

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA



PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
NUPEP - NÚCLEO DE PESQUISA EM ELETRÔNICA DE
POTÊNCIA

FERNANDO CARDOSO MELO

PROJETO E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE
ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO EM CONFORMIDADE
COM A RESOLUÇÃO NORMATIVA 482 DA ANEEL

UFU

2014

FERNANDO CARDOSO MELO¹

PROJETO E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE
ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO EM CONFORMIDADE
COM A RESOLUÇÃO NORMATIVA 482 DA ANEEL

Dissertação de mestrado submetida ao Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Uberlândia, como
requisito parcial à obtenção do título de Mestre em
Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia
Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Gomes de
Freitas.

Banca Examinadora:

Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas – FEELT/UFU (Orientador)

Dr. Ernane Antônio Alves Coelho – FEELT/UFU

Dr. Carlos Eduardo Tavares – FEELT/UFU

Dr. Marcos A. A. de Freitas – IFG/GO

Uberlândia

2014

¹ A Bolsa de Estudos, para esta pesquisa, foi concedida pela CAPES, Brasil.

**PROJETO E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE
ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO EM CONFORMIDADE
COM A RESOLUÇÃO NORMATIVA 482 DA ANEEL**

FERNANDO CARDOSO MELO

Dissertação de mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Prof. Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr.
Orientador

Prof. Edgard Afonso Lamounier Júnior, Dr.
Coordenador da Pós-Graduação

Aos meus pais e minha irmã pelo
apoio e compreensão.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Luiz Carlos Gomes Freitas, orientador desse trabalho, pela disposição, dedicação e incentivo para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Gustavo Malagoli Buiatti pela oportunidade de trabalhar no projeto do sistema fotovoltaico da PGM e pelos conhecimentos adquiridos.

À empresa PGM Sistemas LTDA por ter optado pelo aproveitamento da energia solar fotovoltaica.

A todos os colegas e professores do Núcleo de Pesquisas em Eletrônica de Potência: Admarço, Adjeferson, Renato, Henrique, Gustavo, Rafael, Robson, Antônio, Daniel, Leandro, Lucas, Danillo e Welker.

Aos membros do Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica da UFU, Prof. Dr. Carlos Eduardo Tavares e Paulo Henrique Oliveira, que apoiaram na realização das medições no sistema FV da PGM.

A todos os amigos que me apoiaram ao longo do desenvolvimento desse projeto.

À minha família, aos meus pais e à minha irmã, pelo amor que deles nunca me faltou.

“Eu acredito na intuição e na inspiração. A imaginação é mais importante que o conhecimento. O conhecimento é limitado, enquanto a imaginação abraça o mundo inteiro, estimulando o progresso, dando à luz à evolução. Ela é, rigorosamente falando, um fator real na pesquisa científica”

Albert Einstein, 1931.

RESUMO

A utilização de fontes renováveis, tais como, solar, eólica, células a combustível, biomassa, entre outras, têm atraído grande interesse na área de geração de energia, em decorrência dos problemas ambientais que tem afetado o planeta. O Brasil apresenta um grande potencial para a geração de energia elétrica solar, que tem sido aproveitada por algumas instituições públicas e privadas, mesmo com os elevados custos iniciais de implantação. Nesse contexto, a inserção da energia fotovoltaica como fonte alternativa de energia na matriz energética brasileira ganhou destaque considerável nos anos de 2011 e 2012 no cenário nacional e internacional.

Através da Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012, a ANEEL estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração (até 1MW) e minigeração (até 100kW) aos sistemas de distribuição de energia elétrica, assim como o sistema de compensação tarifário da energia elétrica gerada. Desde então, vários pedidos de outorga para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de baixa e média tensão tem sido realizados. Neste contexto, este trabalho apresenta o projeto de um sistema fotovoltaico de 6,58kWp na cidade de Uberlândia, Minas Gerais, seguindo os padrões estabelecidos pela referida resolução normativa e em conformidade com a ND 5.30 da CEMIG, a qual estabelece os critérios para conexão de novos acessantes ao sistema de distribuição em baixa tensão.

Este foi instalado na PGM Suporte em Tecnologia LTDA em parceria com a ECONOVA Sistemas de Energia LTDA e o Núcleo de Pesquisas em Eletrônica de Potência (NUPEP) da Universidade Federal de Uberlândia. Critérios de projeto, resultados de medições acerca da produção de energia elétrica, toneladas de CO₂ não emitidas utilizando-se sistemas FV se comparados a fontes que dependem queima de combustíveis fósseis, custos e resultados das avaliações acerca da qualidade da energia elétrica no ponto de acoplamento comum da instalação são apresentados neste trabalho.

Palavras-Chave: *Energia Limpa, Geração Distribuída, Inversores, Microgeração, Módulos Fotovoltaicos, Sistemas Fotovoltaicos, Qualidade da Energia.*

ABSTRACT

The use of renewable energy sources such as, solar, wind, fuel cells, biomass, among others, have attracted great interest in the field of power generation, as a consequence of the environmental problems that have affected the whole Earth. Brazil presents a great potential in solar electric power generation which has been used by some public and private institutions, despite the high initial implementation costs. In this context, the integration of photovoltaic energy as an alternative power source in the Brazilian energy matrix gained considerable emphasis in the years 2011 and 2012 in the national and international scenarios.

After the approval of the Normative Resolution 482 in April 17th, 2012, ANEEL established the general conditions for microgeneration (up to 1MW) and minigeneration (up to 100kW) accessing the electric power distribution systems, as well as the net-metering compensation system of the electric power generated. Since then, several applications for grants for connecting PV systems to the low and medium voltage grid have been performed. In this context, this dissertation presents the design of a 6.58kWp photovoltaic system in the city of Uberlândia, Minas Gerais, following the standards established by that Normative Resolution and in accordance with the ND 5.30, which establishes the criteria for connecting new micro and mini distributed generation systems to the low-voltage grid.

The photovoltaic system was installed in the company PGM Suporte em Tecnologia LTDA in partnership with ECONOVA Sistemas de Energia LTDA and Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência (NUPEP) at Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Within this subject, design criteria of PV systems, measurement results of the electric power generation, environmental and economic impacts are presented in this work. Design criteria, measurement results of the electricity generated, tons of CO₂ not emitted through the use of PV systems compared to power sources that depend on combustion of fossil fuels, costs and results of the assessments about power quality at the point of common coupling of the installation are presented in this work.

Keywords: *Clean Energy, Distributed Solar Generation, Inverters, Microgeneration, Photovoltaic Modules, Photovoltaic Systems, Power Quality.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. (a) Percentual estimado do consumo global final de energia renovável em 2011; (b) Taxas de crescimento médio anual de produção de energia no mundo com fontes de energia renováveis (Final de 2007-2012).....	18
Figura 2. Usina solar da MPX em Tauá.	19
Figura 3. Gráfico com a estimativa de produção fotovoltaica segmentada acumulada.	22
Figura 4. Irradiação solar total kWh/m ² /ano.	22
Figura 5. Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico da PGM Sistemas LTDA conectado à rede de BT da CEMIG, conforme a ND 5.30.	23
Figura 6. (a) Exemplo de um sistema fotovoltaico autônomo doméstico; (b) Exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.	28
Figura 7. Fluxograma do procedimento de acesso à rede para a microgeração.	29
Figura 8. (a) Diagrama esquemático de SFVCR, no qual toda energia gerada é injetada na rede; (b) diagrama em que o excedente da produção de energia será injetado na rede.....	30
Figura 9. Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico conectado à rede de BT da CEMIG, conforme a ND 5.30.	30
Figura 10. Evolução da eficiência das células FV desenvolvidas em laboratório de meados de 1976-2013.....	32
Figura 11. Tipos de células fotovoltaicas: (a) monocristalina; (b) policristalina; (c) células do tipo filme fino (<i>thin-film</i>) e (d) módulos semitransparentes.....	33
Figura 12. Tipos de Inversores (a) microinversores (b) inversores de fileiras (<i>string</i>) (c) centrais.....	35
Figura 13. Cabos de conexão entre os módulos.	36
Figura 14. (a) Conectores MC4 e cabo; (b) Conector tipo T (PV-AZB4); (c) Utilização dos conectores tipo T e MC4. 1) Módulo solar; 2) Cabo; 3) Caixa de junção do módulo; 4) Conector tipo T, MC4 <i>multibranch</i> ; 5) Conector MC4.....	36
Figura 15. Chave fusível e fusível de ação rápida.....	37
Figura 16. Exemplo de chave seccionadora cc de um inversor FV.....	38
Figura 17. Caixa de junção ou combinação.....	39
Figura 18. Exemplo de medidor bidirecional a quatro quadrantes em uma instalação FV nos Estados Unidos.	40
Figura 19. (a) Vista aérea da localização da UFV (Usina Fotovoltaica) da PGM; (b) Dimensões do local da instalação FV.....	44
Figura 20. Percurso solar para a cidade de Uberlândia-MG.....	44
Figura 21. Irradiação global horizontal mensal na cidade de Uberlândia - MG.	47
Figura 22. Dimensões do módulo FV utilizado.....	48
Figura 23. Efeito da temperatura em Isc, Voc e P _{MPP}	49
Figura 24. Curvas características fornecidas pelo fabricante dos módulos TPB 156x156-60-P. (a) Curvas I-V (b) Curvas P-V.	50
Figura 25. (a) Estruturas metálicas com dez módulos FV cada (b) Vista lateral de uma das torres com quatro módulos.	52
Figura 26. Dimensões das estruturas metálicas. Abaixo, estão ilustradas: a vista superior das duas torres e acima, estão as duas estruturas instaladas no telhado da edificação.	52

Figura 27. Representação em perspectiva das estruturas metálicas do sistema FV	53
Figura 28. Inversores Theia HE-t UL instalados no último pavimento da edificação.	58
Figura 29. Representação da disposição das mesas no último pavimento.	62
Figura 30. Representação teórica da disposição das mesas no último pavimento.	63
Figura 31. (a) Cabeamento cc das fileiras de módulos a serem conectadas em cada inversor; (b) Conexão série de dois módulos FV de uma das torres.	71
Figura 32. (a) Caixa de junção do inversor com três entradas para fileiras; (b) Interior da caixa de junção do inversor; (c) Diagrama unifilar mostrando as fileiras negativamente aterradas.	75
Figura 33. (a) Haste de aterramento e condutor; (b) Condutor de aterramento parafusado na estrutura metálica e conectado a cada módulo FV.	75
Figura 34. (a) Dispositivos de proteção da rede ca: DPSs e fusíveis; (b) Quadro com dois disjuntores ca e dois disjuntores diferenciais residuais (DRs), destacados em vermelho. Em azul, está destacado o disjuntor ca para proteção do quadro do primeiro pavimento.	77
Figura 35. (a) Visão geral de todos os quadros no térreo; (b) Medidor eletrônico bidirecional homologado pela CEMIG.....	80
Figura 36. Definição da inclinação e do desvio azimutal do arranjo FV.	83
Figura 37. Percurso solar ao longo do ano para o local estudado.	84
Figura 38. Altura do sol em amarelo e em azul está a região em que o Sol nasce atrás dos arranjos FV.	84
Figura 39. Diagrama de perdas estimadas anuais do SFVCR.	85
Figura 40. Energia teórica estimada por somente uma fileira para cinco inclinações distintas.	86
Figura 41. Resultados da produção mensal de energia medido nos dois inversores (kWh) e da simulação com a energia gerada pelas duas fileiras (<i>PVSyst</i>).	87
Figura 42. (a) Custos de implementação do projeto do SFVCR da PGM; (b) Visão geral dos módulos instalados nas estruturas de fixação metálicas.	88
Figura 43. (a) Parte inferior do inversor após a retirada da tampa inferior; (b) Detalhe para os cabos da parte ca do inversor; (c) Caixa que interliga dois cabos de comunicação <i>Ethernet</i> e dois eletrodutos para as saídas do lado ca dos inversores.	91
Figura 44. Visão geral da parte inferior do inversor com <i>Ethernet</i> e <i>CAN</i> já passados pelo prensa cabos.....	91
Figura 45. (a) Fixação dos cabos <i>CAN</i> ; (b) Cabo <i>Ethernet</i> (será enviado ao computador central) e cabos <i>CAN</i> (para conexão com o inversor escravo).	92
Figura 46. (a) Terminais e conectores MC4; (b) Montagem dos conectores MC4; (c) Cabos das fileiras com os conectores MC4 montados.	93
Figura 47. (a) Protetores dos plugues MC4 presentes nas caixas de junção dos inversores; (b) Detalhe para os cabos das fileiras conectados à caixa de junção do inversor; (c) Chave seccionadora cc da caixa de junção das fileiras.....	93
Figura 48. (a) Detalhe da caixa de junção; (b) Medição da tensão de circuito aberto da fileira instalada; (c) O negativo das fileiras dentro do inversor está configurado de fábrica aterrado.	94
Figura 49. (a) Detalhe para os cabos ca (preto) e o terra (GND, verde) conectados ao inversor; (b) Dispositivos de proteção do lado ca (fusíveis e DPS); (c) Destaque para o quadro do Ponto de Acoplamento Comum de baixa tensão do andar térreo.	95

Figura 50. (a) Prensa-cabos dos cabos ca e terra; (b) Detalhe para os cabos ca conectados ao inversor; (c) Inversor com todos os cabos necessários conectados, preparado para a <i>Startup</i> .95	95
Figura 51. (a) Tela da configuração das conexões de dados (CAN e Ethernet); (b) Interface do inversor mestre (antes do modo <i>Startup</i>); (c) Configurações gerais: idioma, data, horário, etc.	96
.....	96
Figura 52. (a) Configurações da rede de dados; (b) Operação normal do inversor; (c) Descrição dos parâmetros definidos para a rede elétrica.....	97
Figura 53. (a) Tela do inversor em modo <i>Startup</i> ; (b) Wattímetro indicando a leitura da potência instantânea de um dos inversores.....	97
Figura 54. (a) Tela do inversor em modo <i>Startup</i> . (b) Tela inicial dos dados de geração disponibilizados pelos inversores Theia-HE-t UL.....	98
Figura 55. (a) Tela dos dados estatísticos de produção de energia do dia 6 a 31 de dezembro de 2012; (b) janeiro/13; (c) fevereiro/13; (d) março/13; (e) abril/13; (f) maio/13; (g) junho/13; (h) julho/13; (i) agosto/13; (j) setembro/13; (k) outubro/13; (l) novembro/13; (m) dezembro/13.	98
Figura 56. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Dezembro/2012 – Início: 06/12/2012.....	105
Figura 57. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Dezembro/2012.	105
Figura 58. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Janeiro/2013.	106
Figura 59. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Janeiro/2013.	106
Figura 60. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Fevereiro/2013.	106
Figura 61. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Fevereiro/2013.	107
Figura 62. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Março/2013.	107
Figura 63. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Março/2013.	107
Figura 64. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Abril/2013.	108
Figura 65. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Abril/2013.	108
Figura 66. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Maio/2013.	108
Figura 67. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Maio/2013.	109
Figura 68. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Junho/2013.	109
Figura 69. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Junho/2013.	109
Figura 70. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Julho/2013.	110
Figura 71. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Julho/2013.	110
Figura 72. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Agosto/2013.	110
Figura 73. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Agosto/2013.	111
Figura 74. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Setembro/2013.	111
Figura 75. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Setembro/2013.	111
Figura 76. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Outubro/2013.	112
Figura 77. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Outubro/2013.	112
Figura 78. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Novembro/2013.	112
Figura 79. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Novembro/2013.....	113
Figura 80. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Dezembro/2013.	113
Figura 81. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Dezembro/2013.	113
Figura 82. (a) Visão geral dos módulos do SFVCR do laboratório NUPEP/UFU (2,16kWp); (b) Inversor Fronius com potência de 2,0kW.	114

Figura 83. (a) Poeira acumulada nas bordas dos módulos FV da torre esquerda; (b) Poeira acumulada nos cantos inferiores dos módulos da estrutura de fixação esquerda; (c) Detalhe do canto inferior esquerdo do módulo.....	115
Figura 84. (a) Visão das estruturas antes da construção do prédio próximo (Janeiro/2013); (b) Visão geral após a construção do prédio (Novembro/2013).	115
Figura 85. (a) Haste metálica da própria estrutura de fixação causando sombra em algumas células; (b) Detalhe para o sombreamento.	116
Figura 86. (a), (b) Acúmulo de água nos módulos FV no canto direito, devido à inclinação da estrutura de fixação estar levemente desnivelada; (c) Na torre esquerda com inclinação em 0°, não acumulou água.	116
Figura 87. (a) Analisador de energia <i>Blackbox Portable Elspec G4500</i> utilizado para efetuar as medições de qualidade; (b) Osciloscópio <i>Tektronics TPS 2024</i>	117
Figura 88. (a) Diagrama unifilar da PGM com o posicionamento das ponteiras de leituras de corrente e tensão; (b) Ilustração com as ponteiras do instrumento de medição de qualidade da energia.	118
Figura 89. (a) Formas de onda da tensão de saída do inversor em fase com a corrente; (b) Resultados da medição do THD da tensão de saída de um dos inversores; (c) Resultados da medição do THD da corrente de saída do inversor (injetada na rede elétrica).....	119
Figura 90. (a), (b), (c) Formas de onda da tensão fase-fase, valor <i>rms</i> de tensão, valor <i>rms</i> de corrente, formas de onda de corrente e respectivos THD _V e THD _I medidos ao longo do dia.	119
Figura 91. (a), (b), (c) Forma de onda da tensão fase-fase, valor <i>rms</i> de tensão, valor <i>rms</i> de corrente, forma de onda de corrente; espectro harmônico: THD _V e THD _I	121

LISTA DE TABELAS

Tabela I – Histórico do consumo de energia elétrica da PGM	46
Tabela II – Dados meteorológicos para a cidade de Uberlândia.	46
Tabela III – Especificações do módulo fotovoltaico utilizado	48
Tabela IV – Especificações de cada inversor solar	55
Tabela V – Síntese da avaliação do Inversor Theia HE-t UL 4,4 kW frente aos requisitos mínimos estabelecidos pela norma ABNT NBR 16149.	57
Tabela VI – Síntese da avaliação do Inversor Theia HE-t UL 4,4kW frente aos requisitos mínimos estabelecidos pela norma ABNT NBR 16150.	57
Tabela VII – Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referências de instalação A1, A2, B1, B2, C e D da Norma NBR ABNT 5410.	67
Tabela VIII – Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas	67
Tabela IX – Parâmetros elétricos para o dimensionamento do cabo da fileira.	68
Tabela X – Parâmetros elétricos para o dimensionamento do cabo de alimentação ca.	71
Tabela XI – Seção do condutor neutro.	73
Tabela XII – Requisitos Mínimos em Função da Potência Instalada.	73
Tabela XIII – Parâmetros elétricos para o dimensionamento do cabo do lado ca.....	77
Tabela XIV – Valores comuns de resistência do condutor de cobre em função da respectiva seção transversal.	78
Tabela XV – Forma de conexão em função da potência instalada.....	78
Tabela XVI – Quantidade e especificações dos componentes para a implementação do projeto FV.	88
Tabela XVII – DPS cc VCL 615Vdc 12,5kA/120kA.	101
Tabela XVIII – DPS ca VCL 275V 45kA.	101
Tabela XIX – Mini-disjuntor 40A – Curva C (5SX1 240-7).	102
Tabela XX – Disjuntor DR tipo A: 5SM1 314-6.	102
Tabela XXI – Medidor eletrônico bidirecional.	102
Tabela XXII – Estimativa de economia de energia da PGM com o SFVCR implementado em função da tarifa.	104
Tabela XXIII – Geração de energia mensal medida (total mensal e de cada inversor separadamente) e teórico obtido pelas simulações computacionais (<i>PVsyst</i>) já considerando as diferentes inclinações.	104
Tabela XXIV – Características dos SFVCR da UFU e da PGM.....	114

SUMÁRIO

CAPÍTULO I	17
INTRODUÇÃO GERAL.....	17
1.1 SITUAÇÃO DO MERCADO FOTOVOLTAICO NO BRASIL.....	17
1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	24
1.2.1 ANEXO A – Síntese da Norma ABNT NBR 16149.....	25
1.2.2 ANEXO B – Síntese da Norma ABNT NBR 16150.....	25
1.2.3 ANEXO C – Síntese da Resolução Normativa Nº482 – 2012 (ANEEL)	25
1.2.4 ANEXO D – Projeto Elétrico da Instalação da PGM Suporte em Tecnologia Ltda.....	26
1.2.5 ANEXO E – Relatório da Simulação do PVsyst.....	26
1.2.6 ANEXO F – Diagrama Unifilar do Sistema Fotovoltaico	26
CAPÍTULO II.....	27
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA (SFVCR).....	27
2.1 INTRODUÇÃO	27
2.2 PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM SFVCR	31
2.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	31
2.2.2 INVERSORES	33
2.2.3 CABOS.....	35
2.2.4 PROTEÇÃO DO LADO CC	37
2.2.5 PROTEÇÃO DO LADO CA.....	39
2.2.6 MEDIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA	40
2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	41
CAPÍTULO III	42
DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA	42
3.1 INTRODUÇÃO	42
3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV	43
3.2.1 DEMANDA DO CONSUMIDOR	45
3.2.2 ESPECIFICAÇÃO DO SISTEMA FV	47
3.3 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO DOS MÓDULOS FV.....	51
3.4 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	53
3.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS	64
3.5.1 DIMENSIONAMENTO DO CABO CC DA FILEIRA.....	68
3.5.2 DIMENSIONAMENTO DO CABO CA.....	71
3.5.3 DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES DO SISTEMA FV	73
3.5.4 ESTABELECIMENTO DA LIGAÇÃO À REDE ELÉTRICA.....	77
3.5.5 MEDIDOR DE ENERGIA BIDIRECIONAL	78
3.5.6 ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ANUAL	80
3.6 DIMENSIONAMENTO DESENVOLVIDO NO SOFTWARE PVSYST	82

3.7 CUSTOS MÉDIOS DO PROJETO	87
3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS	89
CAPÍTULO IV	90
EXECUÇÃO DO PROJETO E RESULTADOS DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA DO SFVCR	90
4.1 INTRODUÇÃO	90
4.2 MONTAGEM E COMISSIONAMENTO DO SFVCR.....	90
4.2.1 PRIMEIRA ETAPA: INSTALAÇÃO DA COMUNICAÇÃO DE DADOS	90
4.2.2 SEGUNDA ETAPA: CONFIGURAÇÃO DO LADO CC	92
4.2.3 TERCEIRA ETAPA: CONEXÃO À REDE CA E STARTUP DOS INVERSORES.....	94
4.3 ANÁLISE DA ENERGIA GERADA PELO SISTEMA FV DA PGM	103
4.4 ANÁLISE DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO PONTO DE CONEXÃO DA INSTALAÇÃO....	117
4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	121
CONCLUSÃO	123
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	125
ANEXO A – SÍNTESE DA NORMA ABNT NBR 16149	133
ANEXO B – SÍNTESE DA NORMA ABNT NBR 16150	140
ANEXO C – SÍNTESE DA RESOLUÇÃO NORMATIVA N°482 – 2012 (ANEEL)	144
ANEXO D – PROJETO ELÉTRICO DA INSTALAÇÃO DA PGM SUPORTE EM TECNOLOGIA LTDA	147
ANEXO E – RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO DO PVSYST	156
ANEXO F – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	159

SIMBOLOGIA

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
cc	Corrente Contínua
ca	Corrente Alternada
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
DHT	Distorção Harmônica Total
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
I_{sc}	Corrente de Curto-Círcuito
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Brasileira
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PV	<i>Photovoltaic</i>
PMP	Ponto de Máxima Potência
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
UFV	Usina Fotovoltaica

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO GERAL

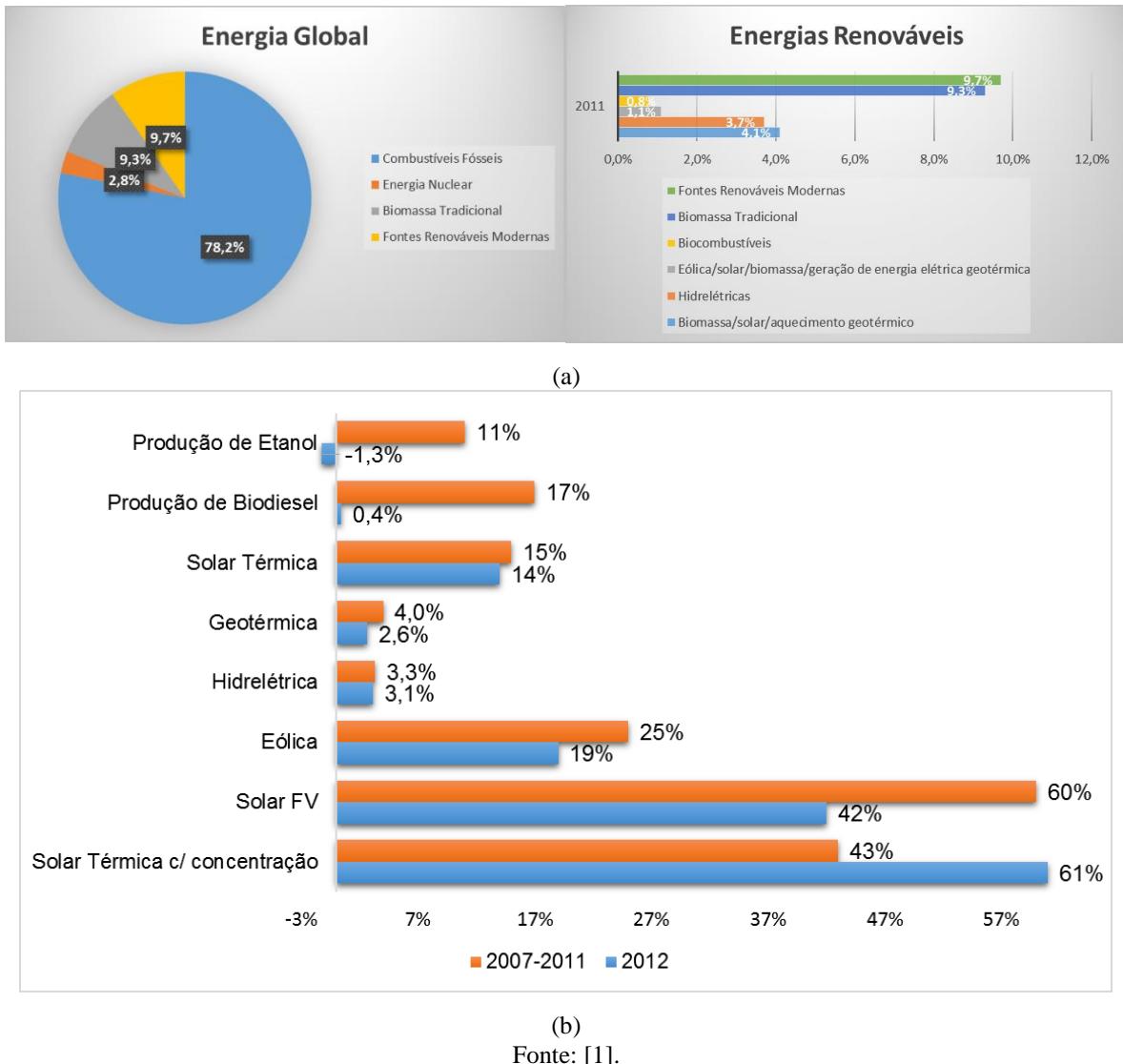
1.1 SITUAÇÃO DO MERCADO FOTOVOLTAICO NO BRASIL

De acordo com as estatísticas apresentadas na REN21-2013 (*Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*) [1], a demanda global por energia renovável aumentou consideravelmente nos anos 2011 e 2012, apesar da crise econômica que atingiu praticamente todos os países do mundo. As fontes renováveis de energia foram responsáveis por cerca de 19% da energia global consumida ao término de 2011. Desse total, a biomassa tradicional, que é bastante utilizada em áreas rurais de países em desenvolvimento, tem a parcela de 9,3% e as fontes renováveis modernas são responsáveis por 9,7%.

A energia térmica obtida a partir de fontes renováveis representou 4,1% do total do consumo; a energia hidrelétrica contribuiu com 3,7%; a energia eólica, solar, geotérmica, biomassa e gerada pela queima de biocombustíveis representaram 1,9% de todo o consumo mundial. Verifica-se a tendência dos combustíveis nucleares e fósseis serem substituídos pelas energias renováveis modernas na geração de energia elétrica.

No intervalo entre final de 2007 até 2012, a capacidade instalada de várias tecnologias de energia cresceu muito rapidamente, principalmente no setor de energia elétrica. A capacidade total de sistemas de energia solar fotovoltaica (FV) autônomos e conectados à rede elétrica cresceu anualmente em média de 60%, sendo significativamente maior que as taxas de crescimento obtidas pelas outras tecnologias renováveis. Em média, as usinas concentradoras de energia solar térmica tiveram um aumento de 40% ao ano, e as usinas de energia eólica tiveram uma expansão na capacidade global instalada de 25% anual. As tecnologias da energia hidrelétrica e geotérmica, já bastante difundidas, tiveram crescimento estimado entre 3 a 4% ao ano. A bioenergia extraída pela biomassa sólida e gasosa tiveram um crescimento constante anual de 8%. Mesmo com o crescimento significativo do uso de energias renováveis, como mostra o diagrama da Figura 1 (a), é possível verificar uma forte dependência mundial de combustíveis fósseis como fonte primária de energia, sendo o principal fator para a emissão de gases poluentes como o CO₂ na atmosfera, que tem como consequência, o efeito estufa.

Figura 1. (a) Percentual estimado do consumo global final de energia renovável em 2011; (b) Taxas de crescimento médio anual de produção de energia no mundo com fontes de energia renováveis (Final de 2007-2012).



Os sistemas fotovoltaicos, por sua vez, oferecem substanciais vantagens, tais como [2]:

- Confiabilidade: evitam o elevado custo de falhas no sistema elétrico em aplicações que demandam alimentação ininterrupta (fonte de energia *backup*);
- Durabilidade: longa vida útil sendo maior que 25 anos;
- Baixo custo de manutenção: necessitando somente de limpeza periódica dos módulos;
- Baixa poluição sonora;
- Possibilita a expansão da potência instalada de forma modular;
- Oferece segurança ao instalador e ao usuário final;

- Promove a autossuficiência de energia elétrica em algumas aplicações;
- Alto desempenho em elevadas altitudes;

Caso sejam comparados aos sistemas de energia convencionais, a geração de energia fotovoltaica apresenta algumas desvantagens, tais como:

- Elevado investimento inicial;
- Variabilidade da radiação solar disponível ao longo do dia e do ano;
- Armazenamento de energia, no caso de sistemas autônomos;
- Baixa eficiência da conversão da energia solar em elétrica;
- Escassez de mão-de-obra especializada;

O primeiro projeto de usina fotovoltaica no Brasil e o maior da América Latina é a Usina de Tauá no Ceará, desenvolvido pela empresa MPX do Grupo EBX, que possui operações na área de exploração e comercialização de recursos naturais, efetuando a logística desses combustíveis, geração e comercialização, além de apresentar uma base de geração de energia diversificada. A usina solar de Tauá ilustrada na Figura 2, foi planejada para ter o crescimento em três etapas. A primeira etapa foi inaugurada em agosto de 2011 e já está em operação, com capacidade de 1MW_p (Megawatt pico). A segunda etapa consiste na expansão atingindo uma potência igual a 5MW_p, já licenciados pela ANEEL, com 22 mil módulos fotovoltaicos e capacidade de produção de 7,74 milhões de kWh/ano. A terceira etapa final do projeto terá uma expansão da capacidade instalada para 50MW_p e a capacidade de produção de energia será cinqüenta vezes maior [3].

Figura 2. Usina solar da MPX em Tauá.



Fonte: [3].

Além do exemplo citado anteriormente, tem-se o Estádio Governador Roberto Santos, mais conhecido como Estádio Pituaçu, em Salvador, no qual a COELBA criou um projeto de usina solar de 400kWp cujo orçamento foi estimado em R\$ 5,2 milhões. Ele foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2010 e foram instalados módulos flexíveis de filme fino que são menos eficientes, porém mais baratos e mais leves que os tradicionais módulos de tecnologia policristalina. Esse projeto deverá gerar uma economia de energia próxima a R\$ 200 mil, equivalente a 630MWh ao ano [4]. Outras concessionárias de energia também estão investindo na área de energia solar, como a ELETROSUL em Santa Catarina, com o projeto Megawatt Solar que teve início em 2011, e terá potência instalada de 1MWp, com um orçamento em torno de R\$ 10,8 milhões [5]. Pode-se citar ainda a parceria firmada entre a CEMIG e a SOLARIA [6] no início de 2011 na cidade de Sete Lagoas, na região metropolitana de Belo Horizonte, para a construção de uma planta de 3MWp com um investimento de R\$ 25 milhões. Além destas, vale destacar a recente implantação das usinas solares fotovoltaicas no estádio do Mineirão em Belo Horizonte, MG (1,42MWp) [7].

É notório que as concessionárias têm considerado cada vez mais a instalação de usinas solares, devido à redução do preço dos módulos fotovoltaicos e dos inversores. Portanto, tem-se observado que o preço do kWh se equipará ao gerado pelas usinas hidrelétricas a partir de 2015 em alguns estados, como Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, parte do estado da Bahia, Piauí e Ceará e, em todos os estados do Brasil a partir de 2020 [8].

A energia fotovoltaica já é empregada no país há alguns anos nos chamados sistemas autônomos em áreas isoladas e sem acesso a linhas de transmissão. Entre os anos 2000 e 2010, foram implantados em torno de 20000 sistemas autônomos de energia solar em todo o Brasil através do programa “Luz para Todos”, sendo a Kyocera Solar do Brasil a principal fornecedora de módulos fotovoltaicos. A potência de cada módulo geralmente utilizada nesse programa foi de 150Wp [9].

A inserção da energia fotovoltaica como fonte de energia alternativa na matriz energética brasileira ganhou destaque considerável nos anos de 2011 e 2012 no cenário nacional e internacional. Os principais fatos que contribuíram para isso foram a chamada de projeto estratégico 013/2011 da ANEEL intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” [10], que proporcionará a instalação de algo em torno 20MWp de plantas fotovoltaicas espalhadas por todo o Brasil até 2015. Vale ressaltar a aprovação das regulamentações 481 [11] e 482 [12] da ANEEL, de 17 de

abril de 2012. Estas últimas vieram a regulamentar, respectivamente, descontos na TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição) e TUST (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão) para a geração solar de grande porte e o sistema de compensação para a microgeração (menor ou igual a 100kW) e minigeração (superior a 100 kW e menor ou igual a 1MW), possibilitando a inserção da geração descentralizada distribuída no país, por meio da utilização de diferentes fontes de energia alternativas.

A utilização da energia fotovoltaica para a conexão direta à rede elétrica tem sido cada vez mais divulgada no Brasil em exposições como a *All About Energy*, que ocorreu em Fortaleza em 2011 [13], e contou com mais de 40 expositores do setor fotovoltaico mundial. Outro evento que serviu para a divulgação de novas oportunidades de negócios na indústria solar de toda a América Latina e das novas tecnologias relacionadas à energia fotovoltaica ocorreu em São Paulo em 2012, intitulado “EnerSolar+ Brasil” [14].

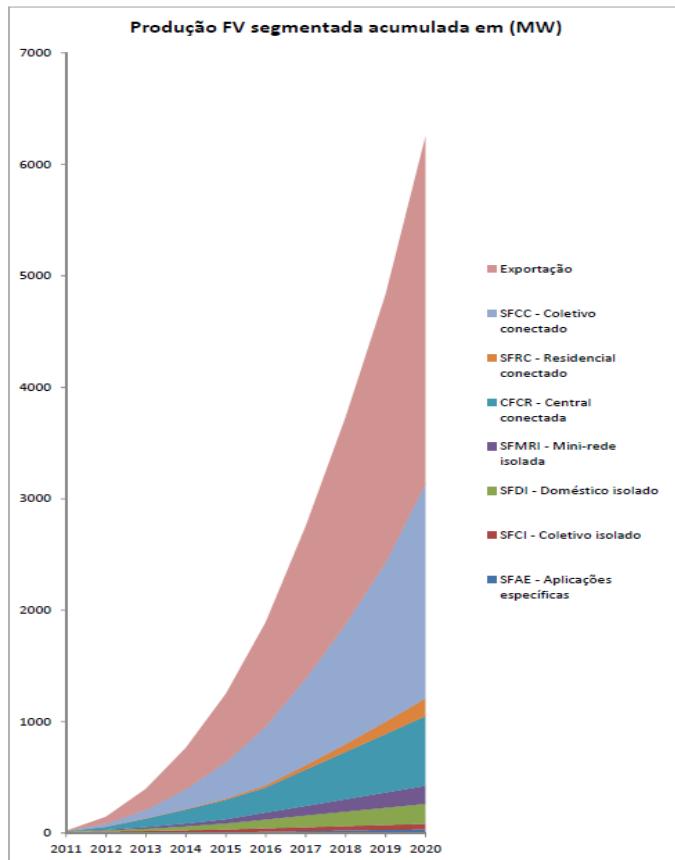
A Figura 3 mostra a previsão da Produção Fotovoltaica (FV) segmentada acumulada em MW [15], indicando que a tendência da geração de energia elétrica solar em todas as áreas aplicáveis é a de aumentar na escala de GW (Gigawatts), podendo-se destacar as instalações fotovoltaicas residenciais conectadas à rede. Essa estimativa foi realizada até o ano de 2020, demonstrando que o Brasil é o próximo mercado fotovoltaico a ser explorado pelas empresas do ramo, após o sucesso dessa tecnologia nos países da Europa, Japão e EUA nos últimos anos.

Assim, pode-se observar que a geração de energia solar com conexão à rede elétrica no Brasil é um assunto recente e sua aplicação pode ser um desafio devido à escassa mão de obra especializada. O país também deverá efetuar a importação da maioria dos componentes necessários à construção de SFVCR, o que pode encarecer o custo final, considerando-se que ainda não há fábricas para todos os componentes que compõem o sistema fotovoltaico.

