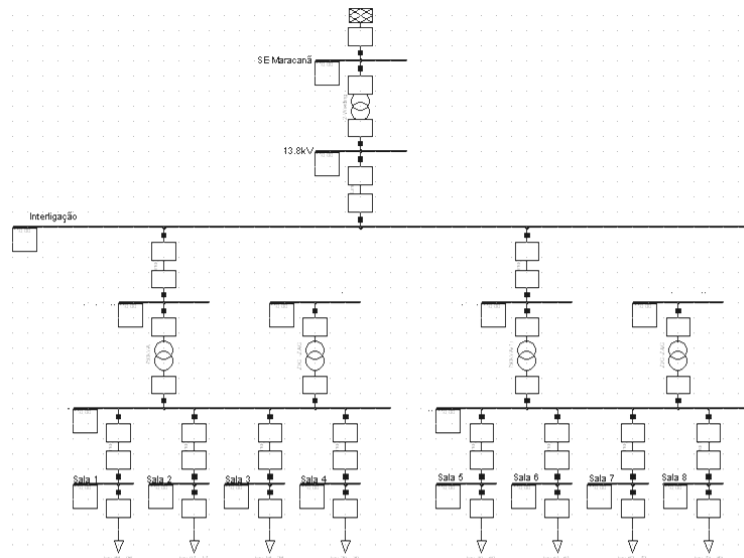


Figura 4.3 - Representação simplificada da USF-Mineirão.

O monitoramento dos valores das variáveis pode ser visto pelas caixas de resultados presentes nas barras, linhas e componentes do sistema montado.

Outras formas de visualizar os dados são:

- Painel Virtual de Instrumento - é uma página na placa gráfica ativa, onde as diferentes parcelas ou gráficos (instrumentos virtuais) são armazenados e exibidos. A informação de base sobre os instrumentos virtuais incluídos são armazenados no próprio programa.
- Instrumentos Virtuais - exibe os resultados de uma ou mais variáveis ou parâmetros de várias maneiras (*Plots*, Diagramas em barras, diagramas vetoriais, etc.). Pode ser configurado para atender às necessidades individuais da variável que está a ser exibido.
- *Plots* - é uma das muitas maneiras diferentes de exibir as informações sobre as variáveis. Nesta opção de visualização de dados, gráficos mostram todos os tipos de variáveis no domínio do tempo, dependendo de outras variáveis. Os gráficos podem ser usados de diferentes maneiras (*subplot*, *subplot* com dois eixos y, gráficos XY e FFT).

4.3 ANAH

O ANAH (Análise e Cálculos de Harmônicos) é um programa desenvolvido na plataforma MATLAB, pela Universidade Federal de Minas Gerais, que pode realizar

simulações tanto de sistemas equilibrados ou desequilibrados em redes radiais (ANAH, 2014).

O programa foi dividido em 5 módulos independentes. Desta maneira, foi possível fazer a validação por etapa, facilitando a manutenção e acréscimo de novas funções. As reatâncias de todos os componentes do sistema são determinadas como função da frequência, utilizando modelos amplamente difundidos na literatura, como os indicados em Arrillaga (1990) e Xu (2004). O programa não apresenta, a princípio, um número máximo de barras.

4.3.1 Funções realizadas pelo programa

Fluxo de Carga - O cálculo do fluxo de carga é feito de forma determinística, através do cálculo da impedância equivalente. Neste cálculo, consideram-se cargas como impedância constante. São calculadas as tensões e correntes com ângulos de fase para a sequência positiva e potências para todas as cargas.

Varredura em Frequência - Nesta função, é calculada a resposta em frequência da rede em todas as barras, usando passos pré-determinados para a faixa de frequências escolhidas. Como padrão, o programa calcula as impedâncias da ordem harmônica 2 até 50 com passos de 60Hz. Tanto os passos quanto a faixa são totalmente configuráveis.

Fluxo de Carga Harmônico - Nesta análise, são calculadas as distorções de corrente e de tensão para todo o sistema da seguinte maneira:

- Determina a uma matriz de admitância $[Y_h]$ da rede em estudo para cada frequência de interesse;
- Com o valor das correntes fundamentais, calculadas no fluxo de carga, e com o aspecto harmônico das cargas não lineares, calcula a amplitude dos harmônicos, considerando o ângulo e o módulo, e obtendo a vetor $[I_h]$ em cada ordem harmônica.

Calcula a tensão harmônica, em todas as barras, pela resolução da equação de rede nodal, em todas as ordens que existirem harmônicos na rede. Utilizando a Equação (4-1) e das matrizes $[Y_h]$ e $[I_h]$, obtém a vetor $[V_h]$ para cada ordem que existir correntes harmônicas.

$$[Yh]. [Vh] = [Ih] \quad (4-1)$$

De posse desses resultados, calcula as correntes em todos os componentes e as distorções harmônicas de tensão e de corrente. Os valores parciais são armazenados pelo programa para a geração de gráficos nos domínios do tempo e da frequência.

4.3.2 Módulos do programa

O programa foi dividido em 5 módulos independentes. Desta maneira, é possível fazer a validação por etapa, facilitando a manutenção e acréscimo de novas funções.

4.3.2.1 Módulo de Entrada de Dados

Tem como função principal fazer a interação com o usuário para a entrada de dados da rede. O módulo facilita a entrada de dados, minimizando as chances de erros através de ferramentas que avaliam a consistência dos dados fornecidos pelo usuário. Não havendo erros, é gerado um arquivo de texto com os dados da rede a ser simulada. O nome do arquivo possui extensão “anh”. Também possui rotinas que avaliam a existência de um arquivo com o nome dado, alertando a sobreposição acidental. O módulo pode ser utilizado para a edição de arquivos já existentes. Na Figura 4.4 é mostrada a tela inicial do programa, através da qual são fornecidos os dados básicos iniciais da rede a ser simulada (número de barras, nome das barras, nome do arquivo, tensão e potência de base).



Figura 4.4 - Tela inicial de entrada de dados.

Após a entrada destes dados básicos, deve-se fornecer todos os dados de componentes do sistema através de valores numéricos e com o auxílio de menus suspensos. Os dados são:

- Linhas: Barra de origem, barra de destino, tensão, resistência, reatância e capacitância;
- Transformadores: Potência nominal, barra de origem, tensões nominais, conexões no primário e no secundário (estrela, estrela aterrada ou triângulo, Zig-Zag), barra de destino, resistência e reatância;
- Cargas: Barra, potência ativa, potência reativa, percentual de carga motriz (para cargas equivalentes), tensão nominal e, em caso de fonte de harmônicos, deve-se informar a ordem, a amplitude e o ângulo;
- Elementos RLC: Barra, esquema de ligação, valores e unidades de R, L e C;
- Banco de capacitores: Valor (em μF ou Var) e tensão nominal;
- Motores: Barra, Potência (kW, CV, HP ou kVA), carregamento, FP, rendimento, I_p/I_n , FP na partida. O programa possui dados típicos de motores fabricados no Brasil.

4.3.2.2 Módulo de Configurações da Simulação

Esse módulo, cujos parâmetros são mostrados na Figura 4.5, permite selecionar alguns parâmetros que serão utilizados na simulação, como: i) ordem harmônica mínima e máxima; ii) passos de simulação para varredura em frequência; iii) definição de alguns modelos de componentes tais como transformadores, linhas e cargas, iv) inclusão ou não do efeito pelicular em linhas, motores, transformadores e cargas.

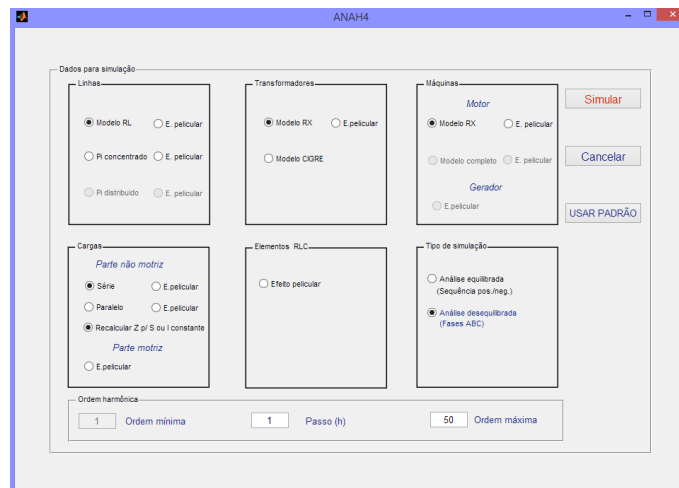


Figura 4.5 - Módulo de configuração da simulação.

4.3.2.3 Módulo de Consistência de Dados e Cálculo das Grandezas Fundamentais

Esse módulo processa os dados contidos no arquivo “anh” e organiza-os em tabelas. Nessa etapa, também são realizadas algumas análises de consistência de dados como verificação das tensões nominais das cargas. Após o processamento inicial, esse módulo ainda realiza o cálculo de corrente e de tensão em todo o sistema, com valores em pu, como a tensão nas barras e correntes nas linhas, transformadores e cargas na frequência fundamental. Estes dados são utilizados para o cálculo de fluxo de carga harmônica.

4.3.2.4 Módulo de Análise Harmônica

Este é o módulo principal do programa. Realiza a modelagem matemática dos componentes do sistema para a realização da varredura em frequência e para o cálculo da THD de tensão e corrente.

A modelagem de componentes utilizada na simulação é:

- Linhas - podem ser modeladas por impedância série, por modelos π concentrado ou por parâmetros distribuídos. Há opção de acrescentar o efeito pelicular para as linhas;
- Transformadores - O modelo padrão adotado utiliza a impedância de curto-circuito do transformador considerando, também, o efeito de mudança de fase, que pode levar ao cancelamento de harmônicos, no caso de fontes de harmônicos em ambos os lados do transformador. Como opção, é possível também acrescentar o efeito pelicular sobre a resistência;
- Cargas lineares - o modelo padrão utiliza a impedância série, onde a resistência representa a parte ativa e a parte reativa é representada pela indutância (ou capacitância). Como opção, pode representá-la por duas impedâncias (R e XL ou XC) em paralelo;
- Elementos RLC - podem ser inseridos resistores, capacitores ou indutores em qualquer tipo de configuração (série, paralelo, misto) como elementos em *shunt* para representar diversos componentes como capacitâncias extras nas barras ou filtros utilizando os valores nominais;
- Banco de Capacitores - são inseridos diretamente nas barras com suas capacitâncias;

- Motores de Indução - são representados por sua impedância de rotor bloqueado. Os dados de rotor bloqueado deverão ser fornecidos.

4.3.2.5 Módulo de Resultados

Nesse módulo, pode-se: i) iniciar a simulação; ii) abrir a tela de configurações; iii) ir para a função busca de arquivo, que abre uma caixa de diálogo de procura arquivo em disco; iv) criar novos arquivos ou editar arquivos de simulações. Esse módulo realiza, também, o processamento dos resultados para exibição ao usuário. Os resultados de saída são: Tensão (em pu e V) e DHT-V (%) em cada barra, corrente (pu e A) com módulo e ângulo e DHT-I (%) nas linhas, cargas, transformadores e gráficos diversos. Na Figura 4.6 são mostrados alguns resultados de um sistema simulado.

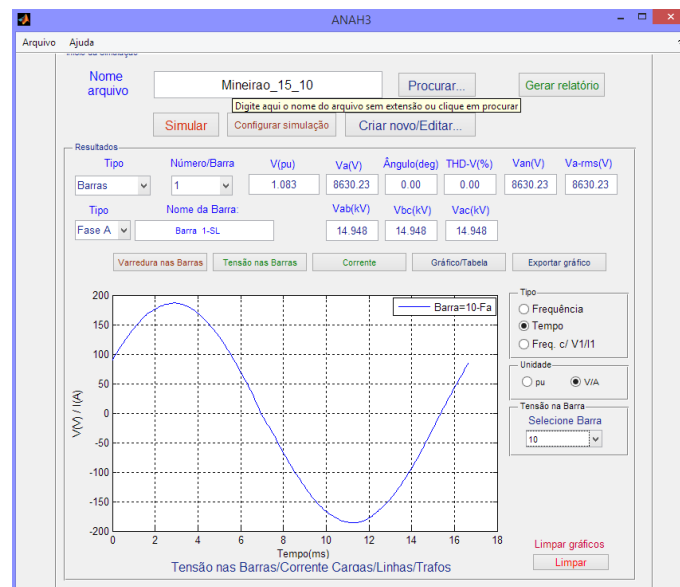


Figura 4.6 - Módulo de resultados – Valores da tensão na barra e gráfico da tensão no domínio do tempo.

Gráficos diversos como a impedância harmônica nas diversas barras, impedância de transferência e gráficos com valores de tensão e de corrente no domínio do tempo ou da frequência podem ser exibidos. Na Figura 4.6 é mostrado um gráfico no domínio do tempo e, na Figura 4.7, no domínio da frequência e os resultados da corrente para uma linha. Os resultados podem ser exibidos na tela ou exportados para a área de trabalho do MATLAB, permitindo sua edição. Para todos os gráficos, é possível exibir os resultados das grandezas em tabelas como mostrado na Figura 4.8.



Figura 4.7 - Valores da corrente em uma linha e gráfico da corrente no domínio da frequência.

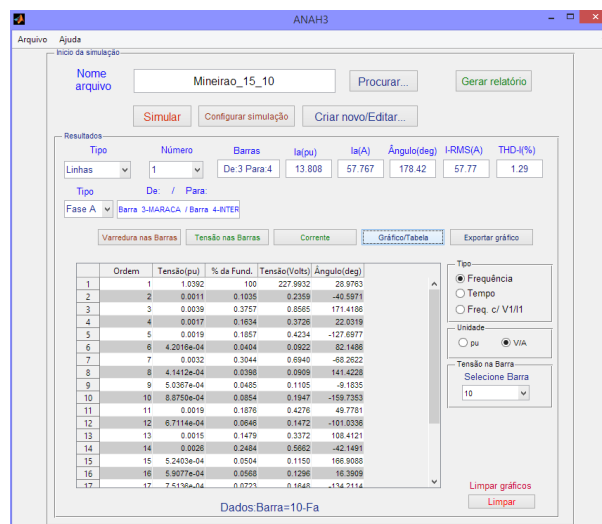


Figura 4.8 - Módulo de resultados – Dados de uma carga e tabela de valores da corrente no domínio da frequência.

Da matriz de impedância do sistema, são obtidas as impedâncias próprias das barras e as impedâncias de transferência entre barras. O módulo de resultados permite exibir os resultados, tanto da impedância própria como da impedância mútua, como mostrada na Figura 4.9, onde se têm gráficos de varredura em frequência de um sistema.

O programa também gera um relatório com parâmetros utilizados nas simulações. Além disso, os resultados são salvos em um arquivo do MATLAB, permitindo outras análises.

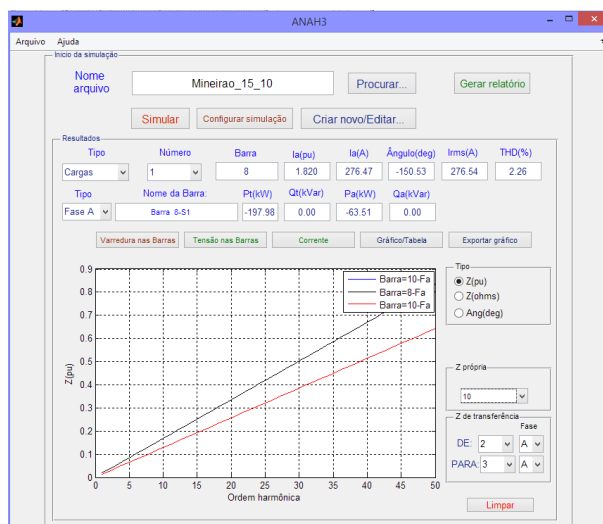


Figura 4.9 - Módulo de resultados – Varredura em frequência.

4.4 Modelagem utilizando o ANAH

No ANAH, para iniciar uma simulação, deve-se saber, a priori, qual a quantidade de barras que compõe o sistema a ser simulado. O sistema não aceita cargas na barra 1. Caso tenha necessidade, é possível criar uma nova barra e interligar com a barra 1 via uma linha de resistência desprezível.

Após a entrada do número de barras, pode-se mudar o nome de cada uma das barras, onde os nomes das barras podem ter até 16 caracteres incluindo números, letras e símbolos especiais.

Após a entrada dos números de barras, são informados os valores da potência de base em (VA) e tensão de base (V), que serão utilizadas pelo sistema durante os cálculos e a barra de referência da tensão.

Nas simulações seguintes, os valores utilizados foram extraídos do relatório "Informação de Acesso para conexão da usina solar fotovoltaica Mineirão ao sistema elétrico de média tensão" da CEMIG D.

Para a inserção das linhas, deve-se selecionar as barras de origem e de destino, o valor da resistência série em ohms, a reatância indutiva série em ohms e a capacitância paralela (linha em pi) que pode ser dada em ohms (reatância capacitiva total da linha) ou admitância total Y_c ou parcial $Y_c/2$. Caso não seja informado o valor da capacitância (linha RL série), o ideal é que se deixe valor zero. Caso não exista R ou X_l , também, colocar zero.

Para os transformadores devem ser informados: a barra de origem, barra de destino, ligação na origem e no destino (delta, estrela e estrela aterrada). Informar a potência de base em kVA, a tensão na barra de origem e de destino, a resistência e reatância série em % na base do transformador. Opcionalmente, o programa permite ligação do primário de transformadores em ziz-zag para geração de neutro virtual. No caso da USF-Mineirão, utilizou-se o transformador zig-zag para permitir a existência de um neutro virtual para permitir o sincronismo dos inversores com a rede da CEMIG.