Pode-se destacar que o Brasil, se comparado ao continente europeu, apresenta praticamente o dobro de irradiação média ao ano, com base nas informações divulgadas no Atlas Brasileiro de Energia Solar [16]. Isso prova a grande capacidade que o país tem de gerar energia elétrica através da captação da radiação solar e, mesmo ainda com elevados custos de implantação, a energia fotovoltaica começa a ser inserida na matriz energética, como alternativa às já existentes fontes de energia elétrica conectadas ao sistema elétrico nacional [17]. Analisando a Figura 4 [18]-[19], verifica-se que a região do Triângulo Mineiro, na qual se situa a cidade de Uberlândia, apresenta elevada irradiação e temperaturas amenas, o que favorece na

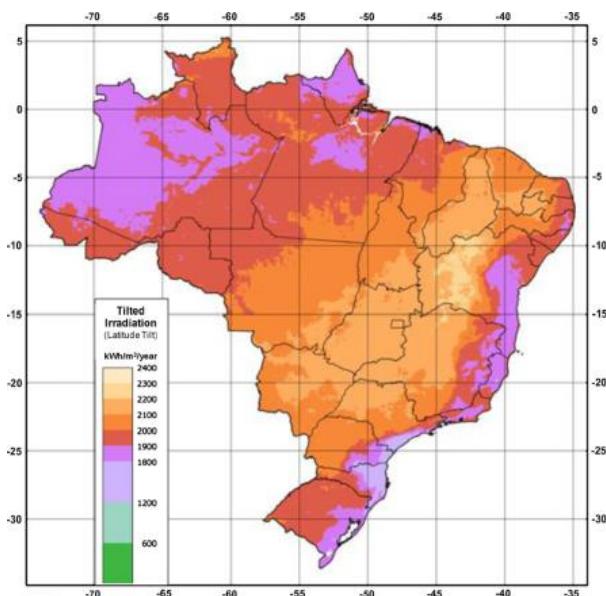
produção energética anual final. Mais precisamente, Uberlândia está próxima à melhor região de Minas Gerais em termos de produção elétrica (INPE/SWERA/PVsyst): 1984,5kWh/m².

Figura 3. Gráfico com a estimativa de produção fotovoltaica segmentada acumulada.



Fonte: [15].

Figura 4. Irradiação solar total kWh/m²/ano.

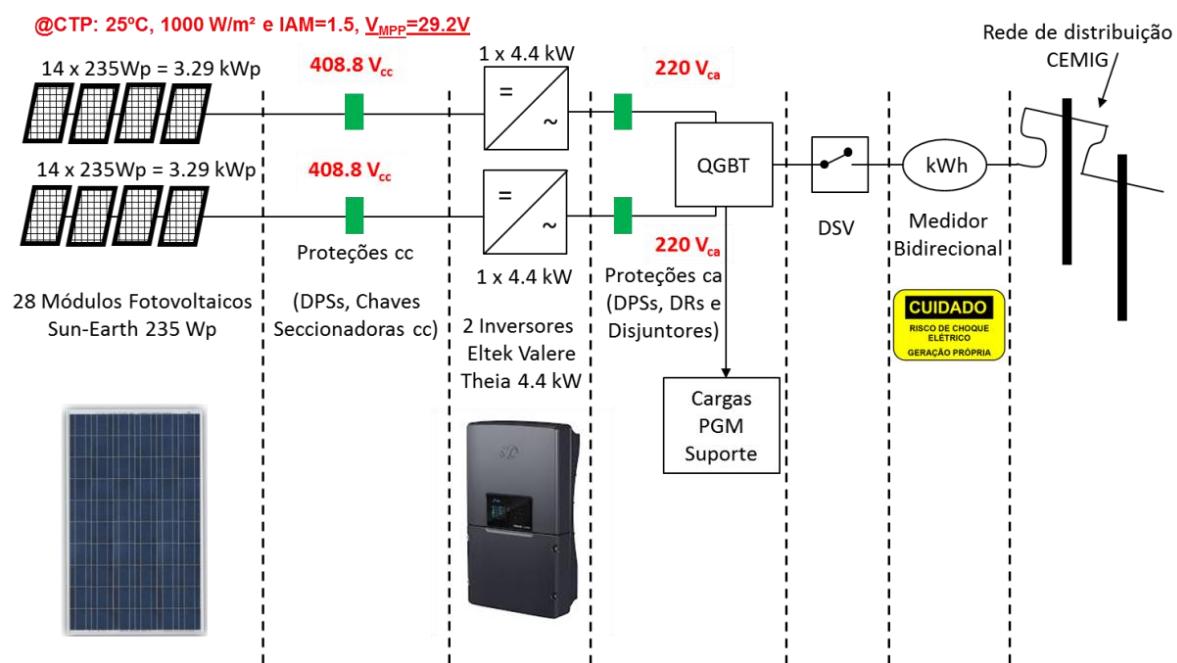


Fonte: [18]-[19].

Diante deste cenário, essa dissertação apresenta os resultados decorrentes da execução de um pioneiro projeto voltado para a implantação de uma Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica de Baixa Tensão em que foi firmado o primeiro contrato de relacionamento operacional para a microgeração distribuída no Brasil. Este foi firmado entre a CEMIG Distribuição e a empresa PGM Suporte em Tecnologia LTDA (Microgerador), localizada na cidade de Uberlândia, MG. Neste contrato, a unidade de microgeração supracitada adere ao inédito sistema de compensação de energia que estabelece as condições para a ligação da microgeração distribuída em conformidade com a norma da CEMIG ND 5.30 (Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa Tensão) [20]. Em 2012, o SFVCR da PGM recebeu o Prêmio SEBRAE-MG de Práticas Sustentáveis [21]-[22] e o foi o primeiro sistema fotovoltaico a receber o Selo Solar do Instituto Ideal (segundo trimestre de 2013) [23].

O sistema de geração fotovoltaico instalado, conforme ilustrado na Figura 5, é constituído de 28 módulos fotovoltaicos policristalinos da Sun-Earth de 235Wp, proteções cc (corrente contínua) incluindo-se os DPSs cc, chaves seccionadoras, dois inversores para conexão à rede elétrica Theia HE-t UL de 4,4 kW da Eltek Valere, proteções ca (corrente alternada) incluindo-se DPSs ca, DRs e disjuntores, além do DSV e medidor bidirecional conectado à rede de distribuição da CEMIG [24].

Figura 5. Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico da PGM Sistemas LTDA conectado à rede de BT da CEMIG, conforme a ND 5.30.



Fonte: Dados do próprio autor.

Neste contexto, o principal objetivo dessa dissertação é o de apresentar o procedimento de dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, contendo a metodologia de cálculos e especificação de componentes. Ao final desse trabalho serão apresentadas análises referentes aos resultados da energia gerada ao longo do ano de 2013. Quanto ao dimensionamento de sistemas FV, várias ferramentas computacionais tem sido utilizadas acadêmica e comercialmente, tais como o *PVsyst* [25], *PV*Sol* [26], dentre outros. No Brasil foram disponibilizadas algumas ferramentas gratuitas na *internet*, com o objetivo de facilitar o projeto de sistemas conectados à rede elétrica, tais como o Simulador Solar (América do Sol – Instituto Ideal) [27] e o Radiasol [28].

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho está dividido em 4 capítulos, incluindo o capítulo introdutório, e oito anexos, nos quais estão, a síntese das recentes normas brasileiras ABNT NBR 16149 e 16150, o projeto da instalação elétrica da PGM, o relatório da simulação do sistema elaborado no *PVsyst* e o Diagrama Unifilar do SFVCR. Finalmente, serão apresentadas as observações finais juntamente com a proposta de pesquisas futuras.

O capítulo II apresenta as diferenças entre os sistemas FV autônomos (também conhecidos por *off-grid*) e os conectados à rede. Também, foi apresentada uma visão geral com foco nos sistemas FV conectados à rede elétrica, mostrando as tecnologias e os principais dispositivos que os compõem, tais como módulos fotovoltaicos, inversores, proteção contra sobrecorrente cc, proteção contra sobretensões cc, caixas de combinação, inversores, disjuntores ca, proteção contra sobretensão ca e cabos cc e ca.

No capítulo III são apresentados os detalhes do projeto, incluindo-se o posicionamento das estruturas metálicas, seleção dos módulos FV, inversores: posicionamento, potência e conformidade com as novas normas brasileiras; dimensionamento dos cabos e normas internacionais, estimativas de produção energética anual por meio de cálculo teórico, proteções cc e ca, sistema de medição de energia e critérios para conexão à rede elétrica e custos de implementação. Nessa etapa, também, foram apresentados resultados de simulação utilizando o *software PVSystem*, para que sejam comparados com aqueles obtidos pelo dimensionamento teórico. Finalmente, são disponibilizadas informações referentes aos custos do projeto.

O capítulo IV apresenta os resultados da produção energética do sistema FV desde a inicialização (*Startup*) no final de 2012 e ao longo do ano de 2013, com o auxílio da interface gráfica de usuário fornecida pelos próprios inversores. De acordo com os estudos desenvolvidos com o auxílio do software *PVsyst*, efetuou-se o ajuste da inclinação das estruturas de suporte dos módulos FV de apenas uma fileira, de modo a obter o máximo aproveitamento da energia solar, observando-se a produção de energia da outra fileira, cuja inclinação permaneceu fixa no período estudado.

A soma dos resultados da produção de energia e a comparação da energia gerada pelo SFVCR medida por cada inversor ao longo do ano de 2013 foram apresentadas, considerando-se também os resultados da simulação obtidos com o software *PVSyst*.

1.2.1 ANEXO A – Síntese da Norma ABNT NBR 16149

O anexo A apresenta a síntese da Norma ABNT NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição (2013).

1.2.2 ANEXO B – Síntese da Norma ABNT NBR 16150

O anexo B apresenta a síntese da Norma ABNT NBR 16150 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade (2013).

1.2.3 ANEXO C – Síntese da Resolução Normativa Nº482 – 2012 (ANEEL)

O anexo C apresenta a síntese da Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL aprovada em 17 de abril de 2012.



1.2.4 ANEXO D – Projeto Elétrico da Instalação da PGM Suporte em Tecnologia Ltda.

No anexo D está o projeto elétrico da instalação da PGM, incluindo-se a carga instalada, demanda, padrão de entrada, diagrama unifilar da entrada e aterramento.

1.2.5 ANEXO E – Relatório da Simulação do PVsyst

No anexo E está o relatório da simulação do PVsyst para a inclinação das estruturas de fixação metálicas em 20º.

1.2.6 ANEXO F – Diagrama Unifilar do Sistema Fotovoltaico

No anexo F está o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico conectado à rede da PGM alimentando as cargas do primeiro pavimento. Considera-se que o excedente da energia gerada será injetado na rede elétrica da CEMIG.

CAPÍTULO II

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA (SFVCR)

2.1 INTRODUÇÃO

• *SISTEMAS FV CONECTADOS À REDE E SISTEMAS FV AUTÔNOMOS*

Os sistemas autônomos são os mais utilizados atualmente em países em desenvolvimento, como por exemplo, no Brasil. Eles operam desconectados da rede elétrica e são constituídos por equipamentos com a finalidade de gerar energia elétrica para suprir demanda não atendida pela rede elétrica. Tais sistemas apresentam inversores “auto comutados” que não necessitam de uma referência da rede elétrica para alimentar cargas isoladas [17].

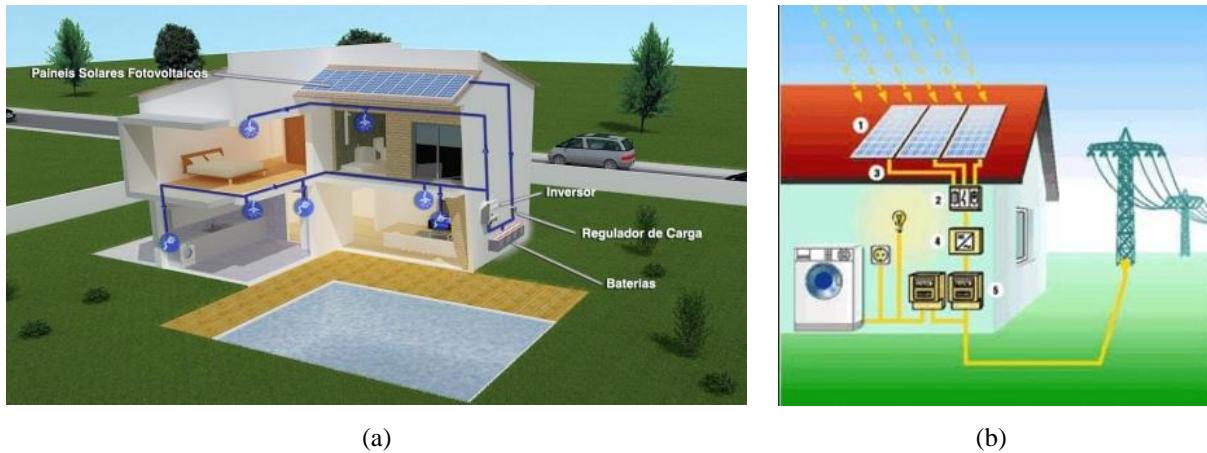
Para o projeto de um sistema autônomo, ilustrado na Figura 6 (a) devem ser levados em conta os seguintes parâmetros: consumo diário de energia elétrica, o nível de irradiação do local da instalação e a capacidade do acumulador de energia, que pode ser um banco de baterias. Pode-se, também, considerar o uso de sistemas híbridos constituídos de um sistema fotovoltaico e outro denominado auxiliar, podendo ser operado por um gerador de combustão (a diesel, por exemplo) ou eólico, sendo que neste caso, o vento poderá fornecer a energia demandada durante os períodos em que se tem baixa irradiação solar ou durante a noite [29].

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são os mais utilizados nos países da Europa e América do Norte e, se comparados aos sistemas autônomos, apresentam a vantagem de serem independentes de baterias, as quais apresentam tempo de vida útil relativamente curto e elevado custo. Essa vantagem somente será possível se o sistema estiver instalado em uma região que possua fácil acesso à energia elétrica, o que evita a construção de novas linhas de transmissão e distribuição, em se tratando de sistemas de baixa potência. Outra vantagem dos sistemas conectados à rede é que residências ou indústrias com geração fotovoltaica podem vender o excedente da energia gerada às concessionárias de energia elétrica

e, nos momentos em que não houver irradiação solar suficiente ou durante a noite, pode-se utilizar a energia proveniente da rede elétrica [2].

A Figura 6 (b) mostra um exemplo de um sistema fotovoltaico com conexão à rede elétrica. Nesse sistema os componentes que farão a conexão, ou a interface entre os módulos FV cc e a rede ca são os inversores, efetuando a conversão cc em ca. Os inversores serão abordados detalhadamente nos próximos tópicos, além dos outros componentes de uma instalação fotovoltaica conectada à rede elétrica.

Figura 6. (a) Exemplo de um sistema fotovoltaico autônomo doméstico; (b) Exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.



Fonte: [2], [29]

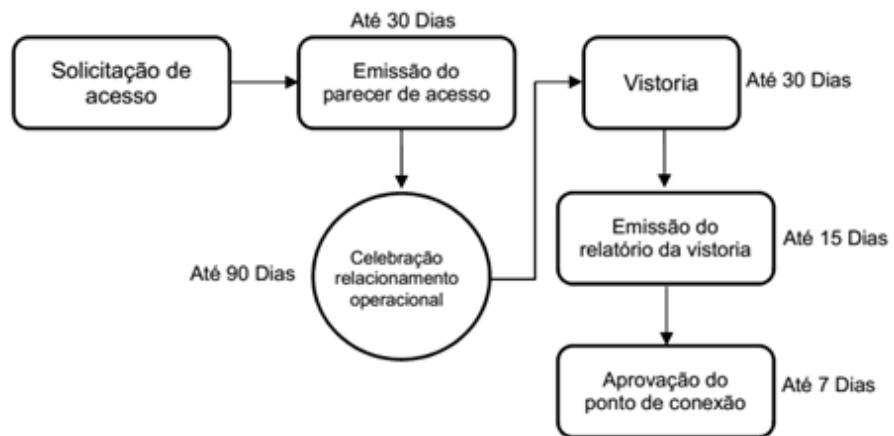
- ***NORMAS REFERENTES À CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA DE MICROGERADORES FV***

Todos os componentes utilizados nesse projeto foram dimensionados para que se tenha a máxima extração de energia solar com o mínimo de perdas seguindo-se as normas nacionais, tais como a NBR 5410 – 2004 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão [30], ND 5.30 e Seção 3.7 do Módulo 3 do Prodist (2012) [31]; assim como normas internacionais, tais como a IEC 62446 – 2009 – *Grid Connected Photovoltaic Systems – Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection*, IEC 61724 – 1998 – *Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis*, IEC 61727 – 2004 – *Photovoltaic (PV) Systems – Characteristics of the Utility Interface*, IEC 60364-7-712 – *Electrical Installations of Buildings – Part 7-712: Requirements for Special Installations or Locations – Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems*, IEEE 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* [32] e IEEE 929-2000 – *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems* [33]-[34].

Em 2013, foram aprovadas duas normas referentes às características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição de sistemas FV (ABNT NBR 16149) [35] e referentes ao procedimento de ensaio de conformidade dos equipamentos (ABNT NBR 16150) [36]. As sínteses dessas duas normas estão apresentadas nos Anexos A e B, respectivamente.

A Figura 7 apresenta o fluxograma referente ao procedimento de acesso à rede para a microgeração. Após feito o dimensionamento do sistema solar, deve-se efetuar a solicitação de acesso à rede elétrica, incluindo-se o memorial descritivo, a localização, arranjo físico e projeto elétrico. O parecer de acesso, que é a aprovação da conexão, deverá ser emitido em até 30 dias após a solicitação junto à concessionária. A celebração do Relacionamento Operacional entre o consumidor com a Microgeração (proprietário) e a distribuidora (acessada) é um acordo que define as responsabilidades e o relacionamento técnico-operacional e comercial do ponto de conexão à rede elétrica. Esse acordo será firmado em até 90 dias após a emissão do parecer de acesso. A instalação de um novo medidor deverá ser feita antes da realização da vistoria, a qual é realizada após 30 dias da etapa anterior. Em até 15 dias, a distribuidora de energia emitirá o relatório da vistoria. A aprovação do ponto de conexão será feita em até 7 dias, caso não sejam necessárias adequações exigidas pela concessionária [20], [37].

Figura 7. Fluxograma do procedimento de acesso à rede para a microgeração.

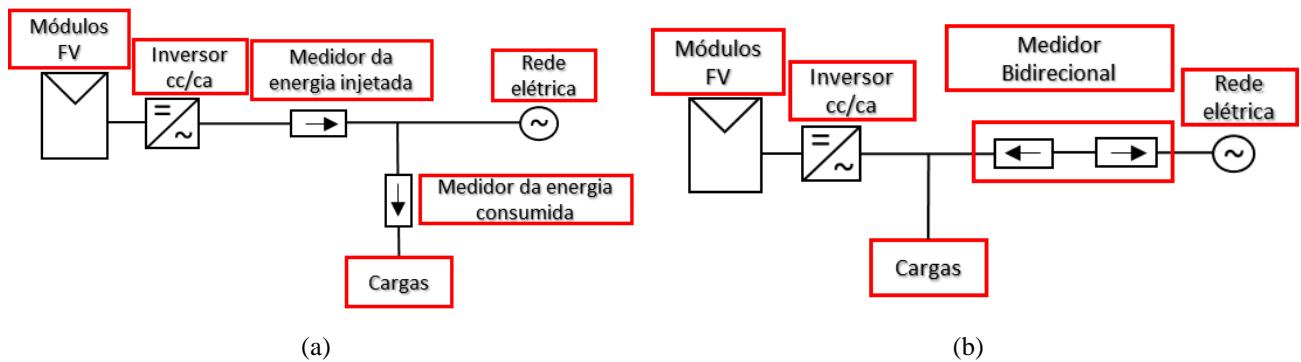


Fonte: [20], [37].

A Figura 8 (a) apresenta o diagrama unifilar do SFVCR com sistema de medição para a injeção total da energia produzida na rede elétrica e um outro medidor para a leitura da energia consumida pelas cargas. A Figura 8 (b) apresenta o diagrama unifilar para a injeção na rede elétrica do excedente da produção de energia, sendo uma outra maneira de ilustrar o diagrama presente na ND 5.30 e adequado para o sistema de compensação estabelecido na REN 482 (inclui medidor bidirecional), o qual foi proposto na presente dissertação.

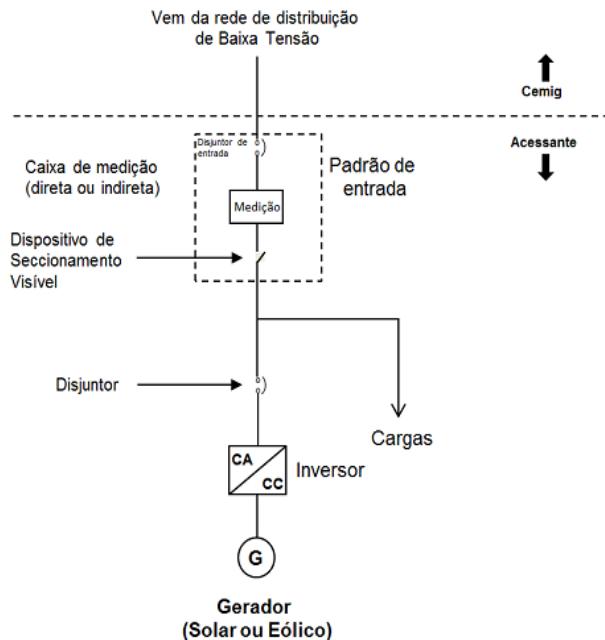
A Figura 9 apresenta o diagrama unifilar disponível na norma ND 5.30 da CEMIG, em que estão os componentes necessários do lado da acessante (microgerador), que inclui um padrão de entrada com um disjuntor de entrada, medidor eletrônico e dispositivo de seccionamento visível (DSV). Após o padrão de entrada estão conectadas as cargas no mesmo barramento em que está o gerador, no ponto de conexão da instalação. Antes do inversor (ca/cc) do gerador (solar ou eólico), está um disjuntor que o separa das cargas em caso de manutenção do sistema [38].

Figura 8. (a) Diagrama esquemático de SFVCR, no qual toda energia gerada é injetada na rede; (b) diagrama em que o excedente da produção de energia será injetado na rede.



Fonte: [38].

Figura 9. Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico conectado à rede de BT da CEMIG, conforme a ND 5.30.



Fonte: [20].

2.2 PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM SFVCR

Nos próximos tópicos, os principais componentes de um SFVCR serão apresentados, destacando-se as características técnicas de cada um, assim como a função que exercem no sistema.

2.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

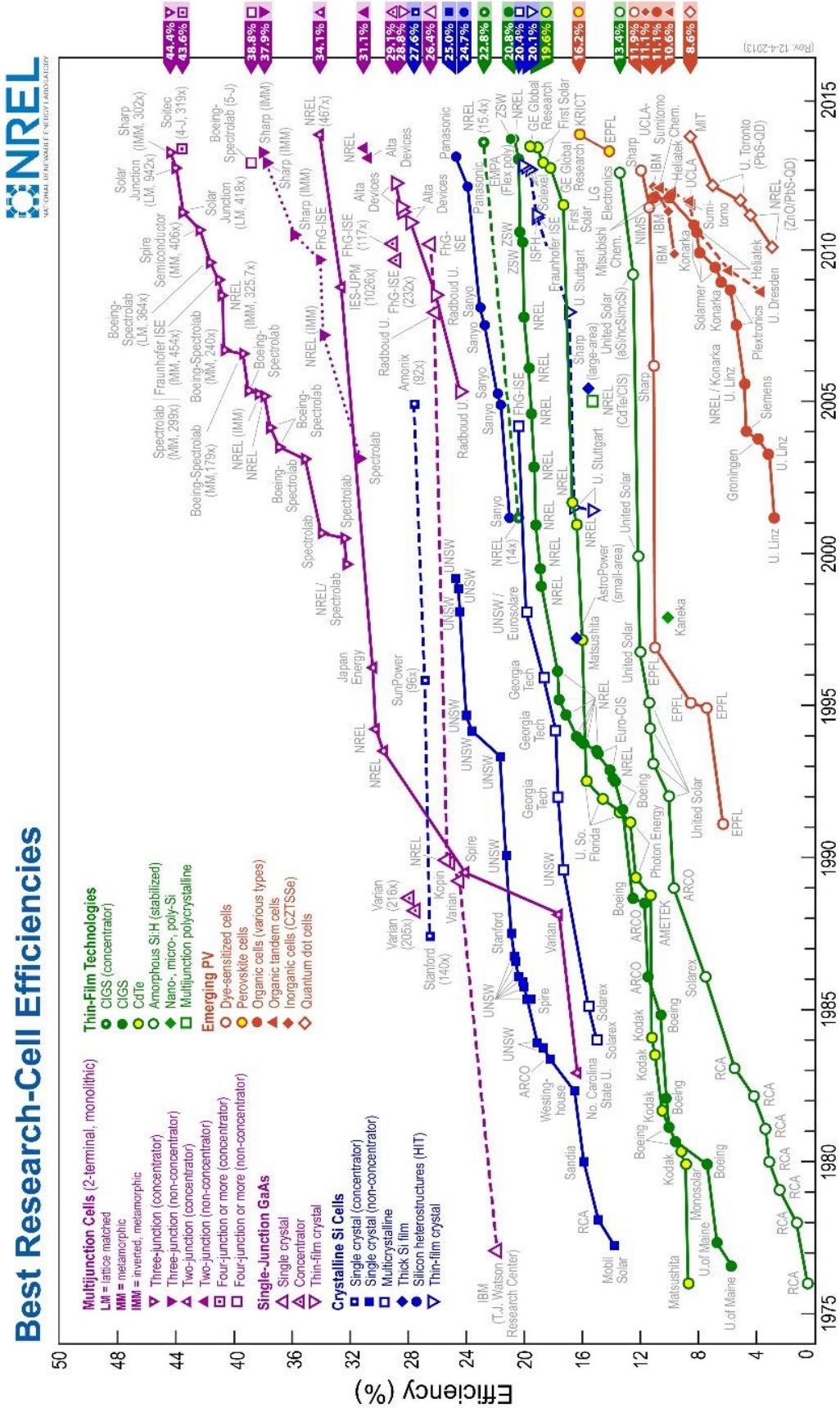
Os módulos fotovoltaicos podem ser classificados em três tipos mais conhecidos, de acordo com os materiais que são produzidos: monocristalinos, policristalinos e filme fino (*thin film*). De acordo com a Figura 10, verificam-se que essas tecnologias anteriormente citadas e outros materiais que compõem as células FV estão sendo desenvolvidos, de tal modo que se obtenha a maior eficiência na conversão da energia solar em energia elétrica cc. Destaca-se a tecnologia de células FV multijunção com concentrador que apresentou maior eficiência em relação às demais, atingindo no final de 2013, o valor de 44,4% pelo fabricante Sharp [39].

A eficiência de um módulo fotovoltaico pode ser medida pela potência de saída com uma irradiância incidente de 1000 W/m² em uma superfície de 1 m². Os módulos monocristalinos apresentam maiores potências em relação aos demais em função do m², gerando em torno de 110 a 145 W/m². A eficiência desses módulos está entre 13% a 17%. Porém, em temperaturas mais altas o rendimento cai até cerca de 10 %. A Figura 11 (a) ilustra uma célula fotovoltaica monocristalina [40]-[41].

Os módulos fabricados com células fotovoltaicas policristalinas (p-Si) são os mais comuns em instalações e possuem menor custo em relação à tecnologia monocristalina. Eles apresentam tonalidade azul por terem uma camada anti-reflexo, garantindo assim máxima absorção da luz. A eficiência fica em torno de 11% a 15% e sob condições de temperaturas maiores que a ambiente (50 °C), a eficiência pode cair em torno de 20%. A relação entre a potência de saída e a área do módulo está em torno de 110W a 125W por cada m² [40]. A Figura 11 (b) ilustra uma célula policristalina.

Os módulos filme fino (*thin film*) apresentam a menor eficiência entre as duas tecnologias anteriormente abordadas. A eficiência desses módulos está em torno de 6% a 8% devido à composição de silício amorfo (a-Si), seleneto de cobre-índio (CIS) ou telureto de cádmio (CdTe), sendo equivalente a 50% da eficiência das tecnologias cristalinas.

Figura 10. Evolução da eficiência das células FV desenvolvidas em laboratório de meados de 1976-2013.

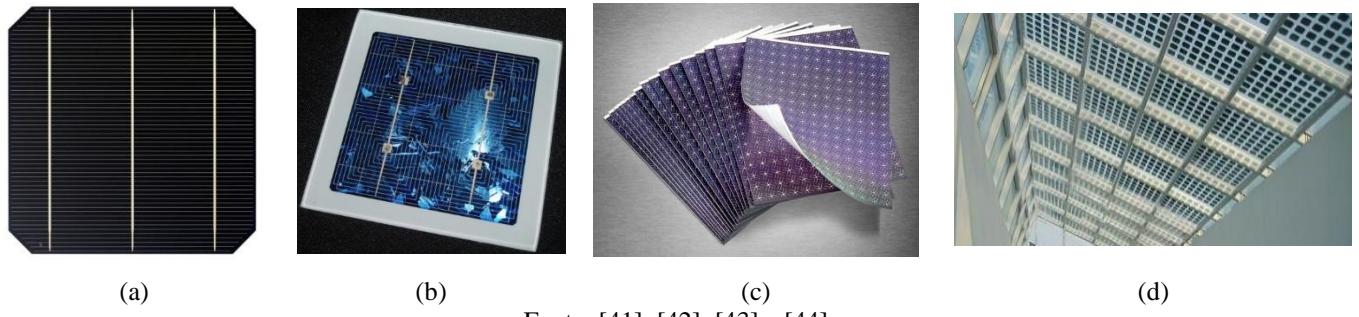


Fonte: NREL/NCPV [39].

Entretanto, os módulos de filme fino não apresentam redução de eficiência em altas temperaturas e são mais resistentes a efeitos de sombreamento, oferecendo menores custos de produção que as demais tecnologias. A desvantagem é que para se atingir uma potência de saída de 60 a 70W/m², torna-se necessário entre 2 a 3 vezes mais módulos, o que aumenta a área da instalação [40]. A Figura 11 (c) ilustra células fotovoltaicas do tipo filme fino.

De acordo com o projeto arquitetônico da estrutura em que será instalado o sistema FV, os módulos podem ser selecionados quanto ao seu tipo: módulo FV padrão com ou sem armação metálica, módulo semitransparente, ilustrados na Figura 11 (d), telha fotovoltaica, etc. [40].

Figura 11. Tipos de células fotovoltaicas: (a) monocristalina; (b) policristalina; (c) células do tipo filme fino (*thin-film*) e (d) módulos semitransparentes.



(a)

(b)

(c)

(d)

Fonte: [41], [42], [43] e [44].

2.2.2 INVERSORES

O inversor é um equipamento usado para realizar o processamento da energia cc gerada pelos módulos FV convertendo-a em energia ca, o que torna possível a alimentação de cargas conectadas à rede elétrica. No mercado atual, existe uma grande variedade de inversores, tendo como exemplos, os microinversores, inversores de fileiras de módulos para instalação interna ou externa, monofásicos, trifásicos, conectados à rede (*grid-connected* ou *grid-tied*) ou autônomos (*stand-alone*). Nos próximos tópicos serão apresentadas algumas características dos inversores solares [29], [40]: segurança, rastreamento do ponto de máxima potência e confiabilidade.

- Segurança

Os inversores conectados à rede normalmente devem ser desligados automaticamente quando não é detectada a presença da rede elétrica. Este item de segurança é conhecido como proteção de anti-ilhamento (*anti-islanding*). Dessa forma, é possível evitar a geração de energia quando o sistema elétrico estiver fora de operação, devido a alguma falha ou em caso de

desligamento para fins de manutenção, evitando-se algum tipo de perigo às pessoas que a efetuarem.

- Rastreamento do Ponto de Máxima Potência - *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*

O rastreamento do ponto de máxima potência é uma das partes integrantes do controle dos inversores capazes de operar o sistema fotovoltaico na sua capacidade máxima, dependendo da irradiação solar e outras condições climáticas como, por exemplo, a temperatura. Esta função garante a obtenção do máximo desempenho da instalação, considerando-se que os módulos fotovoltaicos possuem apenas um ponto operacional, em que os valores de tensão e corrente gerados produzem a máxima potência.

- Confiabilidade

A confiabilidade da instalação é garantida pelo uso de inversores de fileiras ou microinversores, já que uma falha em um inversor afetará apenas uma parte do sistema fotovoltaico.

- ***MICROINVERSORES***

Os microinversores são conectados diretamente a cada módulo FV e tem como vantagem a capacidade de extrair a máxima potência de cada um, minimizando os efeitos causados por possíveis sombreamentos nos arranjos de módulos em grandes instalações. Por consequência, são bastante eficientes e podem produzir mais potência que um inversor conectado a uma fileira de módulos. Porém, o custo e a confiabilidade ainda são questionáveis para grandes instalações. A Figura 12 (a) ilustra um microinversor.

- ***INVERSORES PARA FILEIRAS (STRINGS) DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FV***

Os inversores para fileiras (*strings*) de módulos fotovoltaicos são projetados para a conexão de arranjo de módulos (fileira) constituído de 8 a 15 módulos FV ligados em série. Na maioria dos casos, dependendo-se da potência instalada, as fileiras podem ser conectadas em paralelo antes de serem ligadas à entrada do inversor. Os inversores monofásicos utilizados em grandes instalações necessitam de um balanceamento da energia gerada a ser distribuída entre as três fases que constituem o sistema elétrico da instalação. Considerando o ponto de vista da manutenção, o uso de inversores de fileira pode ser vantajoso, uma vez que a troca do inversor com defeito pode ser feita pelo instalador local ou até mesmo pelo operador da usina solar. Quanto à garantia do tempo de operação do inversor, os fabricantes informam, em sua maioria,

o prazo de 5 a 10 anos, podendo esta ser estendida. Esses inversores, além de serem mais confiáveis do ponto de vista do sistema, são mais disponíveis comercialmente se comparados com os inversores centrais.

Outra observação é que nem todos os inversores são idênticos e nem todos os fabricantes são confiáveis. Cada fabricante projeta inversores com faixas distintas de operação, diferentes métodos de MPPT, faixas de temperatura, monitoramento do lado cc e ca, entre outros, sendo que o projetista deverá efetuar a escolha correta de uma configuração do inversor que atenda às necessidades da instalação e priorize a máxima produção de energia. A Figura 12 (b) ilustra um modelo de inversor de fileiras.

- ***INVERSORES CENTRAIS***

Os inversores centrais são utilizados em sistemas de grande porte com o objetivo de simplificar a instalação e aumentar a eficiência em comparação aos inversores de menor escala anteriormente citados. Um exemplo de inversor central está ilustrado na Figura 12 (c).

Figura 12. Tipos de Inversores (a) microinversores (b) inversores de fileiras (*string*) (c) centrais.



Fonte: [45], [46] e [47].

2.2.3 CABOS

Os cabos usados para a instalação elétrica de um sistema fotovoltaico devem cumprir os requisitos mínimos para esta aplicação. Assim, deve-se efetuar separadamente o dimensionamento dos cabos das fileiras cc e cabos do lado ca.

- ***CABOS DAS FILEIRAS***

Os “cabos dos módulos” ou “cabos das fileiras” são condutores que estabelecem a ligação elétrica entre os módulos individuais e a caixa de junção da fileira, sendo então conectados ao respectivo lado cc do inversor. Esses cabos são destinados ao uso externo e tem como características principais uma maior resistência aos raios ultravioletas e às diferentes

condições climáticas, operando na faixa de temperatura entre -45°C e +80°C. Isso assegura uma operação eficiente por duas décadas ou mais. Com o intuito de efetuar a proteção contra a ocorrência de curtos-circuitos, os condutores positivos e negativos não podem ser colocados no mesmo cabo sem isolamento adequado. Recomenda-se que sejam instalados cabos monocondutores com dupla camada de isolação, como ilustrados na Figura 13. Além disso, eles devem estar protegidos de forma que a sua integridade mecânica não seja posta em risco, pela ação de roedores, por exemplo. Os cabos de modelo padrão, por sua vez, podem ser utilizados em instalações exteriores com a condição de que sejam alojados em eletrodutos apropriados, evitando-se problemas relacionados aos raios ultravioleta UV [29].

Figura 13. Cabos de conexão entre os módulos.



Fonte: [48].

- **CONECTORES DOS CABOS CC**

Os conectores mais utilizados pelos módulos fotovoltaicos fabricados recentemente são os do tipo MC4 (*Multi-Contact*). As Figuras 14 (a), (b) e (c) ilustram os conectores MC4, do tipo T e uma aplicação desses dois tipos, respectivamente.

Figura 14. (a) Conectores MC4 e cabo; (b) Conector tipo T (PV-AZB4); (c) Utilização dos conectores tipo T e MC4. 1) Módulo solar; 2) Cabo; 3) Caixa de junção do módulo; 4) Conector tipo T, MC4 *multibranch*; 5) Conector MC4.



Fonte: [49]-[50].

- **CABOS DE LIGAÇÃO CA**

Os cabos de ligação ca ligam o inversor à rede elétrica da concessionária ou ao transformador pelo equipamento de proteção ca. Os cabos podem ser fixados por meio de abraçadeiras e conduzidos por eletrocalhas apropriadas.

2.2.4 PROTEÇÃO DO LADO CC

- **ATERRAMENTO DOS MÓDULOS E INVERSORES**

Como medida de proteção para o lado cc da geração FV, destaca-se que a parte metálica dos módulos fotovoltaicos deve ser devidamente aterrada para fornecer segurança à instalação. O aterramento deve ser feito utilizando-se um condutor apropriado e separado aos demais, sendo devidamente conectado à malha de aterramento da usina solar.

- **FUSÍVEL CC**

O fusível é utilizado para efetuar a proteção contra sobrecarga e correntes residuais, particularmente as correntes reversas nos módulos. A desconexão segura, em caso de correntes de falta, reduz o risco de incêndio devido a arcos elétricos provocados por correntes contínuas. A Figura 15 mostra um porta-fusível e um fusível cc para sistemas FV.

Figura 15. Chave fusível e fusível de ação rápida.



Fonte: [51].

- **CHAVE SECCIONADORA CC**

A chave seccionadora a ser instalada no lado cc apresenta a função de desconectar as fileiras de módulos dos inversores (lado cc) na condição de operação sob carga, e deve ser capaz de extinguir eventuais arcos voltaicos. Essa desconexão é necessária para a manutenção dos

módulos fotovoltaicos e alguns modelos de inversores de fileiras e caixas de junção apresentam essa função internamente como, por exemplo, a chave da Figura 16.

Figura 16. Exemplo de chave seccionadora cc de um inversor FV.



Fonte: [52].

- ***PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÕES CC***

A proteção contra sobretensões cc induzidas por descargas atmosféricas é feita com o SPD (*Surge Protection Device*) ou DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos). Ela é utilizada para efetuar a proteção dos módulos e do lado de entrada cc do inversor ressaltando-se que, alguns modelos de inversores já possuem internamente esta função.

Os DPSs para instalações fotovoltaicas devem estar em conformidade com a norma IEC 60664-1 e NBR IEC 61643-1:2007.

- ***CAIXA DE COMBINAÇÃO CC OU CAIXA DE JUNÇÃO***

A caixa de junção ou caixa de combinação do arranjo FV (*PV Combiner Box*), ilustrada na Figura 17, tem o propósito de agrupar todos os cabos cc provenientes dos módulos fotovoltaicos, permitindo a conexão série/paralela dos mesmos. Em alguns modelos, ela aloja os fusíveis para a proteção dos polos positivos e negativos dos módulos FV, as chaves seccionadoras cc e os dispositivos para proteção contra sobretensões cc. Podem-se incluir, também, instrumentos de monitoramento nesta caixa para facilitar o diagnóstico de cada (fileira) conforme a configuração do arranjo solar.

Figura 17. Caixa de junção ou combinação.



Fonte: [53].

2.2.5 PROTEÇÃO DO LADO CA

- ***DISJUNTORES CA***

Os disjuntores ca dos inversores são usados para a proteção contra curto circuito e sobrecargas, sendo que alguns modelos de inversores já incluem esta função. Também, pode-se utilizá-lo como chave para desativar a alimentação ca do sistema FV.

- ***PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÕES CA***

Assim como existem proteções do lado cc do inversor contra sobretensões é necessário, também, proteger os inversores contra sobretensões do lado ca. O dispositivo para proteção de sobretensões pode ser instalado no barramento comum de saída dos inversores ou distribuído em cada inversor.

- ***DISPOSITIVO DE SECCIONAMENTO VISÍVEL (DSV)***

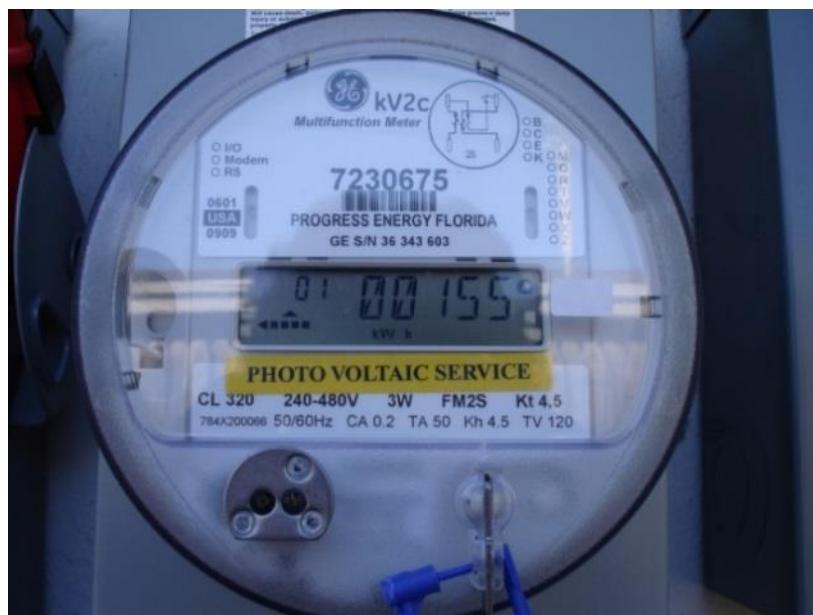
O DSV é o elemento de proteção da interligação à rede ca que irá garantir a desconexão do SFVCR da concessionária de energia durante a manutenção no sistema. Ele deverá ser instalado após a caixa de medição do padrão de entrada e deve ser dimensionado para que a abertura e capacidade de condução seja compatível com a potência instalada.

2.2.6 MEDIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Os microgeradores e minigeradores fotovoltaicos em operação, instalados na sua maior parte, em instituições de ensino ou pesquisa e, em alguns projetos pilotos promovidos por empresas pioneiras nessa área no país, utilizam o sistema de compensação de energia, também conhecido como *net metering* [54], após a aprovação da Resolução Normativa Nº 482. Nesse sistema, o disco do medidor de energia (análogo) tem dois sentidos de rotação: sentido horário no qual o consumidor compra energia da concessionária e sentido anti-horário em que o consumidor vende energia na rede da distribuição da concessionária.

A medição da energia gerada também pode ser feita com dois medidores analógicos: um deverá medir a energia produzida pelos módulos e o outro deverá medir o consumo da energia da concessionária. A norma ND 5.30 da CEMIG recomenda a utilização de um medidor de 4 quadrantes, geralmente medidores eletrônicos bidirecionais, sendo esse o padrão a ser adotado para as concessionárias de energia do Brasil. A Figura 18 mostra um medidor eletrônico semelhante ao adotado pela norma brasileira, que foi instalado em um gerador FV nos Estados Unidos, o qual contabiliza a energia final, isto é, a energia consumida menos o excedente. O sistema de compensação relacionado à energia gerada será abordado no Capítulo III.

Figura 18. Exemplo de medidor bidirecional a quatro quadrantes em uma instalação FV nos Estados Unidos.



Fonte: [55].



2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas as principais normatizações nacionais e internacionais referentes à conexão microgeração (geração distribuída) fotovoltaica. Dando destaque aos SFVCR, exemplificaram-se os principais componentes, tais como: módulos fotovoltaicos, inversores, cabos, caixas de combinação, conectores para os cabos cc, proteções de sobrentensão e sobrecorrente cc e ca, além de medidores bidirecionais, atendendo ao sistema de compensação de energia elétrica em que, a energia gerada e que não está sendo completamente consumida, gera créditos conforme proposto pelas resoluções normativas anteriormente citadas. Tais créditos são utilizados no consumo de energia das cargas da instalação.

CAPÍTULO III

DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentados os procedimentos para se dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão, respeitando-se as normas nacionais e internacionais em vigor, apresentadas no Capítulo II, destacando-se a ND 5.30 e a Resolução Normativa N° 482. Os resultados apresentados nesse capítulo foram publicados na X CBQEE [24].

No projeto do SFV, foi considerada a instalação dos dispositivos de proteção tanto para o lado cc quanto para o lado ca, para aumentar a vida útil de todos os componentes e priorizar a segurança do instalador e do usuário final. O dimensionamento do sistema de geração de energia elétrica será efetuado para cada componente e os tópicos precedentes descrevem os passos necessários para o mesmo [56].

O procedimento de projeto do sistema fotovoltaico pode ser dividido em seis etapas apresentadas a seguir:

- 1) Estimativa inicial da potência nominal (potência de pico) do gerador FV;
- 2) Seleção dos módulos solares e dos inversor(es) compatível(eis);
- 3) Configuração para o ponto ótimo entre o módulo e inversor;
- 4) Especificação de componentes, tais como cabos e conectores;
- 5) Dimensionamento dos dispositivos de proteção, por exemplo, proteção contra surtos de tensão induzidos por descargas atmosféricas (DPSs) e contra curtos-circuitos.
- 6) Estimativa da geração de energia teórica e baseada em simulação, usando dados de irradiação para a localização desejada;

3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV

A visita ao local deverá proceder à escolha, na presença do cliente, da área mais adequada para a instalação do sistema fotovoltaico. Dessa forma, a ficha técnica do projeto deverá conter as seguintes especificações do sistema: orientação, inclinação, área disponível, tipo de montagem, disposição das estruturas, comprimento dos cabos e o posicionamento dos inversores.

Para a elaboração do projeto, primeiramente, deve-se avaliar quantos módulos podem ser instalados na área disponível. Sabendo-se a área do telhado, pode-se determinar, de forma aproximada, a potência total do sistema fotovoltaico de acordo com a regra empírica (1), válida para módulos policristalinos, os quais foram selecionados para a elaboração do projeto proposto [2], [29], [56].

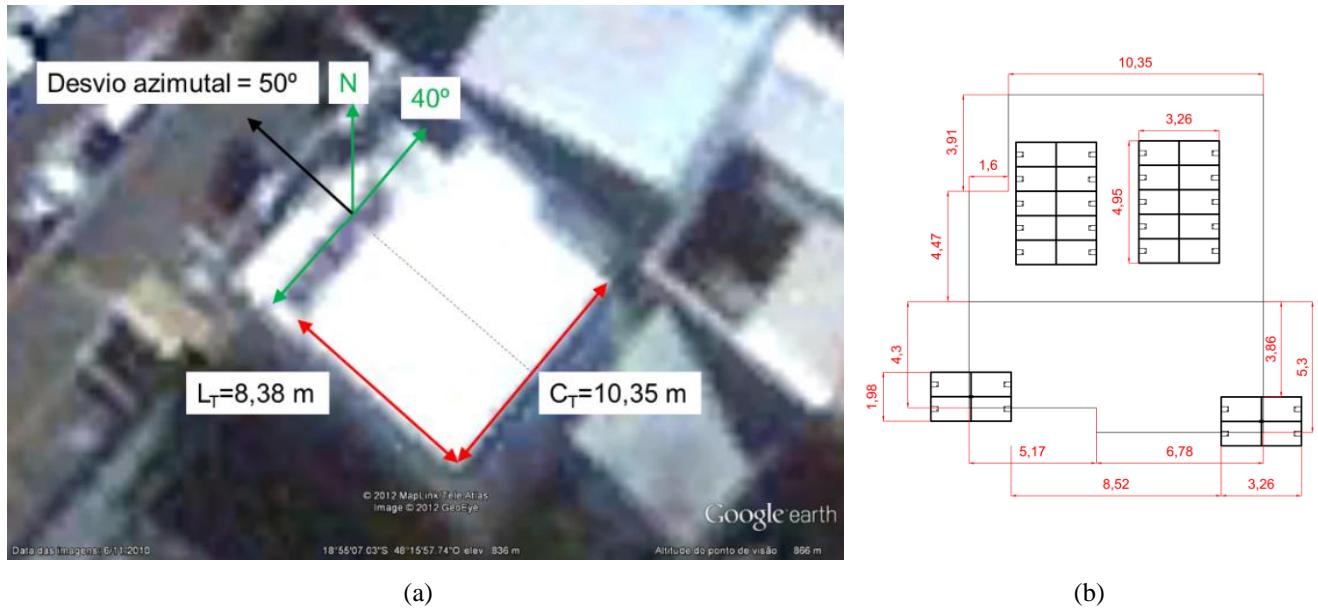
$$1kWp \approx 8m^2 \quad (1)$$

A temperatura média e a velocidade do vento são parâmetros a serem considerados, já que os módulos fotovoltaicos devem ser instalados em um ambiente que tenha uma velocidade de vento razoável, permitindo uma pequena redução da temperatura nos módulos, aumentando, assim, a eficiência da geração FV. Os módulos devem ser voltados para o Norte geográfico e a inclinação deve ser aproximadamente igual à da latitude do local da instalação, com o intuito de se ter o mínimo de perdas possível na conversão da energia solar em elétrica.

Para um observador na superfície da Terra, o Sol descreve uma trajetória que depende da latitude e da longitude no qual está localizado. Deve-se verificar que a latitude é a distância angular de qualquer ponto da superfície da Terra a partir do Equador (0 a 90° no hemisfério norte e 0 a -90° no hemisfério sul). Quanto à longitude, trata-se também de um ângulo que varia em relação ao meridiano de *Greenwich* (que passa através da cidade de *Greenwich* na Inglaterra) movendo para o leste com sinal positivo e para o oeste com sinal negativo [56]. Para o projeto será considerada a instalação fotovoltaica da PGM Suporte em Tecnologia LTDA., instalada na cidade de Uberlândia, situada na Latitude -18,92° (18°55'7,07"S – abaixo da linha do Equador) e Longitude -48,26° (48°15'57,71"O – sentido oeste em relação ao Meridiano de *Greenwich*) a 776 metros acima do nível do mar. A partir do ângulo da latitude do local a ser instalado o sistema, é possível determinar a inclinação ótima dos módulos FV, que no caso está entre 18° a 20°. Com o auxílio do software *Google Earth*® [57], conforme mostra a Figura 19 (a), é possível localizar a sede da PGM e mensurar as dimensões do telhado, além de efetuar a

análise do desvio azimutal, que é igual a 50° . A Figura 19 (b) mostra as dimensões do último pavimento do prédio e das estruturas metálicas.

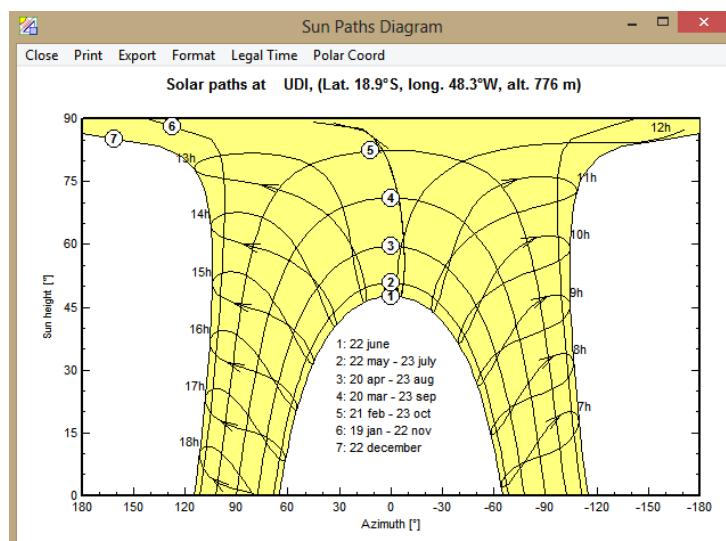
Figura 19. (a) Vista aérea da localização da UFV (Usina Fotovoltaica) da PGM; (b) Dimensões do local da instalação FV.



Fonte: [57], dados do próprio autor.

Utilizando-se o software *PVsyst* é possível determinar a posição do Sol, definida por dois ângulos: altura angular em graus entre a direção do Sol e o plano horizontal; e desvio azimutal “ α ” entre o meridiano do local e o plano vertical que passa pelo Sol, contado negativamente para o leste e positivamente para o oeste. A Figura 20 traça a trajetória descrita pelo Sol para a cidade de Uberlândia, que indica a altura e o desvio azimutal do Sol para qualquer instante ao longo de um ano [56], [25].

Figura 20. Percurso solar para a cidade de Uberlândia-MG.



Fonte: Dados obtidos utilizando o *PVsyst*.

A seguir, estão definidas algumas terminologias presentes na norma NF (Norma Francesa) EN ISSO 9488 de janeiro de 2000 e na ABNT NBR 10899 (Energia solar fotovoltaica – Terminologia) [58] para em seguida efetuar a estimativa de produção de energia:

- **Radiação:** emissão de energia através de ondas eletromagnéticas (comprimento de onda inferior a 3 μm pela radiação solar);
- **Insolação:** radiação solar de intensidade suficiente a ponto de provocar sombras diretas;
- **Irradiância (G):** fluxo da radiação eletromagnética, medida através de um piranômetro (relacionada à potência) medida em W/m²;
- **Irradiação (H):** energia incidente de radiação durante um tempo fixo, integral da irradiância medida em J/m² ou Wh/m².

O telhado visto frontalmente não é plano e apresenta um eixo simétrico em que os lados direito e esquerdo são inclinados e, desse modo, as estruturas metálicas foram niveladas à mesma altura desse eixo central. Para essa instalação, adotou-se o uso de módulos policristalinos, e para que a mesma tenha um máximo aproveitamento da energia solar é importante utilizar toda a área disponível do telhado [40], de acordo com a Figura 19 (b):

$$A_{disponível} = A_1 + A_2 = 7,152 + 86,733 = 93,885\text{m}^2 \quad (2)$$

Verifica-se que, devido ao telhado apresentar duas metades, cada uma com 42,5 m² com orientações de 40° e -140° em relação ao Norte, devem ser instalados dois arranjos FV com inclinações de 20°. Calcula-se, então, a potência nominal que o sistema pode produzir caso o telhado seja inteiramente ocupado por módulos FV:

$$\text{Potência nominal} = \frac{93,885\text{m}^2}{8\text{m}^2/\text{kWp}} = 11,73\text{kWp} \quad (3)$$

Portanto, poderá ser instalado nesse telhado um sistema FV de no máximo 11,73kWp.

3.2.1 DEMANDA DO CONSUMIDOR

O consumo da PGM Suporte de dezembro de 2010 a novembro de 2011 está apresentado na Tabela I, em que a demanda total em um ano foi de 10,158MWh/ano. Com o intuito de se atender ao menos 50% da demanda da empresa, realizaram-se estudos relacionados ao potencial de geração solar em Uberlândia.

Tabela I – Histórico do consumo de energia elétrica da PGM

Histórico do Consumo da PGM (Final de 2010 – 2011)			
Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/Dia	Dias de Faturamento
Dez/10	794	25,61	31
Jan/11	787	25,39	31
Fev/11	947	32,66	29
Mar/11	851	26,59	32
Abr/11	1297	44,72	29
Mai/11	707	23,57	30
Jun/11	748	24,13	31
Jul/11	629	20,97	30
Ago/11	619	20,63	30
Set/11	856	25,94	33
Out/11	939	31,30	30
Nov/11	984	31,74	31
Consumo Total	10.158	27,77	

Fonte: Dados do próprio autor.

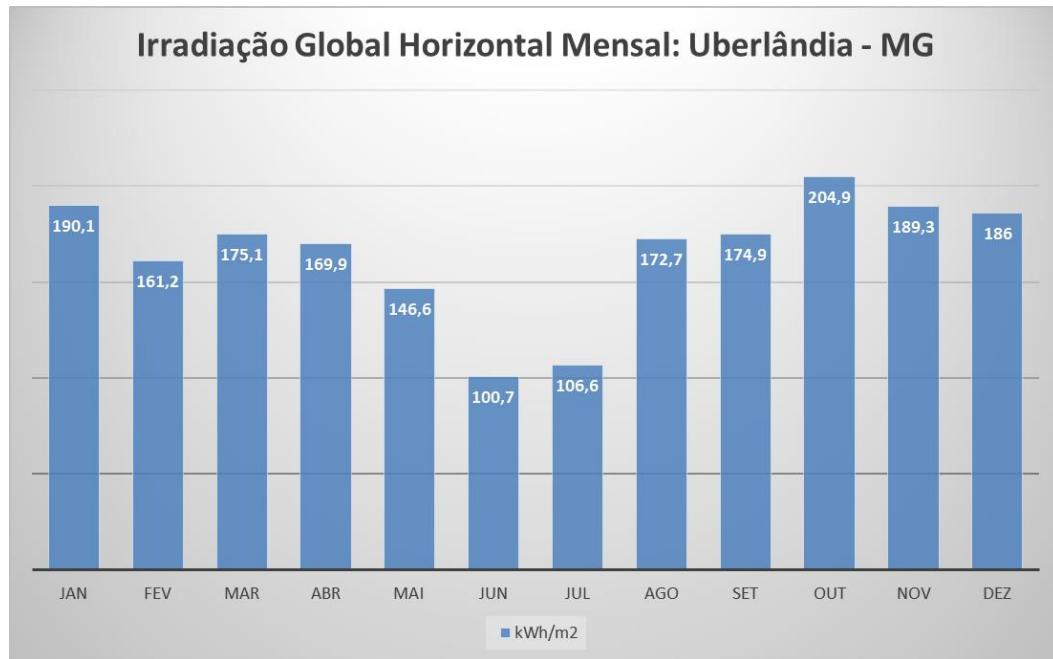
Os níveis de irradiação solar média mensal e anual ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{mês}$), por sua vez, foram obtidos pelo Atlas Brasileiro Solar do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) através do projeto SWERA [59]. A Tabela II apresenta os dados da irradiação global no plano horizontal ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{mês}$), temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$), irradiação global horizontal difusa ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{mês}$), a qual inclui os efeitos do albedo e reflexão; e velocidade do vento (m/s). Nota-se que a irradiação solar apresenta maior variação, tendo maiores valores durante os meses do verão e menores durante o inverno. A Figura 21 apresenta a irradiação global horizontal anual de Uberlândia, com os valores apresentados na Tabela II.

Tabela II – Dados meteorológicos para a cidade de Uberlândia.

	Irradiação Global Horizontal INPE/SWERA ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{mês}$)	Temperatura Ambiente INPE ($^{\circ}\text{C}$)	Irradiação Global Horizontal Difusa INPE/SWERA ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{mês}$)	Velocidade do Vento (m/s)
Janeiro	190,1	24,00	69,8	3,5
Fevereiro	161,2	24,20	119,7	3,2
Março	175,1	23,90	59,6	3
Abril	169,9	23,70	41,9	3,2
Maio	146,6	22,20	38,9	3,4
Junho	100,7	21,20	44,8	3,5
Julho	116,6	21,90	38,3	4,4
Agosto	171,7	24,10	32,9	4,1
Setembro	173,2	26,30	48,9	4,4
Outubro	208,0	25,70	50,8	4
Novembro	184,5	24,10	72,1	3,8
Dezembro	186,9	23,80	76,8	3,5
Média Anual	1984,5	23,75	694,6	3,7

Fonte: Dados obtidos pelo *Atlas Solar Brasileiro, SWERA – INPE* [59].

Figura 21. Irradiação global horizontal mensal na cidade de Uberlândia - MG.



Fonte: INPE [59].

O sistema fotovoltaico instalado apresenta potência de pico igual a 6,58kWp (“kilowatts pico”) para as CTP, por questões de custo e para que o telhado tenha uma área de circulação para a execução da instalação do sistema e eventual manutenção dos módulos FV. Para esse projeto foram considerados os índices de radiação solar e de temperatura do local da instalação. Pela regra empírica apresentada na equação (1) que indica que 1kWp é, aproximadamente, igual a 8m², para módulos com células policristalinas, uma instalação com 6,58kWp de potência instalada terá em torno de 52,64m² de área instalada.

3.2.2 ESPECIFICAÇÃO DO SISTEMA FV

Os módulos utilizados nesse projeto são do fabricante Sun-Earth modelo TPB 156x156-60-P [60], os quais são homologados pelo INMETRO com classificação “A” de eficiência energética [61], com potência de pico de 235Wp para as CTP de 1000W/m² de irradiação, temperatura de 25°C e espectro A.M. (*Air Mass*, Massa de Ar) igual a 1,5, o que corresponde ao ângulo zenital de 48,2°, sendo este um valor médio anual para médias latitudes [38].

Esses módulos são constituídos de tecnologia de silício policristalino, protegidos por vidro temperado antirreflexo e vida útil de pelo menos 25 anos, em que 90% da potência nominal pode ser extraída ao longo de 10 anos, e 80% após 25 anos. De acordo com as

informações fornecidas pelo fabricante, verifica-se que eles são resistentes à corrosão causada pela água da chuva sendo, também, resistentes a chuvas com granizo e a condições climáticas adversas com variações bruscas de temperatura [60].

As especificações elétricas detalhadas de cada módulo FV estão apresentadas na Tabela III. A Figura 22 detalha as dimensões dos módulos selecionados, sendo que a área total é igual a $1,64\text{m}^2$.

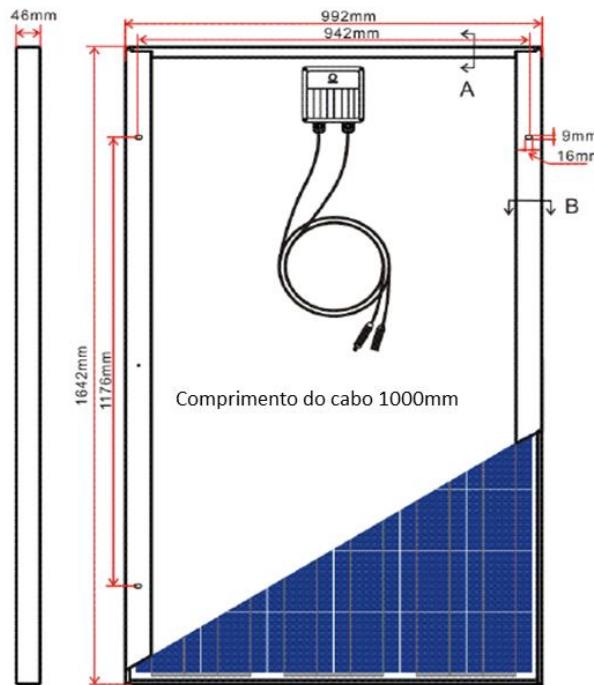
Tabela III – Especificações do módulo fotovoltaico utilizado.

Módulo Fotovoltaico Sun-Earth TPB156x156-60-P
Tensão MPP, V_{MPP} a $25^\circ\text{C} = 29,2\text{V}$
Corrente MPP, I_{MPP} a $25^\circ\text{C} = 8,05\text{A}$
Tensão de Circuito Aberto, $V_{OC} = 36,7\text{V}$
Corrente de Curto-Círculo, $I_{SC} = 8,47\text{A}$
Coeficiente de Temperatura de Tensão, $T_{VOC} = -0,35\%/\text{°C}$
Coeficiente de Temperatura da Corrente de Curto-Círculo, $T_{ISC} = -0,05\%/\text{°C}$
Coeficiente de Temperatura de Potência, $T_P = -0,45\%/\text{°C}$
Eficiência do Módulo, $\eta = 14,54\%$

Fonte: Folha de dados da Sun-Earth [60].

Figura 22. Dimensões do módulo FV utilizado.

Dimensões (tolerância $\pm 2\text{mm}$)



Fonte: Folha de dados Sun-Earth [60].

Considerando-se a potência de pico do sistema e a potência de pico de cada módulo, encontra-se o número de módulos para a instalação pela equação (4).

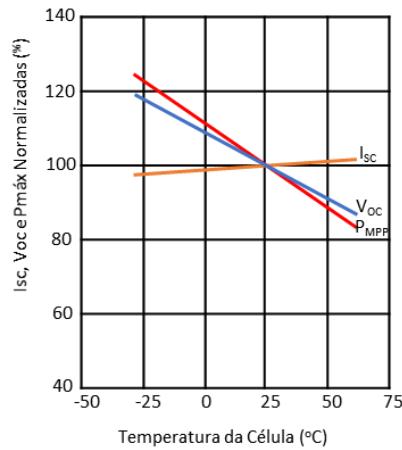
$$\frac{\text{Potência de pico do sistema}}{\text{Potência de pico do módulo}} = \frac{6,58\text{kWp}}{235\text{Wp}} = 28 \text{ módulos} \quad (4)$$

Para o projeto da instalação em questão foram instalados 28 módulos fotovoltaicos em 2 fileiras, cada uma com 14 módulos conectados em série, considerando-se o melhor aproveitamento do espaço físico disponível. Com os 28 módulos fotovoltaicos instalados, resultou-se em uma área total de módulos instalados de $45,92\text{m}^2$, o que equivale à proporção de $6,94\text{kWp/m}^2$ instalados.

As tensões dos módulos (alta, baixa, operação normal) devem ser determinadas. As maiores tensões são obtidas durante o inverno, devido às baixas temperaturas e, em muitos lugares, as tensões são mais baixas durante os meses do verão, devido às temperaturas médias serem maiores que 25°C . A Figura 23 ilustra a dependência da temperatura na corrente de curto circuito I_{SC} , na tensão de circuito aberto V_{OC} e na potência máxima fornecida pelos módulos P_{MPP} .

Figura 23. Efeito da temperatura em I_{SC} , V_{OC} e P_{MPP} .

Efeito da Temperatura em I_{SC} , V_{OC} e $P_{MPP}(^\circ\text{C})$



Fonte: Folha de dados Sun-Earth [60].

A partir da folha de dados do fabricante dos módulos será feita a seleção dos seguintes parâmetros: V_{MPP} e I_{MPP} , tensão de circuito aberto V_{OC} em 10°C . Os valores de tensão e corrente para o ponto de máxima potência estão sob as CTP e a tensão de circuito aberto será calculada para os extremos da faixa de temperatura no local da instalação, de acordo com o coeficiente de temperatura dado na folha de dados. A Figura 24 (a) mostra as curvas características da corrente versus tensão (I-V) e a Figura 24 (b) mostra as curvas potência versus tensão (P-V) fornecidas pelo fabricante, para diferentes valores de irradiação expressas em W/m^2 .

Os coeficientes de temperatura dos módulos serão determinados considerando-se a localização da instalação. A cidade de Uberlândia apresenta em média temperatura mínima de 10°C e máxima de 80°C. A temperatura máxima do módulo FV é determinada em função da localização do módulo. A faixa de temperatura do local está entre 10°C e 80°C. Dessa forma, o desvio das CTP (25°C) para 10°C é (diferença de 25°C e 10°C) 15°C e para 80°C é (diferença de 80°C e 25°C) 55°C. O coeficiente de temperatura de tensão V_{OC} (V_{oc}) que é igual a -0,35%/°C, significa que, para cada °C da temperatura do módulo que cair abaixo de 25°C, a tensão no módulo aumentará em 0,35%. Para cada °C que a temperatura do módulo aumentar, acima de 25°C, a tensão no módulo cairá em 0,35 %. Assim, podem-se obter os valores das tensões V_{OC} para 10°C, V_{MPP} para 10°C e 80°C com relação aos respectivos valores em 25°C, nas equações abaixo [40]. Destaca-se que tais parâmetros servirão para definir a compatibilidade das fileiras com o inversor.

$$V_{OC \text{ (módulo } 10^{\circ}\text{C)}} = V_{OC} + 15 \times (0,0035 \times V_{OC}) \quad (5)$$

$$V_{OC \text{ (módulo } 10^{\circ}\text{C)}} = 36,7 + 15 \times (0,0035 \times 36,7) = 38,63V \quad (6)$$

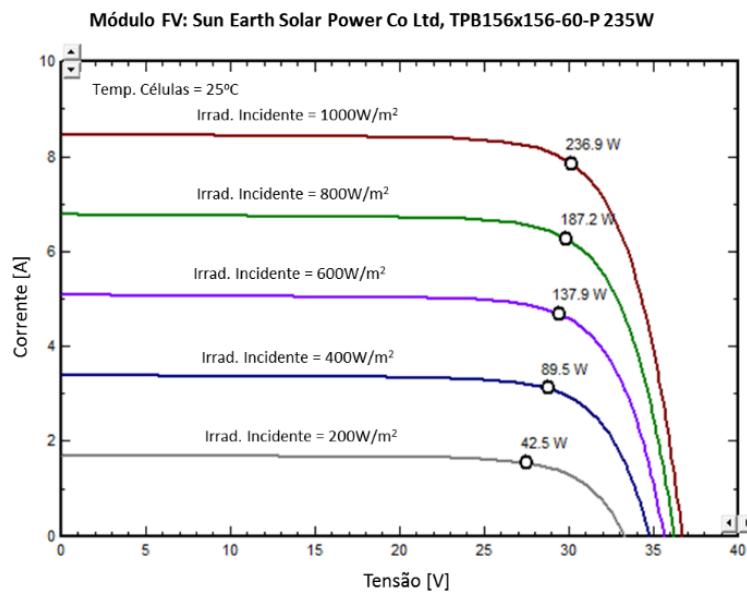
$$V_{MPP \text{ (módulo } 10^{\circ}\text{C)}} = V_{MPP} + 15 \times (0,0035 \times V_{OC}) \quad (7)$$

$$V_{MPP \text{ (módulo } 10^{\circ}\text{C)}} = 29,2 + 15 \times (0,0035 \times 36,7) = 31,13V \quad (8)$$

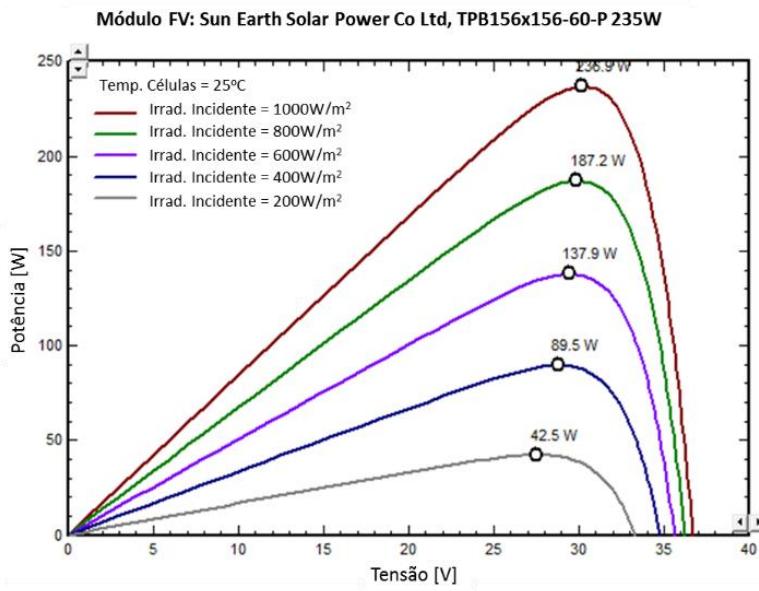
$$V_{MPP \text{ (módulo } 80^{\circ}\text{C)}} = V_{MPP} - 55 \times (0,0035 \times V_{OC}) \quad (9)$$

$$V_{MPP \text{ (módulo } 80^{\circ}\text{C)}} = 29,2 - 55 \times (0,0035 \times 36,7) = 22,13V \quad (10)$$

Figura 24. Curvas características fornecidas pelo fabricante dos módulos TPB 156x156-60-P. (a) Curvas I-V (b) Curvas P-V.



(a)



Fonte: Curvas extraídas com o auxílio do programa *PVsyst*.

3.3 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO DOS MÓDULOS FV

Quanto à estrutura de fixação dos módulos, recomenda-se que ela seja instalada o mais próximo possível do ponto de conexão, com o objetivo de reduzir o comprimento dos cabos elétricos que conduzirão a corrente contínua dos módulos ao inversor [2]. As estruturas do suporte dos módulos devem ser:

- Resistentes a ventos de até 150km/h;
- Fabricadas com materiais leves e não corrosivos, tal como o aço galvanizado;
- Aterradas eletricamente;
- Integradas esteticamente à edificação.

As estruturas foram separadas em quatro partes devidamente espaçadas, de modo que não façam sombras umas às outras. A Figura 25 (a) mostra as duas estruturas instaladas no telhado da edificação, sendo que cada uma possui 10 módulos. A Figura 25 (b) ilustra a vista lateral de uma das duas torres instaladas no último pavimento composta de 4 módulos fotovoltaicos. Todas as estruturas metálicas foram projetadas para que os ângulos das inclinações possam ser alterados de 0 a 30°. A inclinação padrão da estrutura com os módulos FV é correspondente à latitude da instalação de, aproximadamente, 20°. Os potenciais ganhos de produção sazonais foram avaliados nesse trabalho e serão apresentados no Capítulo IV. A

Figura 26 também mostra as dimensões das quatro estruturas e o distanciamento entre elas. A Figura 27 mostra a representação em perspectiva das estruturas metálicas do sistema FV.

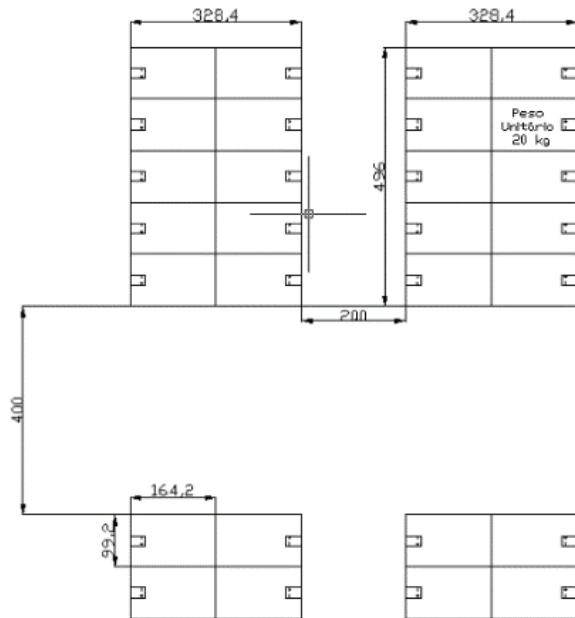
Figura 25. (a) Estruturas metálicas com dez módulos FV cada (b) Vista lateral de uma das torres com quatro módulos.



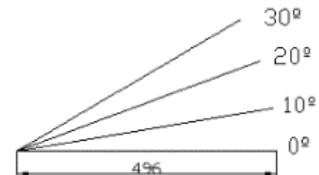
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 26. Dimensões das estruturas metálicas. Abaixo, estão ilustradas: a vista superior das duas torres e acima, estão as duas estruturas instaladas no telhado da edificação.

Vista superior (medidas em cm)



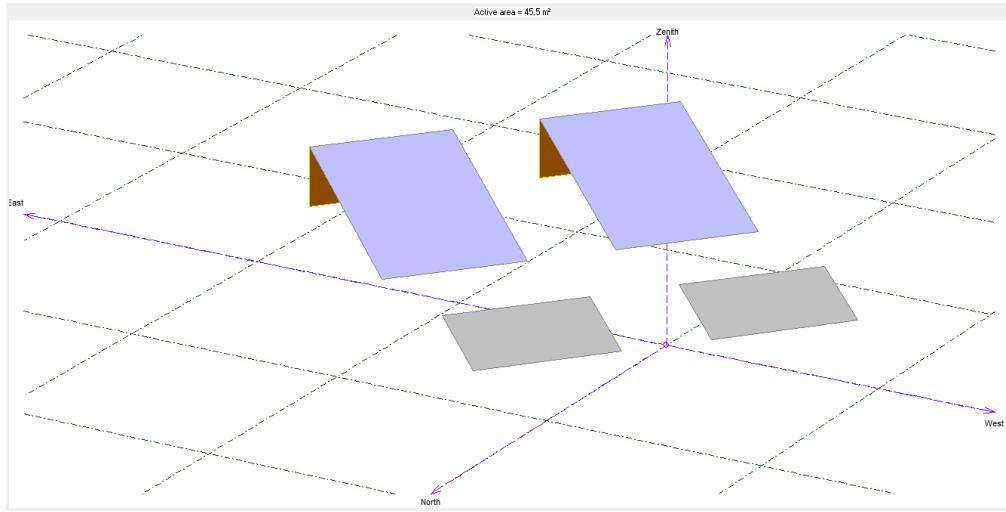
Vista lateral (medidas em cm)



Fonte: Dados do próprio autor.