Para a inserção das cargas, é preciso selecionar a barra (a partir da 2), a potência e a unidade da potência (W, VA, kW, kVA, MW, MVA), o valor do reativo que pode ser dado pelo fator de potência da carga ou pela potência reativa positiva ou negativa. Caso a carga seja puramente resistiva, fornecer o valor de P em (W ou múltiplos) e colocar zero no valor do reativo. Neste caso, qualquer que seja a unidade, o programa entenderá que o valor de Q é igual a zero. Se for carga equivalente, colocar o percentual de motores e fornecer, também, o valor de tensão nominal. Deve-se informar, ainda, se a carga é monofásica ou trifásica ou trifásica desequilibrada (potência diferente em cada fase). Para cargas monofásicas, informar a fase que a carga está ligada. Para cargas trifásicas, informar o tipo de ligação (triângulo ou estrela). Informar também se a carga é do tipo Z constante, I constante (a corrente será sempre a nominal, independentemente da tensão nos terminais) ou S constante (a potência total será sempre a nominal, independentemente da tensão nos terminais). Para cargas que for fonte de harmônicos, o usuário poderá selecionar um modelo de cargas de carga harmônica, dentre: Personalizado, LFC, Fluorescente tubular, Vapor de sódio, Vapor de mercúrio, Vapor metálico, Computador, TV, Conversor 6P, Conversor 12P, Conversor 18P, Conversor 24P e Forno a arco. Para que o espectro harmônico das cargas tenha o ângulo de fase exato, deve-se utilizar o fator de potência da carga, que é informado após a seleção do modelo. No caso personalizado, em que a carga inserida não possui a representação harmônica, é necessário informar a ordem harmônica mínima e máxima, onde, pode-se selecionar o tipo de harmônico (todos, ímpar, par, interharmônicos) que se pretende trabalhar e preencher o quadro que se abre com a ordem, amplitude e ângulo.

Para representar os inversores da USF, utilizou-se uma carga trifásica desequilibrada com a potência negativa, onde, com o sinal negativo, o programa entende que a carga está injetando potência na rede ao invés de absorvê-la quando é colocado um valor positivo.

A Figura 4.10 apresenta a representação de uma carga funcionando como um inversor trifásico desequilibrado e a suas harmônicas geradas.

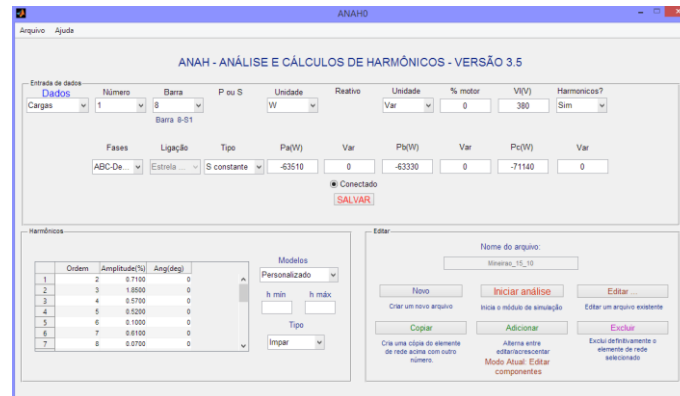


Figura 4.10 - Dados de harmônicos do inversor

4.5 Análise dos resultados dos modelos computacionais desenvolvidos

Considerando a USF-Mineirão, a análise da distorção harmônica foi realizada com a inserção dos harmônicos individuais de corrente, medida na saída dos inversores e avaliados nos três *Softwares* utilizados realizando uma comparação entre si, para verificar se os resultados apresentam mesmas características. As medições foram realizadas após o filtro harmônico tipo LCL dos inversores.

4.5.1 Análise das harmônicas de corrente e tensão

São analisadas neste texto, as distorções harmônicas em cinco pontos estratégicos da USF-Mineirão.

4.5.1.1 Inversor nº 11

A distorção harmônica de corrente no inversor nos três *softwares* utilizados, é idêntica aos dados de medição inseridos, conforme apresentado na Figura 4.11. As ordens harmônicas também ficaram conforme esperado, tendo uma predominância de terceira ordem que representa 78% da THD-I.

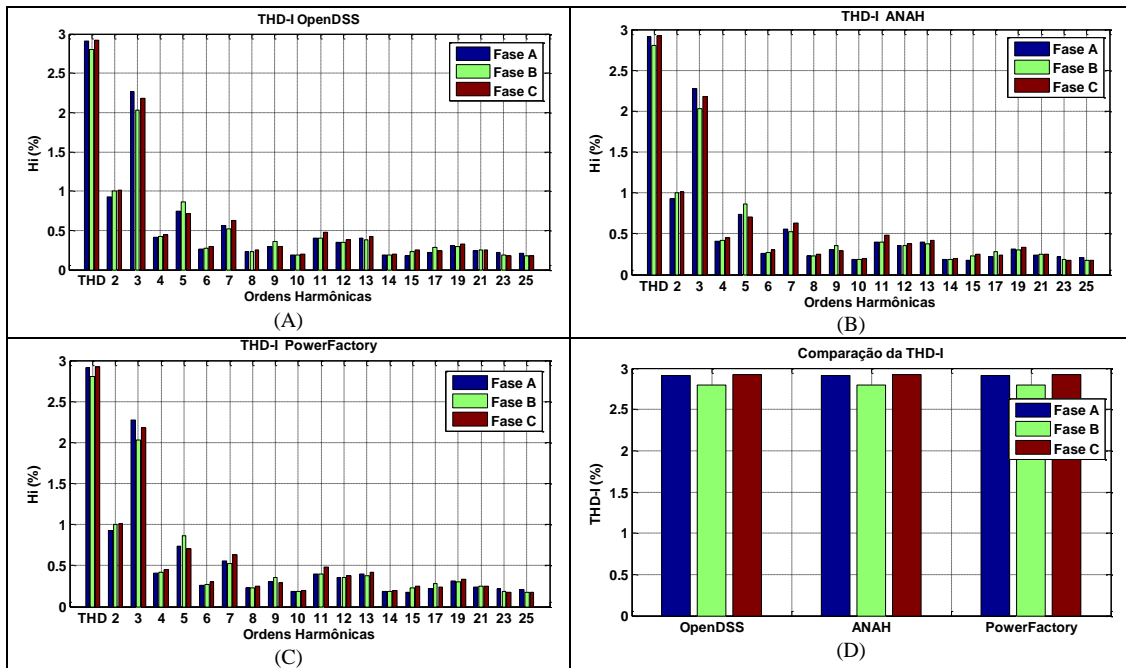


Figura 4.11 - Distorção harmônica de corrente no inversor n° 11: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-I.

A Figura 4.12 apresenta a distorção harmônica de tensão no inversor n° 11, exibindo as harmônicas de terceira ordem com uma média de 0,55% da tensão fundamental. Quanto às outras mais significativas, todas estão abaixo de 0,4%. A Tabela 4-1 apresenta a THD-V no inversor n° 11, onde o valor médio dos três *softwares* analisados é de 1,3%.

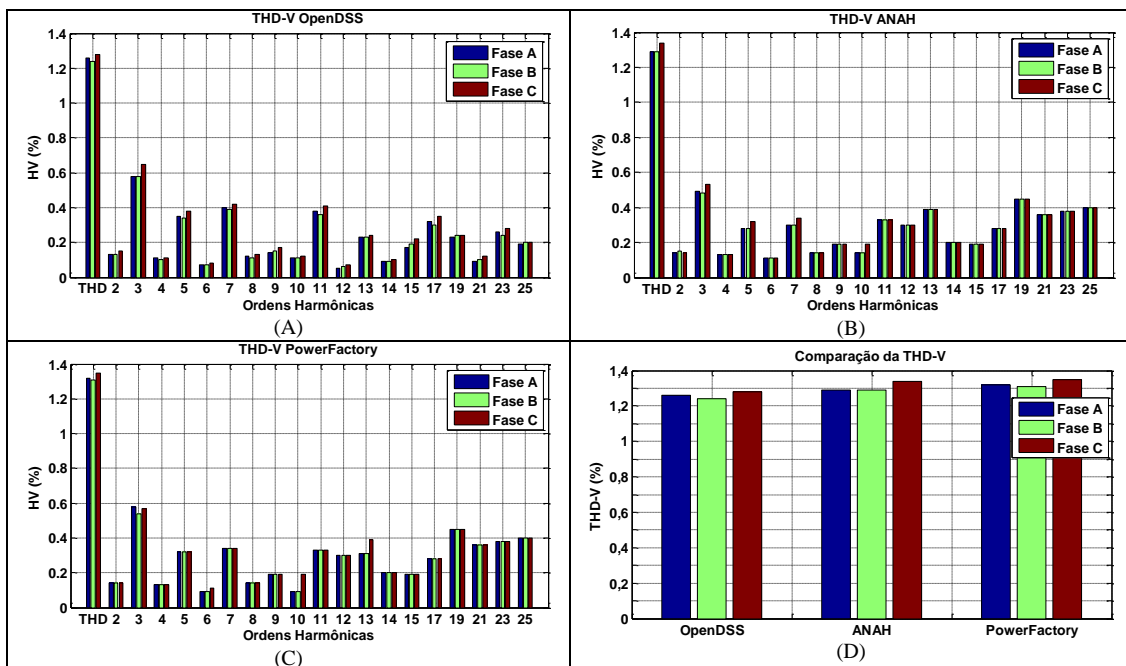


Figura 4.12 - Distorção harmônica de tensão no inversor n° 11: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-V.

Tabela 4-1 - THD-V no inversor n° 11.

Fase	A	B	C
OpenDSS	1,26	1,24	1,28
ANAH	1,29	1,29	1,34
PowerFactory	1,32	1,31	1,35
Média	1,29	1,28	1,32

4.5.1.2 Sala técnica de inversor - STI-2

A sala técnica de inversor STI-2 possui onze inversores com potências instaladas equilibrada e desequilibrada em funcionamento, sendo que o inversor n° 11 inclui-se entre eles.

Analisando a distorção harmônica de corrente na STI-2, conforme apresentada na Figura 4.13 e THD-I, na Tabela 4-2, é notório que novamente os três *softwares* apresentaram valores muito semelhantes.

A harmônica de uma terceira ordem de corrente continuou sendo predominante em relação às demais com um valor 87,3% da THD-I. Em compensação as demais ordens $6k \pm 1$ apresentaram valores harmônicos abaixo de 0,6% (k é uma constante que pode assumir valores 1 a n).

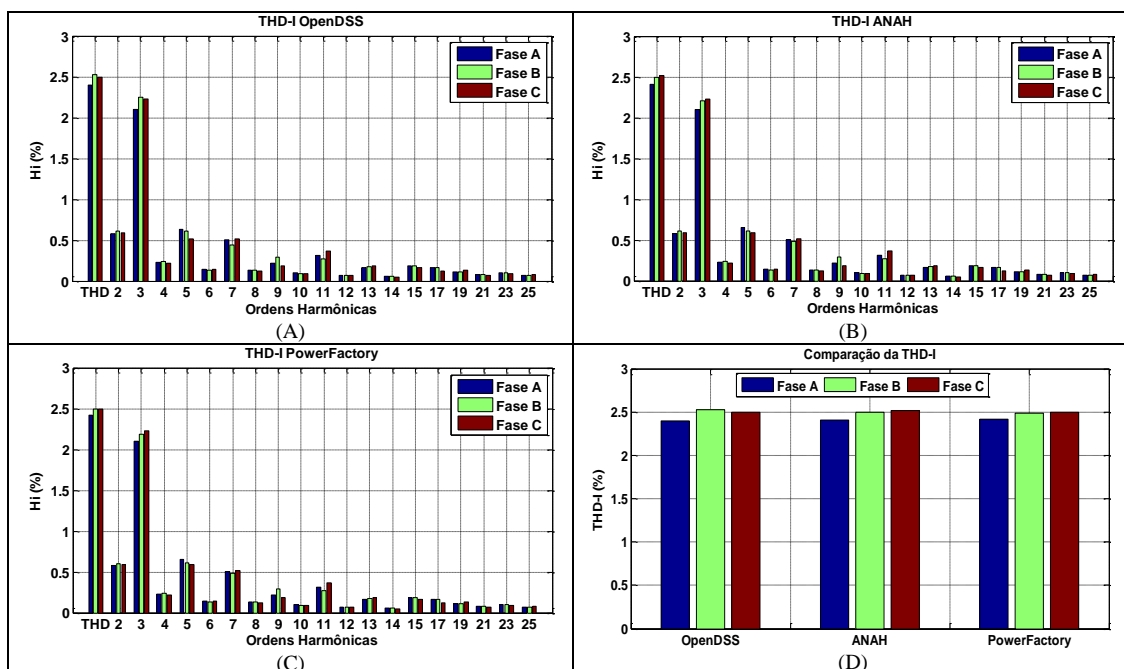


Figura 4.13 - Distorção harmônica de corrente na STI-2: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-I.

Tabela 4-2 - THD-I na STI-2.

Fase	A	B	C
OpenDSS	2,40	2,53	2,50
ANAH	2,41	2,50	2,52
PowerFactory	2,42	2,49	2,50
Média	2,41	2,51	2,51

As harmônicas de tensão apresentam valores muito semelhantes nos três *softwares* analisados e a harmônica mais significativa é a de terceira ordem com 0,45% da tensão fundamental, conforme apresentada na Figura 4.14.

A THD-V apresenta valores muito próximos em ambos os *softwares*, como mostra a Tabela 4-3. A THD-V média é de 1,24% na STI-2.

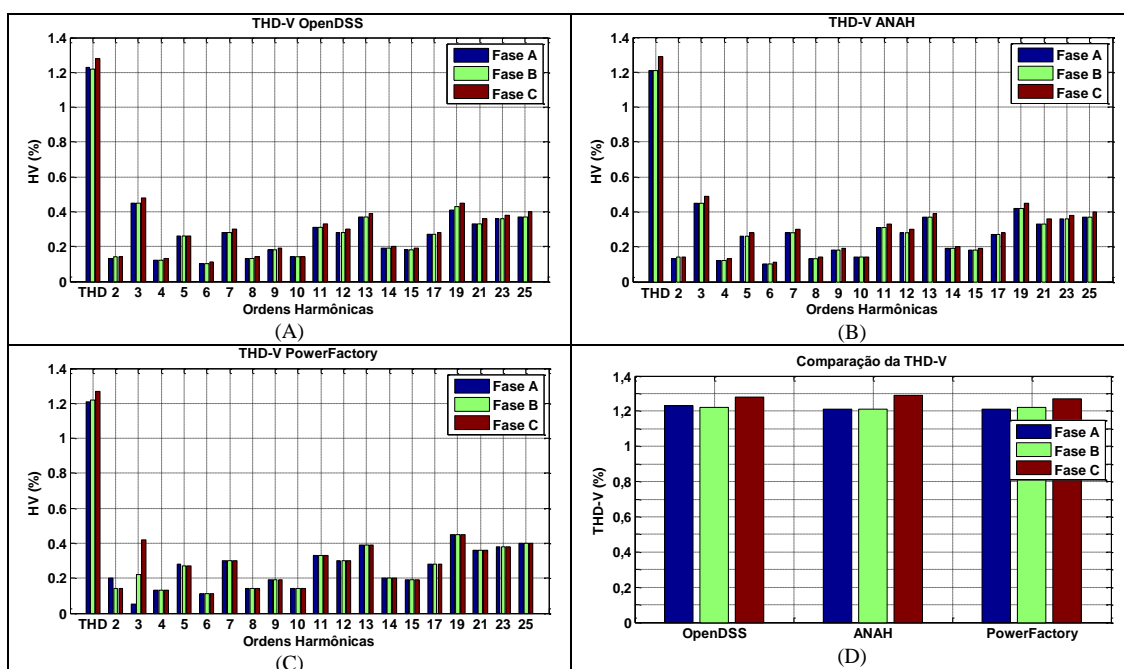


Figura 4.14 - Distorção harmônica de tensão na STI-2: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-V.

Tabela 4-3 - THD-V na STI-2.

Fase	A	B	C
OpenDSS	1,23	1,22	1,28
ANAH	1,21	1,21	1,29
PowerFactory	1,21	1,22	1,27
Média	1,22	1,22	1,28

4.5.1.3 SE Sul

A SE Sul está ligada a quarenta e quatro inversores distribuídos em quatro salas técnicas de inversores, sendo que a STI-2 está entre elas.

A distorção harmônica de corrente na SE Sul apresentada na Figura 4.15 e THD-I na Tabela 4-4, nos três *software*, apresentaram valores muito próximos.

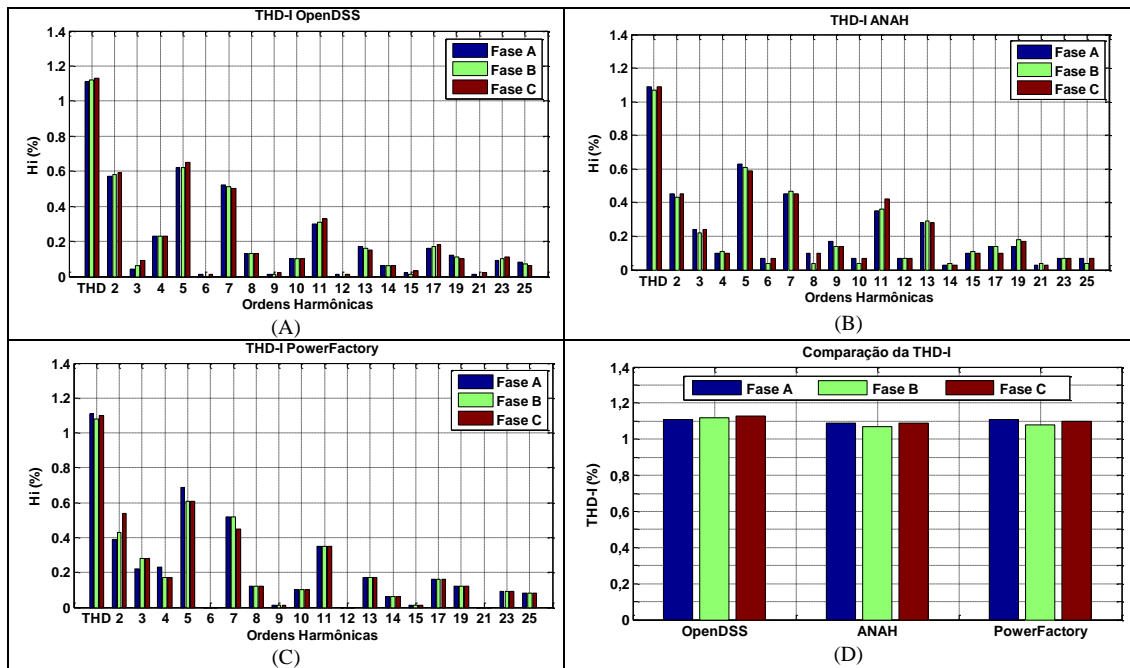


Figura 4.15 - Distorção harmônica de corrente na SE Sul: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-I.