Para se obter o resfriamento adequado dos módulos FV, as estruturas metálicas devem ter fluxo de ar atrás do arranjo [40].

Figura 27. Representação em perspectiva das estruturas metálicas do sistema FV.



Fonte: *PVsyst*.

3.4 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

Em um sistema FV com conexão à rede elétrica, os módulos são ligados em série formando-se as fileiras, devido ao fato de os inversores requererem elevadas tensões de entrada em cc. Isso mantém a corrente em baixos níveis, minimizando o custo dos cabos elétricos já que as seções transversais são menores. Estes inversores são projetados para a conexão de fileiras com 8 a 15 módulos. Na maioria dos casos, dependendo da potência instalada, as fileiras podem ser conectadas em paralelo antes de serem ligadas à entrada do inversor. O projeto da instalação da PGM distribuiu os 28 módulos fotovoltaicos em 2 fileiras, cada uma com 14 módulos conectados em série, considerando-se o melhor aproveitamento do espaço físico disponível.

A faixa de potência de operação entre o inversor e o gerador fotovoltaico é dado pela relação (11) [2], [29].

$$0,9 \times P_{FV} < P_{inv\ cc} < 1,1 \times P_{FV} \quad (11)$$

Em que:

P_{FV} : Potência de pico da instalação FV;

$P_{inv\ cc}$: Potência do lado cc do inversor.

A escolha do inversor geralmente é feita com uma potência ligeiramente menor do que a potência do gerador fotovoltaico ($P_{inv\ cc} < P_{FV}$), considerando que a eficiência do inversor é relativamente baixa para as faixas de potências operacionais inferiores a 10% da potência nominal. Ao longo do dia, a potência extraída pelos sistemas fotovoltaicos é em torno de 50%

da potência de pico nominal. Portanto, para que os inversores operem com a máxima eficiência (>90%), mesmo em baixos níveis de irradiação, recomenda-se que sejam dimensionados em 90% da potência de geração nominal, isto é, a potência do inversor $P_{inv\ cc}$ deve ser ligeiramente menor que a potência instalada de pico P_{FV} [62]-[63]. Então, é importante considerar o comportamento do inversor quando submetido a sobrecargas, de modo a assegurar as condições mínimas de segurança e evitar a redução da vida útil.

A Tabela IV [64] mostra as especificações elétricas dos inversores bifásicos utilizados na execução do projeto. Cada inversor apresenta isolamento galvânico, o que evita a injeção de componentes contínuas na rede elétrica. Devido à disponibilidade no mercado brasileiro, no momento da execução do projeto, de modelos de inversores “tropicalizados”, ou seja, que atendem as normas nacionais, de 4,4kW foram utilizados dois inversores com essa potência, totalizando-se a potência máxima de 8,8kW. Assim, pode-se concluir que o sistema inversor está superdimensionado.

Quanto ao lado ca, verifica-se que, de acordo com a ND 5.30, para efetuar o acesso e estabelecer as proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão de centrais geradoras e, considerando que a potência instalada é menor que 10kWp (potência instalada de 6,58kWp), a conexão deve ser feita na Baixa Tensão (Bifásico).

Observa-se que as faixas de tensão mínima e máxima, presentes na Tabela IV, atendem as especificações do módulo 8 do PRODIST (Qualidade de Energia), o qual estabelece os procedimentos relativos à qualidade do produto e à qualidade do serviço prestado [65].

Os dois inversores efetuam o paralelismo e o sincronismo com a rede elétrica automaticamente, já contendo as proteções anti-ilhamento (*anti-islanding*), que detectam falhas da tensão da rede, que podem ocorrer devido à manutenção ou atuação da proteção da distribuidora de energia. Para isso, eles se comunicam pela porta CAN (*Controller Area Network*), criando-se a hierarquia Mestre-Escravo, em que o Mestre reconhece toda a energia gerada em kWh pelo inversor Escravo além de eventuais alertas e alarmes. O inversor Mestre foi conectado através da porta *Ethernet* à rede de dados da PGM para que se tenha acesso remoto às informações instantâneas de toda a energia fotovoltaica gerada (soma da energia dos dois inversores e avaliação de desempenho individual).



Tabela IV – Especificações de cada inversor solar.

Inversor Eltek Valere THEIA HE-t UL 4,4kW	
Entrada	
Potência Nominal cc, $P_{nom\ cc}$	= 4600W
Tensão cc máxima, $V_{cc\ máx}$	= 600V
Tensão MPP mínima, $V_{MPP\ (inv\ mín)}$	= 230V _{cc}
Tensão MPP máxima, $V_{MPP\ (inv\ máx)}$	= 480V _{cc}
Corrente máxima de entrada cc, $I_{máx\ cc}$	= 21A
Saída	
Potência nominal de saída, $P_{nom\ ca}$	= 4450W
Fator de Potência, 0,8 indutivo a 0,8 capacitivo (selecionável)	
Tensão nominal da Rede Elétrica, V_{rede}	= 220V
Corrente máxima ca, $I_{máx\ ca\ (inv)}$	= 20A
Frequência Nominal da Rede, F_{rede}	= 60Hz
Tensão Limite Mínimo, $V_{Lmín}$	= 187V
Tensão Mínima Rápida, $V_{mín\ rápida}$	= 110V
Tensão Limite Máximo, $V_{Lmáx}$	= 242V
Tensão Máxima Rápida, $V_{máx\ rápida}$	= 297V
Eficiência Máxima do Inversor, $\eta_{máx}$	= 97,3%
Potência Mínima para Início da Injeção na Rede	<7W
Tempo de Reconexão à Rede Elétrica, $T_{reconexão}$	= 180s

Fonte: Folha de dados do inversor Eltek [64].

Nos tópicos a seguir, estão descritos alguns critérios de proteção do lado ca que o fabricante dos inversores disponibilizou, com respeito às condições de subtensão, sobretensão, subfrequência, sobrefrequência, injeção de corrente contínua na rede e perda de sincronismo.

- Subtensão: se a tensão da rede for menor que 176V, o inversor efetua o desligamento em até 0,4s;
- Sobretensão: se a tensão da rede for maior que 242V, o inversor efetua o desligamento em até 0,2s;
- Subfrequência: se a frequência da rede for menor que 57,5Hz, o inversor efetua o desligamento em até 0,2s;
- Sobrefrequência: se a frequência da rede for maior que 62,0Hz, o inversor efetua o desligamento em até 0,2s;
- Injeção de corrente contínua (componente cc) superior a 0,5% da corrente nominal do lado ca do inversor: o sistema interrompe o fornecimento de energia à rede em até 1s.
- Perda de sincronismo:

Quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5Hz, o sistema fotovoltaico cessa o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2s. O sistema somente volta a fornecer energia à rede quando a frequência retorna para 59,9Hz, respeitando o tempo de reconexão por um período de 20s a 300s, o qual foi configurado para 180s, após a retomada das condições de

operação normais de tensão e frequência da rede. Quando a frequência da rede ultrapassa 60,5Hz e permanece abaixo de 62Hz, o sistema fotovoltaico reduz a potência ativa injetada na rede segundo a equação (12). Isso deverá ocorrer para que o inversor saia gradualmente de operação em caso de sub e sobre-frequência, e caso sejam atingidos os valores limites estabelecidos, o sistema será completamente desativado. Problemas relacionados à sub e sobre-frequência se devem à grandes variações de cargas em curto intervalo de tempo e curtos-circuitos no sistema de distribuição e transmissão, por exemplo.

$$\Delta P(\%) = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)] \times R \quad (12)$$

Em que:

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

Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema fotovoltaico mantém o menor valor de potência ativa atingido ($P_M - \Delta P_{Máximo}$) durante o aumento da frequência. O sistema fotovoltaico só aumenta a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa $60\text{Hz} \pm 0,05\text{Hz}$, por no mínimo 300s. Quando a frequência da rede ultrapassar 62Hz, o sistema fotovoltaico cessa de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2s. O sistema somente volta a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1Hz, respeitando o tempo de reconexão.

Cabe salientar que o modelo de inversor selecionado possui as seguintes certificações internacionais: EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, FCC *Level B*, UL 1741, DIN VDE V 0126-1-1, G83/1, EN 50438, AS 4777, ENEL *Guidelines* (DK 5940), EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 610003-12.

As Tabelas V e VI a seguir mostram a avaliação dos inversores utilizados com base nos requisitos mínimos estabelecidos pelas normas da ABNT NBR 16149 (Anexo A) e NBR 16150 (Anexo B), respectivamente. Destaca-se que, a função de anti-ilhamento encontra-se presente no inversor, visto que essa informação encontra-se disponível no manual do usuário.

Tabela V – Síntese da avaliação do Inversor Theia HE-t UL 4,4 kW frente aos requisitos mínimos estabelecidos pela norma ABNT NBR 16149.

Requisitos Mínimos Norma ABNT NBR 16149	Inversor Eltek Valere Theia HE-t UL 4,4kW
Faixa Tensão de Operação (PRODIST)	Sim
Tempo desligamento (tensão abaixo da mínima)	Sim
Tempo desligamento (tensão acima da máxima)	Sim
Cintilação	□
Injeção de componente cc	Sim
THD de corrente (THDi)	□
Anti-ilhamento	Sim
Fator de Potência (indutivo/capacitivo)	Sim
Variação de Frequência	Sim
Tempo de Reconexão	Sim
Aterramento	Sim
Proteção contra curto-circuito ca	□
Isolação e Seccionamento ca	□
Isolação cc	Sim
Religamento automático da rede	□
Limitação de potência ativa	Sim
Comando de potência reativa	□
Tempo de desconexão/reconexão do sistema FV	Sim

Fonte: [64].

Legenda:

- Não consta na folha de dados do inversor Theia HE-t UL 4,4kW a informação referente ao requisito estabelecido pela norma ABNT NBR 16149.

Tabela VI – Síntese da avaliação do Inversor Theia HE-t UL 4,4kW frente aos requisitos mínimos estabelecidos pela norma ABNT NBR 16150.

Requisitos Mínimos Norma ABNT NBR 16150	Inversor Eltek Valere Theia HE-t UL 4,4kW
Faixa Tensão de Operação (PRODIST)	Sim
Tempo desligamento (tensão abaixo da mínima)	Sim
Tempo desligamento (tensão acima da máxima)	Sim
Cintilação	□
Injeção de componente cc	Sim
THD de corrente (THDi)	Sim
Anti-ilhamento	Sim
Fator de potência fixo	Sim
Fator de Potência (indutivo/capacitivo)	Sim
Variação de Frequência	Sim
Variação de Tensão	Sim
Tempo de desconexão por sobretensão	Sim
Tempo de desconexão por subtensão	Sim
Tempo de desconexão por sobrefreqüência	Sim
Tempo de desconexão por subfreqüência	Sim
Tempo de Reconexão	Sim
Religamento automático fora de fase	□
Limitação de potência ativa	Sim
Comando de potência reativa	□

Tempo de desconexão/reconexão do sistema FV após comando remoto	<input type="checkbox"/>
Suportabilidade a Subtensões recorrentes de faltas na rede	<input type="checkbox"/>

Fonte: [64].

Legenda:

- Não consta na folha de dados do inversor Theia HE-t UL 4,4kW a informação referente ao requisito estabelecido pela norma ABNT NBR 16150.

- ***LOCAL DA INSTALAÇÃO DOS INVERSORES***

Os inversores de fileiras de módulos, ou inversores *strings*, são protegidos por invólucros com índice de proteção IP 65, que impedem a penetração de poeira, evitam o contato a partes internas ao invólucro e suportam jatos de água de baixa pressão [66]. Eles são geralmente instalados próximos à geração de cc e devem estar protegidos da chuva e da radiação solar direta. A Figura 28 mostra os dois inversores posicionados no último pavimento da edificação, estando próximos às fileiras de módulos, para que os cabos cc tenham menores comprimentos e, consequentemente, menores serão as perdas e a queda de tensão.

Figura 28. Inversores Theia HE-t UL instalados no último pavimento da edificação.



Fonte: Dados do próprio autor.

- **VERIFICAÇÃO DOS LIMITES DE TENSÃO E CONFIGURAÇÃO DOS MÓDULOS**

A tensão no inversor é o resultado da soma das tensões individuais dos módulos conectados em série numa fileira, sendo a tensão do módulo e a tensão total do gerador fotovoltaico dependentes da temperatura. O intervalo de operação que representa a faixa de operação no ponto de máxima potência do inversor deve ser ajustado em função da curva característica do gerador FV, levando-se em consideração a tensão limite de operação e a tensão máxima admissível do inversor no lado cc.

- Número Máximo de Módulos por Fileira

A tensão máxima da entrada do inversor ocorrerá durante a operação de circuito aberto (OC – *Open Circuit*) na temperatura de 10°C, lembrando que em temperaturas menores que 25°C, a tensão dos módulos tem maiores valores. O número de módulos deve ser escolhido de forma que a tensão na fileira seja inferior à faixa de tensão da entrada cc do inversor, para não danificá-lo, mantendo a operação normal do mesmo. O número máximo de módulos ($n_{máx}$) pode ser obtido pela equação (13) [29].

$$n_{máx} = \frac{V_{máx\,(Inv)}}{V_{OC\,(módulo\,10^{\circ}C)}} \quad (13)$$

Em que:

$V_{máx\,(Inv)}$: Tensão máxima do lado cc do inversor;

$V_{OC\,(módulo\,10^{\circ}C)}$: Tensão de circuito aberto do módulo FV na temperatura de 10°C.

$$n_{máx} = \frac{600}{38,63} = 15,53 \text{ módulos} \quad (14)$$

O número máximo de módulos conectados a uma fileira será igual a 16 módulos. Caso esses dados não sejam fornecidos, pode-se utilizar a curva do módulo fotovoltaico para encontrar a tensão de circuito aberto (Figura 24), verificando-se que a tensão de circuito aberto de um módulo policristalino à temperatura de 0°C, geralmente sofre um aumento de 14% em relação às CTP [29].

- Número Mínimo de Módulos por Fileira

Para elevados níveis de radiação durante o verão, um sistema fotovoltaico apresentará valores de tensão em seus terminais inferiores às estabelecidas nas CTP, devido às elevadas temperaturas a que estará sujeito. Se a tensão do gerador cair abaixo da tensão MPP mínima do



inversor, a eficiência global do sistema diminui, podendo provocar a interrupção do funcionamento do inversor. O sistema FV deverá ser dimensionado para que o número mínimo de módulos conectados em série na fileira, seja igual ao quociente entre a tensão mínima MPP de entrada do inversor e a tensão MPP do módulo à temperatura de 80°C, conforme disposto na equação (15).

$$n_{mín} = \frac{V_{MPP\,(inv\,mín)}}{V_{MPP\,(módulo\,80°C)}} \quad (15)$$

Em que:

$V_{MPP\,(inv\,mín)}$: Tensão no ponto de máxima potência mínima do inversor;

$V_{MPP\,(módulo\,80°C)}$: Tensão no ponto de máxima potência do módulo em 80°C.

O número mínimo de módulos é, então, determinado na equação (16):

$$n_{mín} = \frac{230}{22,13} = 10,39\,módulos \quad (16)$$

Assim, poderão ser instalados no mínimo 11 e no máximo 16 módulos por fileira.

• DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE FILEIRAS

Uma vez determinado o modelo do inversor, é necessário verificar se em algum momento a corrente do gerador FV ultrapassa o limite máximo da corrente de entrada do inversor. O número máximo de fileiras deverá ser igual ao quociente entre os valores máximos de corrente cc do inversor e da fileira de módulos FV, considerando-se o pior caso, ou seja, para a temperatura de 80°C.

$$N_{fileiras} \leq \frac{I_{máx\,cc\,(inv)}}{I_{n\,fileira\,corrigida}} \quad (17)$$

Em que:

$I_{máx\,cc\,(inv)}$: Corrente máxima cc nominal do inversor;

$I_{n\,fileira\,corrigida}$: Corrente nominal cc da fileira corrigida para operação em 80°C.

$$N_{fileiras} \leq \frac{I_{máx\,cc\,(inv)}}{I_{SC} + 55 \times (0,0005 \times I_{SC})} \quad (18)$$

$$N_{fileiras} \leq \frac{21}{8,47 + 55 \times (0,0005 \times 8,47)} \quad (19)$$

$$N_{fileiras} \leq 2,41\,fileiras \quad (20)$$

Podem ser conectados a esse inversor no máximo 3 fileiras, sendo a mesma quantidade de entradas de fileiras já existentes no modelo THEIA HE-t UL.

- **CONFIGURAÇÃO DO ARRANJO DO SISTEMA E COMPATIBILIDADE DOS INVERSORES**

Como serão utilizados dois inversores de fileiras, cada inversor terá uma fileira com 14 módulos. Para efetuar a compatibilidade com o inversor, é necessário verificar se as tensões de cada fileira estão operando na faixa da tensão MPP, não excedendo a máxima tensão de entrada de cada inversor, o que ocorre em baixas temperaturas, e que a corrente MPP das fileiras não excede a máxima corrente cc do inversor. Sabendo-se que a tensão no arranjo FV é maior para menores temperaturas, a tensão da fileira V_{MPP} (fileira 10°C) máxima é determinada na equação (21) considerando a temperatura dos módulos em 10°C [29].

$$V_{MPP} (\text{fileira } 10^{\circ}\text{C}) = 14 \times 31,13 = 435,82\text{V} \quad (21)$$

Essa tensão está abaixo do valor da tensão limite máxima, V_{MPP} (inv máx) que é igual a 480 V, portanto, dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante. Na equação (22), obtém-se a tensão de circuito aberto da fileira V_{OC} (fileira 10°C) considerando a temperatura dos módulos em 10°C.

$$V_{OC} (\text{fileira } 10^{\circ}\text{C}) = 14 \times 38,63 = 540,82\text{V} \quad (22)$$

A tensão V_{OC} (fileira 10°C) é menor que o valor máximo aceitável de tensão de entrada do inversor $V_{máx}$ (inv) que é igual a 600V, dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante.

A corrente na operação no ponto de máxima potência de uma fileira I_{MPP} , por sua vez, tem valor igual a 8,05A, o qual é menor que a corrente $I_{máx}$ (inv) que é igual a 21A.

A seguir, na equação (23) calcula-se a tensão mínima do ponto de máxima potência da fileira V_{MPP} (fileira 80°C) considerando a temperatura dos módulos da fileira em 80°C.

$$V_{MPP} (\text{fileira } 80^{\circ}\text{C}) = 14 \times 22,13 = 309,82\text{V} \quad (23)$$

Esse valor é maior que a tensão limite mínima do inversor, V_{MPP} (inv mín), que é igual a 230 V, dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante. Na sequência, na equação (24) determinar a potência nominal (de pico) de cada fileira nas CTP.

$$P_{fileira} = 14 \times 235\text{ Wp} = 3290\text{Wp} \quad (24)$$

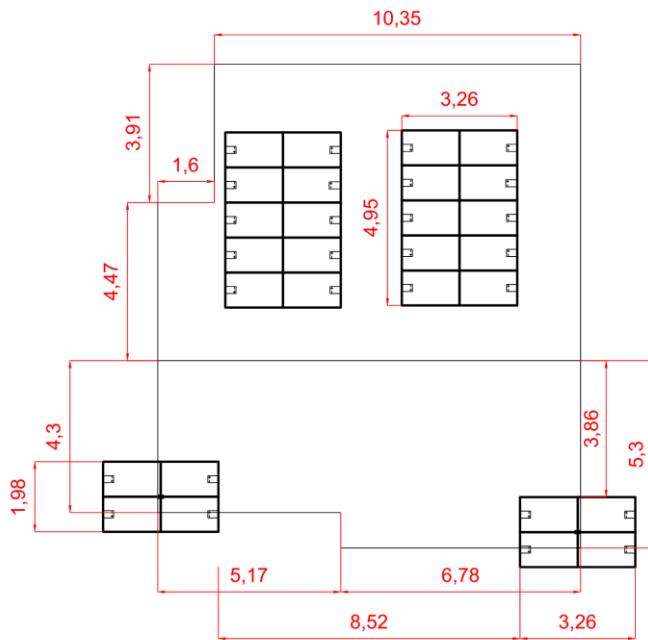
Então, pode-se observar que quanto maior o número de módulos conectados em uma fileira, maior será a tensão e quanto maior a tensão, menores serão as perdas nos cabos devido

à menor corrente. A conexão dos módulos em série é também mais rápida e simples, reduzindo custos e a possibilidade de conexões incorretas, com o uso de conectores MC4 [67].

- **AGRUPAMENTO DAS MESAS (SHEDS)**

Para se extrair a máxima potência do sistema FV com os módulos conectados em série, devem-se adotar algumas medidas para que as tensões e correntes também estejam no ponto de máxima potência, independentemente das condições climáticas do local da instalação. Dessa forma, é importante que a orientação e a inclinação dos módulos sejam a mesma para evitar que um módulo afetado pela sombra não limite a corrente de sua fileira, devido à entrada em condução dos diodos de bloqueio. Conforme mostra a Figura 29 e de acordo com a área disponível no último pavimento e no telhado da edificação, duas mesas (*sheds*) foram fixadas nas torres da fachada do prédio e as outras duas foram instaladas no telhado em relação ao eixo central do telhado, sendo que a conexão entre os módulos de cada par de mesas foi realizada individualmente no lado cc de cada inversor, para que os cabos tenham o menor comprimento possível, reduzindo-se, então, as perdas e os custos [29].

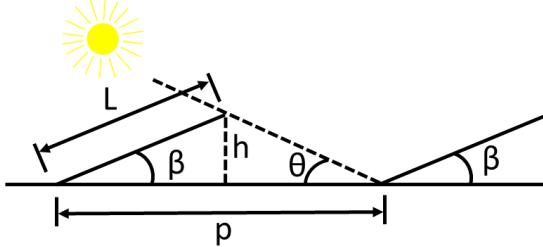
Figura 29. Representação da disposição das mesas no último pavimento.



Fonte: Dados do próprio autor.

Para sistemas com longas fileiras, deve-se considerar, também, que um extenso sombreamento causa uma redução na tensão de máxima potência V_{MPP} . A Figura 30 mostra uma representação teórica da disposição das mesas em relação ao eixo horizontal.

Figura 30. Representação teórica da disposição das mesas no último pavimento.



Fonte: Dados do próprio autor.

Cada torre está inclinada em relação ao eixo horizontal em 20º em direção ao norte, sendo este ângulo igual ao β da Figura 30, correspondente à latitude da região em que se situa essa planta. O comprimento horizontal, também denominado *pitch* (p) ou afastamento das mesas, o qual influenciará na obtenção das perdas por sombreamento mútuo, devem ser menores que 1% para que a eficiência total do sistema não seja reduzida. Essas perdas podem ocorrer caso a própria estrutura de módulos FV faça sombra, em algum momento do dia ou do ano, nas outras mesas da usina fotovoltaica.

Para esse estudo, utilizou-se o software *PVsyst* que considera vários fatores como a área do terreno e o percurso solar (*solar path*), que avalia o desvio azimutal e a altura do Sol. O ângulo θ , apresentado na Figura 30 será determinado teoricamente para a condição em que o Sol está perpendicular aos módulos e, consequentemente, às mesas para a máxima captação da irradiação solar. Para essa condição, θ é igual a 70º, e com isso, a distância entre as mesas (p) pode ser obtida pela equação (25), na qual o comprimento L será equivalente ao de 2 módulos para as duas torres, ou seja, 1,984m [29], [56].

$$\frac{\text{comprimento dos módulos}}{\text{comprimento horizontal}} = \frac{L}{p} = \frac{1}{\cos(\beta) + \frac{\sin(\beta)}{\operatorname{tg}(\theta)}} \quad (25)$$

$$\frac{1,984}{p} = \frac{1}{\cos(20^\circ) + \frac{\sin(20^\circ)}{\operatorname{tg}(70^\circ)}} \quad (26)$$

$$\frac{1,984}{p} = \frac{1}{0,94 + \frac{0,34}{2,75}} \Rightarrow \frac{1,984}{p} = \frac{1}{1,06} \quad (27)$$

$$p = 2,10m \quad (28)$$

Portanto, o valor de (p) deve ser menor que a distância limite de 2,1m. As mesas instaladas no telhado e nas torres estão afastadas de 4,36m e, assim, as perdas por sombreamento mútuo serão menores que o estabelecido pelo projeto.

3.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS

Para o dimensionamento dos cabos, devem ser atendidos três critérios: limites fixados pela tensão nominal, máxima corrente admissível e a redução das perdas.

- Tensão Nominal:

Para sistemas fotovoltaicos, a tensão nominal no cabo deverá ser comparada com a tensão de circuito aberto do gerador em 10°C. Os cabos deverão suportar a tensão de circuito aberto dos módulos das fileiras, no pior caso em 10°C em que a tensão apresenta maior valor. Os cabos a serem selecionados suportam no máximo 750V, sendo maior que a tensão V_{OC} (módulo 10°C) de cada fileira, cujo valor é de 540,82V. A tensão dos sistemas fotovoltaicos não ultrapassa a tensão dos cabos padrões, ou seja, entre 300 a 1000V.

O fabricante de cabos selecionado para o dimensionamento é a *Corfio* [68]. O cabo cc a ser utilizado será o modelo “Cabo Flexível HEPR 90°C 0,6/1kV” com dupla camada de isolação e foram passados em eletrodutos de alumínio e, em alguns trechos, em eletrodutos de PVC flexível, o que evita a corrosão dos condutores. Os cabos cc devem ser separados por polos positivos e negativos e em eletrodutos distintos, evitando-se a ocorrência de curtos-circuitos entre esses dois potenciais. Para o dimensionamento dos cabos ca utilizou-se o modelo “Cabo Flexível BWF 450/750V”.

- Corrente Máxima Admissível:

A seção transversal do cabo é dimensionada em função da corrente máxima de operação. Para isso, deve-se consultar a tabela dos fabricantes de cabos, para que se escolha o mais adequado para as condições estabelecidas no projeto.

Na prática podem ocorrer duas situações: o cabo pode ser dimensionado em função do valor da corrente máxima, ou então pode ser instalado um dispositivo contra sobrecorrente em cada fileira, considerando-se que a corrente máxima $I_{máx}$ terá de ser menor ou igual à corrente máxima admissível do cabo $I_{máx}$ admissível, ou à corrente de não funcionamento do dispositivo protetor I_{nf} (não fusão). Os fusíveis são utilizados para evitar que correntes reversas sejam forçadas aos módulos, devido a uma falha interna ou externa, maiores que a máxima corrente do fusível marcada nos dados de placa do módulo FV.

$$I_{máx} \leq I_{máx\ admissível} \quad (29)$$

Conforme a norma europeia IEC 60364-7-712, o cabo da fileira deve ser capaz de suportar no mínimo 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico na temperatura de 80°C, e estar protegido contra falhas de terra e curtos-circuitos, incrementando-se um fator de tolerância de 10% [69]. Essa faixa de tolerância deverá ser utilizada para proteger os módulos e os condutores de correntes externas, provindas de ligações de módulos em paralelo e de baterias, no caso de sistemas FV com fontes de energia de *backup*. O valor 1,25 se refere à irradiância que chega aos módulos fotovoltaicos e eventualmente pode ser igual a 1250W/m², indicando uma condição de “sobreirradiância”, podendo ser até mesmo igual a 1367W/m², conforme dados obtidos pela WMO (*World Meteorological Organization*) [70], que é a irradiância extraterrestre média sendo maior que o valor das CTP de 1000 W/m².

Alguns módulos são projetados para suportar uma intensidade de corrente de 1,56 vezes a corrente de curto-circuito, sendo que se existirem correntes externas (devido às ligações em paralelo dos módulos, por exemplo) que podem danificar os condutores, devem ser instalados dispositivos de proteção contra sobrecorrente [29].

A proteção será feita para os dois condutores positivos e negativos, já que podem ocorrer falhas no isolamento de ambos. Na proteção individual dos cabos das fileiras, observa-se que a corrente de curto-circuito (I_{SC}) é aproximadamente igual à corrente nominal da fileira, sendo esse um parâmetro a ser considerado no dimensionamento dos fusíveis. A seção transversal do cabo da fileira pode ser determinada a partir da corrente limite de não fusão do fusível da fileira. Assim, a corrente máxima admissível do cabo ($I_{máx\ admissível}$), deverá ser superior à corrente nominal do equipamento de proteção (I_n), e inferior à corrente limite de não fusão do mesmo (I_{nf}). Contudo, o valor de I_{nf} não poderá ser superior a 1,15 vezes a corrente máxima admissível pelo cabo $I_{máx\ admissível}$ [29].

$$I_n \leq I_{máx\ admissível} \leq I_{nf} \leq 1,15 \times I_{máx\ admissível} \quad (30)$$

- Redução das perdas nos cabos

O esboço da norma Alemã VDE 0100 Parte 712 (1998), sugere que a queda de tensão máxima admissível no condutor não deve ser superior a 1% da tensão nominal do sistema fotovoltaico para as CTP, limitando a 1% as perdas de potência através dos cabos cc do sistema FV.

Verifica-se pela prática que para instalações com baixas tensões de operação no ponto de máxima potência, por exemplo, $V_{MPP} < 120V$, a queda de tensão no circuito pode ultrapassar

o limite imposto de 1%, mesmo com cabos de 6mm² de seção transversal, devido às grandes distâncias, do inversor até o gerador FV. Quando se utiliza como limite de dimensionamento uma queda de tensão admissível de 2% para as CTP, deve-se manter a condição em que as perdas totais anuais nos cabos cc não sejam superiores a 1% [29].

A corrente admissível dos condutores é influenciada pela temperatura ambiente, pelo agrupamento dos condutores, e pelo tipo da instalação elétrica, exemplos: pelo interior de eletrodutos, diretamente enterrado, eletrocalhas, dentre outros. Para uma dada temperatura ambiente de referência que é igual a 30°C para cabos não subterrâneos, o fabricante dos cabos fornece os valores das correntes máximas admissíveis dos cabos e condutores, de acordo com a Tabela VII, que devem ser multiplicados pelos fatores de correção anteriormente citados, como mostrados na Tabela VIII. Os cabos das fileiras são normalmente agrupados nos eletrodutos até à caixa de junção do gerador FV, podendo-se verificar que a disposição e o afastamento entre os cabos e os condutores devem ser considerados através do equivalente fator de correção.

O método de instalação para esse tipo de cabo pode ser obtido através da norma NBR 5410, sendo especificado quanto ao tipo de instalação elétrica em “eletroduto aparente” e método “B1”. Com isso, pode-se definir a capacidade de corrente desse cabo de acordo com essas especificações. Observa-se que para instalações integradas ao telhado, os cabos devem ser dimensionados para a temperatura de operação de 55°C e máxima de 80°C na cobertura [54]. Dessa forma, serão obtidos os fatores de correção para essas temperaturas de acordo com a Tabela VIII, observando-se que quanto maior for a temperatura, menor será a capacidade de corrente. Assim como os cabos cc, os cabos ca também devem ser dimensionados conforme a NBR 5410 [30].

A corrente máxima suportada pelo cabo em uma fileira, com coeficiente de temperatura igual a +0,05%/°C, será então:

$$I_{fileira\ corrigida} = 1,35 \times I_{SC\ fileira\ (80^{\circ}C)} \quad (31)$$

Em que:

$I_{SC\ fileira\ (80^{\circ}C)}$: Corrente de curto-círcuito da fileira corrigida a 80°C.

$$I_{fileira\ corrigida} = 1,35 \times (I_{SC\ fileira} + 55 \times 0,0005 \times I_{SC\ fileira}) \quad (32)$$

$$I_{fileira\ corrigida} = 1,35 \times (8,47 + 55 \times 0,0005 \times 8,47) \quad (33)$$

$$I_{fileira\ corrigida} = 11,75A \quad (34)$$

Tabela VII – Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referências de instalação A1, A2, B1, B2, C e D da Norma NBR ABNT 5410.

Seções nominais (mm ²)	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336

Fonte: Dados do fabricante [30], [68].

Tabela VIII – Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas.

Temperatura Ambiente (°C)	Isolação	
	PVC	XLPE
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

Fonte: Dados da ABNT 5410 [30] e do fabricante dos cabos [68].

Caso a seção do condutor seja igual a 2,5mm² e utilizando um fator de correção igual a 0,41 de acordo com as Tabelas VII e VIII, por exemplo, para a corrente máxima admissível do cabo em 80°C, tem-se a equação (35) para determinar o novo valor de corrente máxima admissível pelo cabo:

$$I_{máx\ admissível\ corrigida} = 0,41 \times 24 = 9,84A \quad (35)$$

Com esse valor de corrente, será possível obter os valores das correntes nominais dos dispositivos de proteção.

3.5.1 DIMENSIONAMENTO DO CABO CC DA FILEIRA

A Tabela IX mostra os principais parâmetros elétricos necessários para o dimensionamento do cabo da fileira [29].

Tabela IX – Parâmetros elétricos para o dimensionamento do cabo da fileira.

Parâmetros Elétricos	Símbolo	Unidade
Comprimento do cabo do módulo e da fileira	L_M	m
Perdas nos cabos cc nas CTP	$P_{\text{cabo cc}}$	W
Seção transversal do cabo do módulo e da fileira	$A_{\text{cabo cc}}$	mm^2
Condutividade elétrica (cobre $k = 56$ a 25°C)	k	$\text{m}/(\Omega \times \text{mm}^2)$
Potência da fileira nas condições CTP	P_{Fi}	W
Tensão da fileira	V_{MPP}	V
Corrente da fileira	I_{Fi}	A
Número de fileiras do gerador FV	N	-

Fonte: [29].