A harmônica de quinta ordem passou a ser predominante entre as demais ordens, acompanhada por harmônicas de sétima e décima primeira ordens e, a harmônica par de segunda ordem, também se destacou. Já, as harmônicas de ordem $3k$ apresentaram valores muito baixos e isso se deve à característica do transformador zig-zag possuir baixa impedância para as componentes de sequência zero.

A distorção harmônica total de corrente média nos três *softwares* é de 1,1% da corrente fundamental.

Tabela 4-4 - THD-I na SE Sul.

Fase	A	B	C
OpenDSS	1,11	1,12	1,13
ANAH	1,09	1,07	1,09
PowerFactory	1,11	1,08	1,10
Média	1,10	1,09	1,11

Conforme apresentado na Figura 4.16, os três *softwares* apresentam valores de harmônicas de tensão muito semelhantes e a harmônica mais significativa é de terceira ordem.

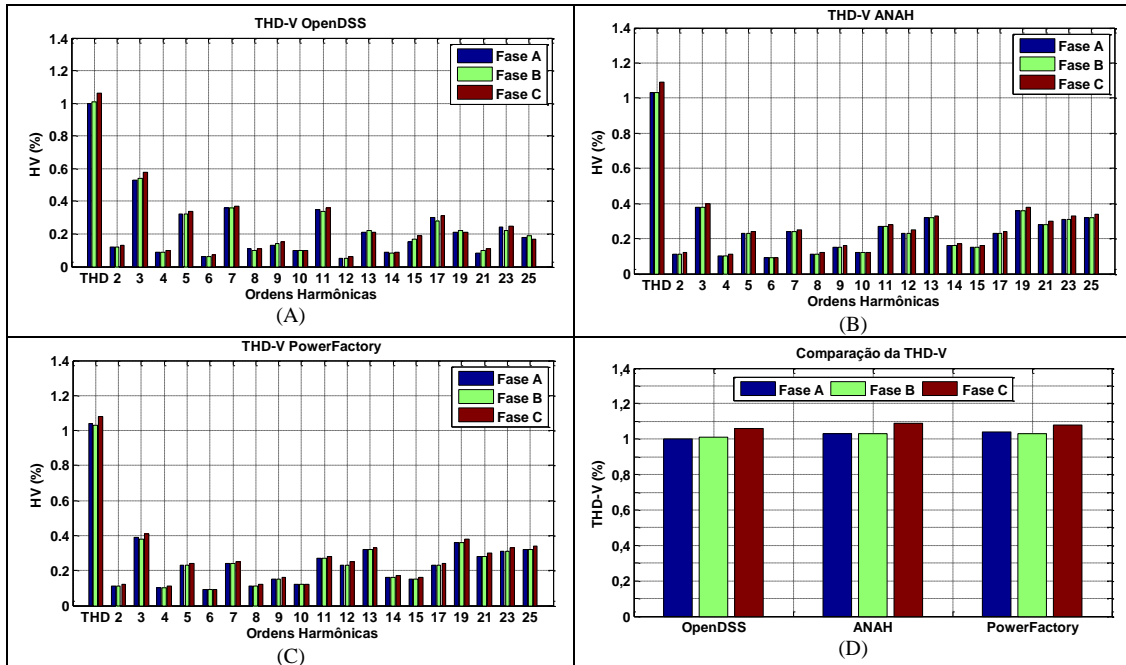


Figura 4.16 - Distorção harmônica de tensão na SE Sul: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-V.

A THD-V apresenta valores muito próximos em ambos os *softwares*, como mostra a Tabela 4-3. A THD-V média é de 1,04% na STI-2.

Tabela 4-5 - THD-V na SE Sul.

Fase	A	B	C
OpenDSS	1,00	1,01	1,06
ANAH	1,03	1,03	1,09
PowerFactory	1,04	1,03	1,08
Média	1,02	1,02	1,08

4.5.1.4 SE Norte

A distorção harmônica de corrente na SE Norte, apresentada na Figura 4.17 e THD-I na Tabela 4-6 nos três *softwares*, apresenta ordens harmônicas que permaneceram com valores muito próximos aos da SE Sul, exceto a harmônica de segunda ordem no *OpenDSS*, que teve uma pequena elevação, e o *ANAH* e *PowerFactory*, que também apresentaram uma pequena elevação nos valores da harmônica de quinta ordem.

A distorção harmônica total de corrente média nos três *softwares* passou de 1,1% na SE Sul para 1,16% da corrente fundamental na SE Norte.

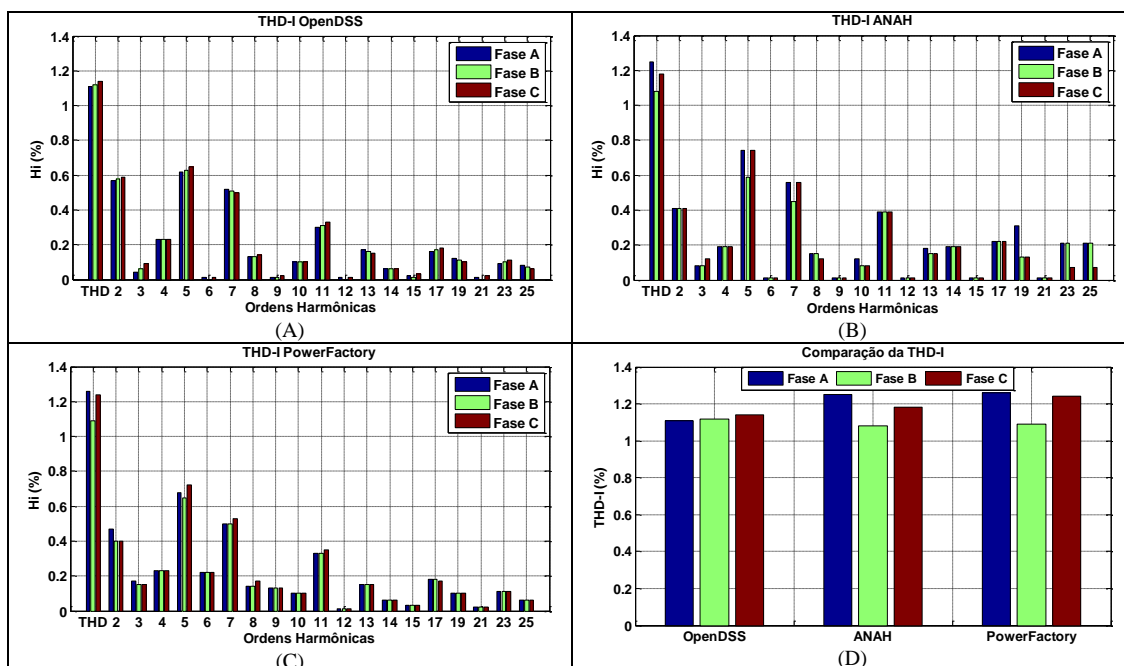


Figura 4.17 - Distorção harmônica de corrente na SE Norte: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-I.

Tabela 4-6 - THD-I na SE Norte.

Fase	A	B	C
OpenDSS	1,11	1,12	1,14
ANAH	1,25	1,08	1,18
PowerFactory	1,26	1,09	1,24
Média	1,21	1,10	1,18

Observa-se na Figura 4.18 que os três *softwares* apresentam valores de harmônicas de tensão muito semelhantes e a harmônica mais relevante é a de terceira ordem.

A THD-V simulada na SE Norte é apresentada na Tabela 4-7. A distorção harmônica total de tensão média nos três *softwares* passou de 1,04% na SE Sul para 1,06% da tensão fundamental na SE Norte. Assim sendo, pode-se considerar que os valores apresentam características similares.

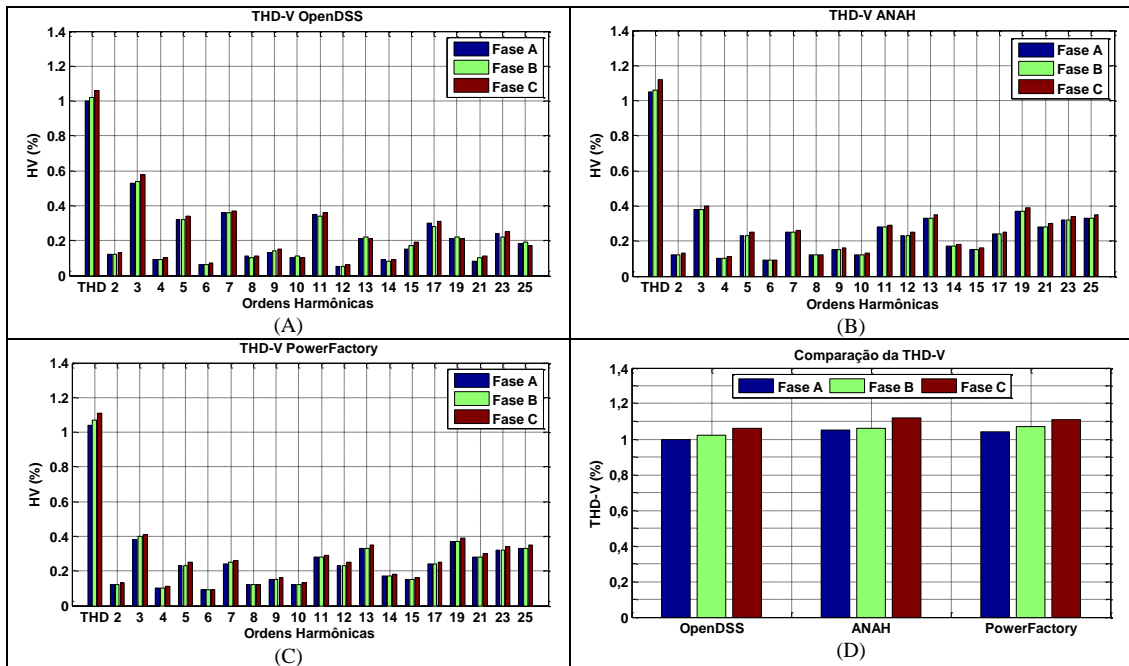


Figura 4.18 - Distorção harmônica de tensão na SE Norte: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-V.

Tabela 4-7 - THD-V na SE Norte.

Fase	A	B	C
OpenDSS	1,00	1,02	1,06
ANAH	1,05	1,06	1,12
PowerFactory	1,04	1,07	1,11
Média	1,03	1,05	1,10

4.5.1.5 SE Interligação

Na SE Interligação, a distorção harmônica e a THD-I apresentam valores muito próximos nos três *softwares*, conforme mostra a Figura 4.19 e Tabela 4-8.

As ordens harmônicas permaneceram com valores muito próximos aos da SE Sul, exceto para a harmônica de segunda ordem no *OpenDSS*, que teve uma pequena elevação e, também, no *ANAH* e *PowerFactory*, que apresentaram uma pequena elevação nos valores da harmônica de quinta ordem.

As harmônicas de quinta e sétima ordens são predominantes entre as demais ordens. Houve uma pequena variação nos valores das ordens harmônicas de quinta e sétima ordem no *software ANAH* em relação aos outros dois, onde essa variação não teve impacto na THD-I.

A distorção harmônica total de corrente média nos três *softwares* foi de 1,03% da corrente fundamental.

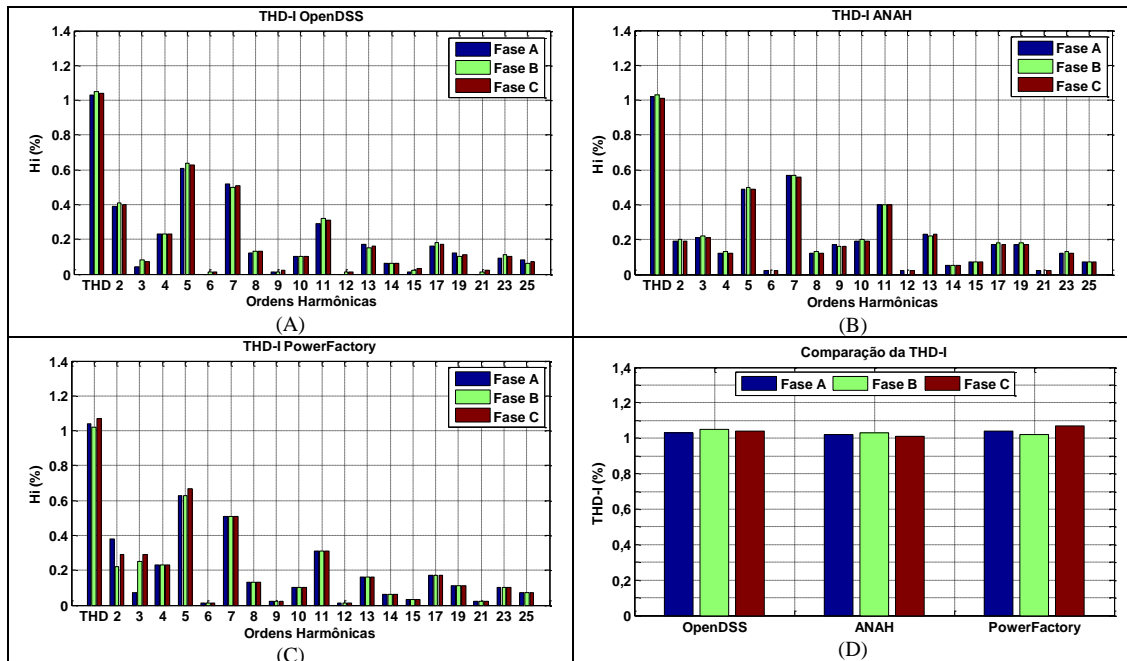


Figura 4.19 - Distorção harmônica de corrente na SE Interligação: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-I.

Tabela 4-8 - THD-I na SE Interligação.

Fase	A	B	C
OpenDSS	1,03	1,05	1,04
ANAH	1,02	1,03	1,01
PowerFactory	1,04	1,02	1,07
Média	1,03	1,03	1,04

A distorção harmônica de tensão e a THD-V apresentam valores muito próximos nos três *softwares*, conforme mostra a Figura 4.20 e a Tabela 4-9.

As ordens harmônicas apresentaram valores inferiores a 0,08% nos três *softwares* analisados. A distorção harmônica total de tensão média nos três *softwares* foi de 0,17% da tensão fundamental.

Tabela 4-9 - THD-V na SE Interligação.

Fase	A	B	C
OpenDSS	0,16	0,16	0,17
ANAH	0,18	0,18	0,18
PowerFactory	0,16	0,16	0,17
Média	0,17	0,17	0,17

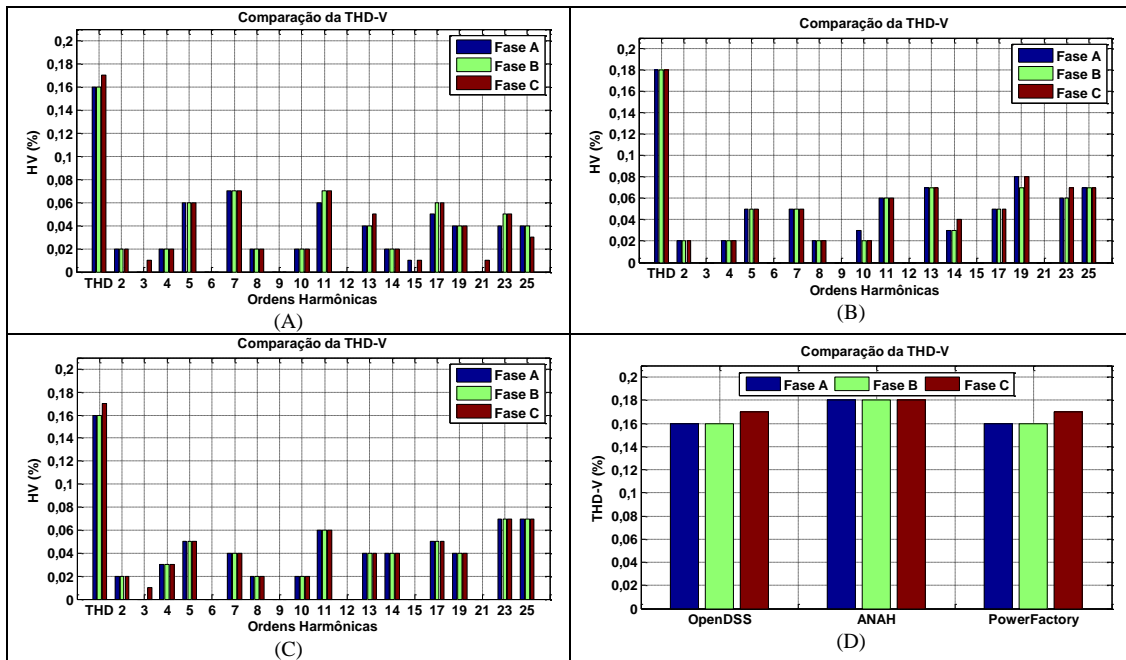


Figura 4.20 - Distorção harmônica de tensão na SE Interligação: (A) *OpenDSS*, (B) *ANAH*, (C) *PowerFactory* e (D) Comparação da THD-V.

De acordo com os resultados das simulações realizadas, a USF-Mineirão está com os níveis harmônicos de tensão e injeção de harmônica de corrente dentro dos parâmetros estabelecidos pelas normas, procedimentos e recomendações vigentes.

4.5.2 Comparativo das harmônicas

Nesse tópico, será realizada uma análise comparativa da atenuação dos harmônicos de tensão e corrente em diversos pontos da USF-Mineirão.

Como parâmetro para a análise foram utilizados os resultados do *OpenDSS*, por ser um *software* livre e de fácil acesso para todos, uma vez que não depende de nenhuma plataforma para funcionar, ao contrário do *ANAH*, que depende do *MATLAB*, que é uma ferramenta computacional paga, para funcionar. Tendo em vista que todas as simulações apresentaram resultados muito próximos e, em muitas vezes os mesmos, é confiável utilizar o *OpenDSS* como referência.

4.5.2.1 Inversor nº 11 x Sala técnica de inversores - STI-2

Analisando os resultados do comparativo dos harmônicos do inversor 11 e a sala técnica de inversores STI-2, apresentado na Figura 4.21, nota-se que a THD-V, na sala técnica de inversores, teve uma redução de 2,03% e, a THD-I teve uma redução de 17,38% em relação ao inversor nº 11.

As harmônicas de tensão de terceira, quinta, sétima e décima primeira ordens tiveram uma atenuação média de 23% em relação ao inversor n° 11. Já, nas harmônicas de corrente, a atenuação média dessas ordens harmônicas foi de 14% e, as ordens pares até a décima segunda ordem, tiveram uma atenuação média 49,7% em relação ao inversor n° 11.

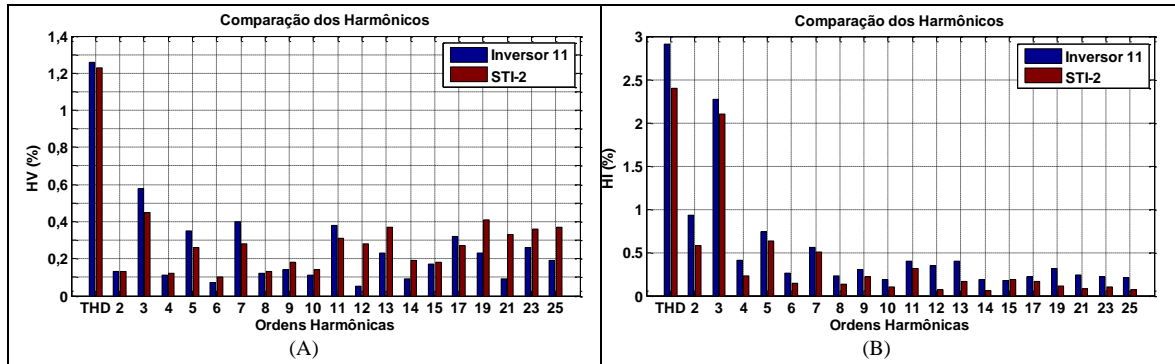


Figura 4.21 - Comparativo dos harmônicos do inversor 11 e a STI-2: tensão (A) e corrente (B).

4.5.2.2 Sala técnica de inversores - STI-2 x SE Sul

Analisando os resultados do comparativo dos harmônicos da sala técnica de inversores STI-2 e a SE Sul, apresentado na Figura 4.22, nota-se que a THD-V, na SE Sul, teve uma redução de 18,73% e, a THD-I teve uma redução de 53,81% em relação à sala técnica de inversores STI-2.

A harmônica de tensão de nona ordem foi a que teve a atenuação mais significativa entre as de ordens ímpares, com 29,6%. As ordens pares, até a décima segunda ordem, tiveram uma atenuação média 33,3% em relação à sala técnica de inversores STI-2. Já, nas harmônicas de corrente, a atenuação média das ordens harmônicas múltiplas de três, foi de 92,27% em relação à sala técnica de inversores STI-2.

A razão da atenuação das harmônicas de corrente múltiplas de três ocorre devido ao transformador zig-zag, utilizado para a geração do neutro virtual, ter baixa impedância para os harmônicos dessas ordens. Isso faz com que essas harmônicas geradas pelos inversores sejam drenadas para a terra pelo transformador zig-zag.

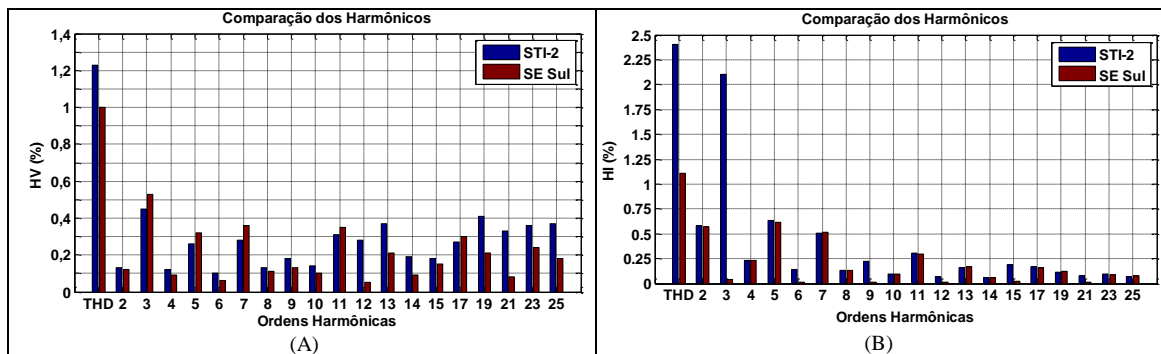


Figura 4.22 - Comparativo dos harmônicos da STI-2 e SE Sul: tensão (A) e corrente (B).

4.5.2.3 SE Sul x SE Interligação

Analisando os resultados do comparativo dos harmônicos da SE Sul e a SE Interligação, apresentado na Figura 4.23, nota-se que a THD-V na SE Interligação teve uma redução de 84,5% e a THD-I teve uma redução de 7,51% em relação à SE Sul.

As harmônicas de tensão tiveram uma atenuação média de 86% em relação a SE Sul. Já, as harmônicas de corrente de segunda ordem foram as que tiveram a atenuação de maior impacto, com 31,96% em relação à SE Sul.

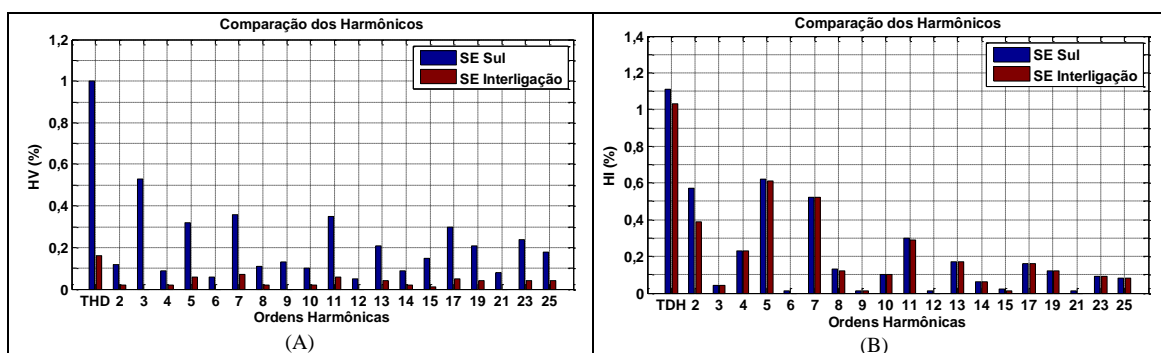


Figura 4.23 - Comparativo dos harmônicos da SE Sul e SE Interligação: tensão (A) e corrente (B).

4.5.3 Atenuação harmônica na USF-Mineirão

A atenuação harmônica na USF-Mineirão é apresentada na Figura 4.24. Ao analisá-la, observa-se que a cada ponto analisado houve uma atenuação harmônica com referência ao ponto anterior. A atenuação da THD-V foi de 87,66% e a THD-I foi 64,7% na SE Interligação, tendo como referência a distorção harmônica total no inversor n° 11.

As harmônicas de tensão e corrente que sofreram uma maior atenuação foram as múltiplas de três, todas superiores a 94% em relação ao inversor n° 11.

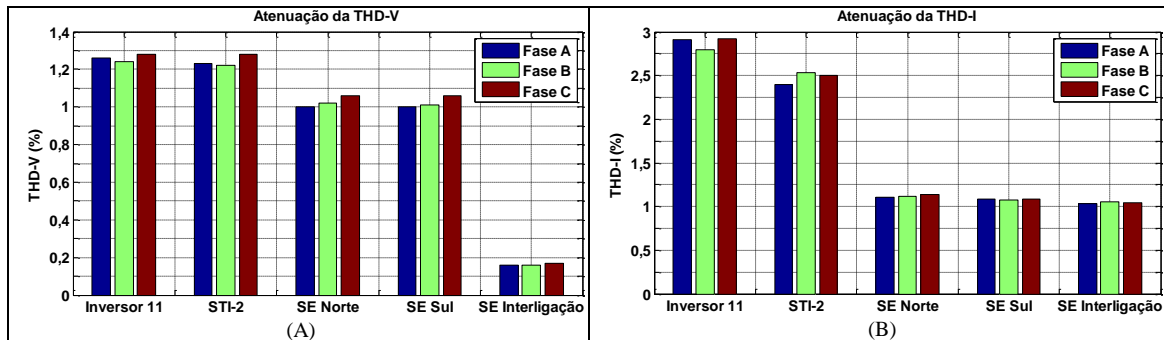


Figura 4.24 - THD dos cinco pontos analisados na USF-Mineirão: tensão (A) e corrente (B).

4.6 Simulação da USF-Mineirão considerando os filtros LCL na saída dos inversores

Foram realizadas modelagens com um filtro LCL na saída de cada fase dos inversores no intuito de verificar a possibilidade de ressonância ocasionada pelo filtro, uma vez que, os inversores da USF-Mineirão são do modelo *Ingecon Sun Smart 15 TL*, da fabricante *Ingeteam*, que utiliza filtros harmônicos do tipo LCL.

Como o fabricante não disponibilizou dados do filtro e da frequência de chaveamento do inversor, o filtro foi calculado utilizando uma frequência de chaveamento de 6 kHz, frequência de ressonância do filtro de 2,48 kHz e frequência de corte de 600Hz, tomando como referências Mendonça (2012), Sousa (2007), Gabe (2008) e Liserre *et al.* (2005).

Os valores das distorções harmônicas e os harmônicos não sofreram grande influência com a inserção dos filtros, apresentando resultados muito próximos aos das simulações realizadas sem a inserção dos filtros nos três *softwares* utilizados.

A Figura 4.25 apresenta a distorção harmônica de corrente na interligação da USF simulada com e sem filtros LCL. Após análise da simulação, foi verificada uma leve redução na THD-I, onde as ordens harmônicas permaneceram com características semelhantes, já, os harmônicos múltiplos de três, com exceção da terceira ordem, tiveram seus valores anulados, uma vez que tomou-se como base os valores sem filtros.

Com o *ANAH*, realizou-se simulações de THD-V e THD-I nos pontos analisados e, valores muito semelhantes aos simulados sem o filtro harmônico LCL foram obtidos, conforme mostrados nas Figura 4.25 e Figura 4.26.

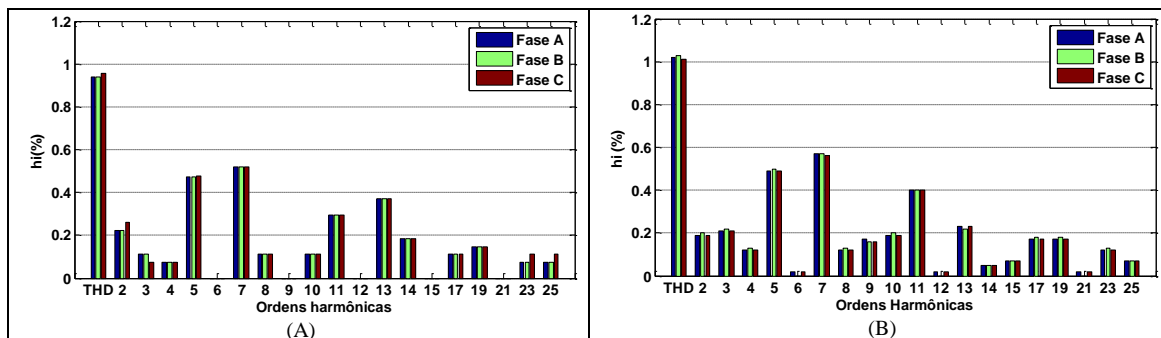


Figura 4.25 - Distorção harmônica de corrente na inteligência da USF: Com filtro (A) e sem filtro (B).

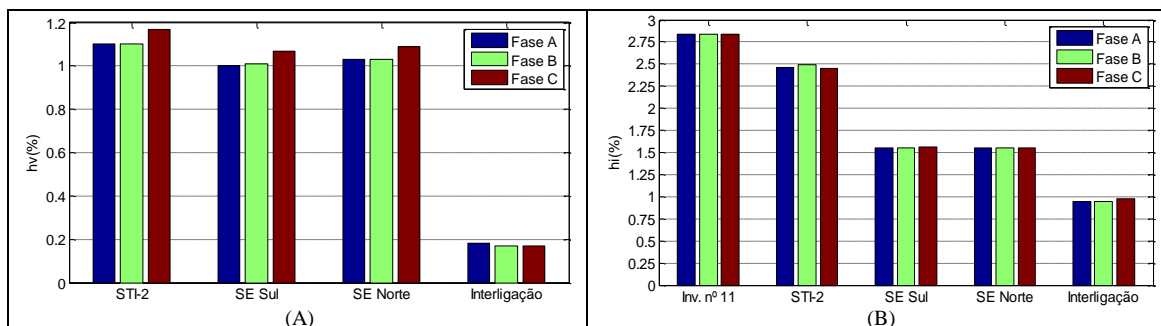


Figura 4.26 - THD dos pontos monitorados na USF-Mineirão com o filtro: tensão (A) e corrente (B).

4.7 Análise da atenuação harmônica utilizando a norma IEC 61000-3-6

A norma IEC 61000-3-6 orienta o procedimento para realizar a soma das distorções harmônicas dos inversores, com isso é possível estimar a distorção harmônica em um ponto da usina.

Com base nas orientações desta norma, foi estimada a THD-I na sala técnica de inversores STI-2, utilizando os dados da medição realizada no inversor nº 11, que está nessa mesma sala, conforme apresentado na Figura 4.27.

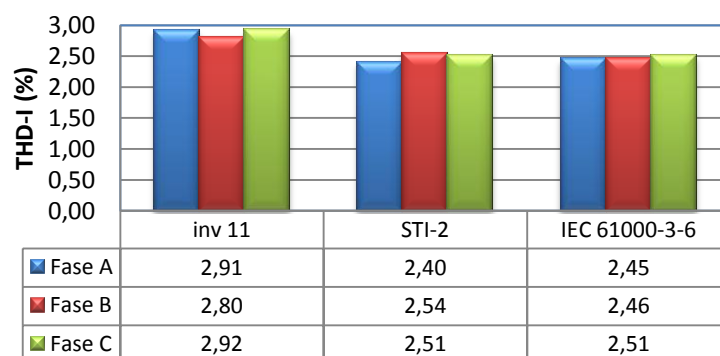


Figura 4.27- Atenuação harmônica utilizando a norma IEC 61000-3-6.

A THD de corrente para a sala técnica de inversor STI-2, estimada pela Equação 2.2 da IEC 61000-3-6, apresenta valores semelhantes aos medidos.

4.8 Análise de ressonância

Os filtros harmônicos do tipo LCL vêm sendo empregados em substituição ao filtro L, pois apresentam maior atenuação dos harmônicos em alta frequência, resultando em menores valores de indutância e, conseqüentemente, menor volume e peso. Entretanto, a resposta em frequência dos filtros LCL apresenta um pico de ressonância, que pode instabilizar o sistema que o filtro está conectado.

Realizou-se várias simulações para verificar a possibilidade de haver ressonância na USF-Mineirão. São elas:

A. Comportamento com todos os inversores conectados

Fazendo uma varredura de frequência nas barras da USF em funcionamento pleno, não houve ressonância em nenhuma das barras, como pode ser observado na Figura 4.28.

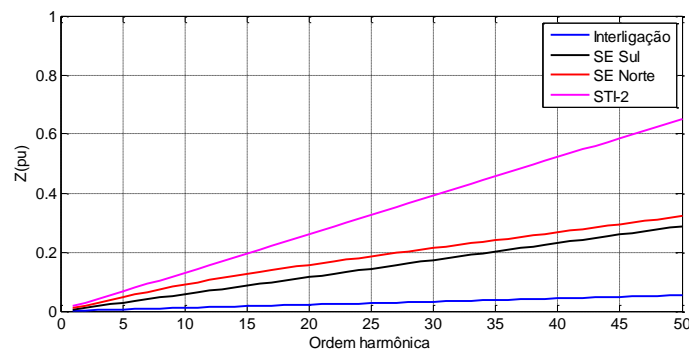


Figura 4.28 - Varredura de frequência nas barras da USF

A USF possui um banco de capacitores de 9 kVAr (6 x 1,5 kVAr) em cada uma das suas subestações, que é utilizado no período noturno ou em ocasiões em que a USF não estiver em operação para compensar o reativo absorvido pelos transformadores.

Pensando em uma ativação acidental desses bancos de capacitores em operação, foram simuladas algumas hipóteses e verificadas se houveram ressonâncias em alguma das barras.