Os cabos da fileira são normalmente agrupados até a caixa de junção do gerador fotovoltaico, sendo que a disposição e o afastamento entre os cabos e os condutores também devem ser considerados através do equivalente fator de correção. As fileiras apresentam 25m de comprimento e a potência da fileira nas CTP é igual a 3290Wp. Aplicando-se o coeficiente de temperatura de potência igual a $-0,45\text{ }^\circ\text{C}/\text{C}$, tem-se para 80°C , a equação (36) em que se calcula a potência da fileira corrigida.

$$P_{\text{fileira corrigida}} = P_{\text{fileira } 25^\circ\text{C}} - (80^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \times 0,0045 \times P_{\text{fileira } 25^\circ\text{C}} \quad (36)$$

$$P_{\text{fileira corrigida}} = 3290 - 55 \times 0,0045 \times 3290 \quad (37)$$

$$P_{\text{fileira corrigida}} = 2475,725\text{Wp} \quad (38)$$

Com o valor da seção transversal dos cabos das fileiras, anteriormente determinado com base na corrente máxima admissível, este resultado deverá ser confrontado com o limite de 1% da queda de tensão admissível no cabo. As equações seguintes permitem calcular a seção transversal do cabo da fileira, seguindo-se os parâmetros da Tabela IX, assumindo o mesmo comprimento para todos os cabos das fileiras. Dessa forma, já se considera nas próximas equações uma perda de potência de 1% em relação à potência da fileira para as CTP.

$$A_m = \frac{2 \times L_m \times I_{\text{fileira}}}{1\% \times V_{MPP} \times k} \quad (39)$$



$$A_m = \frac{2 \times L_m \times I_{fileira}^2}{1\% \times P_{fileira} \times k} \quad (40)$$

$$A_m = \frac{2 \times V_{MPP} \times P_{fileira}}{1\% \times V_{MPP}^2 \times k} \quad (41)$$

O coeficiente de condutividade do cabo de cobre é $k = 56$ para temperatura igual a 25°C conforme a Tabela IX; aplica-se o coeficiente de temperatura para o cobre de $0,00382^\circ\text{C}^{-1}$, obtendo-se a condutividade corrigida de 50,4 para 55°C ; 48 para 70°C ; 46,4 para 80°C e 45 para 90°C . De acordo com a equação(42), pode-se calcular a área da seção transversal do cabo de cobre cc da fileira, para a condutividade elétrica do cobre na temperatura 80°C .

$$A_{cabos\ cc} = \frac{2 \times L_m \times I_{fileira\ corrigida}^2}{1\% \times V_{MPP\ (fileira\ 80^\circ\text{C})} \times k} \quad (42)$$

$$A_{cabos\ cc} = \frac{2 \times 25 \times 11,75}{0,01 \times 309,82 \times 46,4} \quad (43)$$

$$A_{cabos\ cc} = 4,09\text{mm}^2 \quad (44)$$

A equação (45) também é utilizada para calcular a área da seção transversal.

$$A_{cabos\ cc} = \frac{2 \times L_m \times I_{fileira\ corrigida}^2}{1\% \times P_{fileira\ corrigida} \times k} \quad (45)$$

$$A_{cabos\ cc} = \frac{2 \times 25 \times 11,75^2}{0,01 \times 2475,725 \times 46,4} \quad (46)$$

$$A_{cabos\ cc} = 6,01\text{mm}^2 \quad (47)$$

O resultado obtido deve ser arredondado para o maior valor aproximado das seções nominais dos cabos padrões ($2,5\text{mm}^2$, 4mm^2 e 6mm^2). O fator de correção para a temperatura 80°C foi aplicado aos condutores. Os resultados obtidos pelas equações anteriores levam ao uso de condutores de 6mm^2 para as fileiras de acordo com a Tabela VII. Assim, o comprimento total dos cabos das fileiras deverá ser suficiente para as 2 fileiras e cabos para polos positivo e negativo:

$$L_{cabos\ fileiras} = 25 \times 2 \times 2 (\text{polos} + e -) \Rightarrow L_{cabos\ fileiras} = 100m \quad (48)$$

As perdas totais nos cabos do sistema FV para a seção escolhida, podem ser determinadas a seguir. A equação (49) é utilizada para a determinação das perdas.

$$P_m = \frac{2 \times N \times L_m \times I_{fileira\ corrigida}^2}{A_m \times k} \quad (49)$$



$$P_m = \frac{2 \times 2 \times 25 \times 11,75^2}{6 \times 46,4} \quad (50)$$

$$P_m = 49,59W \quad (51)$$

Sabendo-se que a potência nominal gerada pelos módulos fotovoltaicos igual a 6,58kWp, tem-se que essas perdas nos cabos das fileiras correspondem a, aproximadamente, 0,75%, atendendo ao requisito de projeto de no máximo 1% de perdas. A segunda equação (52) é utilizada também para o cálculo das perdas nos condutores para a tensão V_{MPP} a 80°C.

$$P_m = \frac{2 \times N \times L_m \times P_{fileira\ corrigida}^2}{A_m \times V_{MPP\ (fileira\ 80^{\circ}C)}^2 \times k} \quad (52)$$

$$P_m = \frac{2 \times 2 \times 25 \times 2475,725^2}{6 \times 309,82^2 \times 46,4} \quad (53)$$

$$P_m = 22,94W \quad (54)$$

As perdas obtidas pela equação (52) correspondem a 0,34% em relação à potência nominal do sistema FV, atendendo ao requisito de projeto de no máximo 1% de perdas. Para a proteção de todos os condutores de cada fileira, devem-se instalar fusíveis de ação rápida. A corrente nominal do fusível corrigida deverá ser, pelo menos 1,25 vezes maior que a corrente nominal corrigida da fileira como mostra a equação (55).

$$I_{n\ corrigida} \geq 1,25 \times I_{fileira\ corrigida} \quad (55)$$

$$I_{n\ corrigida} \geq 1,25 \times 11,75 \Rightarrow I_{n\ corrigida} \geq 14,69A \quad (56)$$

Assim, podem-se selecionar fusíveis cc cuja corrente nominal seja igual a 16A. A corrente máxima admissível do cabo de 6mm² incluindo-se o fator de correção de temperatura para 80°C é determinada pela equação (57).

$$I_{máx\ admissível\ corrigida} = 0,41 \times 41 \Rightarrow I_{máx\ admissível\ corrigida} = 24,91A \quad (57)$$

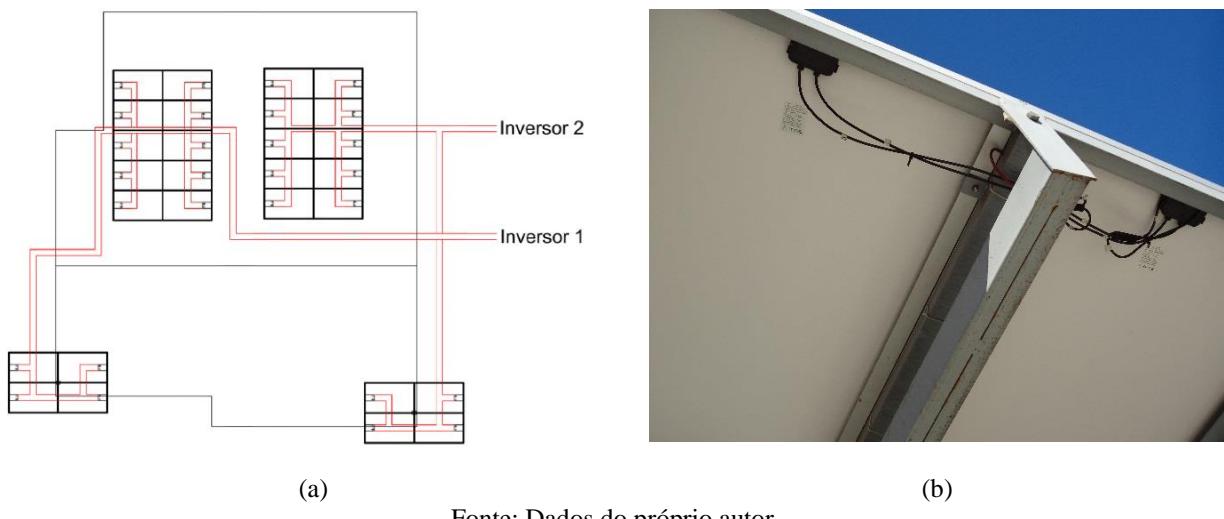
Outra condição que deve ser obedecida é que a corrente nominal corrigida (I_n corrigida) deverá ser menor ou igual à corrente máxima admissível do cabo (I_{máx admissível}). A relação apresentada em (58) é, então, válida.

$$I_{n\ corrigida} \leq I_{máx\ admissível} \Rightarrow 14,69 A \leq 24,91A \quad (58)$$

Como medida de proteção contra descargas atmosféricas, pode-se reduzir o risco de tensões de surtos serem induzidas na instalação por meio de campos elétricos e magnéticos nas partes metálicas dos componentes, mantendo os cabos cc da mesma fileira agrupados, evitando-

se os *loops* (laços) [40]. Com relação à Figura 31 (a), observa-se que o Inversor 1 que está instalado na parede do lado direito, está conectado à fileira que pertence aos módulos que estão nas estruturas do lado esquerdo. O Inversor 2 que está instalado na parede do lado esquerdo, está conectado à fileira que pertence aos módulos que estão nas estruturas do lado direito. A Figura 31 (b) mostra a conexão série de dois módulos FV de uma das torres.

Figura 31. (a) Cabeamento cc das fileiras de módulos a serem conectadas em cada inversor;
 (b) Conexão série de dois módulos FV de uma das torres.



Fonte: Dados do próprio autor.

3.5.2 DIMENSIONAMENTO DO CABO CA

A Tabela X mostra os parâmetros elétricos necessários para o dimensionamento do cabo de alimentação ca [29].

Tabela X – Parâmetros elétricos para o dimensionamento do cabo de alimentação ca.

Parâmetros Elétricos	Símbolo	Unidade
Comprimento dos cabos do lado ca	L_{ca}	m
Perdas nos cabos do lado ca	P_{ca}	W
Seção transversal dos cabos ca	A_{ca}	mm ²
Condutividade elétrica (cobre $k = 56$ a 25°C)	k	$\text{m}/(\Omega \times \text{mm}^2)$
Corrente nominal ca do inversor	I_{nca}	A
Tensão nominal da rede	V_n	V
Fator de potência (faixa de 0,8 a 1)	$\cos \varphi$	-

Fonte: [29].

A conexão à rede foi realizada utilizando três condutores para cada inversor, dois para a fase e um para o condutor de aterramento, sendo que a corrente nominal ($I_{\text{nominal ca}}$) de cada um é de 20A, de acordo com os dados do fabricante. O lado ca dos dois inversores está conectado no ponto de acoplamento comum das cargas, e a corrente injetada na rede devido à

geração FV será de no máximo 40A, caso tenha um sistema FV com potência nominal de 8,8kW (dimensionamento para o pior caso). Sabendo-se que a instalação tem 6,58kWp é evidente que a corrente nominal do lado ca não atingirá o valor de 20A eficaz, em regime permanente.

Os cabos ca deverão ser dimensionados para o valor de corrente 1,25 vezes maior que a corrente nominal ($I_{nominal\ ca}$), conforme a equação (59).

$$I_{máx\ ca} = 1,25 \times I_{nominal\ ca} \quad (59)$$

$$I_{máx\ ca} = 1,25 \times 20 \Rightarrow I_{máx\ ca} = 25A \quad (60)$$

Para a determinação da seção transversal do cabo de alimentação ca, assume-se uma queda de tensão máxima admissível na rede de 3%, relativa à tensão nominal da rede elétrica. A distância dos inversores até o quadro de distribuição no qual está o ponto de conexão para a rede da concessionária apresenta distância em torno de 50m. Logo, a seção transversal ($A_{cabos\ ca}$) para a instalação monofásica será calculada para a condutividade no cobre “k” igual a 46,4 e temperatura igual a 80°C, de acordo com a equação (61).

$$A_{cabos\ ca} = \frac{2 \times L_{ca} \times I_{máx\ ca} \times \cos\varphi}{3\% \times V_n \times k} \quad (61)$$

$$A_{cabos\ ca} = \frac{2 \times 50 \times 25 \times 0,99}{0,03 \times 220 \times 46,4} \quad (62)$$

$$A_{cabos\ ca} = 8,08mm^2 \quad (63)$$

Portanto, a área da seção transversal do cabo ca deverá ter no mínimo 10 mm². Para essa seção transversal, obtém-se as perdas no cabo ($P_{cabos\ ca}$) pela equação (64).

$$P_{cabos\ ca} = \frac{2 \times L_{ca} \times I_{n\ ca}^2 \times \cos\varphi}{A_{ca} \times k} \quad (64)$$

$$P_{cabos\ ca} = \frac{2 \times 50 \times 20^2 \times 0,99}{10 \times 46,4} \quad (65)$$

$$P_{cabos\ ca} = 85,34W \quad (66)$$

Considerando-se a potência nominal de saída do sistema de 6,58kW, as perdas são iguais a 1,29% para a seção transversal do cabo selecionada de 10mm². Então, são menores que o limite estabelecido pelo projeto de 3%. Pela Tabela XI, obtida pelo fabricante dos cabos e conforme a norma NBR 5410 [68], pode-se verificar que o condutor neutro é calculado de acordo com a seção transversal do condutor de fase, caso a seção desses condutores seja menor ou igual a 25mm². Assim, tem-se que a seção mínima do condutor neutro será igual à seção da fase, ou seja, a seção do neutro será igual a 10mm².



Tabela XI – Seção do condutor neutro.

Seção dos condutores de fase (mm^2)	Seção reduzida do condutor neutro (mm^2)
$S \leq 25$	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Fonte: [68].

De acordo com o diagrama unifilar presente no Anexo F, verifica-se que o neutro está aterrado no QGBT. O comprimento total dos cabos ca a serem utilizados nesse sistema é igual a 100 metros para as duas fases e 50 metros para o condutor de aterramento do lado ca do inversor até o quadro do PAC.

3.5.3 DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES DO SISTEMA FV

Nos próximos tópicos serão apresentadas as especificações dos componentes que efetuarão as proteções do lado cc e ca do sistema FV implementado. Essas especificações atendem os requisitos mínimos em função da potência instalada apresentada na Tabela XII.

Tabela XII – Requisitos Mínimos em Função da Potência Instalada.

Equipamento	Potência Instalada		
	< 100kW	100kW a 500kW	500kW a 1MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefreqüência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito	Não	Sim	Sim
Medição	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes
Ensaios	Sim	Sim	Sim

Fonte: Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST e ND 5.30 [20].

- **DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CC**

Com o intuito de efetuar a proteção contra a ocorrência de faltas fase-terra e de curtos-circuitos, os condutores positivos e negativos não podem ser colocados no mesmo cabo sem o isolamento adequado. Geralmente, em sistemas fotovoltaicos, são utilizados cabos monocondutores com duplo isolamento tanto para o positivo quanto para o negativo.

Para a conexão dos polos positivos e negativos dos módulos nas fileiras e nos inversores foram utilizados conectores do tipo MC4, os quais garantem alta confiabilidade ao sistema. Pode-se destacar que cada inversor tem uma caixa de junção cc, em que está a chave seccionadora cc, que ativa ou interrompe o fornecimento da energia gerada pelos módulos e é utilizada em eventual manutenção do sistema. Outra observação que deve ser feita é quanto ao aterramento do arranjo cc. Como padrão, o fabricante considerou internamente aos inversores que o polo negativo das fileiras estão conectados à malha de aterramento.

Com relação à instalação dos dispositivos de proteção contra surtos e segundo recomendações internacionais, observa-se que caso a distância entre as fileiras de módulos e a entrada do inversor seja inferior a 15 metros, no lado cc, é possível empregar os mesmos somente do lado do inversor. Para distâncias maiores, recomenda-se que sua utilização seja na saída das fileiras de módulos e na entrada cc dos inversores. Para o sistema FV da PGM, como a distância dos módulos ao inversor é maior que 15 metros, deve-se utilizar DPSs na saída das fileiras. Como a instalação não tem para-raios, opcionalmente instala-se um DPS do tipo II. Nos casos em que o gerador FV estiver conectado ao para-raios, quando não é possível manter a distância mínima, recomenda-se instalar um DPS do tipo I.

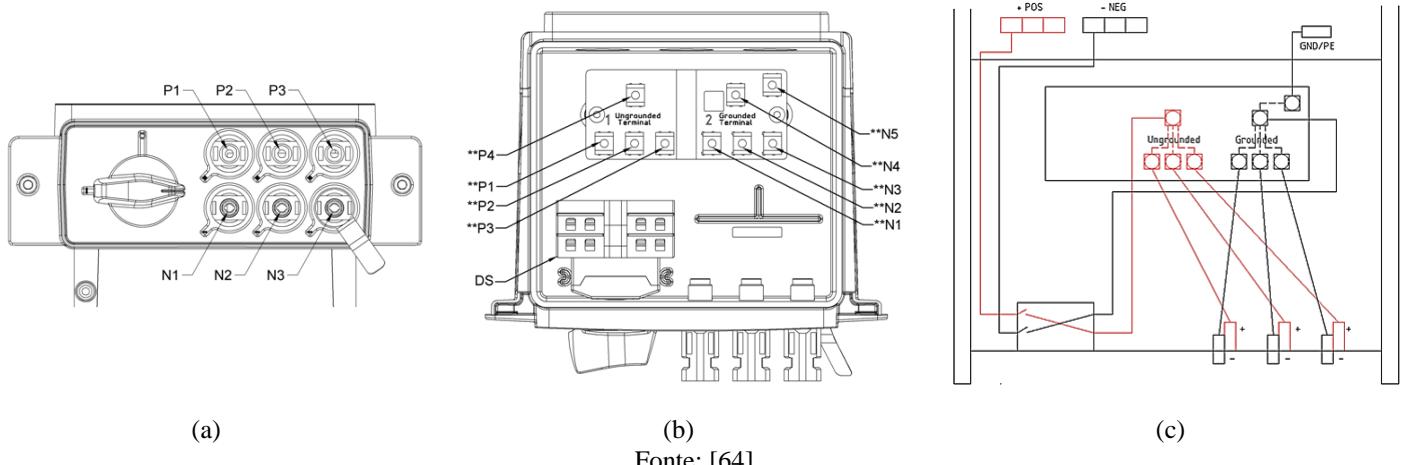
Portanto, foram utilizados quatro DPSs (Dispositivos de Proteção contra Surtos) com o nível de proteção Classe I VCL 460V, 12,5/120kA e 615Vdc [71], cada um conectado entre o positivo e o negativo de cada fileira ao terra, de acordo com os critérios estabelecidos na norma IEC 62109-1 – *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems* [72].

- **CAIXA DE JUNÇÃO SEM PORTA-FUSÍVEIS CC E COM CHAVE SECCIONADORA CC**

A caixa de junção é equipada com uma chave seccionadora cc e conectores do tipo MC4, porém sem porta-fusíveis cc. A Figura 32 (a) mostra os conectores positivos (P1, P2 e P3) e negativos (N1, N2 e N3). A Figura 32 (b) mostra os terminais positivos não aterrados (**P1, **P2, **P3), os negativos aterrados (**N1, **N2 e **N3), terminal de aterramento (**N4),

terminal não aterrado (**P4) e terminal para pulseira de aterramento (**N5). Na Figura 32 (c), observa-se que as fileiras FV são negativamente aterradas [64].

Figura 32. (a) Caixa de junção do inversor com três entradas para fileiras; (b) Interior da caixa de junção do inversor; (c) Diagrama unifilar mostrando as fileiras negativamente aterradas.



Fonte: [64].

• ATERRAMENTO E PROTEÇÃO DA CONEXÃO COM A REDE CA

No SFVCR em questão, o aterramento foi feito utilizando uma haste de cobre, sendo interligado a toda a instalação elétrica, como mostrada na Figura 33 (a). O condutor de aterramento foi devidamente conectado a toda a instalação elétrica, incluindo-se a parte metálica dos módulos fotovoltaicos, a estrutura de fixação dos mesmos, conforme ilustra a Figura 33 (b), e os inversores.

Figura 33. (a) Haste de aterramento e condutor; (b) Condutor de aterramento parafusado na estrutura metálica e conectado a cada módulo FV.



Fonte: Dados do próprio autor.

Com relação à proteção da conexão à rede elétrica ca, a norma ND 5.30 recomenda a utilização de um dispositivo denominado DSV (Dispositivo de Seccionamento Visível) e que tem a finalidade de garantir a segurança dos operadores das distribuidoras, para o isolamento do sistema FV da rede elétrica, mesmo que os inversores tenham a função de anti-ilhamento.

Como mostra o diagrama unifilar do Anexo F, verifica-se que foram conectados três DPS em série com três fusíveis para cada inversor, sendo que um par de DPS e fusível está instalado entre duas fases, e os outros dois pares estão conectados entre cada fase e o cabo terra.

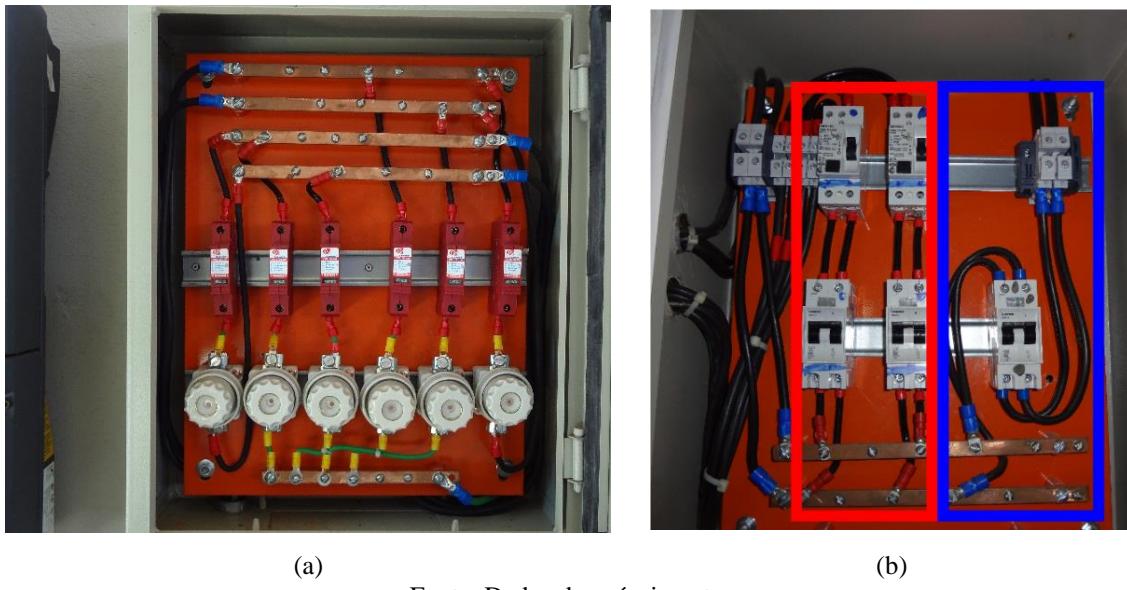
As normas europeias recomendam que, caso o sistema não tenha para-raios, o DPS do tipo II é opcional e se o inversor estiver distante da entrada do medidor, outro DPS do tipo II deve ser instalado junto ao medidor. Caso o para-raios esteja separado do sistema FV, um DPS do tipo II deve ser instalado junto ao inversor e um DPS tipo II deve ser conectado junto ao medidor. A proteção dos componentes do lado ca, portanto, é feita com os fusíveis de 63A e DPS (Dispositivos de Proteção Contra Surtos) com o seguinte nível de proteção: Classe II, VCL 275V e 45kA, ilustrados na Figura 34 (a) [71].

O uso do dispositivo de proteção contra correntes de fuga à terra depende do tipo de inversor: com ou sem transformador, porém sabe-se que a norma NBR 5410 recomenda a instalação de DR (Disjuntor Diferencial-Residual). A Figura 34 (b) destaca os dois pares de disjuntores termomagnéticos em série com DR. Os DRs abrem os contatos caso ocorra uma corrente de fuga à terra, protegendo as pessoas contra choques elétricos.

Os disjuntores com conectores em vermelho são responsáveis pela proteção de cada inversor contra sobrecorrentes e curtos-circuitos provenientes da rede ca, sendo utilizados os Mini-disjuntores de 40A e curva C da Siemens [73]. Foi utilizado o DR tipo A, 5SM1 314-6 de 30mA da Siemens, o qual, segundo o catálogo do fabricante [74], é recomendado para circuitos que contenham cargas eletrônicas, as quais modificam a forma de onda senoidal.

Os disjuntores e DRs são conectados ao barramento que alimenta as cargas instaladas no primeiro pavimento da PGM, no qual se concentra o maior consumo de energia. O disjuntor com conector azul protege as cargas conectadas ao barramento do quadro de energia do primeiro pavimento, especificado em 63A e curva C da Siemens [73].

Figura 34. (a) Dispositivos de proteção da rede ca: DPSs e fusíveis; (b) Quadro com dois disjuntores ca e dois disjuntores diferenciais residuais (DRs), destacados em vermelho. Em azul, está destacado o disjuntor ca para proteção do quadro do primeiro pavimento.



Fonte: Dados do próprio autor.

3.5.4 ESTABELECIMENTO DA LIGAÇÃO À REDE ELÉTRICA

As características e o tipo de conexão à rede deverão ser esclarecidos junto à concessionária, para efetuar a correta solicitação de acesso à rede. A concessionária também deverá disponibilizar informações tais como a potência de curto-circuito mínima do ponto de conexão para dimensionar os dispositivos de proteção. O sistema inversor será compatível com a rede elétrica dependendo da impedância do ponto de conexão, ou seja, da impedância do lado ca. A resistência entre a saída do inversor e o ponto de ligação à rede da concessionária, pode ser determinada pela equação (67), cujos parâmetros elétricos estão representados na Tabela XIII [29]. Os inversores poderão ser desativados, dependendo do modelo, caso o valor da resistência até o ponto de conexão à rede exceda 1,25 Ω.

Tabela XIII – Parâmetros elétricos para o dimensionamento do cabo do lado ca.

Parâmetros Elétricos	Símbolo	Unidade
Comprimento do cabo do lado ca	L_{ca}	m
Seção transversal do cabo do lado ca	A_{ca}	mm^2
Condutividade elétrica (cobre $k = 46,4$ a 80°C)	k	$\text{m}/(\Omega \times \text{mm}^2)$

Fonte: [29].



$$R_{ca} = \frac{2 \times L_{ca}}{A_{ca} \times k} = \frac{2 \times 50}{10 \times 46,4} = 0,21\Omega \quad (67)$$

Com o resultado obtido pela equação (67), verifica-se que a resistência do inversor ao ponto de conexão é menor que $1,25\Omega$, atendendo a este requisito de projeto. A Tabela XIV mostra os valores comuns de resistência por unidade de comprimento dos condutores de cobre a 25°C em função da respectiva seção transversal, o que pode variar dependendo do fabricante [29].

Tabela XIV – Valores comuns de resistência do condutor de cobre em função da respectiva seção transversal.

Seção A_{ca}	Resistência R_{ca}
$1,5\text{mm}^2$	$0,024\Omega/\text{m}$
$2,5\text{mm}^2$	$0,014\Omega/\text{m}$
4mm^2	$0,009\Omega/\text{m}$
6mm^2	$0,006\Omega/\text{m}$

Fonte: [29].

De acordo com a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST [31] e com a Tabela XV da ND 5.30, verifica-se que o SFVCR com potência instalada menor que 10kW deve ter a forma de conexão monofásica, bifásica ou trifásica. Pelo modelo dos inversores selecionados para o projeto, o sistema foi conectado na forma bifásica.

Tabela XV – Forma de conexão em função da potência instalada.

Potência Instalada	Forma de Conexão
$< 10\text{kW}$	Monofásico, bifásico ou trifásico
10 a 15kW	Bifásico ou trifásico
$> 15\text{kW}$ (em rede trifásica)	Trifásico
$< 30\text{kW}$ (em Rede de distribuição rural monofásica com transformador exclusivo)	Monofásico

Fonte: [20].

Com relação ao estabelecimento da ligação à rede elétrica, no Capítulo IV será apresentada a análise da qualidade da energia no ponto de conexão da instalação fotovoltaica, das cargas e da rede.

3.5.5 MEDIDOR DE ENERGIA BIDIRECIONAL

Em instalações fotovoltaicas ligadas à rede de baixa tensão, deve existir um medidor no interior da propriedade permitindo a leitura da energia total produzida. No Brasil, os registradores de energia para os consumidores que tenham em sua propriedade os SFVCR são

bidirecionais, aderindo ao sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido como *net metering*.

Para aderir ao sistema de compensação de microgeração conectada à rede de baixa tensão da concessionária [75], o consumidor deverá seguir as recomendações da ND 5.30 e da Resolução Normativa 482 (2012), na qual está disposto que:

O consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

Referentes aos créditos gerados pelo SFVCR é mencionado na REN 482 (2012) que:

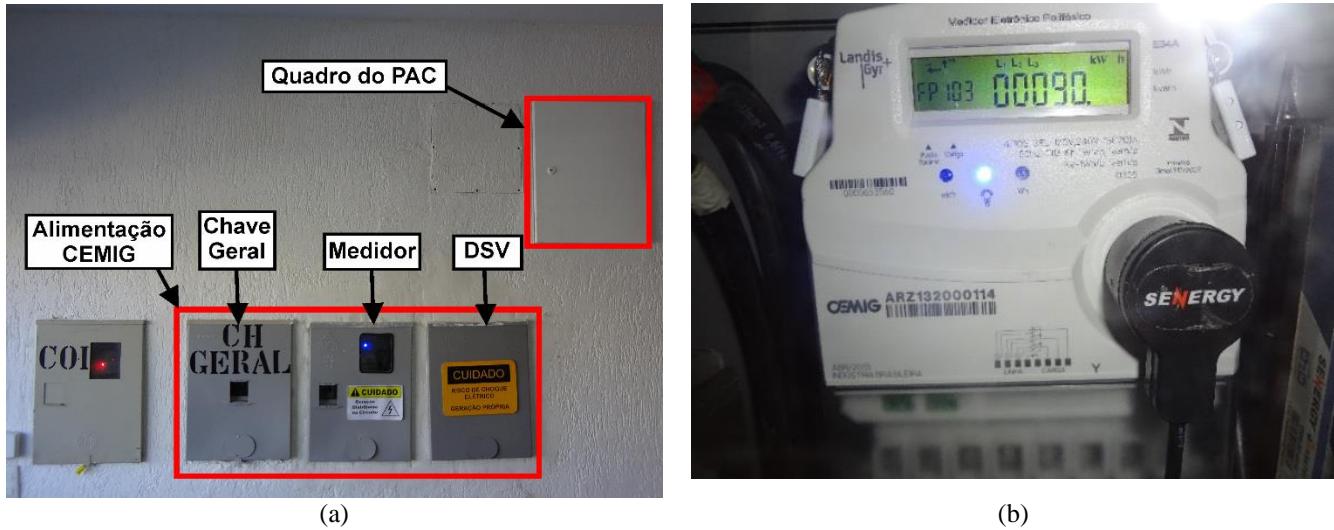
Os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão 36 meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento, e serão revertidos em prol da modicidade tarifária [12].

No sistema de compensação de energia analisado, caso sejam utilizados medidores analógicos, o disco do medidor de energia tem dois sentidos de rotação: sentido horário, indicando que o consumidor compra energia da concessionária; sentido anti-horário, indicando que o consumidor injeta o excedente da produção de energia elétrica na rede da concessionária. A medição da energia gerada também pode ser feita pela instalação de dois medidores: um será utilizado para medir a energia produzida pelo SFVCR e o outro medirá o consumo da energia da concessionária [54].

A Figura 35 (a) mostra os quadros da alimentação da CEMIG posicionados no pavimento térreo, incluindo-se a chave geral trifásica de 150A, medidor eletrônico, DSV especificado em 250A (pelo fato da especificação do disjuntor de entrada ser maior que 100A [20]) com tensão de isolamento de 1000V, e quadro com as proteções ca junto ao ponto de conexão da instalação.

O medidor bidirecional de energia elétrica padrão da CEMIG está devidamente sinalizado conforme as normas da ABNT [77], com o seguinte alerta “*Cuidado! Geração Distribuída no Circuito*”. A Figura 35 (b) mostra o medidor eletrônico bidirecional adaptado pela CEMIG-D, cujo modelo é o *Landis+Gyr E34A* [78], o qual é certificado pelo INMETRO, e contabiliza a diferença entre a energia consumida e a injetada.

Figura 35. (a) Visão geral de todos os quadros no térreo; (b) Medidor eletrônico bidirecional homologado pela CEMIG.



Fonte: Dados do próprio autor.

3.5.6 ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ANUAL

A estimativa de produção de energia dependerá de um estudo quanto aos parâmetros que envolvem a energia solar que incide sobre o local em que os módulos FV serão instalados (irradiação global horizontal direta, irradiação global horizontal difusa e albedo, por exemplo), além da qualidade do sistema fotovoltaico, ou seja, eficiência dos módulos FV e inversores.

Dessa forma, é possível avaliar as perdas do sistema fotovoltaico em relação à produção de energia elétrica ideal calculada para o gerador FV ($E_{Elétrica}$). Para isso, deve-se utilizar a Taxa de Desempenho (TD), cujo resultado é a relação entre a energia fornecida pelo gerador (E_{real}) e a energia elétrica teoricamente esperada ($E_{Elétrica}$) em relação às horas de Sol equivalente [29].

$$TD = \frac{E_{real}}{E_{Elétrica}} \times 100 \quad (68)$$

Pela Tabela II, apresentada no Capítulo III, verifica-se que a irradiação global horizontal média é de 1984,5kWh/m²/ano e, dividindo-se por 365 dias, tem-se 5440Wh/m²/dia. O número de horas de Sol equivalente da cidade de Uberlândia é obtido pela relação entre a irradiação diária média pela irradiância nominal sob as CTP obtida pela equação (69).

$$H_{eq} = \frac{I_{rr} (\frac{Wh}{m^2}/dia)}{1000 W/m^2} \Rightarrow H_{eq} = \frac{5440}{1000} h/dia \quad (69)$$

$$H_{eq} = 5,44 h/dia \quad (70)$$



A energia ideal gerada por um módulo ($E_{ideal\ módulo}$) é obtida pelo produto apresentado na equação (71) para a área da superfície do gerador fotovoltaico (A_{FV}), horas de Sol equivalente e eficiência dos módulos fotovoltaicos (η).

$$E_{ideal\ módulo} = A_{FV} \times H_{eq} \times \eta \times 1000W/m^2 \quad (71)$$

Em que:

$E_{ideal\ módulo}$: Energia gerada anualmente por apenas um módulo.

$$E_{ideal\ módulo} = 1,64 \times 5,44h/dia \times 14,54\% \times 1000 W/m^2 \quad (72)$$

$$E_{ideal\ módulo} = 1297,20Wh/dia \quad (73)$$

Para o cálculo da energia ideal do sistema, pode-se utilizar a equação (74).

$$E_{ideal\ sistema} = A_{total\ FV} \times H_{eq} \times \eta \times 1000 W/m^2 \quad (74)$$

$$E_{ideal\ sistema} = 45,92 \times 5,44h/dia \times 14,54\% \times 1000 W/m^2 \quad (75)$$

$$E_{ideal\ sistema} = 36,32kWh/dia \quad (76)$$

O valor da irradiação solar anual, ou seja, a irradiação solar média diária (I_{rr}) multiplicada pelos 365 dias no ano incide em cada unidade de área a partir da orientação e inclinação do módulo e, multiplicando-se esse valor pela área total da superfície do gerador (A_{FV}), obtém-se a potência anual total que é absorvida pelo gerador FV. A irradiação anual total que será absorvida pelo gerador foi obtida utilizando os dados de irradiação solar média diária, fornecidos pelo INPE/SWERA [59]. Consequentemente, a energia total que será absorvida pelos módulos é determinada em (77).

$$E_{Sol} = I_{rr} \times 365\ dias \times A_{FV} \quad (77)$$

$$E_{Sol} = 5440(\frac{Wh}{m^2}/dia) \times 365\ dias \times 45,92m^2 \quad (78)$$

$$E_{Sol} = 91,18MWh/ano \quad (79)$$

Essa é a energia que chega ao sistema fotovoltaico e considerando-se a eficiência na conversão da energia solar em elétrica pelos módulos FV (η), obtém-se a energia elétrica ideal produzida ($E_{Elétrica}$) anualmente pela equação (80).

$$E_{Elétrica} = E_{Sol} \times \eta \quad (80)$$

$$E_{Elétrica} = 91,18MWh \times 0,1454 \quad (81)$$

$$E_{Elétrica} = 13,26MWh/ano \quad (82)$$

A instalação deverá ter um índice de desempenho em torno de 70% a 90% [29]. Adotou-se um valor de projeto do TD ou *Performance Ratio* (PR) estimada a 75% ao ano, ou seja, tem-



se um fator de perdas de 25%. Multiplicando-se este valor percentual pela TD, obtém-se a energia real estimada, considerando-se todos os fatores de perdas anteriormente citados, a ser produzida pelo SFVCR.

$$E_{real} = E_{Elétrica} \times TD \quad (83)$$

$$E_{real} = 13,26MWh/ano \times 0,75 \quad (84)$$

$$E_{real} = 9,945MWh/ano \quad (85)$$

A produção específica expressa em kWh/kWp/ano, denominado Fator de Produção, permite comparar resultados entre sistemas FV instalados em diferentes regiões, sendo definido por referências temporais, exemplo, meses ou anos, o qual pode ser determinado para o SFVCR em pauta pela equação (86).

$$Fator\ de\ Produção = \frac{E_{real}}{P_{nominal\ FV}} \quad (86)$$

$$Fator\ de\ Produção = \frac{9945kWh/ano}{6,58kWp} \quad (87)$$

$$Fator\ de\ Produção = 1511,39kWh/kWp/ano \quad (88)$$

Considerando o fator de produção para o período de um ano, ele deverá coincidir com a produção específica anual do sistema fotovoltaico. O fator de capacidade (FC%), por sua vez, é um termo utilizado pela ABINEE que significa a relação entre a energia produzida anualmente (E_{real}) e a energia que ele geraria se ele operasse com potência nominal do SFVCR caso o sistema operasse durante 24 horas por dia durante um ano, sendo o valor estimado determinado pela equação (89) [38], [79].

$$FC(\%) = \frac{E_{real}}{P_{nominal\ FV} \times 24 \times 365} \times 100 \quad (89)$$

$$FC(\%) = \frac{9,945MWh}{57,64MWp} \times 100 \quad (90)$$

$$FC(\%) = 17,25\% \quad (91)$$

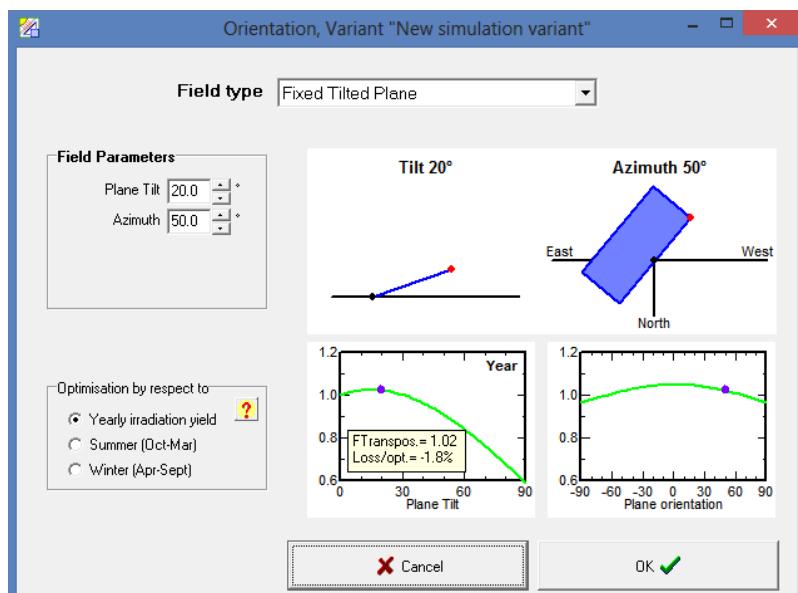
3.6 DIMENSIONAMENTO DESENVOLVIDO NO SOFTWARE PVsyst

Com o intuito de validar o dimensionamento teórico do projeto realizado nos tópicos anteriores, utilizou-se o software PVsyst [25], que é voltado ao dimensionamento de SFVCR, de sistemas FV autônomos e de bombeamento de água.

Primeiramente, deve-se fazer o cadastro do local da UFV em Uberlândia, com os valores de albedo do telhado e das faixas de temperatura para o projeto do arranjo FV, com a determinação das tensões mínimas e máximas de entrada cc do inversor. Observa-se que quanto maior for o valor do albedo, maior será a capacidade do material de refletir a luz solar e, como valor médio para as instalações FV localizadas em território urbano, o programa adota o albedo igual a 0,20.

As simulações foram efetuadas com base nas coordenadas geográficas da instalação FV (latitude, longitude, altitude e fuso horário) e com os dados meteorológicos do local, tais como irradiação global mensal ($\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{mês}$), irradiação difusa ($\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{mês}$) e temperatura ($^{\circ}\text{C}$), obtidos pela base de dados do INPE [59]. A Figura 36 mostra a tela na qual é definida a inclinação e o desvio azimutal nos quais os módulos FV serão posicionados. Nesta tela, verifica-se a possibilidade do ajuste sazonal da inclinação dos módulos para os meses do Verão e Inverno.

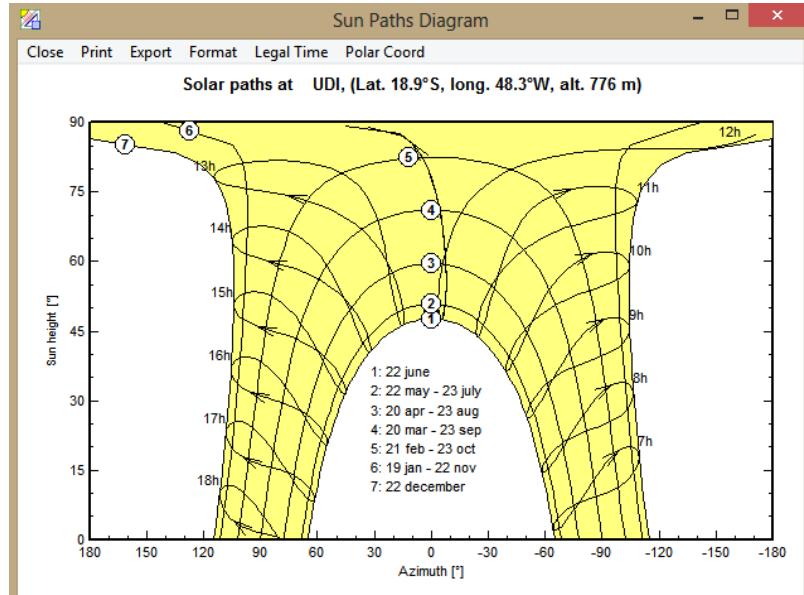
Figura 36. Definição da inclinação e do desvio azimutal do arranjo FV.