B. Comportamento com a entrada em operação do banco de 9 kVAr da SE Sul

Nessa primeira ocasião, ocorreu ressonância na quadragésima quarta ordem nas salas técnicas de inversores e na SE Sul, ocasionando reflexos na SE Norte e na

interligação, conforme Figura 4.29. Quando inseridos os dois bancos com potências máximas, a ressonância acontecerá na mesma ordem, conforme Figura 4.30.

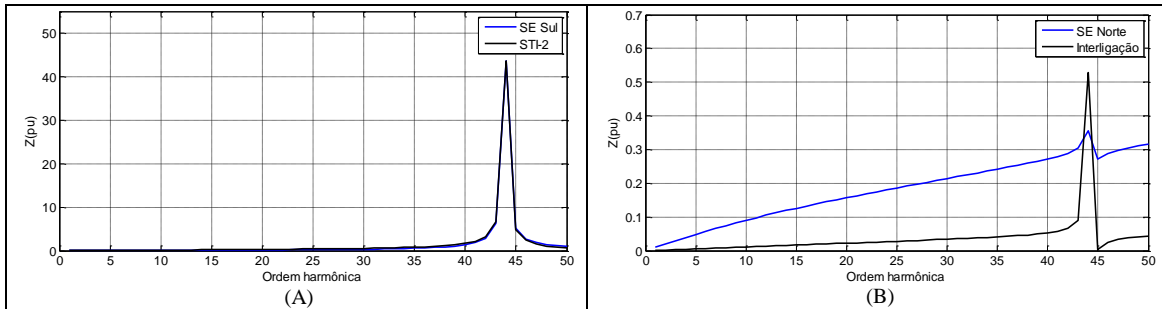


Figura 4.29 - Varredura de frequência nas barras da USF, com banco de capacitor da SE Sul em operação.

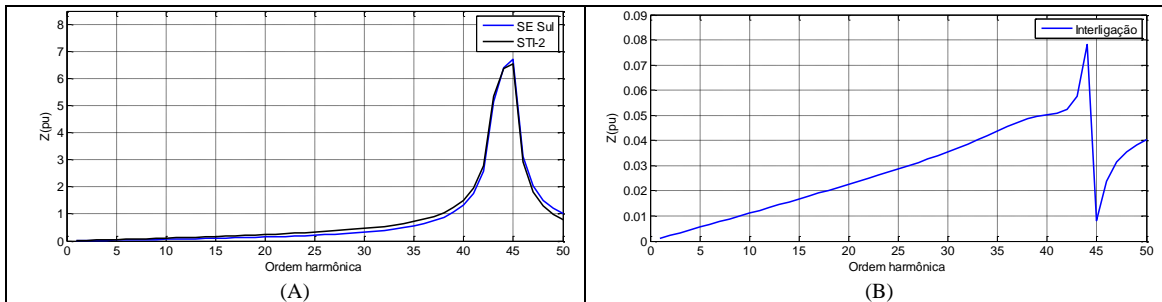


Figura 4.30 - Varredura de frequência nas barras da USF, com bancos de capacitores com potência máxima em ambas subestações.

C. Comportamento com a entrada em operação de 7,5 kVAr (5 x 1,5 KVAR), de cada banco de capacitor das SE's Sul e Norte com a USF em funcionamento

Quando se atinge o ponto de configuração descrito acima, tem-se a possibilidade de haver ressonância na quadragésima oitava ordem harmônica, conforme observa-se na Figura 4.31. Nas demais combinações dos bancos, com potências inferiores a 7,5 kVAr, a frequência de ressonância fica muito acima da quinquagésima ordem.

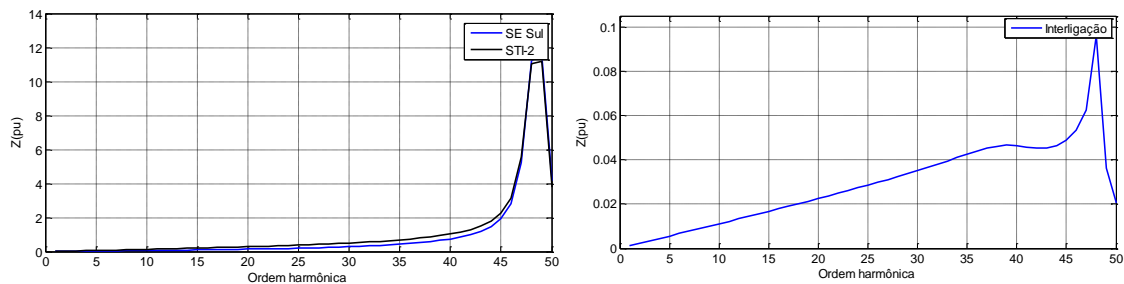


Figura 4.31 - Varredura de frequência nas barras da USF com bancos de capacitores com potência de 7,5 kVAr em ambas subestações.

Dentre todas as configurações citadas, a frequência de ressonância está acima das ordens harmônicas significativas geradas pela USF. Para as simulações, foram

consideradas apenas até a vigésima quinta ordem, devido às demais possuírem valores inferiores a 0,01%.

4.9 Conclusões

Neste capítulo foi desenvolvida a modelagem da usina fotovoltaica utilizando um *software* comercial e dois *softwares* livres. O objetivo principal foi a implementação de um modelo computacional capaz de analisar a distorção harmônica injetada pela USF-Mineirão no ponto de acoplamento comum. Realizou-se a modelagem da USF utilizando os *softwares* *OpenDSS*, *PowerFactory* e *ANAH*. Os três *softwares* apresentam características bem distintas entre si.

O *OpenDSS* é um programa que utiliza uma linguagem de alto nível (*Delphi*), o qual permite uma enorme flexibilidade para modelagem de elementos nas mais diversas configurações de circuitos, em que a velocidade de processamento dos *scripts* é muito rápida. Porém, foi o mais trabalhoso para a implementação da modelagem, devido a necessidade de ajustes manuais a cada vez que o modelo tinha de ser modificado.

O *ANAH* é um *software* desenvolvido na plataforma MATLAB e apresenta uma interface bastante amigável com o usuário, o que proporcionou uma maior praticidade para o tratamento dos dados.

O *PowerFactory* é uma ferramenta matemática implementada em ambiente computacional com interface gráfica que permite a montagem de sistemas de potência e esquemas de controle utilizando diagramas unifilares, porém, apresentou algumas dificuldades para o usuário durante a extração dos resultados das simulações.

De acordo com os resultados das simulações realizadas, a USF-Mineirão está com os níveis harmônicos de tensão e injeção harmônica de corrente dentro dos parâmetros estabelecidos pelas normas, procedimentos e recomendações vigentes.

Após uma análise via simulação no *ANAH*, nota-se que na USF-Mineirão não houve ressonância em operação normal, mas, apenas com a entrada acidental de todos os bancos de capacitores existentes, em horário que a mesma estiver em funcionamento.

CAPÍTULO 5

5 ANÁLISE DA PROPAGAÇÃO HARMÔNICA EM USINA FOTOVOLTAICA.

O monitoramento de distorção harmônica na USF-Mineirão foi realizado utilizando o analisador digital de qualidade de energia Fluke 435 - Série II. Este medidor possui classe de exatidão de 0,1% de tensão e de 0,5% para a corrente. Sua taxa amostral é de 500 amostras por ciclo e conversor analógico digital de 16 bits. Foram registradas diversas grandezas, tais como: potências ativa, reativa e aparente, tensão, corrente, fator de potência, THD-V, DHT-I, harmônicos de tensão e corrente com ângulos (ímpares até 49º ordem e pares até a 14º ordem).

Este equipamento atende todos os requisitos previstos no módulo 8 do PRODIST, IEC 61000-4-7:2002 , IEC 61000-4-30:2003 e a recomendação IEEE 519-2014.

Os resultados das medições foram comparados com simulações realizadas com os *softwares* apresentados no capítulo 4.

5.1 Medições

Foram realizadas medições na USF-Mineirão desde maio de 2014. Porém, os dados apresentados neste trabalho correspondem às medições realizadas no mês de outubro de 2014, onde foi utilizado um único conjunto de dados íntegro com medições simultâneas nos vários pontos planejados e indicados neste capítulo. Neste período, foram feitas medições simultâneas em diversos pontos da USF-Mineirão, utilizando seis analisadores de qualidade, incluídos os barramentos de baixa tensão dos transformadores da SE Sul e SE Norte, o ponto de interligação da USF-Mineirão com a rede da CEMIG, saída do inversor nº 11 com potência instalada equilibrada e a saída do inversor nº 10 com potência instalada desequilibrada. A Figura 5.1 apresenta todos os pontos de medições simultâneas na USF-Mineirão.

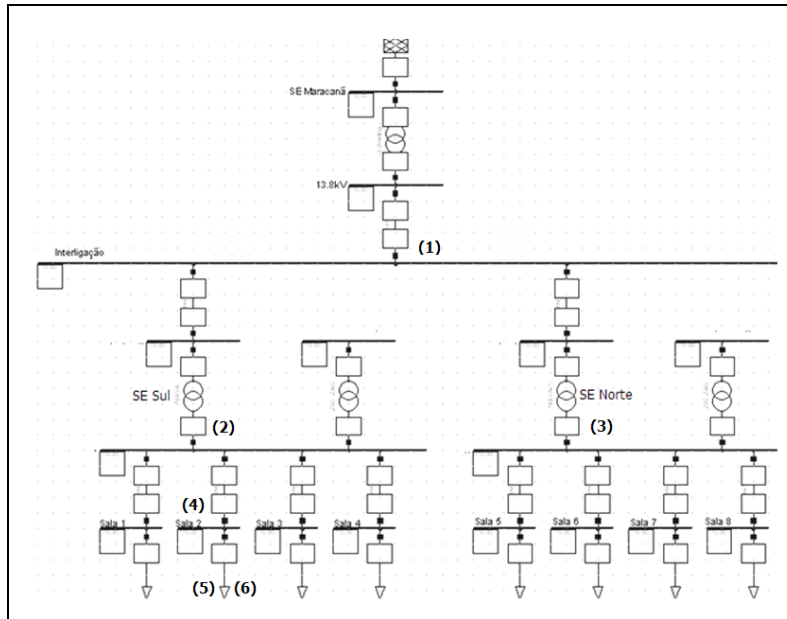


Figura 5.1 - Pontos de medição simultânea no USF-Mineirão: SE interligação (1), SE Sul (2), SE Norte (3), Sala Técnica de Inversores STI-2 (4), Inversor nº 10 (5) e Inversor nº 11 (6).

As medições foram realizadas com um tempo de integração de um minuto com 156 parâmetros. Os parâmetros analisados em todos os pontos monitorados foram os seguintes:

- Tensão eficaz fase e neutro;
- Tensão eficaz fase e fase;
- Tensão fundamental;
- Corrente fundamental;
- Ângulo de tensão;
- Ângulo de corrente;
- Corrente eficaz;
- Potência ativa;
- Potência reativa,
- Fator de potência;
- Potência de distorção;
- Energia ativa;
- Flutuação de tensão;
- Distorção harmônica de Tensão;
- Distorção harmônica de corrente.

Analisando as medições na interligação da USF-Mineirão com a rede da CEMIG em um dia sem sombreamento, percebe-se um aumento na THD-V quando a usina começa a injetar potência na rede (Figura 5.2). Durante o período em que a usina está sem geração, os valores de THD-I ficam elevados devido à corrente fundamental da usina ser extremamente baixa. Quando o valor da corrente aumenta, esses valores reduzem e ficam com valores dentro dos limites. Portanto, a distorção durante o período em que não há injeção de potência na rede deverá ser excluída das medições para garantir uma maior confiabilidade para análise das medições, conforme a Figura 5.3.

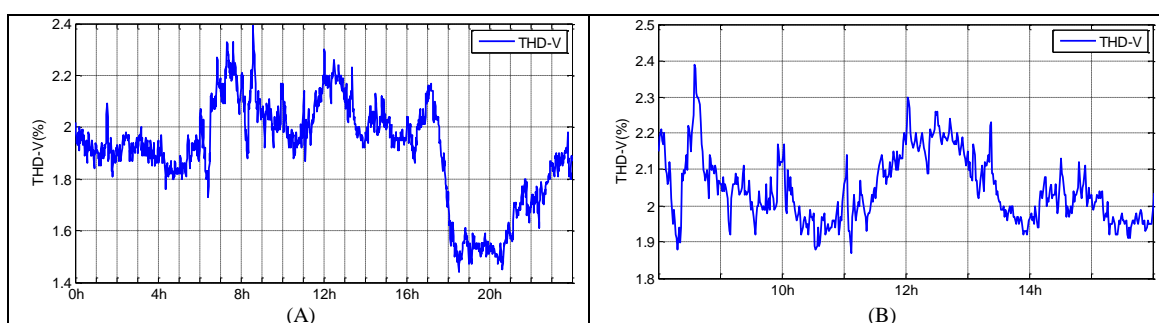


Figura 5.2 - THD-V no PAC da USF-Mineirão dia 3/out/2014: 24h (A) e período de geração (B).

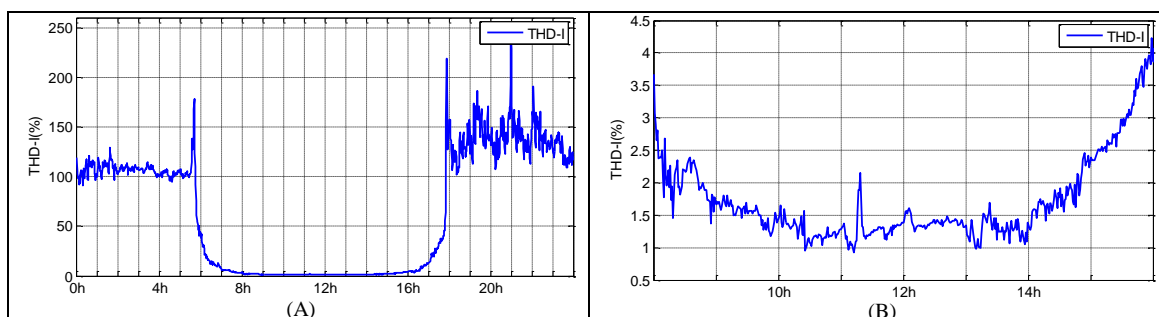


Figura 5.3 - THD-I no PAC da USF-Mineirão dia 3/out/2014: 24h (A) e período de geração (B).

A seguir, será apresentada a análise dos pontos de medição.

5.1.1 Medições em inversores

O monitoramento ocorreu nos inversores nº 10 e 11 da STI-2 (Sala Técnica de Inversores) que está ligada à subestação Sul.

A escolha desses inversores foi feita de forma estratégica para o monitoramento do inversor nº 10, ligado em um segmento composto por 75 painéis fotovoltaicos que têm uma potência de 5,76 kWp em duas fases e 6,48 kWp na outra. Já, o inversor nº 11 é ligado no segmento de 60 painéis fotovoltaicos com uma potência de 4,8 kWp por

fase. Na Figura 5.4 é possível visualizar o desequilíbrio na geração fotovoltaica do inversor n° 10.

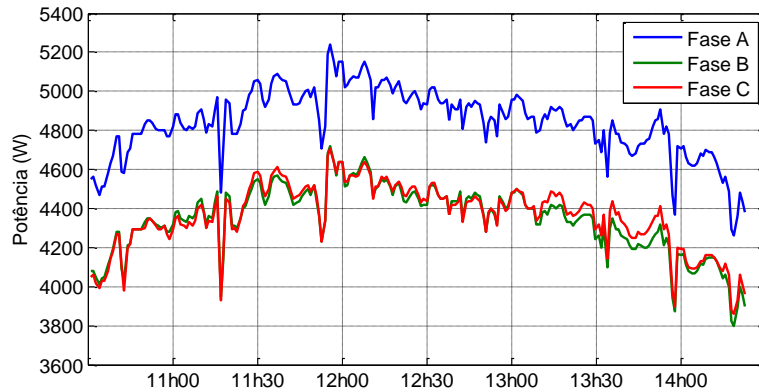


Figura 5.4 - Potência gerada pelo inversor n° 10.

A Figura 5.5 e a Figura 5.6 apresentam a THD-V, a THD-I e os harmônicos individuais (h) dos inversores analisados em geração máxima.

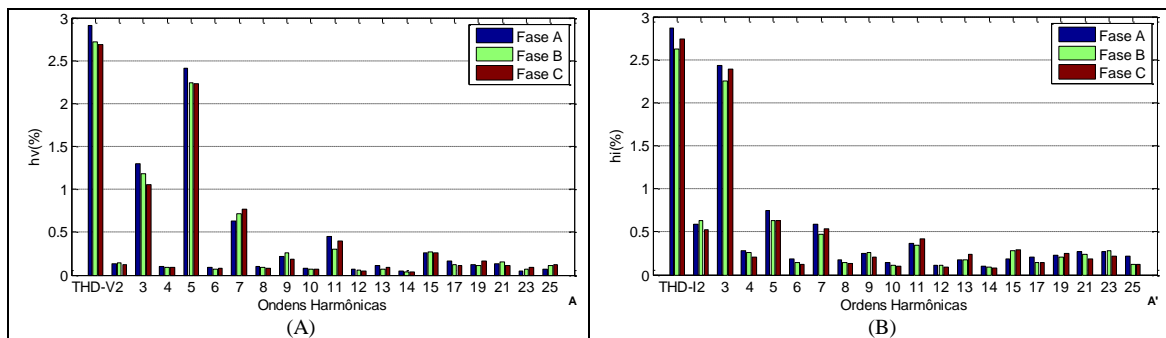


Figura 5.5 - Distorção harmônica no inversor n° 10: tensão (A) e corrente (B).

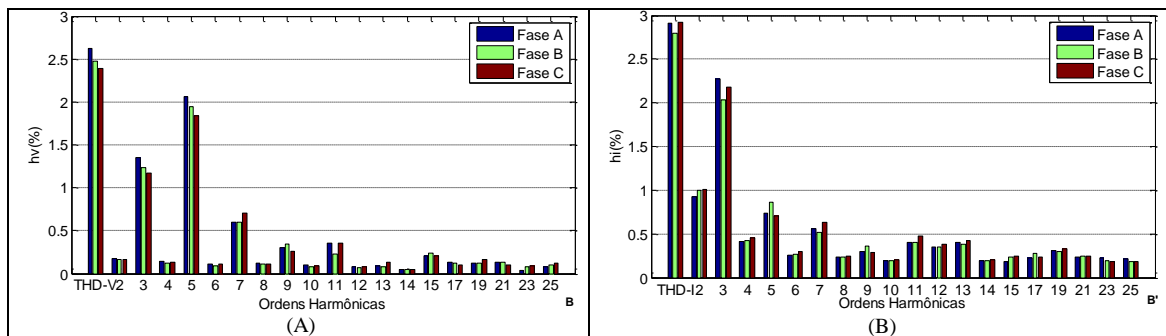


Figura 5.6- Distorção harmônica no inversor n° 11: tensão (A) e corrente (B).

Em ambos os inversores, a THD-I fica dentro do informado pelo fabricante que é $THD-I \leq 3\%$. Os harmônicos de tensão mais significativos medidos na entrada do inversor foram, respectivamente, o quinto, terceiro e o sétimo. Já, a THD-I apresentou a terceira ordem com valores bem elevados e acompanhados por uma harmônica par de

segunda e as ímpares de quinta e sétima ordem. As demais são valores inferiores a 0,5%.

5.1.2 Sala Técnica de Inversores

Dentre as oito salas técnicas de inversores (STI) que compõem a USF-Mineirão foi escolhida a STI-2, que está conectada à subestação sul e encontra-se ligada a onze inversores. A escolha dessa sala para ser monitorada ocorreu devido ela possuir inversores equilibrados e desequilibrados em funcionamento.

A Figura 5.7 apresenta as distorções harmônicas encontradas no quadro geral dessa sala técnica em potência nominal.

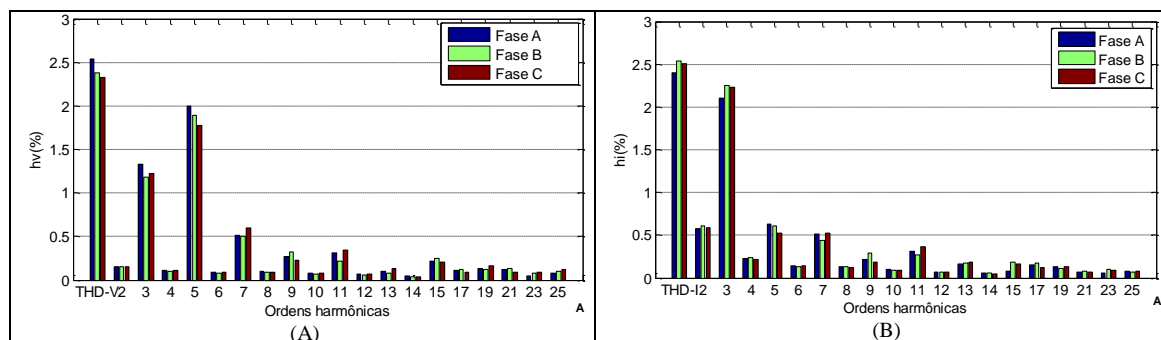


Figura 5.7- Harmônicos na sala STI-2: tensão (A) e corrente (A).

Diante dos resultados, é possível observar uma redução de 17,5% da THD-I e 3,05% na THD-V das ordens individuais, ocasionadas pela quantidade de inversores conectados no mesmo barramento quando comparado a apenas um inversor.

5.1.3 Subestações elevadoras

As subestações da USF-Mineirão (SE Sul e SE Norte) são pontos de grande importância para o monitoramento de harmônicos, uma vez que, em cada uma delas estão conectados quarenta e quatro inversores, sendo vinte e três deles em segmentos equilibrados e outros vinte e um, desequilibrados. As subestações cobrem quatro salas técnicas de inversores, constituídas por uma equilibrada e três com inversores equilibrados e desequilibrados no mesmo barramento.

As medições das distorções harmônicas e suas ordens foram realizadas no lado da baixa tensão dos transformadores das duas subestações e são apresentadas nas Figura 5.8, Figura 5.9 e 5.10 em potência nominal.

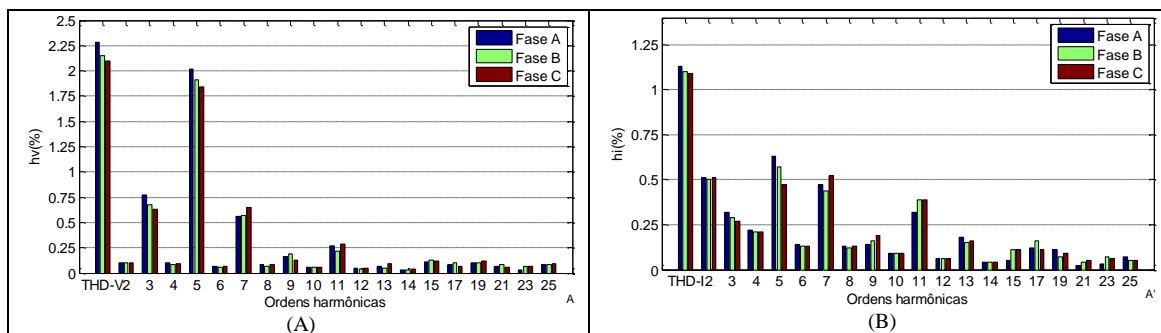


Figura 5.8 - Harmônicos na SE Sul: tensão (A) e corrente (B).

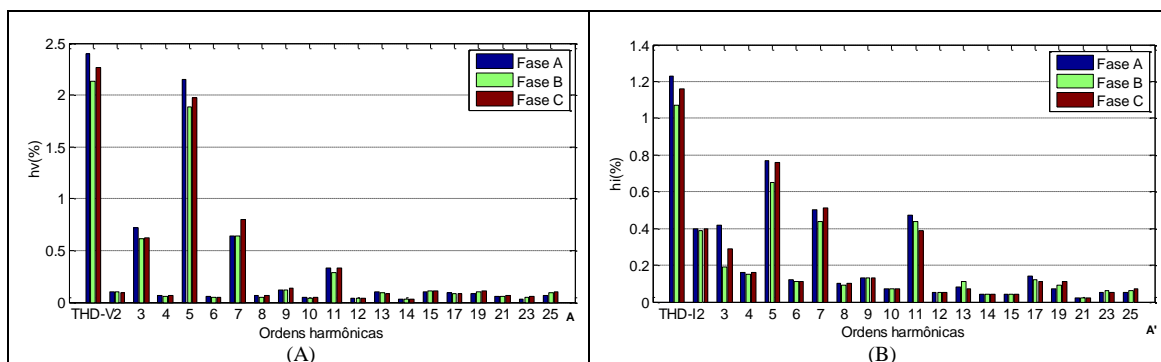


Figura 5.9 - Harmônicos na SE Norte: tensão(A) e corrente (B).

Analisando a Figura 5.10, nota-se que houve uma atenuação na THD-V de aproximadamente 10,2% e que na THD-I foi bastante considerável, chegando a 52,9%.

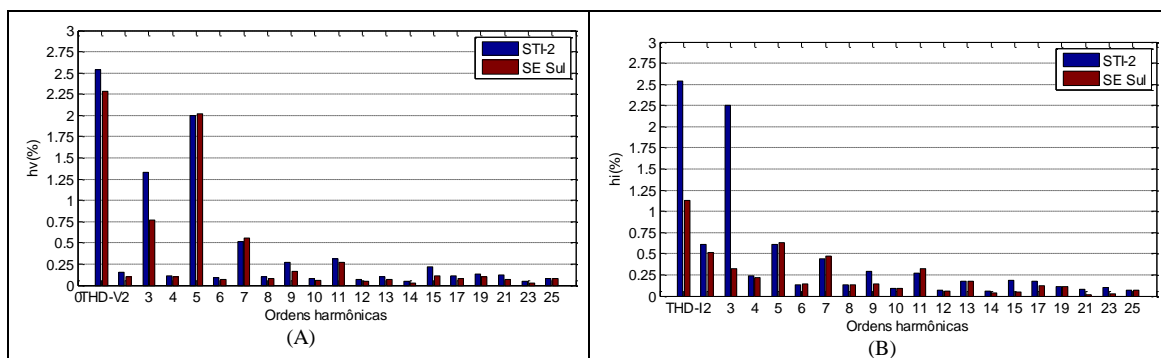


Figura 5.10 - Comparativo dos harmônicos da STI-2 e SE Sul: tensão (A) e corrente (B).

As harmônicas de quinta e sétima ordem foram as únicas que não tiveram atenuação na tensão. Nas correntes, as harmônicas que não tiveram atenuação foram a quinta, sétima, décima primeira e décima terceira ordem, ou seja, as harmônicas de corrente da ordem $6k \pm 1$ ($k =$ constante que pode assumir valores 1 a n).

As harmônicas de ordem 3 e suas múltiplas não chegam ao transformador e circulam pelo transformador de aterramento. A medição foi realizada na conexão entre

os transformadores, refletindo nos valores medidos do harmônico de terceira ordem que teve uma redução de 84,76% e redução da THD-I de 52,9% em relação à STI-2.

5.1.4 Interligação USF-Mineirão/CEMIG

A interligação da USF-Mineirão é o ponto onde as normas, procedimentos e recomendações exigem que a distorção harmônica esteja dentro dos valores estabelecidos.

O monitoramento da interligação foi realizado no circuito dos medidores de faturamento da USF-Mineirão com autorização da CEMIG-G.

A Figura 5.11 apresenta as distorções harmônicas encontradas na interligação da USF-Mineirão com a CEMIG-D em potência nominal.

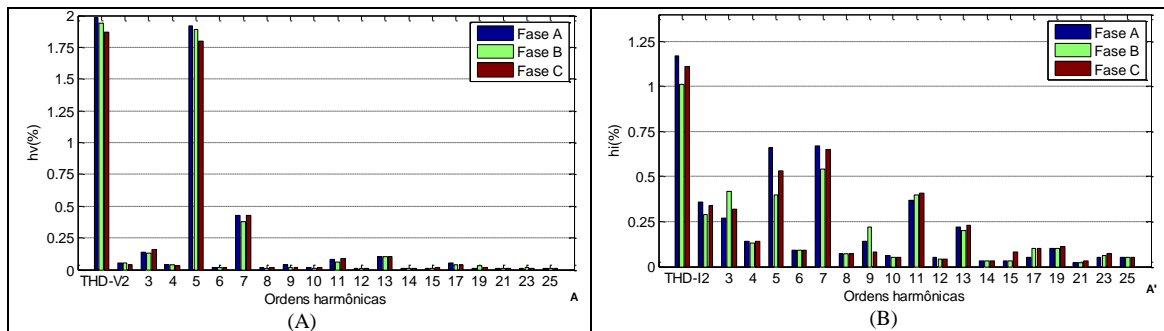


Figura 5.11 - Harmônicos na interligação da USF e CEMIG-D: tensão (A) e corrente (B).

Comparando a THD da SE Sul com a interligação, a THD-V teve uma redução de 13,15% e na THD-I a redução foi de 3,54%, conforme apresentada na Figura 5.12.

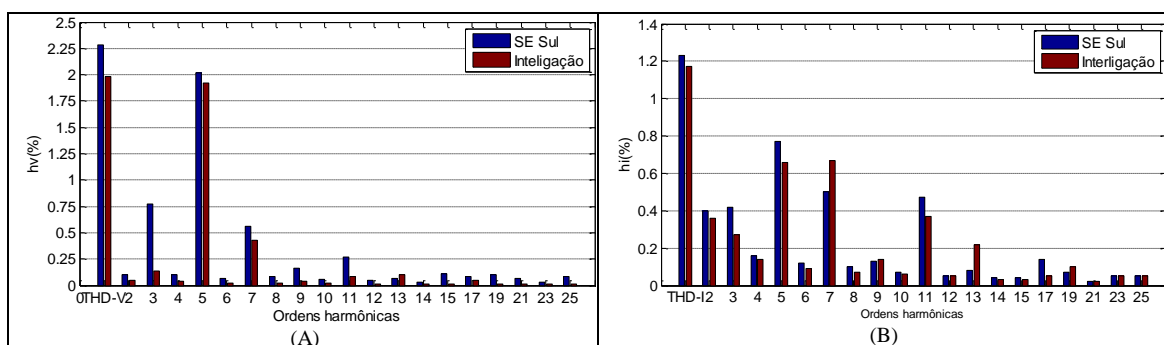


Figura 5.12 - Comparativo dos harmônicos da SE Sul e Interligação: tensão (A) e corrente (B).

Na tensão, é notória a redução das harmônicas múltiplas de três como, a terceira ordem que teve uma redução de 81,2%, devido a conexão em delta dos transformadores das subestações da USF-Mineirão. Já a quinta e sétima ordens não sofreram redução considerável em seus valores. Analisando a Figura 5.13, é possível afirmar que,

aproximadamente, setenta e cinco por cento da harmônica de quinta ordem é preexistente na rede. Nas simulações realizadas com os três programas computacionais na seção 4.5, é possível observar que a THD-V gerada pela USF-Mineirão possui valores inferiores a 0,2% com a eliminação da harmônica de quinta ordem presente na rede.

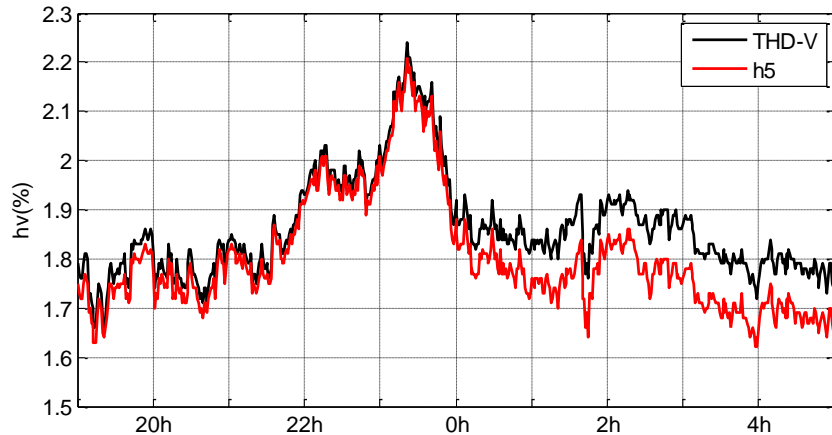


Figura 5.13 - Harmônico de 5ª ordem nos dias 1e 2/10/2014 sem geração na interligação da USF-Mineirão.

A Figura 5.14 apresenta a THD-V e THD-I nos seis pontos monitorados da USF-Mineirão.

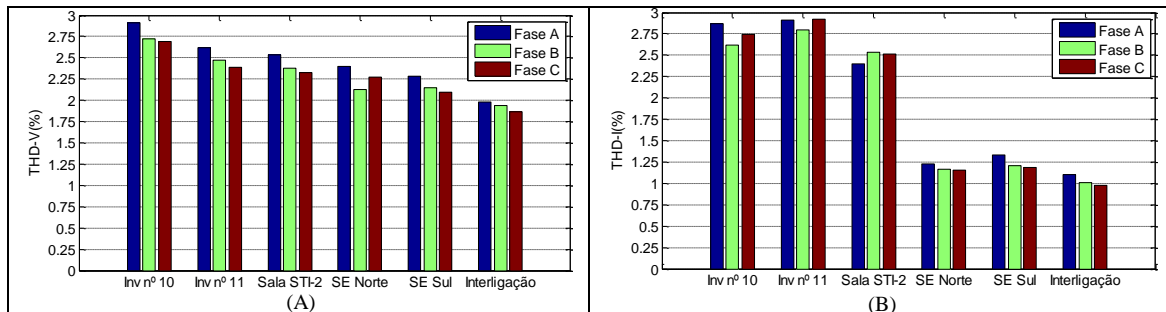


Figura 5.14- THD dos seis pontos monitorados na USF-Mineirão: tensão (A) e corrente (B).

Analisando a THD e os valores das ordens harmônicas com a recomendação IEEE-519:2014, procedimentos de distribuição - Módulo 8 e a norma ABNT NBR 16149:2013, a USF-Mineirão está injetando harmônicos de tensão e corrente dentro dos limites permitidos.

5.2 Validação dos modelos computacionais

A validação dos modelos foi realizada com a inserção dos harmônicos individuais de corrente dos inversores medidos nos três programas computacionais utilizados para analisar os harmônicos gerados pela USF-Mineirão, supondo que os

demais inversores tenham os mesmos harmônicos. Após o tratamento dos dados, constatado-se que os valores são aproximados dos medidos na USF-Mineirão. Sendo assim o modelo desenvolvido pode ser considerado válido com a suposição indicada acima. Caso isso não ocorra, deverá verificar se o modelo apresenta alguma inconsistência.

5.2.1 OpenDSS

A simulação utilizando o software *OpenDSS* foi realizada modelando a usina solar e os harmônicos como fontes de corrente. Foi utilizado o espectro harmônico obtido durante a medição como fonte de corrente e calculados os harmônicos de tensão em diversos pontos da planta.

Analisando os resultados da simulação com as medições, apresentados na Figura 5.15, a THD-V simulada ficou 53,5% menor que o valor medido. Isso ocorre devido à harmônica de quinta ordem ter uma redução de 84% em relação ao valor medido. Portanto, os valores correspondentes à THD-I apresentado pelo *OpenDSS* são causados pelos inversores. Já na THD-V medida, é o resultado das distorções causadas em decorrência dos resultados das distorções da usina mais a distorção já existente na rede da concessionária.