Fonte: Dados do próprio autor – *PVsyst*.

A Figura 37 ilustra o percurso solar ao longo de um ano. Nos meses do Inverno a duração dos dias é menor que a das noites, sendo que no dia 21 de Junho ocorre o Solstício de Inverno, em que a duração da noite é a maior do ano. Nos meses do Verão, a duração dos dias é maior que a das noites, sendo que por volta do dia 21 de Dezembro ocorre o Solstício de Verão, em que a duração do dia é a maior do ano.

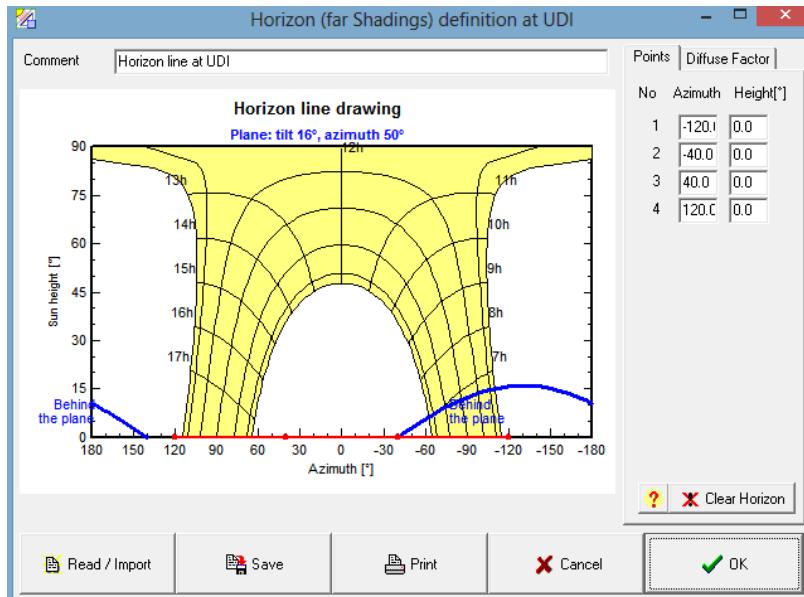
Figura 37. Percurso solar ao longo do ano para o local estudado.



Fonte: Dados do próprio autor – PVsyst.

A Figura 38 mostra que no período da manhã, antes das 7 horas, o Sol nascerá atrás dos arranjos FV na maior parte das estações do ano, reduzindo-se a produção energética total do sistema.

Figura 38. Altura do sol em amarelo e em azul está a região em que o Sol nasce atrás dos arranjos FV.



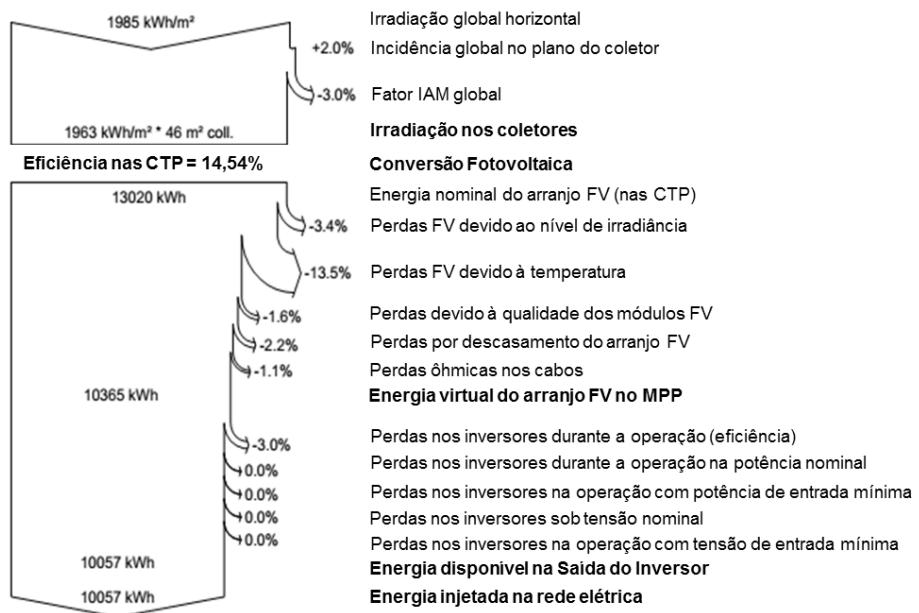
Fonte: Dados do próprio autor – PVsyst.

Após essa tela, deve-se definir a potência nominal do sistema FV (kW_p) e os modelos dos módulos e dos inversores. Com isso, o *software* determina o número de módulos e de fileiras que devem ser instalados, compatíveis com o inversor selecionado.

A Figura 39 mostra o resultado final da energia gerada anualmente considerando todas as perdas do sistema, por exemplo, nível de irradiância, temperatura, qualidade dos módulos, perdas por descasamento ou *mismatch* de potência de módulos FV devido às possíveis diferenças na dopagem do silício policristalino, eficiência dos módulos, perdas ôhmicas nos cabos cc e ca, além da eficiência dos inversores.

A taxa de desempenho total anual do sistema obtida pelas simulações é de 75,5%, em que as perdas mais significativas ocorrem devido à temperatura. O relatório detalhado para a inclinação de 20° está apresentado no Anexo E. A produção estimada de energia do SFVCR, considerando-se todas as perdas anteriormente descritas, é de 10,057MWh ao ano. Caso as estruturas de fixação metálicas fossem voltadas precisamente para o Norte geográfico, ou seja, com desvio azimutal igual a 0°, a geração de energia anual obtida utilizando o *PVsyst* é de 10,376MWh, 3,17% maior que a geração fotovoltaica com desvio azimutal de 50°.

Figura 39. Diagrama de perdas estimadas anuais do SFVCR.

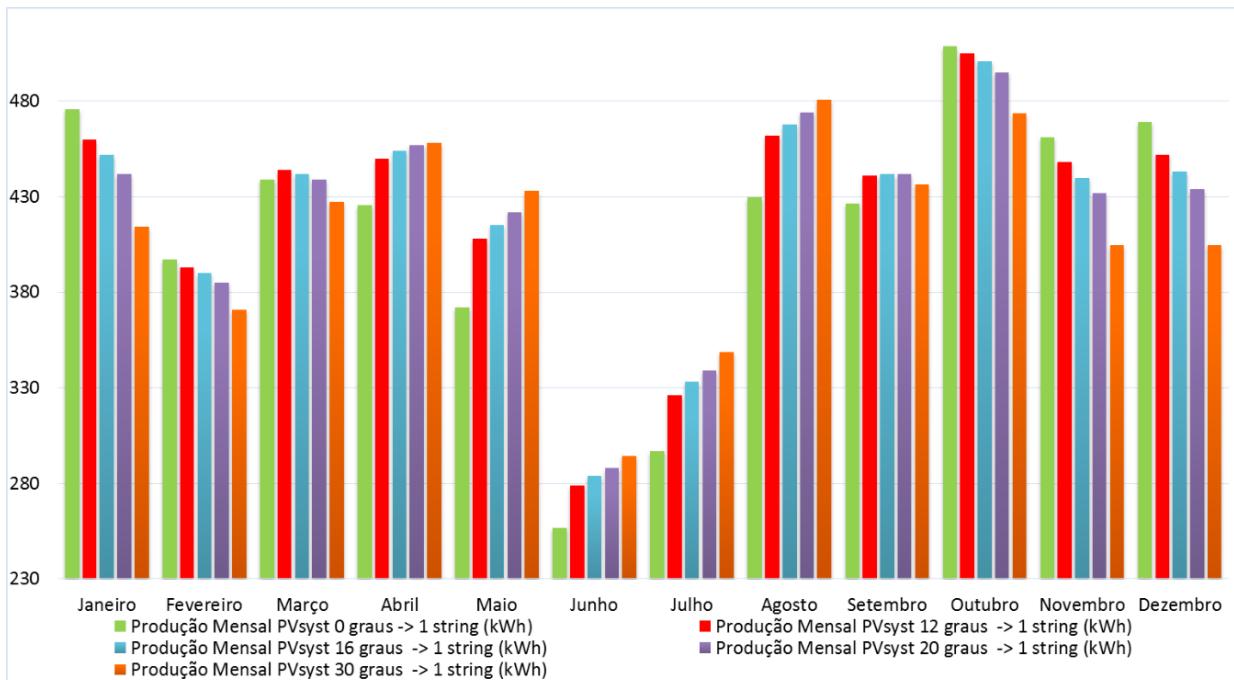


Fonte: Relatório da simulação do *PVsyst* [25].

Com o auxílio desse *software*, fez-se um estudo quanto ao desempenho da produção energética considerando-se a potência de apenas uma fileira, igual a 3290Wp. Após a variação da inclinação dessa fileira de 0°, 12°, 16°, 20° e 30°, mantendo o desvio azimutal em 50°, obtiveram-se os resultados de produção da mesma, conforme mostra a Figura 40. Com isso, foi possível avaliar os ganhos de produção sazonal em relação à energia gerada pela outra fileira que se manteve fixa ao longo do ano.

Dessa forma pela Figura 40, é possível identificar que entre os meses de Outubro a Fevereiro a inclinação que garantirá produção energética otimizada para a instalação é de 0º e, entre os meses de Março a Setembro, recomenda-se que a fileira em questão seja inclinada em 20º. Caso seja possível que a estrutura tenha uma inclinação de 30º, pode-se utilizá-la no período entre Abril e Agosto.

Figura 40. Energia teórica estimada por somente uma fileira para cinco inclinações distintas.



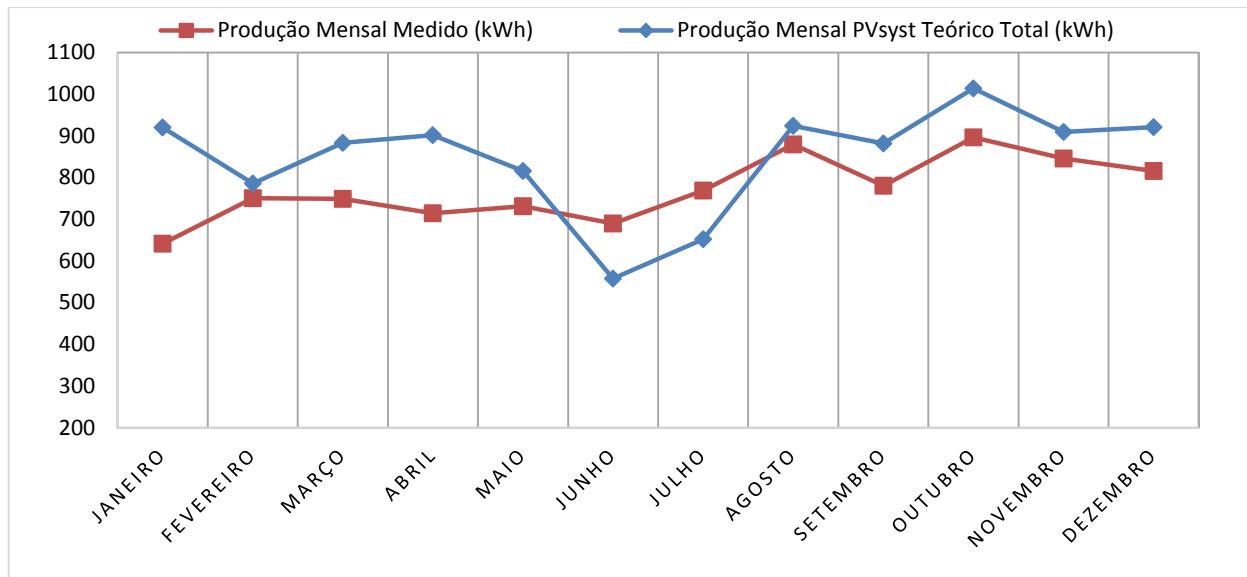
Fonte: Resultados obtidos com o programa *PVsyst*.

Segundo os dados apresentados na Figura 40, a Figura 41 mostra a produção anual obtida por simulação no *PVsyst* utilizando inclinações diferentes ao longo do ano para a fileira esquerda, de acordo com a vista superior da instalação, para os meses: março (0º), abril (10º), outubro (0º), novembro (0º) e dezembro (0º), mantendo a fileira direita com a inclinação fixa (12º) em 2013. Os dados da produção medidos pelos inversores para as estruturas de fixação metálicas posicionadas nas mesmas condições anteriores estão também apresentados em (kWh).

As maiores discrepâncias entre os resultados da produção medida e por simulação ocorreram nos seguintes meses: janeiro, março, abril e junho. As possíveis causas para as discrepâncias são as chuvas atípicas, principalmente as que ocorreram no mês de janeiro, e inclinações das estruturas metálicas distintas das projetadas.

Maiores detalhes com relação à análise dos resultados teóricos obtidos pelas simulações computacionais e dos resultados medidos pelos inversores do SFVCR estão apresentados no Capítulo IV na Tabela XXII (Economia de Energia Estimada em R\$, em função da tarifa mensal da CEMIG) e na Tabela XXIII (Energia Mensal Medida para as duas fileiras, energia mensal do inversor 1, energia mensal do inversor 2, energia mensal teórico total – variando-se a inclinação de apenas uma fileira utilizando o software PVsyst, além das inclinações consideradas). Além disso, serão apresentadas outras possíveis causas para as discrepâncias ocorridas entre resultados teóricos e medidos, considerando-se as variações na inclinação da fileira esquerda, mantendo a direita fixa.

Figura 41. Resultados da produção mensal de energia medido nos dois inversores (kWh) e da simulação com a energia gerada pelas duas fileiras (PVsyst);



Fonte: Resultados obtidos com o software PVsyst [25] e dados medidos na PGM.

3.7 CUSTOS MÉDIOS DO PROJETO

A seleção dos módulos fotovoltaicos e dos inversores deve ser feita após a análise de preços entre os fabricantes, já que esses dois componentes são responsáveis geralmente por 60% a 70% dos custos totais do sistema FV, como mostra a Figura 42 (a) [40]. Além desses componentes, foram inseridos no gráfico os percentuais aproximados dos custos das estruturas metálicas de fixação dos módulos FV, ilustrados na Figura 42 (b); de acessórios, tais como conectores MC4, dispositivos de proteção e ferramentas, além dos custos com o planejamento e permissões junto à concessionária. Assim, o sistema fotovoltaico completo com potência

nominal igual a 6,58kWp teve custo total em torno de R\$ 76.722,80. A análise do retorno do investimento, *payback*, em equipamentos para o ano de 2012 foi de 11 anos, com a relação em torno de R\$ 12/Wp instalado [80]-[81]. O tempo de retorno foi calculado considerando a produção anual de energia estimada, tarifa de energia elétrica incluindo a correção anual e taxa SELIC.

Porém, considerando-se a redução dos preços dos inversores e módulos fotovoltaicos ao longo do ano de 2013 e início de 2014, verifica-se que o retorno do investimento acontecerá em até 9 anos, com a relação de R\$ 10/Wp. A Tabela XVI apresenta a especificação e a quantidade dos componentes para implementação do projeto FV.

Tabela XVI – Quantidade e especificações dos componentes para a implementação do projeto FV.

Quantidade	Item
28	Módulos FV policristalinos (p-Si) 235Wp
2	Inversores 4,4kW
2	Estruturas metálicas de 14 módulos + montagem sobre o telhado
100	Metros de cabo cc de 6mm ²
100	Metros de cabo ca de 16mm ²
100	Metros de cabo ca de 10mm ²
150	Metros de eletroduto de 2"
2	Disjuntores diferenciais DR 30mA Siemens
2	Disjuntores 40A Curva C Siemens
1	Disjuntor 63A Curva C Siemens
9	DPS ca 275V
4	DPS cc 460V
2	DPS para conexão de dados <i>Ethernet</i>
2	Painéis para a instalação das proteções cc
1	Painel para a instalação das proteções ca
20	Conectores MC4 para conexões entre fileiras e caixa de junção

Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 42. (a) Custos de implementação do projeto do SFVCR da PGM; (b) Visão geral dos módulos instalados nas estruturas de fixação metálicas.



Fonte: Dados do próprio autor, [40].

3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou detalhadamente o procedimento teórico para o dimensionamento do SFVCR implementado na PGM. Isso incluiu o estudo da irradiação global e difusa anual do local, posicionamento e inclinação dos módulos FV para o melhor aproveitamento da energia solar, escolha da potência dos módulos e dos inversores, dimensionamento dos cabos, dos dispositivos das proteções ca e cc, aterrramento, medidor de energia bidirecional, forma de conexão à rede elétrica de acordo com a ND 5.30 e custos médios do projeto.

Para validar os resultados estimados de produção de energia do SFVCR obtidos pelos cálculos teóricos, fez-se uma comparação desses resultados com os obtidos pelo *software PVsyst*. Destaca-se que pelos cálculos teóricos, a energia estimada é de 9,945MWh/ano e pelas simulações para as estruturas das duas fileiras inclinadas em 20°, a energia estimada é de 10,057MWh/ano. Portanto, verifica-se um erro de 1,11% dos resultados obtidos por simulação em relação aos cálculos teóricos desenvolvidos ao longo desse capítulo.

No capítulo IV, os resultados obtidos pelas simulações computacionais considerando as variações nas inclinações de apenas uma fileira serão comparados com os obtidos pela interface gráfica de usuário dos próprios inversores instalados na PGM, considerando-se os mesmos ângulos de inclinação.

CAPÍTULO IV

EXECUÇÃO DO PROJETO E RESULTADOS DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA DO SFVCR

4.1 INTRODUÇÃO

Esse capítulo apresenta os detalhes da execução da montagem do SFVCR, assim como o comissionamento, que se refere ao teste do sistema FV. Todos os resultados da produção energética ao longo do ano de 2013 serão apresentados, sendo comparados com os resultados de simulação obtidos pelo *PVsyst*.

4.2 MONTAGEM E COMISSIONAMENTO DO SFVCR

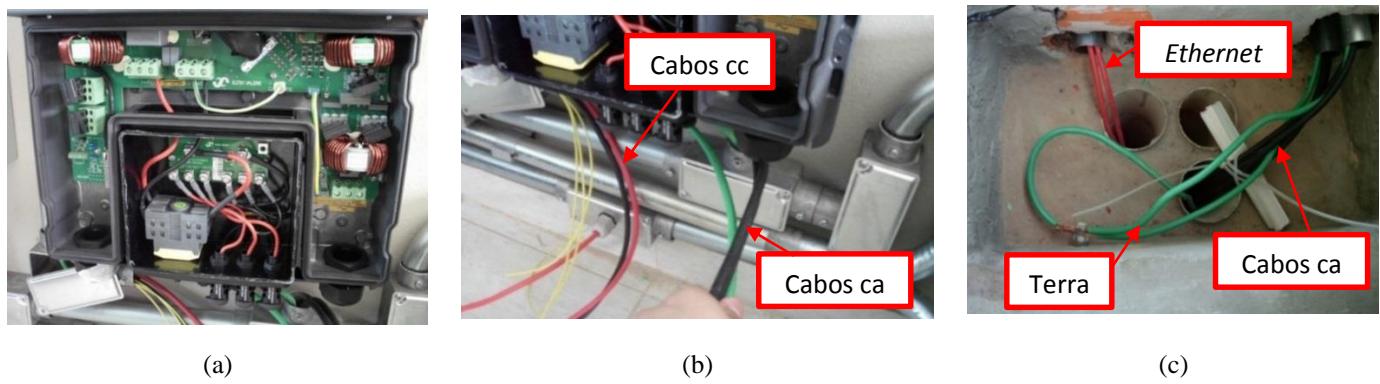
Nos próximos tópicos, serão apresentados os procedimentos para a montagem do sistema e o primeiro teste operacional, comissionamento, para a inicialização (*startup*) dos dois inversores. A primeira etapa da montagem do sistema é a instalação da comunicação de dados via porta *Ethernet* e comunicação entre os dois inversores via porta *CAN*, o que mantém o sincronismo. A segunda etapa é a instalação do lado cc no inversor, e a última é a conexão com a rede ca. Para efetuar a *startup* do sistema é necessário ativar primeiramente o lado ca, e logo em seguida, o lado cc das fileiras [40].

4.2.1 PRIMEIRA ETAPA: INSTALAÇÃO DA COMUNICAÇÃO DE DADOS

Todas as entradas dos inversores (rede elétrica - ca, fileiras de módulos - cc e de comunicação) são feitas pela abertura da tampa inferior e, como está ilustrado na Figura 43 (a). A Figura 43 (b) apresenta, no lado direito, dois cabos ca (pretos) e o cabo terra (verde), que foram passados do térreo, em que está o ponto de conexão da instalação, até o último pavimento,

onde estão instalados os inversores. A correta instalação dos equipamentos permite que o sistema forneça a máxima energia gerada pelos módulos FV às cargas a ele conectadas. Para passar esses cabos ao quadro de distribuição instalado no térreo, foi utilizada uma caixa de acesso já existente no último andar, de acordo com a Figura 43 (c). Neste quadro, o cabo *Ethernet* é conduzido ao roteador que fará a comunicação do inversor mestre com a rede local.

Figura 43. (a) Parte inferior do inversor após a retirada da tampa inferior;
 (b) Detalhe para os cabos da parte ca do inversor;
 (c) Caixa que interliga dois cabos de comunicação *Ethernet* e dois eletrodutos para as saídas do lado ca dos inversores.



Fonte: Dados do próprio autor.

O cabo *Ethernet* foi conectado somente em um dos inversores, sendo configurado como o Mestre e para sincronizá-lo com o outro se efetuou a conexão *CAN* (*Controller Area Network*). O inverter escravo pode ser configurado diretamente a partir do Mestre, assim como eventuais alarmes. É possível analisar pela interface dos inversores no computador o comportamento do sistema: energia gerada e injetada pelo sistema fotovoltaico, assim como a relação de kg/kWh de CO₂ não emitidas na atmosfera com o uso desse sistema, a qual foi configurada pelo fabricante em 0,7kg/kWh (dados europeus). A Figura 44 mostra esses dois cabos antes de serem conectados aos respectivos conectores no inverter.

Figura 44. Visão geral da parte inferior do inverter com *Ethernet* e *CAN* já passados pelo prensa cabos.



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 45 (a) mostra os três cabos *CAN* afixados ao inversor. A sequência da conexão dos cabos *CAN* é a mesma para os dois inversores, podendo ser contados da direita para a esquerda e para verificar se estão instalados nos pontos de conexão equivalentes, foi realizado o teste de continuidade. O próximo passo é conectar o cabo da rede *Ethernet* ao inversor mestre, como ilustra a Figura 45 (b). O inversor escravo, por sua vez, não terá a conexão *Ethernet* ativada, já que a comunicação *CAN* já envia todas as informações de *status* em tempo real ao inversor mestre.

Figura 45. (a) Fixação dos cabos *CAN*; (b) Cabo *Ethernet* (será enviado ao computador central) e cabos *CAN* (para conexão com o inversor escravo).



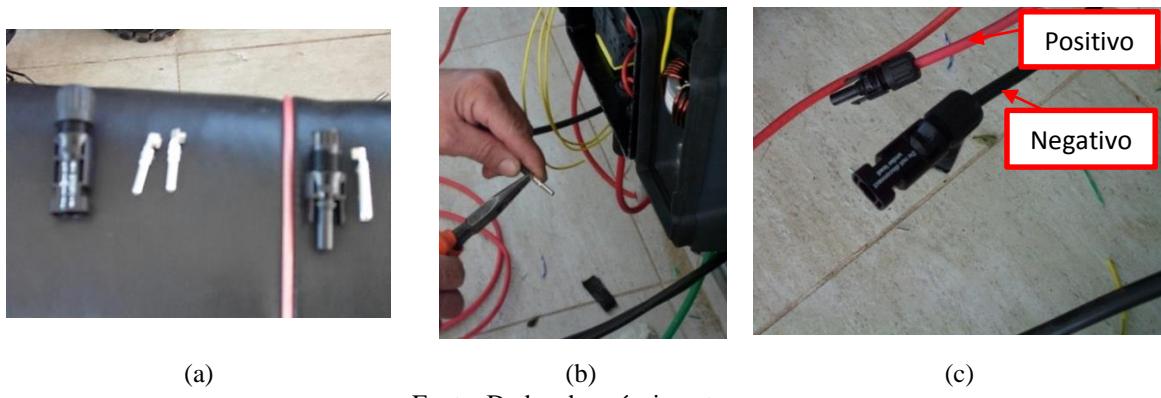
Fonte: Dados do próprio autor.

4.2.2 SEGUNDA ETAPA: CONFIGURAÇÃO DO LADO CC

Nesta segunda etapa da instalação foi realizada a conexão das fileiras aos inversores. Pode-se destacar que o procedimento realizado em um inversor será o mesmo para o outro. A conexão das fileiras com as caixas de junção dos inversores é feita com conectores do tipo MC4 destacados na Figura 46 (a), em que no lado esquerdo está o conector fêmea e no lado direito, o conector macho.

A Figura 46 (b) mostra a montagem dos conectores feita pressionando-se o terminal à parte desencapada do cabo cc com um alicate de bico, sem a necessidade de soldá-lo. Os cabos das fileiras devem estar montados conforme mostra a Figura 46 (c). O cabo cc positivo (vermelho) e negativo (preto) com conectores MC4 estão destacados. Nota-se que o conector macho está montado para o cabo positivo e o fêmea para o cabo negativo.

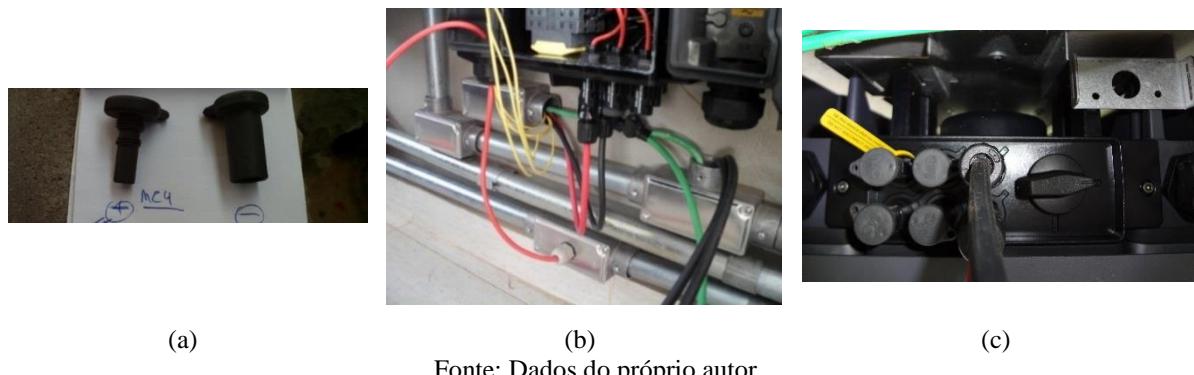
Figura 46. (a) Terminais e conectores MC4; (b) Montagem dos conectores MC4; (c) Cabos das fileiras com os conectores MC4 montados.



Fonte: Dados do próprio autor.

As caixas de junção do lado cc dos inversores possuem protetores plásticos nos conectores MC4, conforme mostra a Figura 47 (a), que devem ser retirados antes da conexão. A Figura 47 (b) mostra os cabos das fileiras já conectados à caixa de junção do inversor. A chave seccionadora presente na caixa de junção cc interna ao inversor deve estar na posição 0 (desativada) durante a instalação e a manutenção do sistema, evitando-se o risco de choque elétrico, como mostra a Figura 47 (c).

Figura 47. (a) Protetores dos plugues MC4 presentes nas caixas de junção dos inversores; (b) Detalhe para os cabos das fileiras conectados à caixa de junção do inversor; (c) Chave seccionadora cc da caixa de junção das fileiras.



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 48 (a) mostra o detalhe das conexões das fileiras internamente à caixa de junção mostrando a chave seccionadora cc. Para fins de teste, esta chave foi posicionada em I, em que se encontra ativada, permitindo-se a aferição da tensão de circuito aberto (Voc) de uma fileira. Isso permite afirmar que a conexão das fileiras foi realizada com sucesso. A Figura 48 (b) mostra as ponteiras de leitura da tensão Voc dos primeiros terminais positivo e negativo na caixa de junção. O fabricante disponibilizou os inversores com as fileiras pré-

configuradas com o negativo aterrado, como mostrado na Figura 32. O cabo verde está conectado ao conector GND (Terra), de acordo com a Figura 48 (c).

Figura 48. (a) Detalhe da caixa de junção; (b) Medição da tensão de circuito aberto da fileira instalada; (c) O negativo das fileiras dentro do inversor está configurado de fábrica aterrado.



(a)

(b)

(c)

Fonte: Dados do próprio autor.

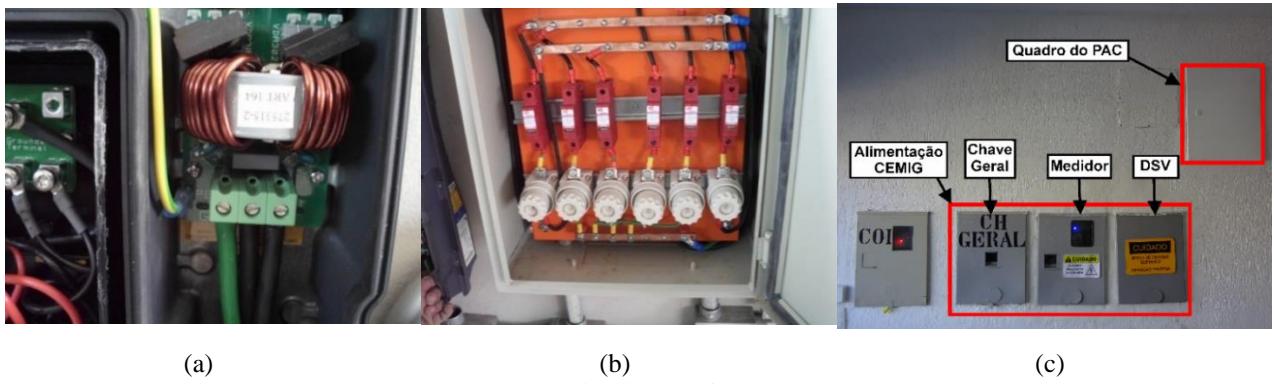
4.2.3 TERCEIRA ETAPA: CONEXÃO À REDE CA E *STARTUP* DOS INVERSORES

A ordem para a conexão é mostrada na Figura 49 (a). Da direita para a esquerda estão os conectores L, N e GND. Os terminais L e N são as duas fases provenientes da rede ca da CEMIG. O terminal GND está conectado à malha de aterramento. No quadro situado próximo aos inversores estão instalados os fusíveis para o lado ca do inverter, assim como os DPSs (Dispositivos de Proteção contra Surtos), como mostra a Figura 49 (b), entre fases e terra.

No quadro principal situado no térreo, Figura 49 (c), para ativar ou desativar a injeção de energia na rede, deve-se armar ou desarmar os dois DRs e os dois disjuntores responsáveis pela proteção dos respectivos inversores. Para inicializar a operação dos inversores, deve-se efetuar a ligação ca e o procedimento de configuração da interface de usuário, o qual está disposto no manual do fabricante.

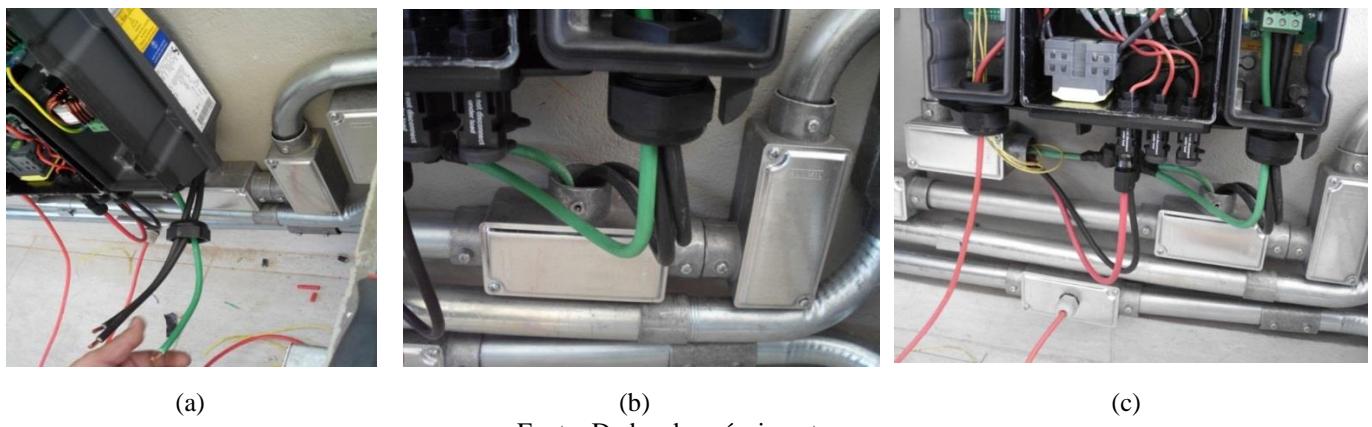
A Figura 50 (a) mostra os cabos ca e GND preparados para a conexão ao inverter, sendo que eles já estão desencapados e com o prensa-cabos posicionado para a instalação. A Figura 50 (b) mostra o prensa cabos já instalado no inverter, com os cabos ca conectados. A Figura 50 (c) ilustra o inverter com todos os cabos necessários à *Startup* do SFVCR (comunicação, cc e ca).

Figura 49. (a) Detalhe para os cabos ca (preto) e o terra (GND, verde) conectados ao inversor; (b) Dispositivos de proteção do lado ca (fusíveis e DPS); (c) Destaque para o quadro do Ponto de Acoplamento Comum de baixa tensão do andar térreo.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 50. (a) Prensa-cabos dos cabos ca e terra; (b) Detalhe para os cabos ca conectados ao inversor; (c) Inversor com todos os cabos necessários conectados, preparado para a *Startup*.

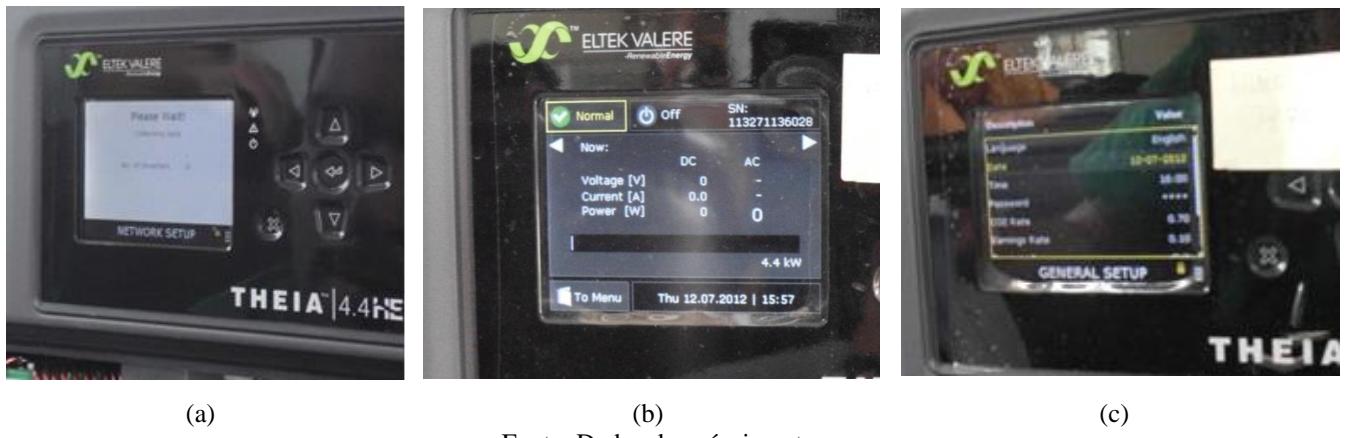


Fonte: Dados do próprio autor.

Para a configuração dos inversores e para realizar qualquer alteração no sistema pela interface gráfica de usuário (*GUI – Graphical User Interface*), deve-se utilizar a senha do instalador fornecida pelo fabricante. Para a inicialização dos inversores e de todo o sistema (*Startup*), deve-se ligar o disjuntor ca que está no andar térreo e, em seguida, girar a chave da caixa de junção das fileiras dos dois inversores para a posição I. Desse modo, eles se comunicam, verificando informações tais como, as tensões, correntes e energia em kWh do lado cc e ca. A Figura 51 (a) mostra que o inversor inicia automaticamente na tela *Network Setup*, passando a se comunicar pela conexão CAN com o outro inversor. A Figura 51 (b) mostra a interface inicial do inversor, momentos após efetuado o acionamento dos dois disjuntores e DRs presentes no Quadro de Distribuição de Baixa Tensão, situados no térreo do prédio, o qual é composto pelos dispositivos de proteção da conexão com a rede elétrica ca dos dois inversores.

A Figura 51 (c) mostra a tela *General Setup* em que são inseridos parâmetros tais como idioma, data e horário.

Figura 51. (a) Tela da configuração das conexões de dados (CAN e Ethernet); (b) Interface do inversor mestre (antes do modo *Startup*); (c) Configurações gerais: idioma, data, horário, etc.



Fonte: Dados do próprio autor.

Quanto às configurações de rede, deve-se digitar o endereço *IP* no inversor que pode ser fixo ou do tipo *DHCP* (dinâmico) na tela exibida na Figura 52 (a). Para acessar as opções dos inversores pelo navegador de Internet, foi digitado o mesmo endereço *IP* da rede configurado no inversor mestre. Destaca-se, então, que todas as configurações são feitas pelo inversor mestre, sendo enviadas automaticamente ao escravo, operando em sincronismo.

A Figura 52 (b) mostra a tela em que se encontram todas as informações referentes à tensão, corrente e os possíveis alarmes. Na tela está mostrada a operação no modo *Normal*, em que não há alertas de falhas no sistema. A configuração dos parâmetros da rede elétrica no inversor pode ser feita na tela *Grid Setup*, Figura 52 (c), em que estão informações, tais como: tipo da rede, código da rede (L-N 220V), tensão nominal, frequência nominal e tensão mínima limite, sendo que algumas já estão pré-programadas.