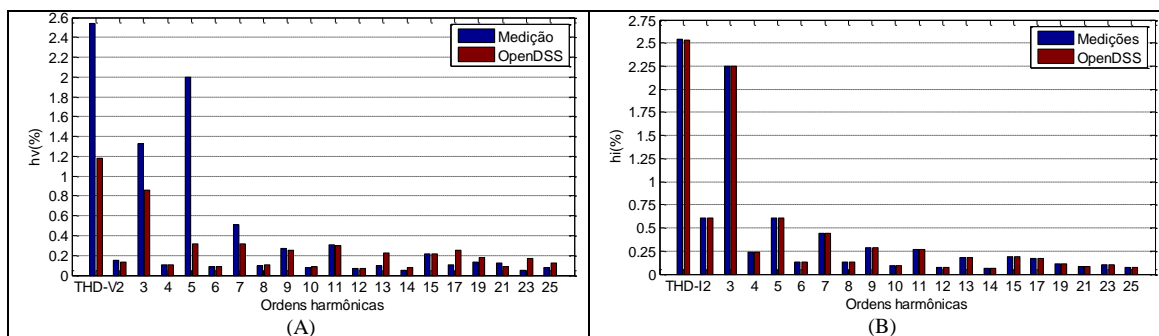


Figura 5.15 Comparativo dos harmônicos na STI-2 medidos e o valor do OpenDSS: tensão (A) e corrente (B).

Analisando a Figura 5.16, é possível observar que nos momentos em que não há geração na USF-Mineirão, a harmônica de quinta ordem apresenta valores muito próximos à distorção harmônica de tensão, o que esclarece o motivo da redução de 51,5% na THD-V medida.

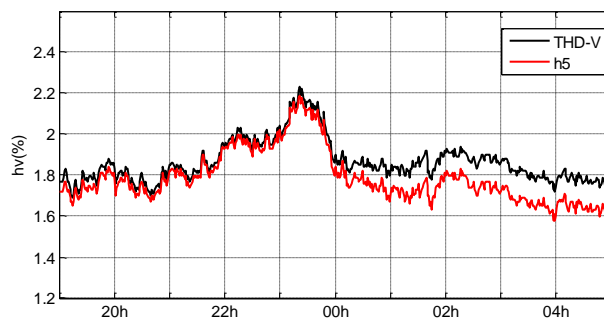


Figura 5.16 - Harmônico de 5ª ordem nos dias 1º e 2/10/2014 sem geração na STI-2.

A Figura 5.17 mostra as distorções harmônicas obtidas na simulação na interligação da USF-Mineirão com a rede da concessionária.

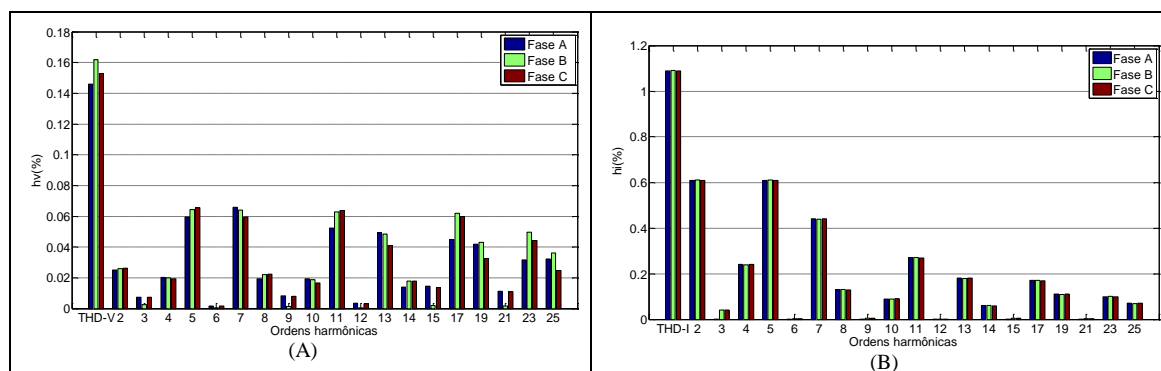


Figura 5.17 - Distorção na interligação da USF com a CEMIG: tensão (esq.) e corrente (dir.).

A THD-V simulada teve uma redução de 92% em relação ao valor medido, o harmônico de quinta ordem teve uma redução aproximada de 96,9% e as demais ordens apresentaram valores relativamente baixos durante as medições. Isso nos leva à mesma conclusão da STI-2, que apresentou valores semelhantes aos medidos.

5.2.2 ANAH - Análise e cálculos de Harmônicos

No *software* ANAH foi realizada simulação na USF-Mineirão, com sua configuração mais próxima possível das suas condições reais, adotando-se as distorções harmônicas do inversor medido para analisar os resultados em todos os pontos de medições.

Os resultados da distorção harmônica de tensão apresentaram as mesmas características das simulações realizadas via *OpenDSS*.

A distorção harmônica de corrente dos dados de entrada no inversor é mostrada na Figura 5.18. Observa-se que os valores são semelhantes aos valores medidos.

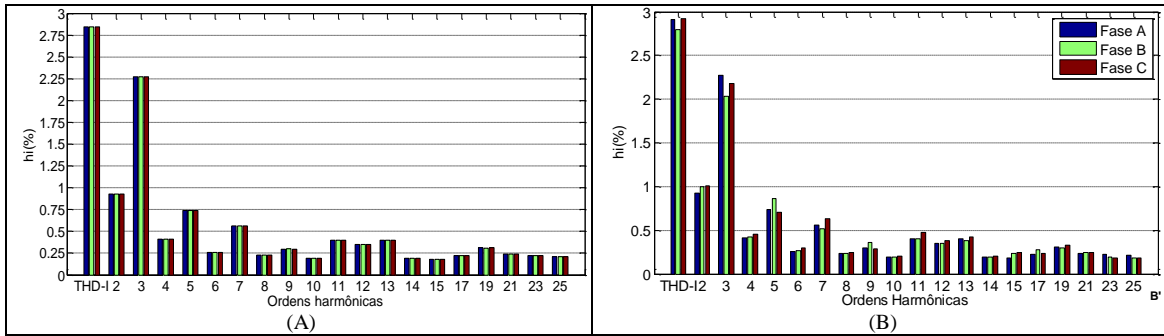


Figura 5.18 - Distorção harmônica de corrente no inversor nº 11: simulado (A) e medição (B).

A distorção harmônica na SE Sul (Figura 5.19) e na interligação da USF-Mineirão com a CEMIG (Figura 5.20) apresentam os resultados semelhantes aos valores medidos.

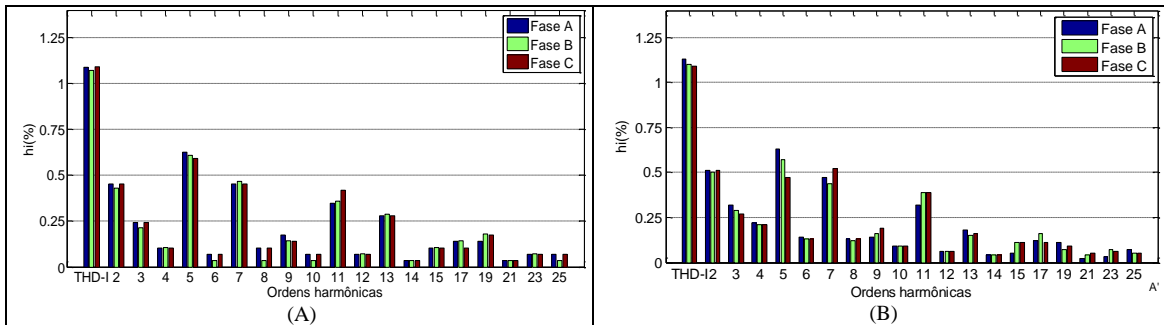


Figura 5.19 - Distorção harmônica de corrente na SE Sul: simulado (A) e medição (B).

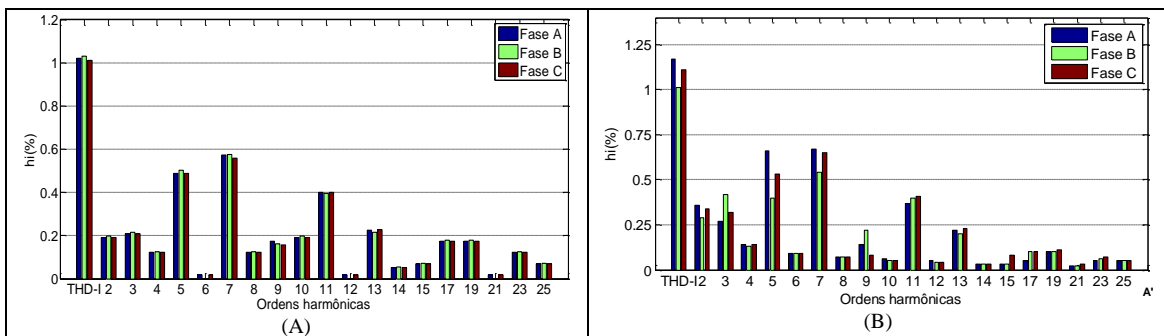


Figura 5.20 - Distorção harmônica de corrente na interligação da USF-Mineirão: simulado (A) e medição (B).

A Figura 5.21 mostra os valores de THD-I e THD-V simulados em diversos pontos da USF.

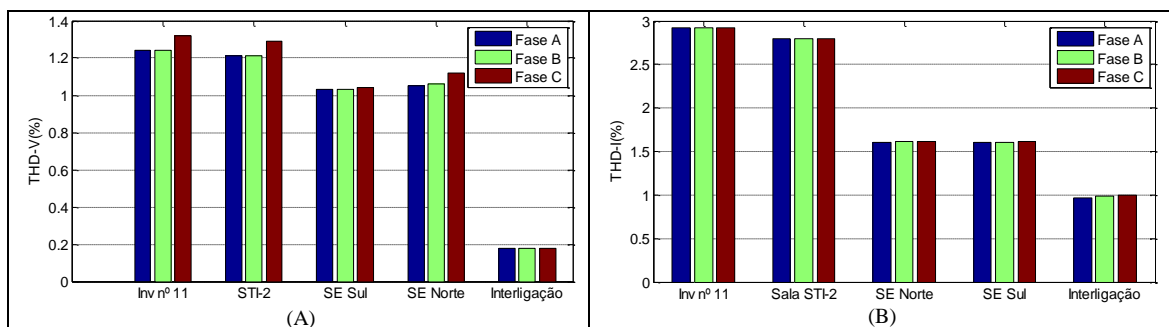


Figura 5.21 - THD de cinco pontos monitorados na USF-Mineirão: tensão(A) e corrente(B).

Os valores da THD-V são semelhantes aos resultados do modelo realizado no *OpenDSS* e a THD-I apresenta resultados semelhantes aos valores medidos e calculados.

5.2.3 PowerFactory

O programa *PowerFactory* foi utilizado para fazer essa validação por ser uma ferramenta computacional renomada mundialmente, apresentando-se com um importante *software*, pois, os utilizados anteriormente são *softwares* livres e ainda não estão totalmente consolidados.

As simulações da THD de três pontos monitorados na USF são apresentadas na Figura 5.22.

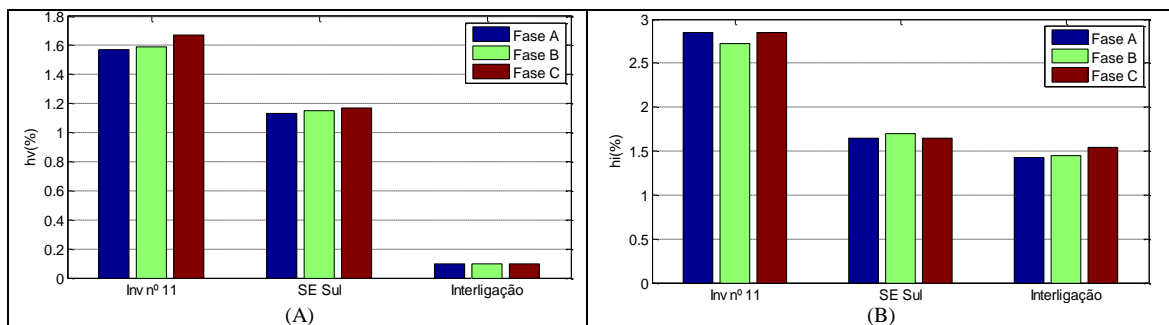


Figura 5.22 - THD-V e THD-I de três pontos monitorados na USF-Mineirão: tensão (A) e corrente (B).

Diante dos valores das simulações, a distorção de corrente apresenta valores muito próximos aos medidos e dos simulados pelos programas anteriores. Já, a distorção de tensão, apresenta as mesmas características dos valores simulados pelo *OpenDSS* e o *ANAH*.

5.3 Avaliação dos *softwares* e equipamentos de medição

Os três programas computacionais utilizados tiveram excelentes desempenhos com resultados simulados muito parecidos entre si e próximos dos valores medidos. Desta maneira, percebe-se que a simulação computacional permite avaliar o fluxo harmônico em usinas fotovoltaicas.

Apesar de apresentar excelentes resultados, o programa *OpenDSS* foi o mais trabalhoso para a manipulação. A modelagem das correntes fundamentais e harmônicas dos inversores teve que ser realizada por fontes de correntes. Isso obriga a ajustes manuais dos ângulos das fontes sempre que houver alguma modificação de algum parâmetro na rede modelada.

O *ANAH* foi o *software* que apresentou uma maior praticidade para o tratamento e entrada dos dados.

O *PowerFactory* apresentou algumas dificuldades para o usuário durante a extração dos resultados das simulações. Entretanto, possui uma interface gráfica que facilita a montagem e visualização dos sistemas simulados.

O analisador de energia *Fluke 435* série II, apesar de ser um equipamento renomado mundialmente, apresentou algumas falhas durante as medições. Por exemplo: quando há falta de energia de alimentação por um período maior que a capacidade da sua bateria do analisador, o mesmo desliga e corrompe o arquivo de medição, incorrendo na perda dos dados referentes à medição realizada. Além disso, o *GPS* do instrumento, utilizado para a sincronização de tempo entre vários outros instrumentos em medições simultâneas em rede, possui um cabo de antena muito curto (apenas 5 metros), dificultando seu uso na maioria das subestações abrigadas.

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

As etapas deste trabalho permitiram analisar a situação da energia solar fotovoltaica no cenário brasileiro e mundial, com base em referências encontradas na literatura. Outros aspectos analisados foram os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, às topologias de inversores fotovoltaicos e suas estruturas básicas de controle. Analisou-se, também, os harmônicos gerados por inversores fotovoltaicos, a agregação de múltiplos inversores, algumas recomendações e normas nacionais e internacionais sobre os requisitos para a conexão de sistemas solares fotovoltaicos à rede elétrica e medições de harmônicos.

Nesta investigação buscou-se, ainda, analisar as características gerais da USF-Mineirão e suas alternativas de conexões, suas particularidades referentes à arquitetura, a implementação dos transformadores de aterramento para criação de um neutro de referência para os inversores, as características dos inversores e arranjos dos painéis para obter maior eficiência da usina, a propagação harmônica da USF-Mineirão com medições em pontos estratégicos e o desenvolvimento da modelagem da usina fotovoltaica utilizando o *software* comercial *PowerFactory* e os *softwares* livres *OpenDSS* e *ANAH*.

Considerando que este foi o primeiro trabalho com medição e simulação de harmônicos na USF-Mineirão, espera-se com esta pesquisa, que o campo para novos estudos nesta área de conhecimento tenha sido aberto, com vistas a englobar diversos outros assuntos que não foram tratados nesta dissertação, como os outros seis aspectos de qualidade de energia do módulo 8 do PRODIST.

Durante a pesquisa foi encontrada uma grande dificuldade para se conseguir realizar uma campanha de medição em todos os pontos desejados. O início das medições na USF-Mineirão ocorreu em maio de 2014. Porém, só foi possível encontrar uma medição simultânea, com todos os pontos desejados, nas medições realizadas durante o mês de outubro de 2014. As principais dificuldades foram o acesso aos medidores para fazer o acompanhamento das medições durante a Copa do Mundo FIFA 2014 e as falhas frequentes dos medidores, provocadas por constantes desligamentos da usina.

A topologia da rede da USF-Mineirão com transformadores de força em estrela/triângulo, com triângulo na baixa tensão, conforme a ND 5.31 - Requisitos para a conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição da CEMIG em média tensão, foi um desafio adicional no projeto da usina investigada. O uso de inversores monofásicos nesta situação obrigou a inserção dos transformadores de aterramento em zig-zag na baixa tensão para a geração de um neutro virtual.

Devido sua forma construtiva, o transformador zig-zag é uma reatância de alta impedância para as sequências positiva e negativa. Entretanto, caso haja desequilíbrios, faltas ou harmônicos de ordem três ou múltiplos de três, o transformador zig-zag apresenta-se como um caminho de baixa impedância para as componentes de sequência zero, e/ou harmônicos de ordem 3 ou múltiplos de 3.

A cada ponto analisado na simulação da USF-Mineirão houve uma atenuação harmônica com referência ao ponto anterior. A atenuação da THD-V foi de 87,66% e a THD-I foi 64,7% na SE Interligação, tendo como referência a THD no inversor nº 11. E, as harmônicas de tensão e corrente que sofreram uma maior atenuação, foram as de múltiplas de três, todas superiores a 94% em relação ao inversor nº 11.

Analisando as medições, houve uma atenuação harmônica a cada ponto monitorado da USF-Mineirão com relação ao ponto anterior. A atenuação da THD-V foi de 24,4% e a THD-I foi 65,3% na SE Interligação, tendo como referência a taxa de distorção harmônica no inversor nº 11.

A diferença dos valores da THD-V medidos e simulados nos três *softwares* utilizados apresentou divergência na SE Interligação, devido a existência de harmônicas de quinta e sétima ordens preexistentes na rede, sendo que 75% da harmônica de quinta ordem é preexistente na rede, o que pode concluir-se que os modelos desenvolvidos estão com seus resultados válidos e teve resultados excelentes quando comparados aos valores medidos. Os resultados das simulações e medições mostraram que a USF-Mineirão não provocou aumento significativo na THD-V na média tensão.

Analisando a THD e os valores das ordens harmônicas, tendo como parâmetros a recomendação da IEEE-519:2014, o PRODIST - Módulo 8 e a norma ABNT NBR 16149:2013, foi possível concluir que a USF-Mineirão está injetando harmônicos de corrente dentro dos limites permitidos.

Ainda foi constatado que a USF-Mineirão em operação normal não apresenta risco de ressonância ocasionado pelos filtros LCL adicionais simulados dos inversores.

A norma IEC 61000-3-6 que orienta o procedimento para realizar a soma da distorção harmônica de inversores e estimar a distorção harmônica em um ponto da usina pode ser utilizada para análise da atenuação harmônica na USF-Mineirão, considerando as limitações dos modelos computacionais utilizados.

O *OpenDSS*, apesar de permitir uma enorme flexibilidade para modelagem de elementos nas mais diversas configurações de circuitos, e uma velocidade de processamento dos *scripts* muito rápida, foi o mais trabalhoso na implementação da modelagem devido a necessidade de ajustes manuais a cada vez que o modelo tinha de ser modificado. Mas é um *software* livre e que pode ser baixado por qualquer usuário que tiver interesse e, ainda, conta com um fórum que permite que o usuário tire suas dúvidas.

O *ANAH* apresenta uma interface bastante amigável com o usuário e foi o que proporcionou uma maior praticidade para o tratamento dos dados e obtenção dos resultados. O módulo de resultados permitiu exibir os resultados, tanto da impedância própria como da impedância de transferência, onde se têm gráficos de varredura em frequência de um sistema. O programa também gera um relatório com parâmetros utilizados nas simulações. Além disso, os resultados são salvos em um arquivo do *MATLAB*, permitindo outras análises. Entretanto, apesar de ser um *software* livre e de fácil manuseio é necessário ter o *software* comercial *MATLAB* instalado na máquina para possibilitar o desenvolvimento de modelos e simulações.

O *PowerFactory* apresentou algumas dificuldades para o usuário durante a extração dos resultados das simulações; no entanto, possui uma interface gráfica que facilita a montagem e visualização dos sistemas simulados. Porém, não está disponível para todos os usuários, uma vez que é um *software* comercial utilizado, principalmente, por grandes empresas do ramo e algumas universidades no Brasil.

Como propostas de continuidade deste trabalho sugere-se:

- A investigação do impacto da inserção da usina solar em outros indicadores de qualidade de energia apresentados no módulo 8 do procedimento de distribuição de energia elétrica - PRODIST;

- A avaliação do impacto da inserção da usina solar nos níveis de tensão em redes de distribuição nos horários de grande geração de energia e baixo consumo;
- A avaliação das distorções harmônicas e seu impacto no transformador zig-zag.

7 REFERÊNCIAS BOBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 16149. **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. [S.l.], p. 12. 2013.

ABNT NBR 16150. **Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade.** ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. [S.l.], p. 24. 2013.

ABNT NBR IEC 62116. **Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. [S.l.], p. 21. 2012.

ACHILLES, S.; SCHRAMM, S.; BEBIC, J. Transmission System Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics. **GE Global Research Niskayuna**, New York, February 2008.

ANAH. Programa de cálculo de harmônico em redes elétricas, Versão 3.5, 2014, UFMG.

ANEEL. BIG - Banco de Informações de Geração - Capacidade de Geração do Brasil, 20 Setembro 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 20 Setembro 2014.

ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Power system harmonics.** London: John Wiley & Sons, 1990.

BENHABIB, M. C.; MYRZIK, J. M. A.; DUARTE, J. L. Harmonic effects caused by large scale PV installations in LV network. **9th International conference on electrical power quality and utilisation EPQU**, 2007. 1–6.

BLOCK, P. A. B. et al. Power quality analyses of a large scale photovoltaic system. **Renewable Energy Congress (IREC), 2014 5th International**, Hammamet, 25-27 March 2014. 1 - 6.

BRASIL. Resolução nº 05. **CONSELHO NACIONAL DE METROLOGIA , NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL– CONMETRO**, p. 9, 6 de maio 2008.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2009.

BRASIL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. [S.l.], p. 6. 2012.

CALAIS, M.; AGELIDIS, V. G.; MEINHARDT, M. Multilevel Converters for Single-Phase Grid Connected Photovoltaic Systems: An Overview. **Solar Energy**, n. 66(5), p. 325–335, August 1999.

CEMIG. **ND-5.31 - Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Média Tensão**. Diretoria de Distribuição e Comercialização - CEMIG D. Belo Horizonte, p. 125. 2011. (ND-5.31).

CEMIG D. **Informação de Acesso para conexão da usina solar fotovoltaica Mineirão ao sistema elétrico de média tensão da CEMIG D**. CEMIG D. Belo Horizonte - MG, p. 21. 2011. (02.111 – PE/PR – 137).

CHICCO, G.; SCHLABBACH, J.; SPERTINO, F. "Performance of grid-connected photovoltaic systems in fixed and sun-tracking configurations". **IEEE PowerTech**, Lausanne, Switzerland, July 2007.

CHICCO, G.; SCHLABBACH, L.; SPERTINO, F. "Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations". **Solar Energy**, 2009.

DIÁRIO CATARINENSE. Diário Catarinense. **Eletrosul inaugura usina de energia solar inédita na América Latina**, 2014. Disponível em: <<http://diariocatarinense.clicrbs.com.br/sc/economia/noticia/2014/06/eletrosul-inaugura-usina-de-energia-solar-inedita-na-america-latina-4518451.html>>. Acesso em: 6 Outubro 2014.

DIGSILENT GMBH. DIGSILENT PowerFactory 15, Gomaringen, Germany, n. Version 15, p. 98, March 2013.

DUGAN, R. C. **OpenDSS PVSystem Element Model Version 1**. Electric Power Research Institute, Inc. [S.l.], p. 10. 2011.

DUGAN, R. C. **"Reference Guide: The Open Distribution System Simulator"**. Electric Power Research Institute, Inc. [S.l.], p. 180. 2013.

DUGAN, R. C. ISOURCE OBJECT. In: _____ **Reference Guide The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S.l.]: Electric Power Research Institute, Inc., 2013. p. 109.

EN 61000-3-3. Ed. 1.2 Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of Voltage Changes, Voltage Fluctuations and Flicker in Public Low-Voltage Supply Systems, for Equipment with Rated Current ≤ 16 A per Phase and Not Subject to Conditional Connecti, November 2005. ISSN 2-8318-8209-5.

EPIA. **Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018**. EPIA – European Photovoltaic Industry Association. [S.l.], p. 60. 2014.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 2, 2007. p. 439-449.

FAHRENBRUCH, A. L.; BUBE, R. H. **Fundamentals of Solar Cells**. [S.l.]: Academic Press, 1983.

FRAUNHOFER. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. **New World Record for Concentrator Photovoltaics**, 2014. Disponível em: <<http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/press-releases-2014/new-world-record-for-concentrator-photovoltaics>>. Acesso em: 19 set. 2014.

FRAUNHOFER. New World Record for Concentrator, 14 July 2014. Disponível em: <<http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/pdfs-zu-presseinfos-englisch/2014/press-release-new-world-record-for-concentrator-photovoltaics.pdf>>. Acesso em: 19 Setembro 2014.

FRAUNHOFER ISE. World record: 41.1 % efficiency reached for multi-junction solar cells at Fraunhofer ISE. **http:** //www.ise.fraunhofer.de/press-and-media/press-releases, 2009.

GABE, I. J. **Contribuição ao Controle de Inversores PWM Alimentados em Tensão Conectados à Rede Através de Filtro - LCL**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (Dissertação de Mestrado). Santa Maria, RS, p. 131. 2008.

GONZALEZ, P. et al. Grid-connected PV plants. Power quality and technical requirements. **Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 2014**, Rakvere, 11-13 June 2014. 169 - 176.

GONZALEZ, R. et al. Transformerless Inverter for Single-Phase Photovoltaic. **IEEE Transactions on Power Electronics**, n. 22(2), p. 693-697, March 2007.

GONZALEZ, S. R. et al. **International Patent Application**. Publication Number WO2008015298, 2 July 2007.

GREEN, M. A. Photovoltaics: coming of age. In Photovoltaic Specialists Conference. **Conference Record of the Twenty First IEEE**, 1, 1990. 1–8.

GREEN, M. A. Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond. **Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures**, April 2002. 4(1-2):65–70.

GREEN, M. A. Consolidation of thin-film photovoltaic technology: the coming decade of opportunity. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2006. 14(5):383–392.

GREEN, M. A. Recent developments and future prospects for third generation and other advanced cells. In: _____ **Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on**. [S.l.]: [s.n.], v. 1, 2006. p. 5–19.

GREEN, M. A. Third generation photovoltaics: Assessment of progress over the last decade. **http:** //ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5411708, p. 146–149, 2009.

GUECHI, A.; CHEGAAR, M. Effects of diffuse spectral illumination on microcrystalline solar cells. **Journal of Electron Devices**, 2007.

HALKOSAARI, T.; KUUSELA, K.; TUUSA, H. Effect of Non-Idealities on the Performance of the 3-Phase Current Source PWM Converter. **IEEE Power Electronics Specialists Conference – PESC**, Junho 2001. 654-659.

HANTSCHEL, J. **German Patent Application**. Publication Number DE102006010694 A11, 20 September 2007.

IEC 61000-3-11. Ed. 1, Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3-11: Limits – Limitation of Voltage Changes, Voltage Fluctuations and Flicker in Public Low-Voltage Supply Systems – Equipment with Rated Current ≤ 75 A and Subject to Conditional Connection, August 2000.

IEC 61000-3-12. Ed. 1, Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3-12: Limits – Limits for Harmonic Currents Produced by Equipment Connected to Public Low-Voltage Systems with Input Current > 16 A and ≤ 75 A per Phase, November 2004.

IEC 61000-3-2. Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 2: Limits for Harmonic Current Emissions (Equipment input current < 16 A per phase). **International Electrotechnical Commission - IEC**, 2005.

IEC 61000-3-4: “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-4: Limits - Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A”. **International Electrotechnical Commission**, 2000.

IEC 61000-4-30. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods, n. First edition, 2003.

IEC 61724. Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis, 1998.

IEC 61727. Ed. 2, Photovoltaic (PV) Systems – Characteristics of the Utility Interface, December 2004.

IEC 62116. CDV Ed. 1, Test Procedure of Islanding Prevention Measures for Utility-Interconnected Photovoltaic Inverters, IEC 82/402/CD, 2005.

IEEE 1547. IEEE Std 1547-2003 - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE**, June 2003. ISSN 0-7381-3720-0 SH95144.

IEEE 1547.1. Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed, July 2005. ISSN 0-7381-4736-2 SH95346.

IEEE STD. 519. Recommend Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 2014.

INGETEAAM ENERGY S.A. **Ingecon Sun Smart TL Installation manual**. Ingeteam Energy S.A. [S.l.], p. 64. 2012. (AAY2000IKI03).

INGETEAAM. <http://www.ingeteam.com>. **http: //www.ingeteam.com**, 2013. ISSN PRD_798 Ingecon Sun Smart. Disponivel em: <http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Productos/Documento/PRD_798_Archivo_ingecon-sun-smart-tl.pdf>. Acesso em: 9 setembro 2014.

KEREKES, T. . T. R. et al. Evaluation of Three-Phase Transformerless Photovoltaic Inverter Topologies. **Power Electronics and Applications, 2007 European Conference**, 2-5 September 2007. 1-10.

KIPPELEN, B. **Organic photovoltaics. In Lasers and Electro-Optics, 2007. CLEO 2007**. Conference on. [S.l.]: [s.n.]. 2007. p. 1-2.

KNAUP, P. **International Patent Application**. Publication Number WO 2007/048420 A1, 3 May 2007.

KOPIČKA, M.; PTACEK, M.; TOMAN, P. Analysis of the power quality and the impact of photovoltaic power plant operation on low-voltage distribution network. **Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 2014**, Rakvere, 11-13 June 2014. 99-102.

LAI, R. S.; NGO, K. D. T. A PWM Method for Reduction of Switching Loss in a Full-Bridge Inverter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, n. 10(3), p. 326–332, May 1995.

LATHEEF, A. **Harmonic Impact of Photovoltaic Inverter Systems on Low and Medium Voltage Distribution Systems. Masters of Electrical Engineering**. University of Wollongong, Australia: [s.n.], 2006.

LISERRE, M.; BLAADJERG, F.; HANSEN, S. Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 41, n. 5, September 2005. 1281-1291.

MARTIFER SOLAR. **Usina Solar Fotovoltaica USF-Mineirão**. MARTIFER SOLAR. Belo Horizonte - MG, p. 147. 2013. (16102-MTS-DE).

MAYER, A. C. et al. Polymer-based solar cells. *Materials Today*, 10(11):28–33, 2007.
http: [//www.sciencedirect.com/science/article/B6X1J-4PWDT21-J/2/92a510c1ee5583cd343d271c3d643ed5](http://www.sciencedirect.com/science/article/B6X1J-4PWDT21-J/2/92a510c1ee5583cd343d271c3d643ed5), 2007.

MEINHARDT, M. et al. Multi-String-Converter with Reduced Specific Costs and Enhanced Functionality. **Solar Energy**, n. 69 (Suppl. 6), p. 217-227, July–December 2011.

MENDONÇA, G. A. **Avaliação das Abordagens Empregadas em Estudos de Propagação Harmônica em Sistemas Elétricos**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais (Dissertação de Mestrado). Belo Horizonte, p. 125. 2012.

MIYAMOTO, Y.; SUGIHARA, H. Demonstrative research on clustered PV systems. **Presented at photovoltaic specialists conference (PVSC), 34th IEEE**, 2009.

MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. **Power Electronics: Converters, Applications and Design**. 2nd edition. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, Ltd, 1995. 392 p.

MOHAN, N.; UNDELAND, T.; ROBBINS, P. W. **Power Electronics. Converters, Applications and Design**. ISBN 0471226939. ed. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2003.

MÖLLER, H. J. **Semiconductors for Solar Cells**. [S.l.]: Artech House, 1993. ISBN 978-0890065747.

MPRIME. **Módulos Fotovoltaicos M230-255[3R]**. MPRIME SOLAR SOLUTIONS, S.A. [S.l.], p. 2. 2013. (PT065-TCD-MODULEII/06/12.12(PT)).

NABAE, A.; MAGI, H.; TAKAHASHI, I. A New Neutral-Point-Clamped PWM Inverter, *IA-17*, n. 5, September/October 1981. 518–523.

- PATEL, M. R. **Wind and solar power systems**. 1. ed. New York: CRC Press, 1999.
- PATSALIDES, M. et al. Towards the establishment of maximum PV generation limits due to power quality constraints. **Electrical Power and Energy Systems** **42** , 2012. 285–298.
- PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1ª Edição. ed. São José dos Campos: INPE, 2006.
- RÖNNBERG, S. et al. Grid impact from PV-installations in Northern Scandinavia. **Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on**, Stockholm, 10-13 June 2013. 1 - 4.
- ROWELL, M. W. et al. Organic solar cells with carbon nanotube network electrodes. *Applied Physics Letters*, 88(23), 2006. **http://link.aip.org/link/?APPLAB/88/233506/1**, 2006.
- SMA. Inversor fotovoltaico SUNNY MINI CENTRAL 4600A / 5000A / 6000A. **SMA Solar Technology**, 2012. ISSN SMC46-60A11-IA-pt-81 | IMPT-SMC50A_60A | Versão 8.1. Disponível em: <<http://files.sma.de/dl/5694/SMC46-60A11-IA-pt-81.pdf>>. Acesso em: 8 Setembro 2014.
- SOUSA, C. V. D. **Projeto de uma Bancada de Testes para Avaliação do Carregamento de Transformadores Trifásicos de Potência Utilizando Conversores Estáticos**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais (Dissertação de Mestrado). Belo Horizonte, p. 156. 2007.
- STANDARD EN 50160. Voltage Characteristics of Public Distribution System. **CENELEC: European Committee**, Brussels, Belgium, November 1999.
- SYAFARUDDINA, T. H.; KARATEPE, E. Feasibility of artificial neural network for maximum power point estimation of non crystalline-si photovoltaic modules. **The 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems**, 2009. Acesso: http://www.isap-power.org/PDFs/Paper_85.pdf. em xx Set 2014.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. edition first. ed. New Delhi, India: John Wiley & Sons, Ltd. ISBN: 978-0-470-05751-3, 2011.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. Photovoltaic Invert Structures. In: TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. edition first. ed. New Delhi, India: John Wiley & Sons, Ltd, 2011. Cap. 2, p. 1.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. Photovoltaic Invert Structures. In: TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. edition first. ed. New Delhi, India: John Wiley & Sons, Ltd, 2011. Cap. 2, p. 13-19.

UL 1741. Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources, 2001.

VDE. **VDE-0126-1-1 - Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid**. [S.l.]: E DIN VDE 0126-1-1 (VDE 0126-1-1): 2012-08.

VDE-AR-N-4105. **Power generation systems connected to the low-voltage distribution network — Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks**. VDE. [S.l.], p. 70. 2011. (VDE-AR-N 4105:2011-08 - English translation).

VICTOR, M. et al. **US Patent Application**. Publication Number US 2005/0286281 A1, 29 December 2005.

XU, W. "Status and future directions of power system harmonic". In: _____ **Proceedings of the IEEE PES General Meeting**. Colorado: [s.n.], v. 1, 2004. p. 756-761.