Após a configuração manual feita pelo instalador, os inversores entrarão no modo *Startup*, como mostra a Figura 53 (a), sendo que deve-se ativar primeiramente o lado ca, para que o sistema tenha a referência da rede elétrica e, em seguida, o lado cc. A Figura 53 (b) mostra o valor da potência instantânea lida do lado ca do inversor mestre, após alguns minutos do primeiro *Startup*. Após certo tempo com os inversores operando no modo *Running*, é possível mensurar toda a energia gerada pelos painéis FV e injetada no sistema pelos relatórios exibidos, assim como informações de entrada e saída em tempo real.

Figura 52. (a) Configurações da rede de dados; (b) Operação normal do inversor; (c) Descrição dos parâmetros definidos para a rede elétrica.



Fonte: Dados do próprio autor.

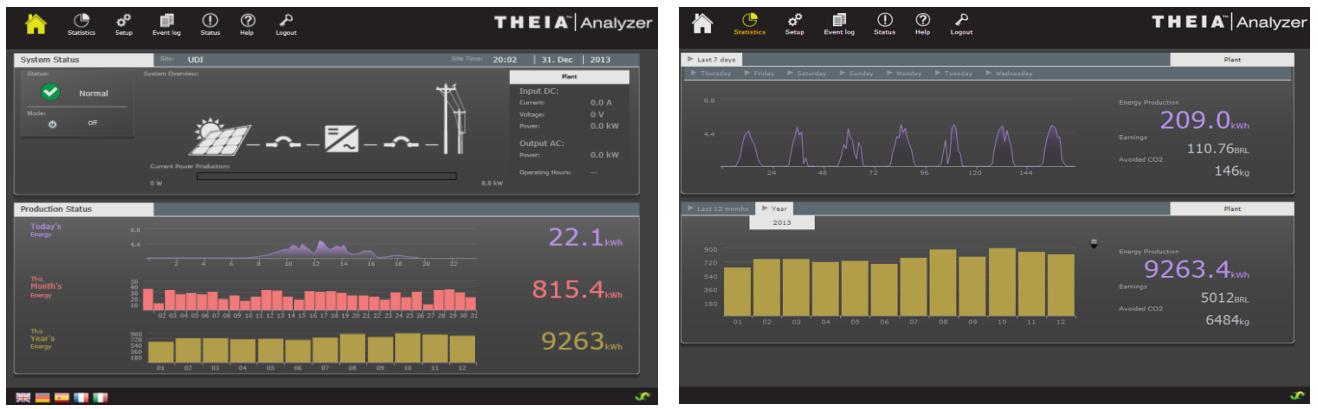
Figura 53. (a) Tela do inversor em modo *Startup*; (b) Wattímetro indicando a leitura da potência instantânea de um dos inversores.



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 54 (a) mostra a interface gráfica de usuário dos inversores, na qual estão exibidos os dados em tempo real para cada inversor e de toda a planta de tensão, corrente e potência. Também são apresentados gráficos da geração de energia diárias, mensais e anuais. A Figura 54 (b) estão os valores mensais de geração de energia fotovoltaica em 2013, incluindo-se as curvas de geração diárias (7 últimos dias).

Figura 54. (a) Tela do inversor em modo *Startup*. (b) Tela com os dados de geração disponibilizados pelos inversores Theia-HE-t UL.



(a)

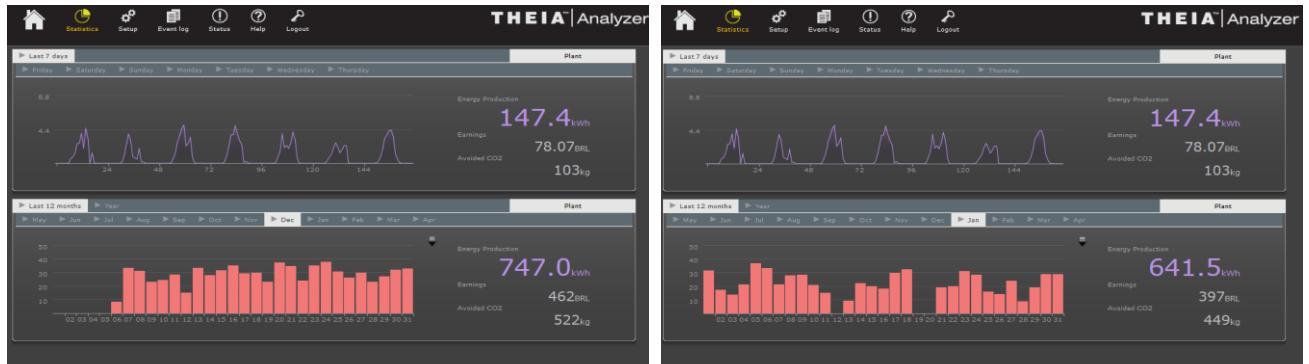
(b)

Fonte: Dados do próprio autor.

Os resultados obtidos ao longo do período avaliado (Dezembro de 2012 a Dezembro de 2013) estão apresentados nas Figuras 55 (a) a (n), podendo-se destacar a grande variabilidade da irradiação solar ao longo dos dias, provocada pelas nuvens, chuvas, entre outros fatores climáticos. Essa variabilidade é possível ser verificada comparando-se algumas curvas de geração diária mostradas na parte superior das figuras, em que teoricamente, deveriam ser próximas a uma curva de Gauss.

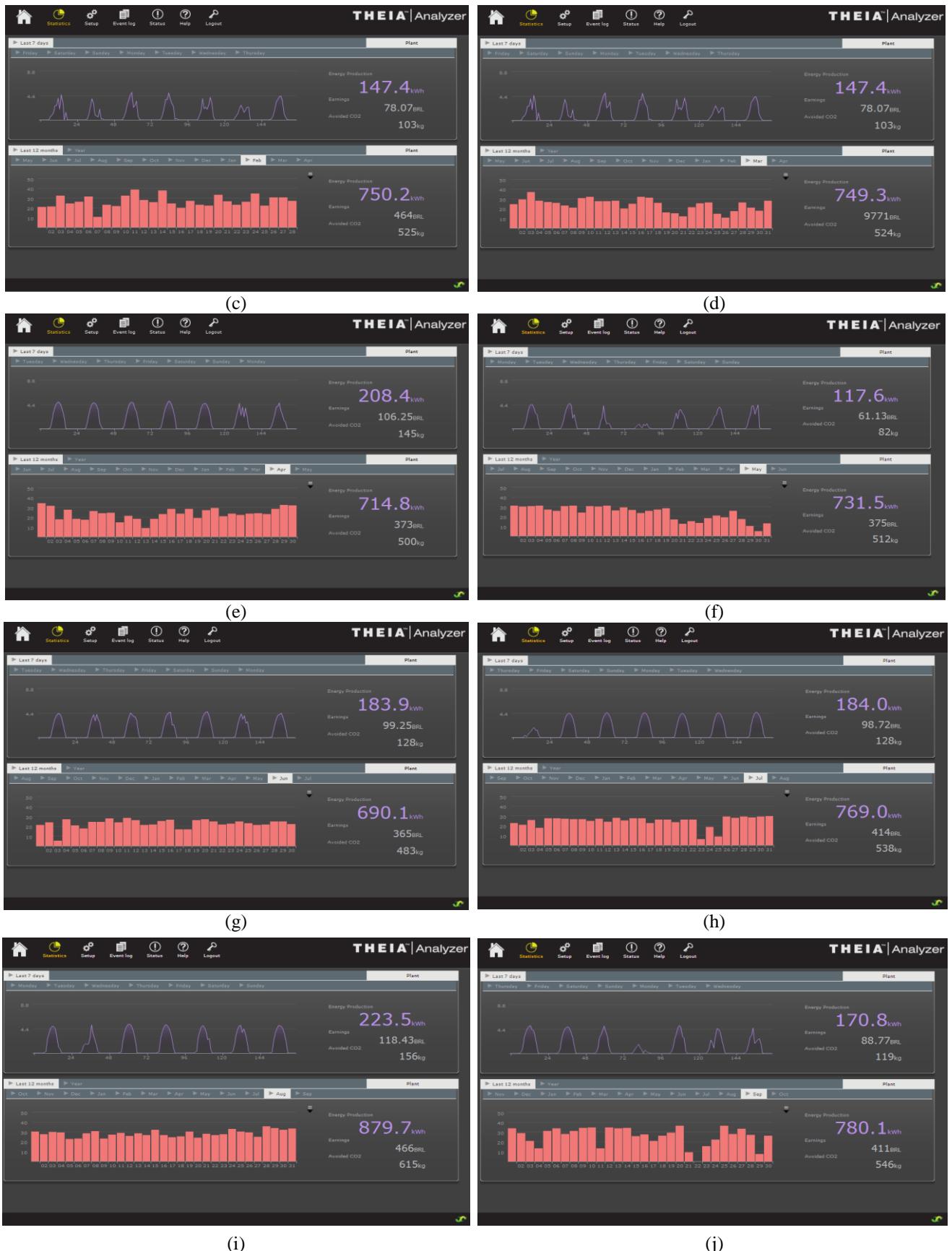
Os resultados obtidos por essas telas da interface gráfica de usuário serão apresentados em detalhes nas Figuras 56 a 81.

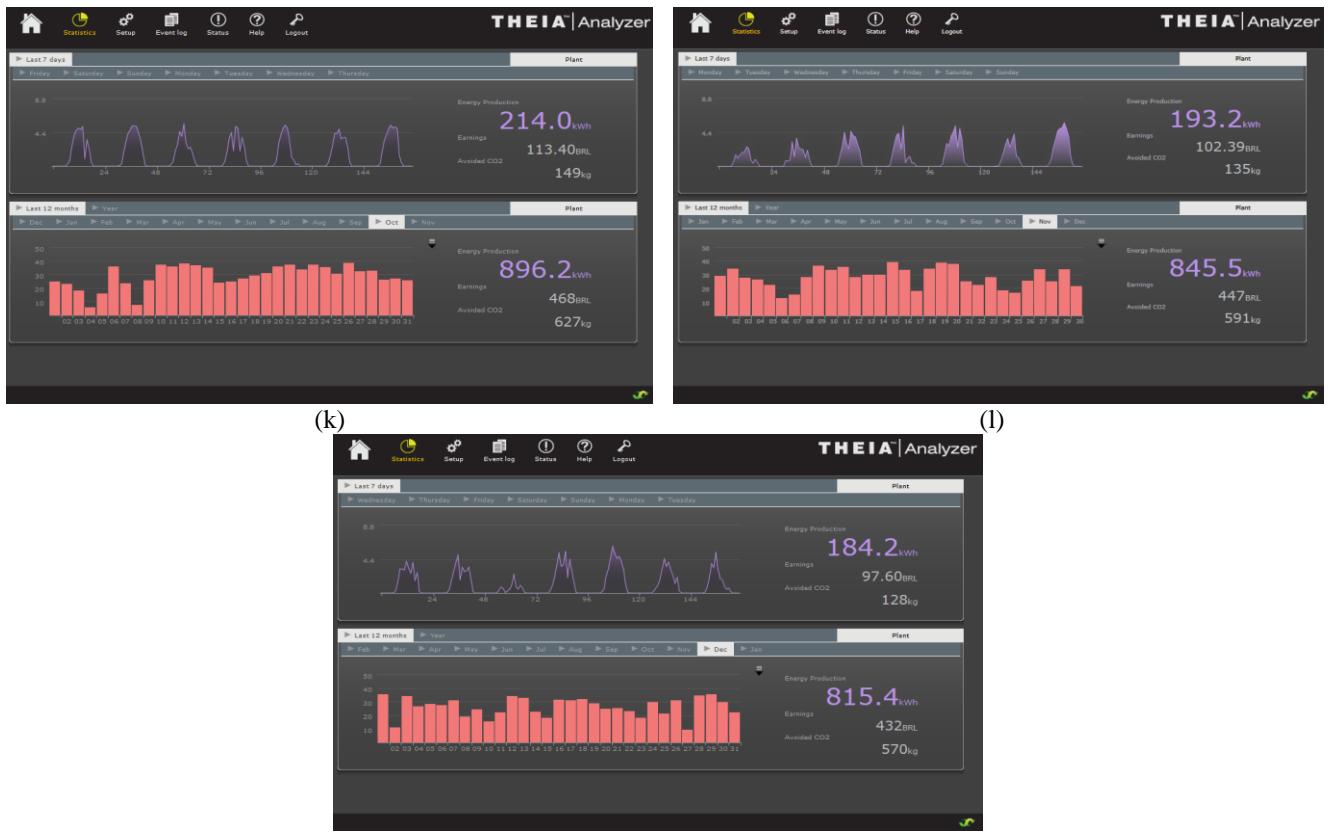
Figura 55. (a) Tela dos dados estatísticos de produção de energia do dia 6 a 31 de dezembro de 2012; (b) janeiro/13; (c) fevereiro/13; (d) março/13; (e) abril/13; (f) maio/13; (g) junho/13; (h) julho/13; (i) agosto/13; (j) setembro/13; (k) outubro/13; (l) novembro/13; (m) dezembro/13.



(a)

(b)





Fonte: Dados do próprio autor.

- **DESCRIÇÃO DOS COMPONENTES UTILIZADOS**

Nas próximas tabelas estão apresentadas as descrições dos componentes utilizados para a execução do projeto. A Tabela XVII apresenta os dados técnicos do DPS cc e a Tabela XVIII apresenta os detalhes técnicos do DPS ca.

As Tabelas XIX e XX apresentam as especificações do disjuntor e DR utilizados na instalação FV, respectivamente. As especificações do medidor eletrônico homologado pela CEMIG e certificado pelo INMETRO estão presentes na Tabela XXI.

Tabela XVII – DPS cc VCL 615Vdc 12,5kA/120kA.

Símbolo	Descrição	Valor
-	Classe	I
U_c	Tensão máxima de operação contínua	460Vac/615Vdc
I_n	Corrente de descarga nominal @ 8/20μs	60kA
$I_{máx}$	Corrente de descarga máxima @ 8/20μs	120kA
I_{imp}	Corrente de impulso a 10/350μs	12,5kA
W/R	Energia específica	39kJ/Ω
Q	Carga	6,25As
$W_{máx}$	Máxima energia absorvida em 10/1000μs	3860J
U_{ref}	Tensão de Referência @ 1mA	430V
U_p	Nível de proteção	<2,5kV
U_{res}	Tensão residual a 5kA	<1,3kV

Fonte: [71].

Tabela XVIII – DPS ca VCL 275V 45kA.

Símbolo	Descrição	Valor
-	Classe	II
U_c	Tensão máxima de operação contínua	275Vac/350Vdc
I_n	Corrente de descarga nominal @ 8/20μs	20kA
$I_{máx}$	Corrente de descarga máxima @ 8/20μs	45kA
U_{ref}	Tensão de Referência @ 1mA	430V
U_p	Nível de proteção	1,5kV

Fonte: [71].

Tabela XIX – Mini-disjuntor 40A – Curva C (5SX1 240-7).

Símbolo	Descrição	Valor
	U _e	Tensão de operação nominal 220Vca/127Vca
	U _i	Tensão de isolamento nominal 250/440Vca
I _{cn} (NBR NM 60898)	Capacidade de interrupção máxima	5kA
I _n	Corrente nominal	40A

Fonte: [73].

Tabela XX – Disjuntor DR tipo A: 5SM1 314-6.

Símbolo	Descrição	Valor
-	Bipolar	220V/127Vca
I _{Δn}	Corrente nominal residual	30mA
I _n	Corrente nominal	40A
-	Proteção de curto-circuito (Fusíveis)	63A
-	Disjuntor	40A

Fonte: [74].

Tabela XXI – Medidor eletrônico bidirecional.

Símbolo	Descrição	Valor
V	Tensão	120V e 240V
I _n	Corrente nominal	15A
I _{máx}	Corrente máxima	120A
I _p	Corrente de partida	0,4% de I _n
-	Frequência de referência	50Hz ou 60Hz
-	Classe	B (1)
-	Faixa de temperatura de operação	-10°C até +70°C

Fonte: [78].

4.3 ANÁLISE DA ENERGIA GERADA PELO SISTEMA FV DA PGM

A conexão à rede elétrica do sistema FV foi autorizada pela CEMIG no dia 6 de dezembro de 2012 e, desde então, foram medidas diariamente a geração de energia do sistema FV, através da interface gráfica de usuário dos inversores acessada pelo navegador de *Internet*. Os estudos teóricos com o *PVsyst* foram considerados e avaliou-se o melhor ângulo de inclinação dos módulos para se aperfeiçoar o desempenho da geração de energia do sistema FV ao longo do ano, de acordo com os dados apresentados na Figura 40, para manter o arranjo FV com ângulo perpendicular aos raios solares incidentes (condição ideal para máximo aproveitamento). Para isso, efetuou-se a redução do ângulo de inclinação das estruturas da fileira esquerda, nos meses do Verão e o aumento da inclinação durante os meses do Inverno. A inclinação dos módulos da outra fileira não foi alterada possibilitando a comparação dos resultados obtidos.

A característica de MPPT dos inversores conectados à rede pode rastrear a máxima potência de pico de apenas uma curva I-V. Desse modo, todos os módulos conectados em série (fileira) devem ter a mesma inclinação em relação ao plano horizontal para ter a geração ótima de energia [2]. Segundo os cálculos e medições físicas da estrutura metálica instalada no telhado da edificação, verifica-se que a inclinação é de 12° (Norte), sendo que as duas torres instaladas na fachada estão posicionadas em 20°, devido a problemas ocorridos na execução do projeto. Os módulos conectados em série a partir de diferentes ângulos de inclinação, faz com que a energia gerada pelos módulos que estão em 12° seja diferente em relação à geração pelos módulos que estão em 20°, o que poderá acarretar em perdas. Consequentemente, a geração total final será diferente que a prevista nas simulações feitas no *PVsyst*.

A Tabela XXII mostra a estimativa de economia de energia com a geração mensal do SFVCR da PGM em função das tarifas mensais da CEMIG em 2013, desconsiderando outros encargos. A tarifa da PGM é residencial e com isso, ao término de 2013, o SFV resultou em uma economia de energia em torno de R\$ 4953,62.

A Tabela XXIII apresenta a geração de energia medida mensalmente, incluindo-se a soma da energia dos dois inversores, energia do inversor 1 e 2, separadamente, além da estimativa de geração teórica considerando a variação sazonal da inclinação da fileira esquerda. Para essa estimativa, foram realizadas simulações computacionais utilizando o *PVsyst* para as seguintes inclinações: 0° nos meses avaliados (março, outubro, novembro, dezembro), 10° em

abril e em 12º no restante do ano [82]-[83]. A geração medida em 2013 é de 9263,374kWh e a geração teórica é 10167,779kWh, o que resultou numa diferença de 9,76%. A fileira com inclinação fixa (direita) teve geração de energia total de 7,23% maior que a esquerda. Somente nos meses novembro e dezembro foi possível observar que a fileira esquerda, com as estruturas de fixação inclinadas em 0º teve uma geração de 4,1% e 0,93% superior, respectivamente, à da fileira direita que se manteve em 12º.

Tabela XXII – Estimativa de economia de energia da PGM com o SFVCR implementado em função da tarifa.

Mês/Ano	Energia Medida (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Economia de Energia Estimada (R\$)
Jan/13	641,506	0,62131878	398,0542
Fev/13	750,167	0,53512700	401,4346162
Mar/13	749,331	0,51421911	385,3203199
Abr/13	714,752	0,51209945	366,0241061
Mai/13	731,453	0,54491206	398,577561
Jun/13	690,136	0,54159513	373,7742966
Jul/13	769,008	0,52960928	407,2737732
Ago/13	879,747	0,53114955	467,2772232
Set/13	780,143	0,52251167	407,6338218
Out/13	896,198	0,52679520	472,1128046
Nov/13	845,498003	0,52615618	444,8639995
Dez/13	815,4350	0,52823870	430,7443243
Total	9263,3740	-	4953,6165713

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela XXIII – Geração de energia mensal medida (total mensal e de cada inversor separadamente) e teórico obtido pelas simulações computacionais (*PVsyst*) já considerando as diferentes inclinações.

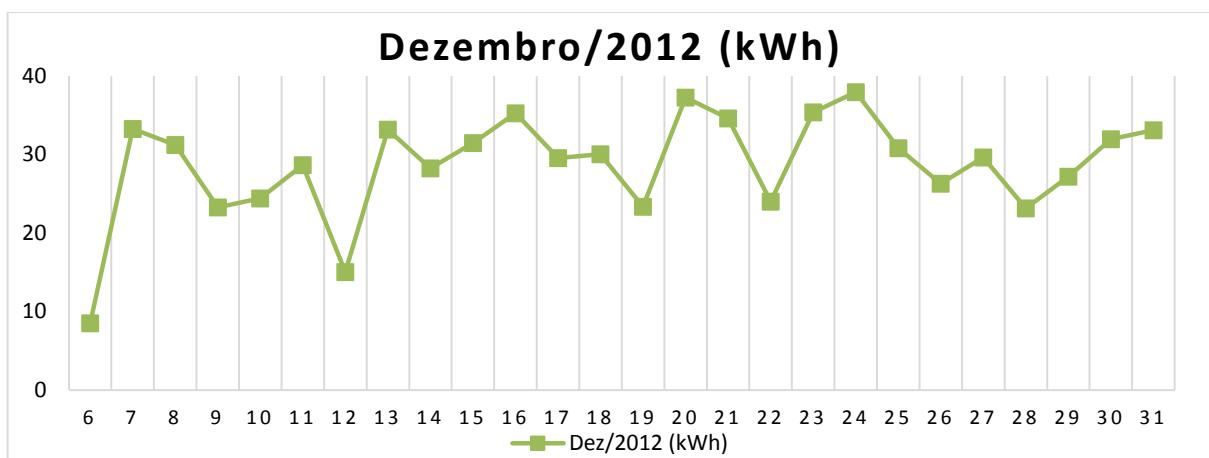
Meses	Energia Mensal Medida (2 fileiras) (kWh)	Energia Medida do Inversor 1 (Fileira Esquerda) (kWh)	Energia Medida do Inversor 2 (Fileira Direita) (kWh)	Energia Mensal (2 fileiras) Teórico Total (kWh)	Inclinação de cada fileira (Esquerda/Direita) (º)
Janeiro	641,506	314,342001	327,121002	920	12/12
Fevereiro	750,167	370,221999	379,945001	786	12/12
Março	749,331	356,866	392,472	883,2	0/12
Abril	714,752	323,608	391,144	902,079	10/12
Maio	731,453	342,594	388,859	816	12/12
Junho	690,136	326,314	363,822	558	12/12
Julho	769,008	370,752	398,256	652	12/12
Agosto	879,747	420,679	458,977998	924	12/12
Setembro	780,143	376,976	403,174995	882	12/12
Outubro	896,198	426,848998	469,348999	1014	0/12
Novembro	845,498003	431,242002	414,255999	909,2	0/12
Dezembro	815,4350	409,607001	405,828	921,3	0/12
Total	9263,3740	4470,051	4793,205	10167,779	-

Fonte: Dados do próprio autor e *PVsyst*.

As Figuras 56 a 81 apresentam, para cada mês (Dezembro/2012 a Dezembro/2013), os gráficos contendo a soma da geração de energia medida pelos dois inversores e os gráficos com a energia lida por cada inversor, ao longo do período avaliado (Inversor 1 – fileira esquerda; Inversor 2 – fileira direita). As possíveis causas para as discrepâncias serão abordadas em detalhes no próximo tópico.

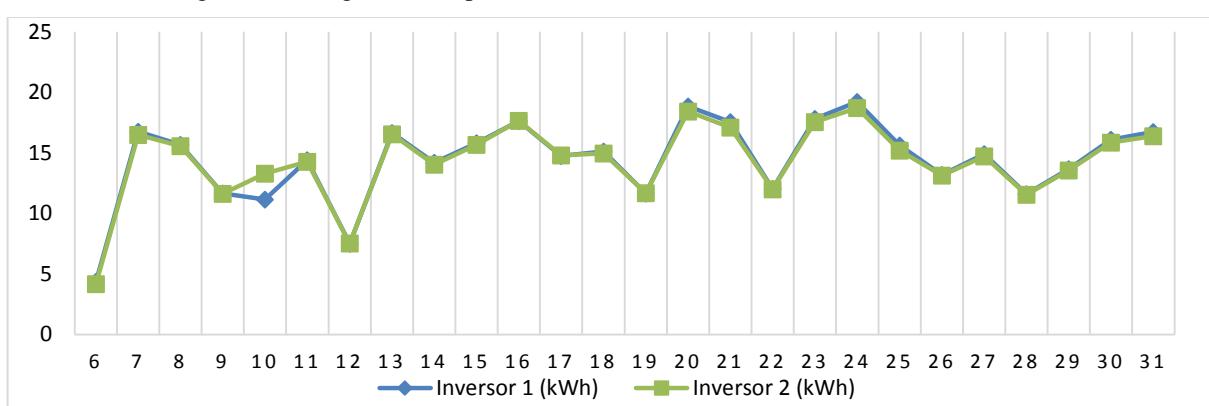
A Figura 56 mostra a energia medida pelos dois inversores, sendo que a conexão à rede foi autorizada em 6 de dezembro de 2012. A Figura 57 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda é praticamente igual à da fileira direita.

Figura 56. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Dezembro/2012 – Início: 06/12/2012



Fonte: Dados do próprio autor.

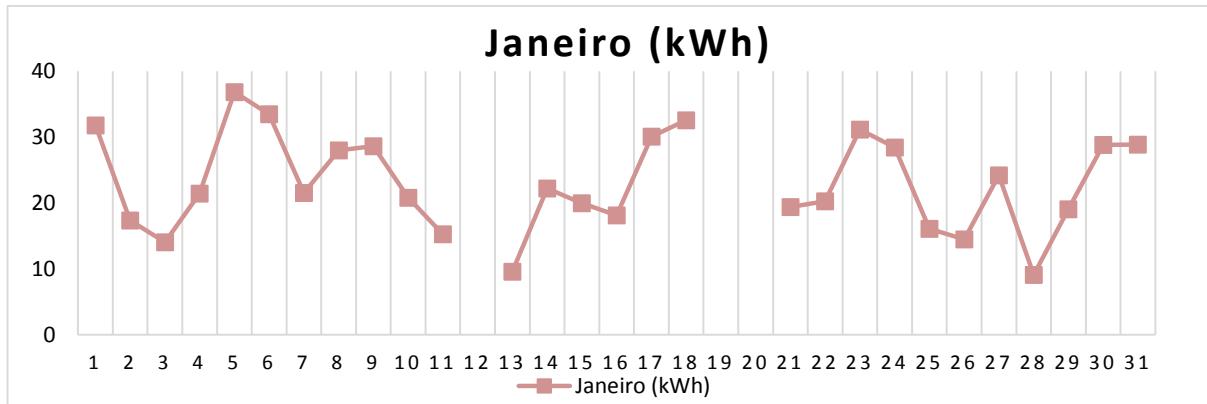
Figura 57. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Dezembro/2012.



Fonte: Dados do próprio autor.

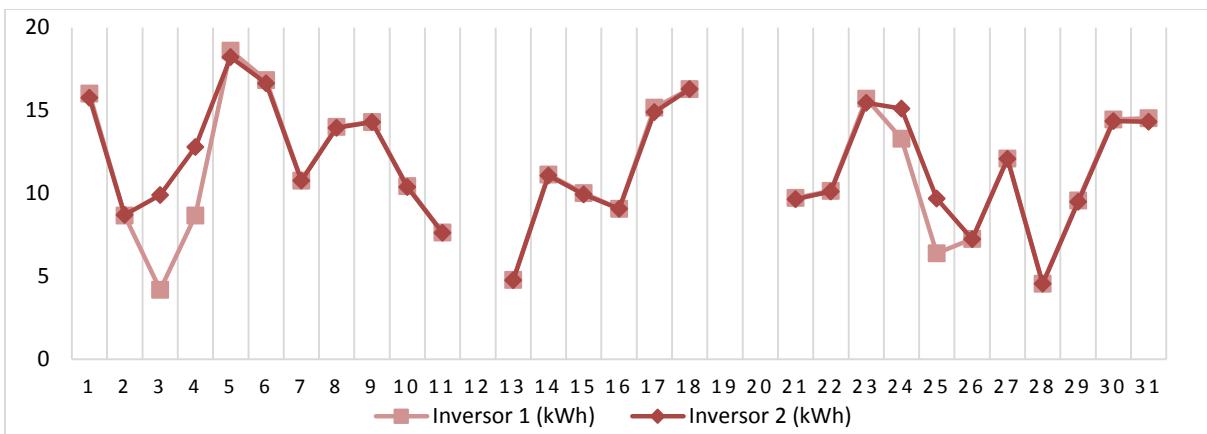
A Figura 58 mostra a energia medida pelos dois inversores, sendo que nos dias 12, 19 e 20 ocorreu a interrupção da rede elétrica para manutenção. A Figura 59 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita, devido às inclinações das estruturas metálicas serem distintas das projetadas.

Figura 58. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Janeiro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

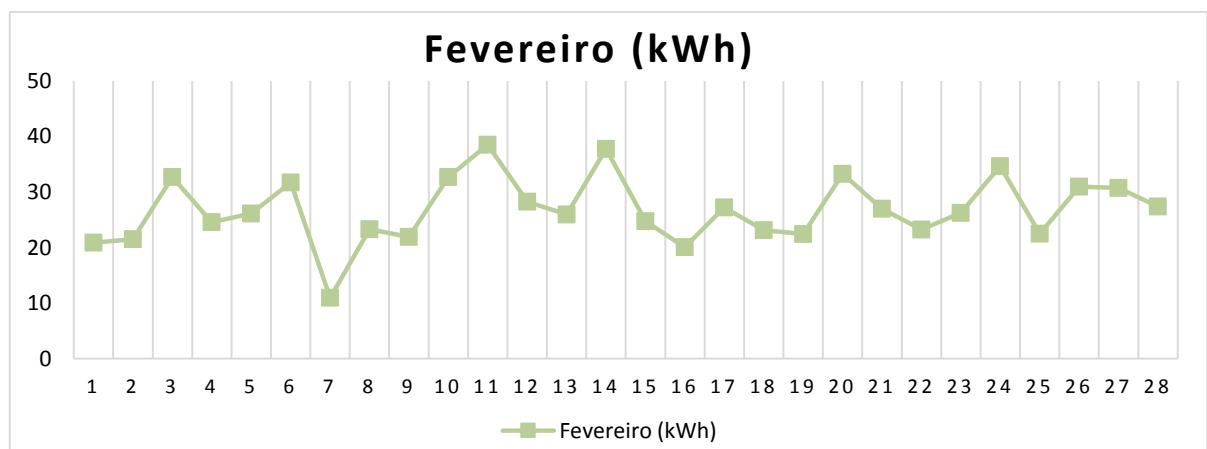
Figura 59. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Janeiro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

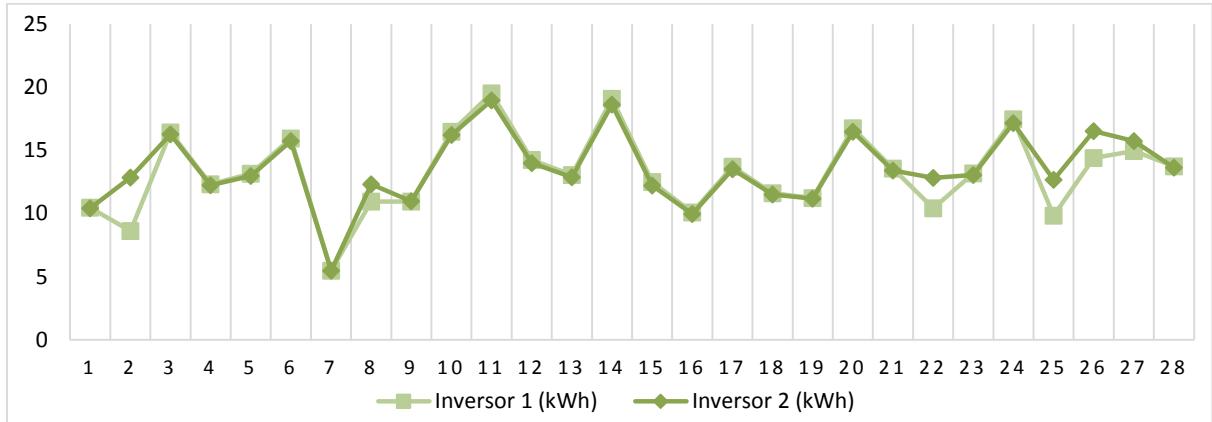
A Figura 60 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 61 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita.

Figura 60. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Fevereiro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

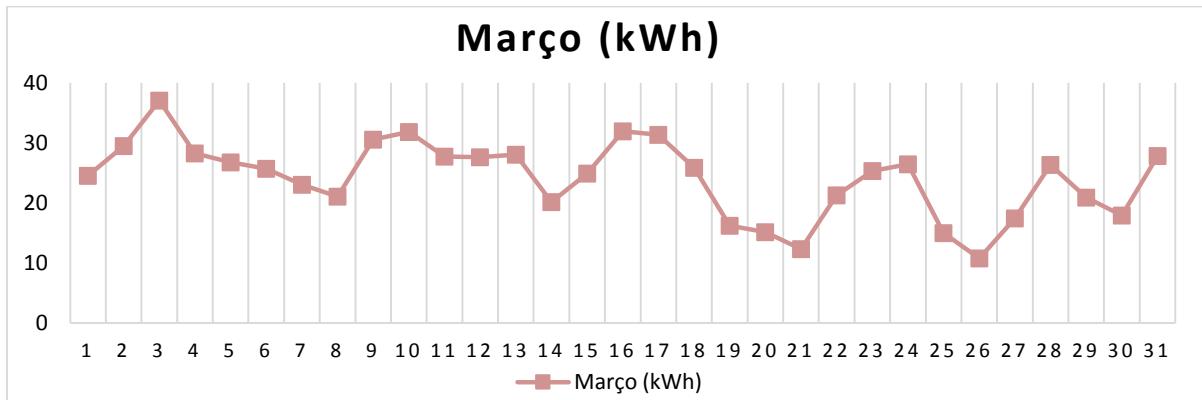
Figura 61. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Fevereiro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

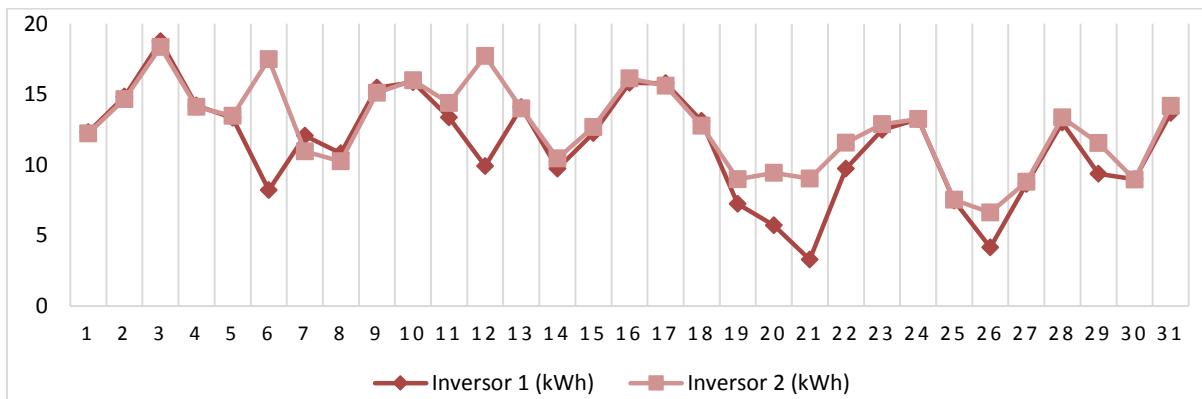
A Figura 62 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 63 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita.

Figura 62. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Março/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

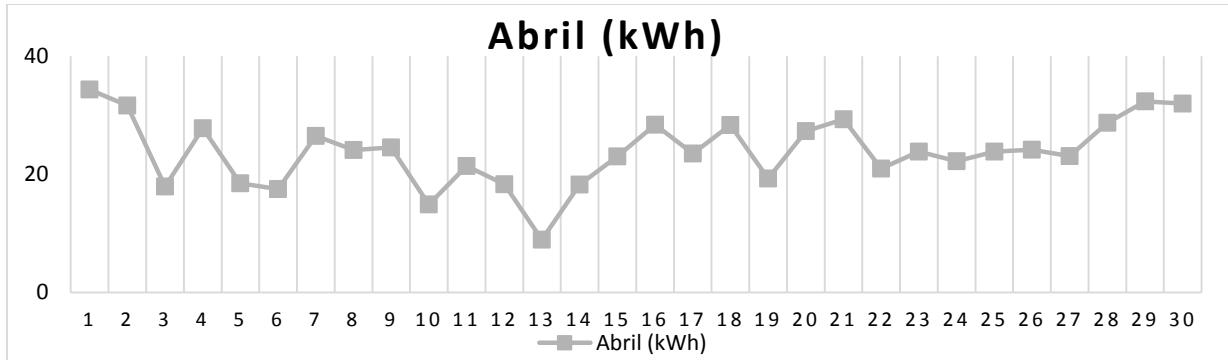
Figura 63. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Março/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

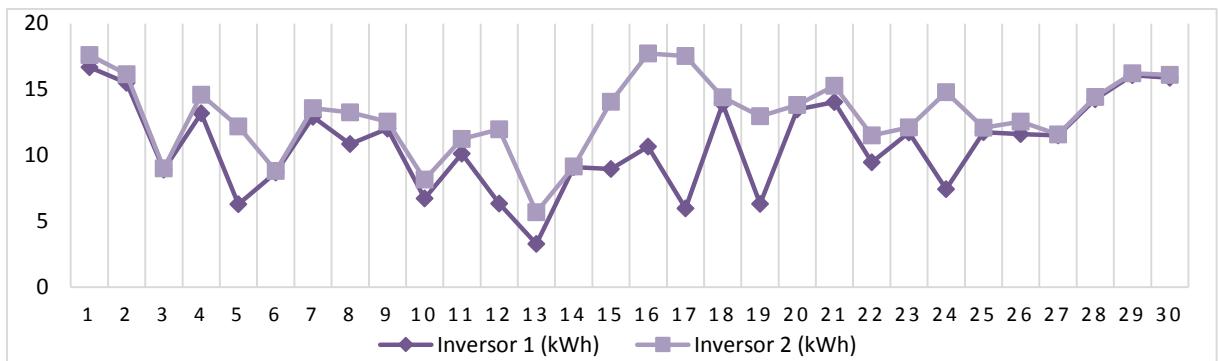
A produção do mês de abril foi a que apresentou maior discrepância de energia gerada, em relação às simulações do *PVsyst*. A Figura 64 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 65 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita.

Figura 64. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Abril/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

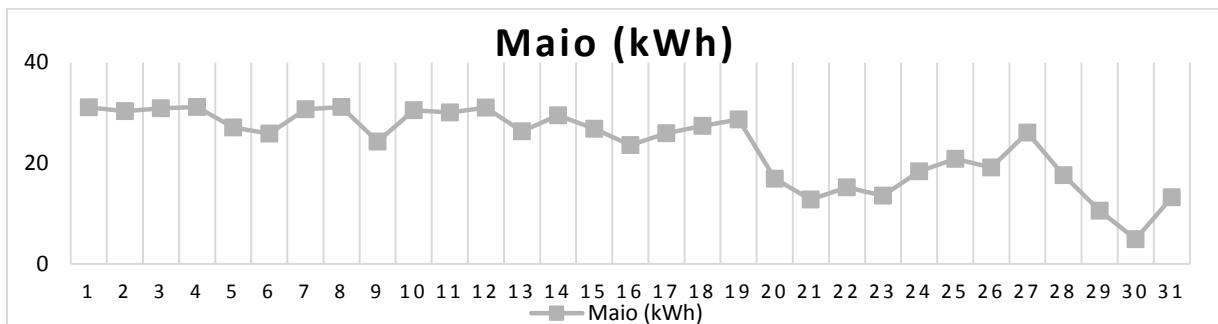
Figura 65. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Abril/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

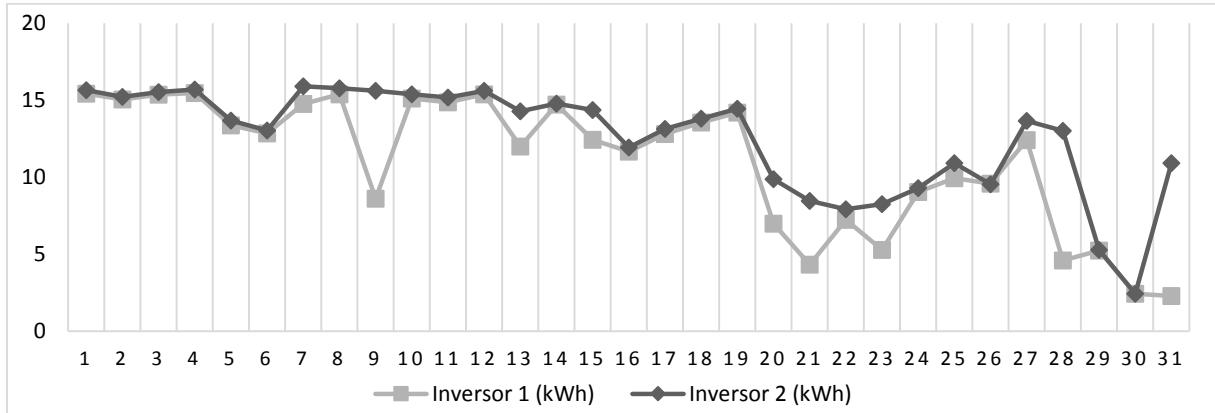
A Figura 66 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 67 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita.

Figura 66. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Maio/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

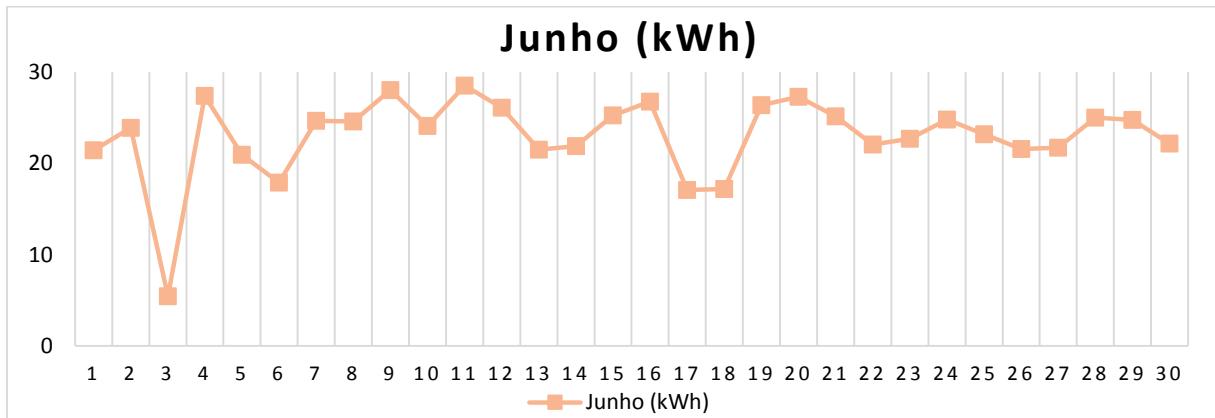
Figura 67. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Maio/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

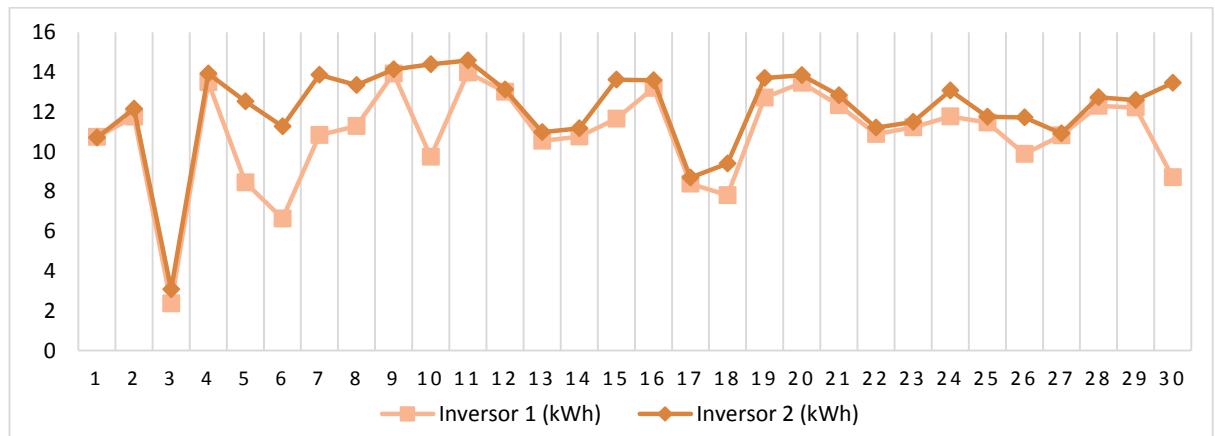
A Figura 68 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 69 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita.

Figura 68. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Junho/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

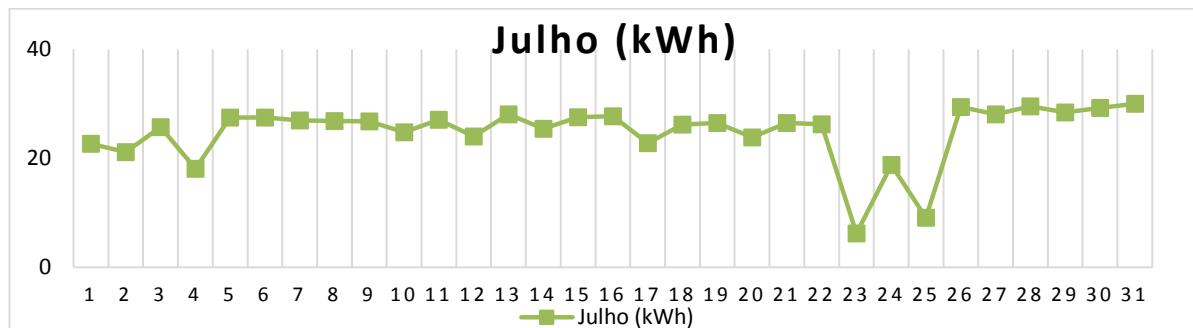
Figura 69. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Junho/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

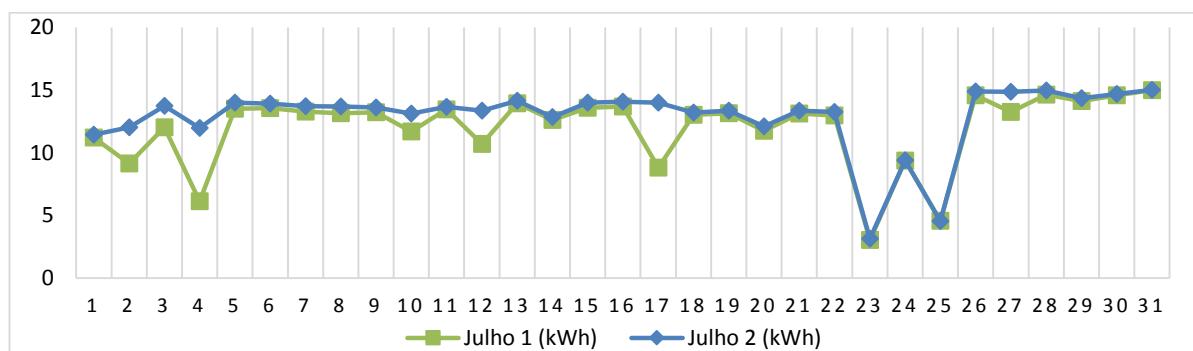
A Figura 70 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 71 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita (curva apresenta aspecto linear em comparação com a fileira esquerda).

Figura 70. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Julho/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

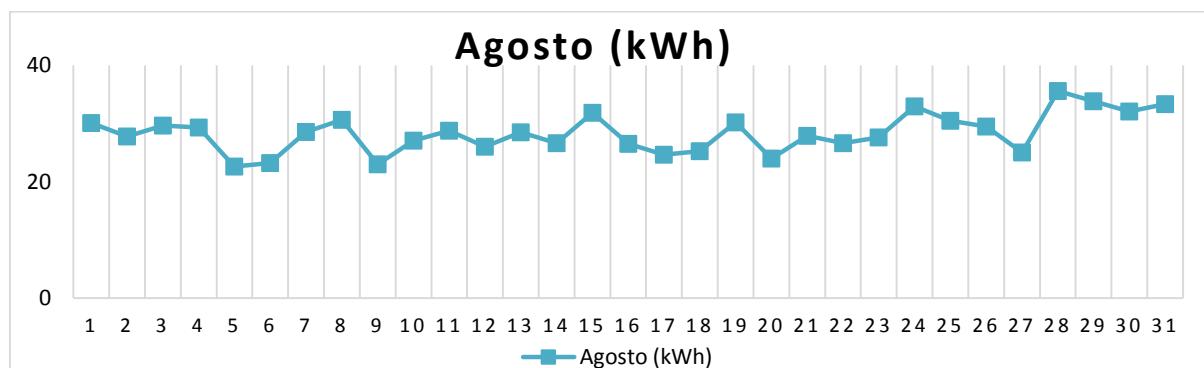
Figura 71. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Julho/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

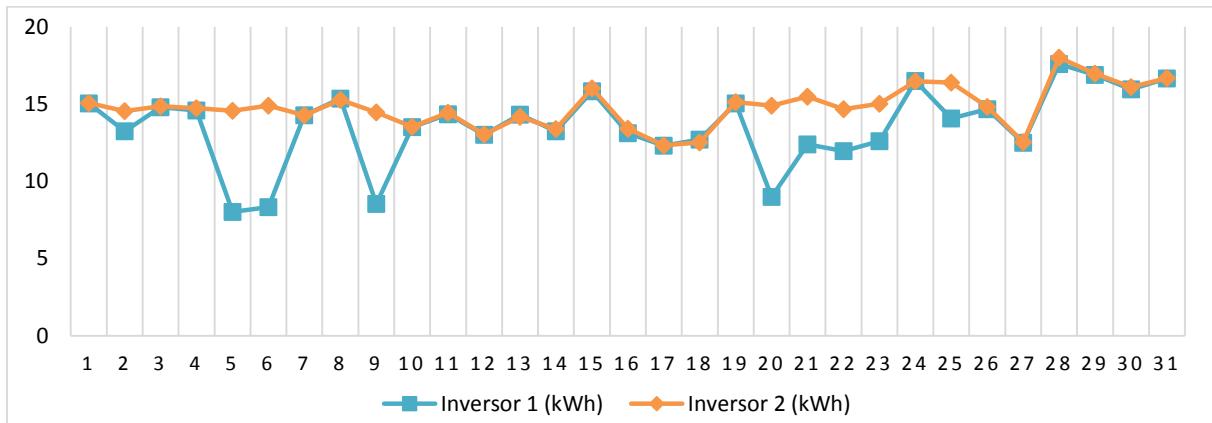
A Figura 72 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 73 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita (curva apresenta aspecto linear em comparação com a fileira esquerda).

Figura 72. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Agosto/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

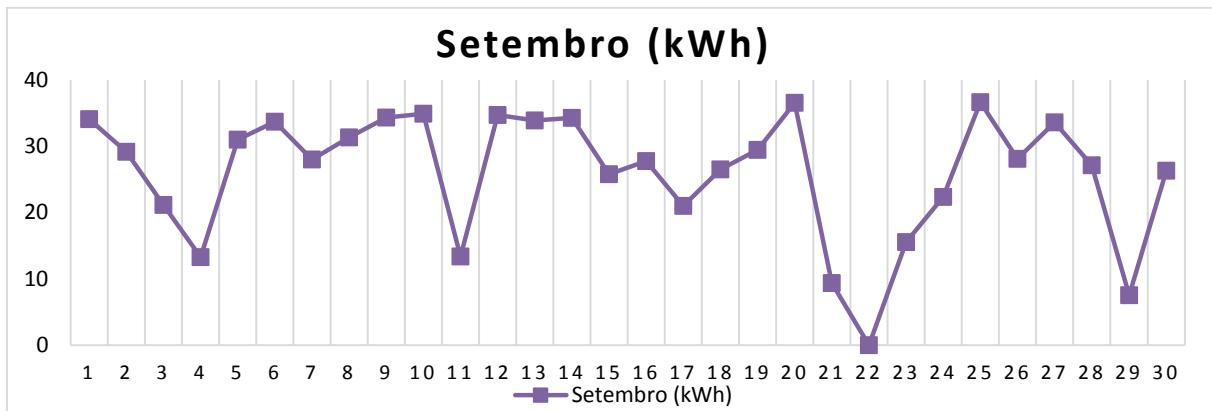
Figura 73. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Agosto/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

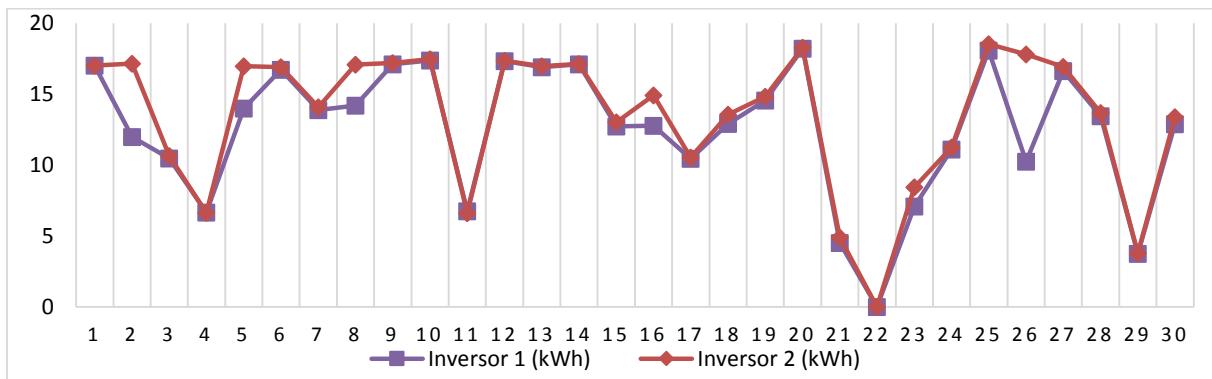
A Figura 74 mostra a energia medida pelos dois inversores, com interrupção da rede elétrica no dia 22. A Figura 75 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita.

Figura 74. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Setembro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

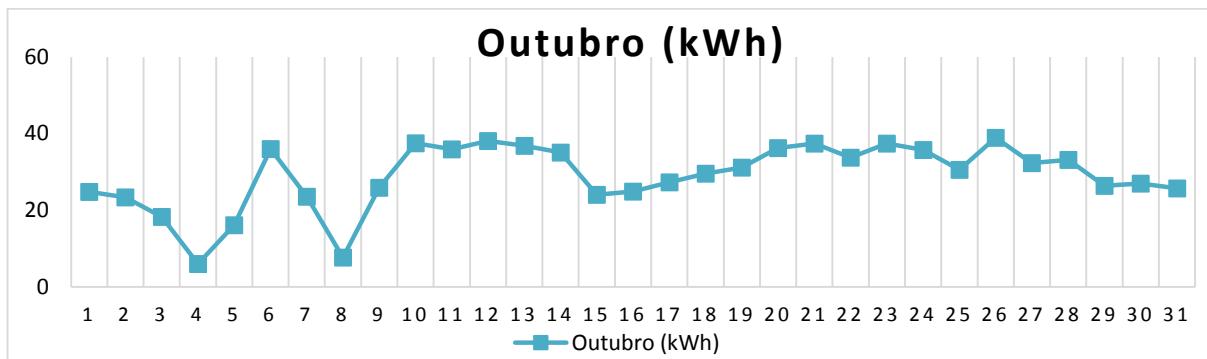
Figura 75. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Setembro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

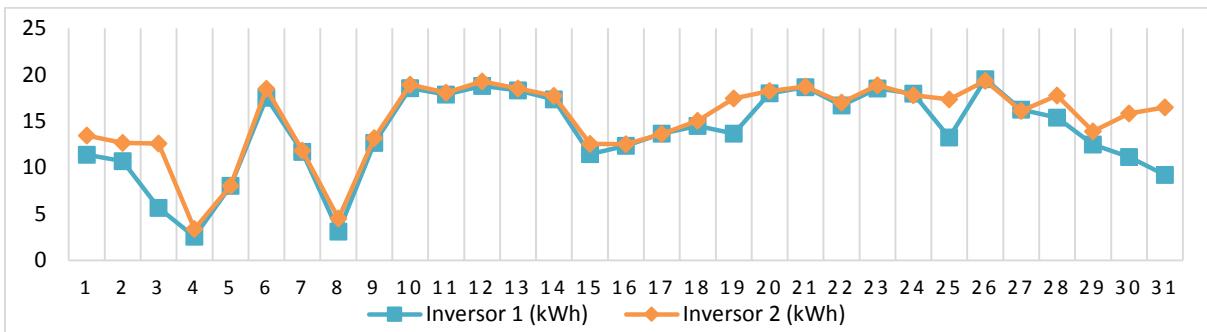
A Figura 76 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 77 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é menor que a da fileira direita.

Figura 76. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Outubro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

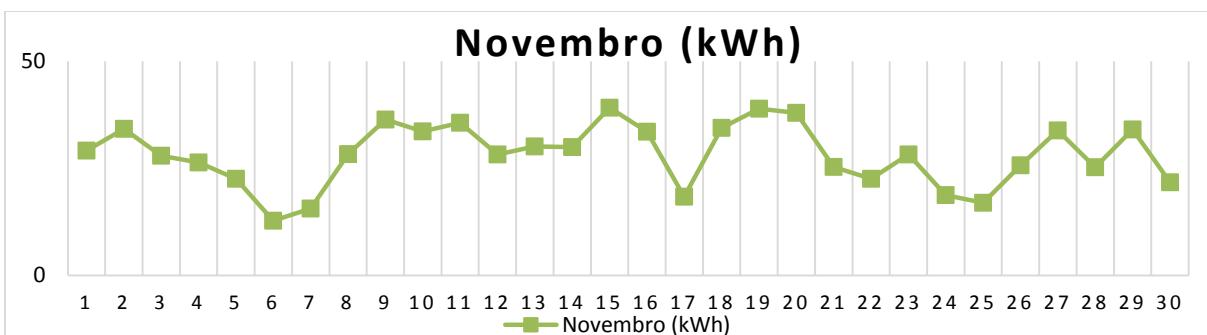
Figura 77. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Outubro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

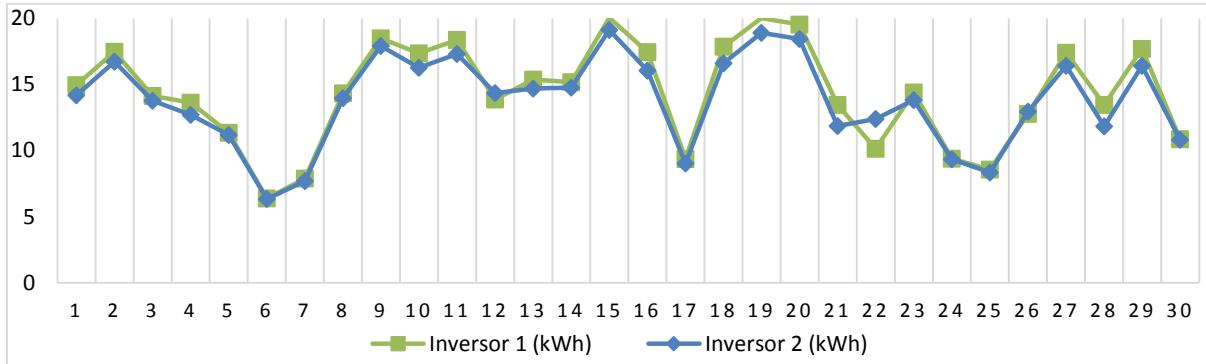
A Figura 78 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 79 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é maior que a da fileira direita. No mês de Novembro, observou-se que a fileira inclinada em 0° teve uma geração de energia de 431,24kWh, e a fileira com inclinação de 12° (telhado 12° e torre 20°) gerou 414,25kWh.

Figura 78. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Novembro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

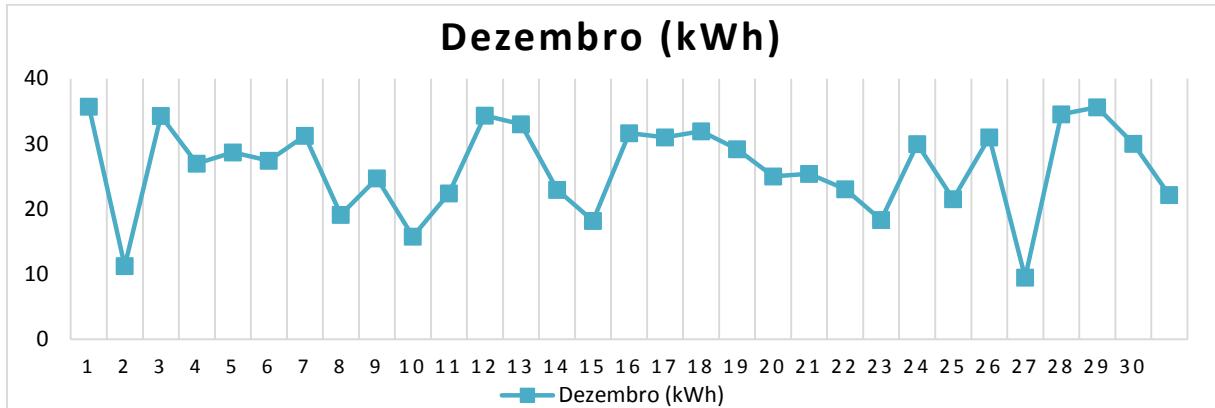
Figura 79. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Novembro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

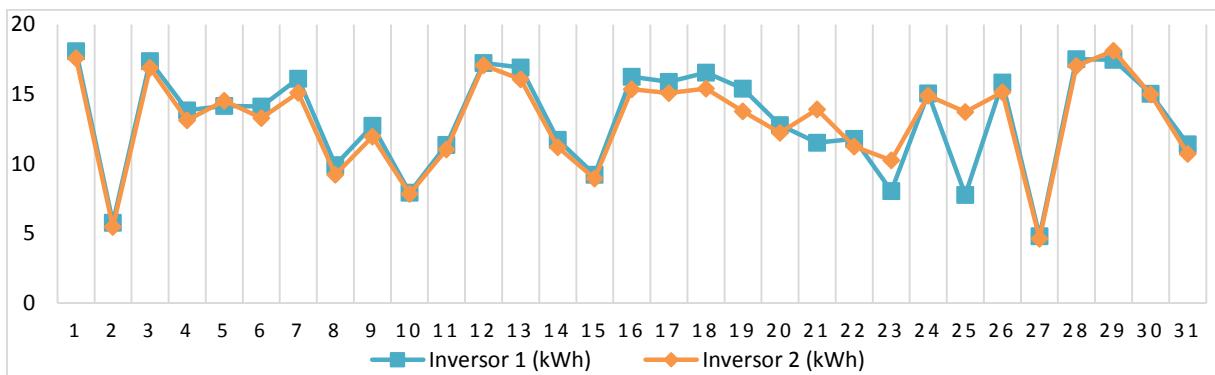
A Figura 80 mostra a energia medida pelos dois inversores. A Figura 81 mostra que a energia gerada pela fileira esquerda em alguns dias é maior que a da fileira direita. No mês de Dezembro, observou-se que a fileira inclinada em 0° teve uma geração de energia de 409,61kWh, e a fileira com inclinação de 12° (telhado 12° e torre 20°) gerou 405,83kWh.

Figura 80. Energia medida pelos inversores em kWh no mês de Dezembro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 81. Energia medida por cada inversor em kWh no mês de Dezembro/2013.



Fonte: Dados do próprio autor.

- ***COMPARAÇÃO DOS SFVCR DA UFU/NUPEP E DA PGM***

A título de comparação do desempenho da geração de energia fotovoltaica entre o SFVCR da PGM e o sistema instalado na Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT) da UFU, mostrada nas Figuras 82 (a) e (b), a Tabela XXIV apresenta as principais características técnicas [38]. Dentre elas, destaca-se a estimativa de produção FV anual para as duas instalações obtidas por simulação computacional e, verifica-se que devido ao desvio azimutal de 50° da PGM e de 13° da UFU, a produção final anual em termos de kWh/kWp da PGM é 1,54 % menor.

Tabela XXIV – Características dos SFVCR da UFU e da PGM.

Instalação Fotovoltaica	Potência Elétrica Instalada (kWp)	Tecnologia dos Módulos FV	Desvio Azimutal (º)	Tipo de Inversor; capacidade (kW)	Estimativa de produção (kWh/ano)	Produção Final Anual (kWh/kWp)
PGM	6,58	p-Si	50	Eltek Valere; 8,8	9945	1511,39
NUPEP/UFU	2,16	p-Si	13	Fronius; 2,0	3247	1535

Fonte: Dados da Instalação da UFU, PVsyst e PGM.

Figura 82. (a) Visão geral dos módulos do SFVCR do laboratório NUPEP/UFU (2,16kWp); (b) Inversor Fronius com potência de 2,0kW.



Fonte: NUPEP/UFU.

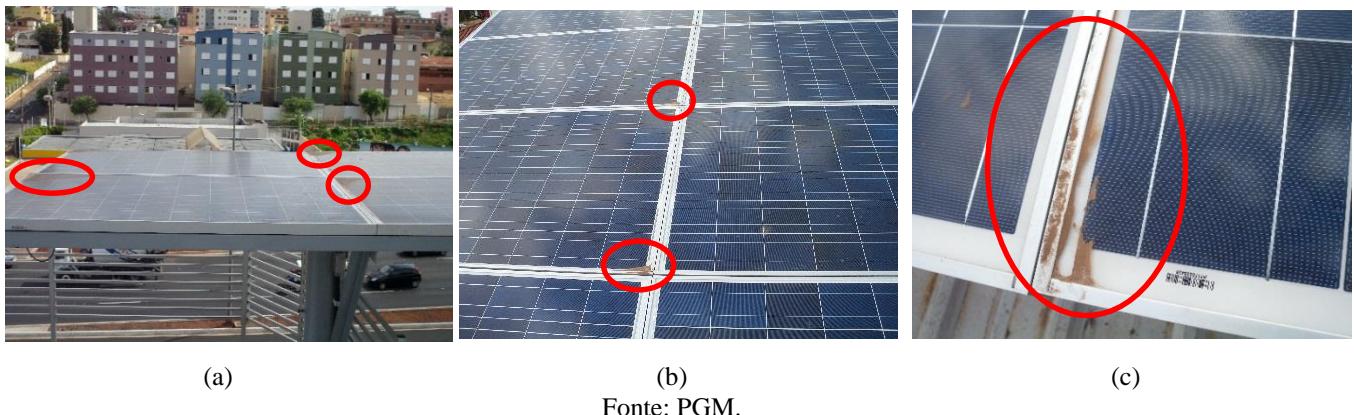
- ***CAUSAS PARA AS DISCREPÂNCIAS ENTRE RESULTADOS TEÓRICOS E PRÁTICOS***

Nas próximas figuras estão as possíveis causas para as discrepâncias entre os resultados estimados pelos cálculos teóricos apresentados no Capítulo III e na Tabela XXIII (procedimentos apresentado em [29] e computacional – PVsyst), com os resultados das medições efetuadas pelos inversores.

Nas Figuras 83 (a), (b) e (c) estão ilustradas os módulos FV das estruturas de fixação metálicas instaladas nos telhados e nas torres, com poeira acumulada nos cantos inferiores do

mesmos devido à própria inclinação dos mesmos. Portanto, destaca-se a importância de fazer uma limpeza periódica dos módulos, podendo esta ser feita uma vez por mês.

Figura 83. (a) Poeira acumulada nas bordas dos módulos FV da torre esquerda; (b) Poeira acumulada nos cantos inferiores dos módulos da estrutura de fixação esquerda; (c) Detalhe do canto inferior esquerdo do módulo.

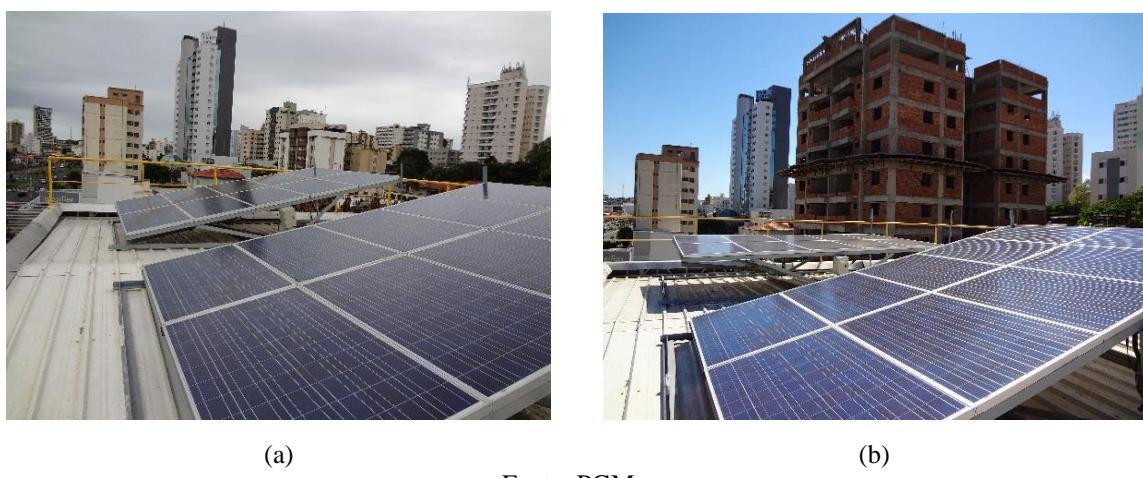


Fonte: PGM.

Um outro fator que pode ter contribuído para os erros entre os resultados teóricos e práticos é a construção de um prédio próximo ao do SFVCR, a qual não foi prevista no princípio do projeto. A Figura 84 (a) apresenta a visão geral das estruturas estando na mesma inclinação, antes da construção do prédio, e a Figura 84 (b) mostra essas mesmas estruturas após a construção, para a fileira esquerda com a inclinação em 0°. Destaca-se que ainda não foi mensurada a influência desse prédio quanto aos possíveis sombreamentos nos módulos FV.

Figura 84. (a) Visão das estruturas antes da construção do prédio próximo (Janeiro/2013);

(b) Visão geral após a construção do prédio (Novembro/2013).



Fonte: PGM.

As Figuras 85 (a) e (b) mostram a sombra provocada pela haste metálica da própria estrutura de fixação dos módulos no telhado das fileiras esquerda e direita. Observa-se que, durante a manhã, ela afetou as células de apenas um módulo FV.

Figura 85. (a) Haste metálica da própria estrutura de fixação causando sombra em algumas células;
 (b) Detalhe para o sombreamento.



Fonte: PGM.

As Figuras 86 (a) e (b) ilustram em diferentes ângulos o acúmulo de água da chuva no canto direito dos módulos FV, os quais estão na estrutura de fixação metálica esquerda do telhado. Isso ocorreu devido ao desnível dessa estrutura em relação ao plano horizontal do telhado e à inclinação em 0° no mês de Novembro, o que pode reduzir parcialmente a quantidade de energia solar coletada pelas células em dias nublados. A Figura 86 (c) mostra que a torre direita, mesmo estando inclinada em 0° não apresentou acúmulo de água por não estar desnivelada em relação ao plano horizontal.

Figura 86. (a), (b) Acúmulo de água nos módulos FV no canto direito, devido à inclinação da estrutura de fixação estar levemente desnivelada; (c) Na torre esquerda com inclinação em 0°, não acumulou água.



Fonte: PGM.

Outra observação que pode ser feita com relação à discrepância dos resultados teóricos com os práticos, está relacionada ao número de dias que a instalação ficou inoperante devido às manutenções realizadas pela concessionária na rede elétrica. No ano de 2013 ocorreram 4 interrupções no fornecimento de energia. Caso fossem gerados nesses dias em média 25kWh, isso corresponderia a uma energia total de 100kWh.

4.4 ANÁLISE DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO PONTO DE CONEXÃO DA INSTALAÇÃO

Os resultados apresentados no presente tópico, referente às distorções harmônicas no ponto de conexão à rede elétrica da instalação fotovoltaica em questão, foram publicados no artigo submetido ao SBSE 2014 [84].

Quanto ao estabelecimento da ligação à rede elétrica, uma das maiores preocupações recai na qualidade da forma de onda da corrente injetada na rede, no que tange ao conteúdo harmônico de tensão e corrente, fator de potência ($\cos\phi$) e desvio da tensão, frequência e fase em relação à tensão da rede. As medições de parâmetros da qualidade da energia elétrica no ponto de conexão da instalação foram efetuadas em duas etapas e com dois medidores distintos, a saber: analisador de qualidade da energia *Blackbox Portable Elspec G4500*, ilustrado na Figura 87 (a) com os terminais em que são conectadas as ponteiras de corrente e de tensão, e osciloscópio *Tektronics TPS 2024*, ilustrado na Figura 87 (b).

Figura 87. (a) Analisador de energia *Blackbox Portable Elspec G4500* utilizado para efetuar as medições de qualidade; (b) Osciloscópio *Tektronics TPS 2024*.



(a)

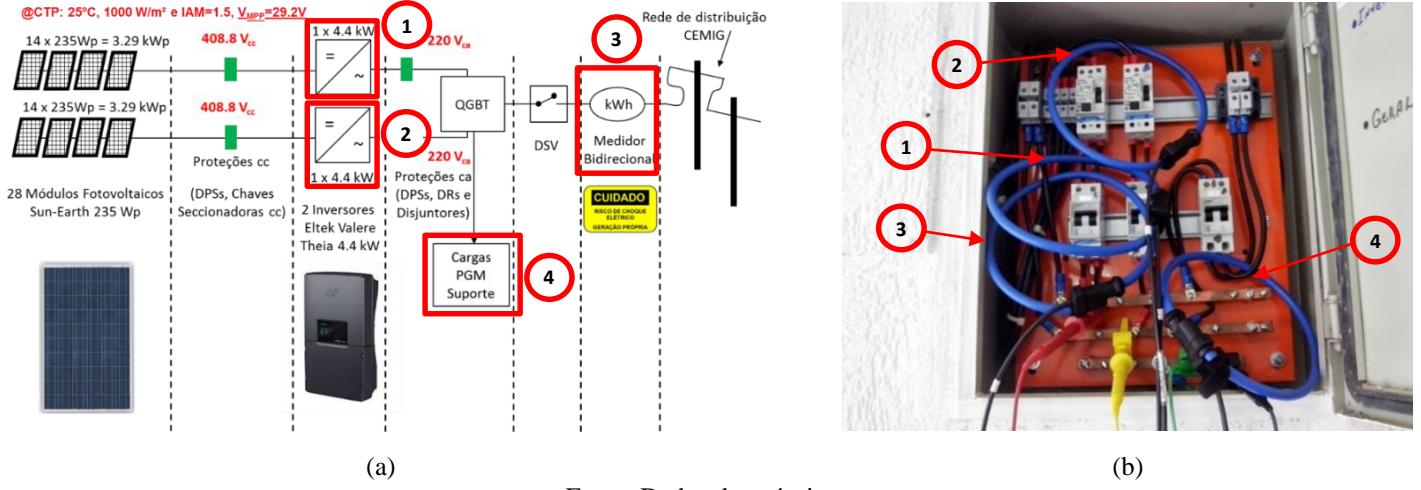
(b)

Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 88 (a) mostra o diagrama unifilar do SFVCR indicando o posicionamento das ponteiras de medição, quais sejam: (1) inversor 1, (2) inversor 2, (3) rede elétrica da CEMIG e (4) cargas da empresa. A Figura 88 (b) ilustra o posicionamento das ponteiras de corrente e de tensão no ponto de acoplamento comum (PAC), evidenciando os dois pares de disjuntores em série com o Disjuntor Diferencial-Residual (DR).

Figura 88. (a) Diagrama unifilar da PGM com o posicionamento das ponteiras de leituras de corrente e tensão;

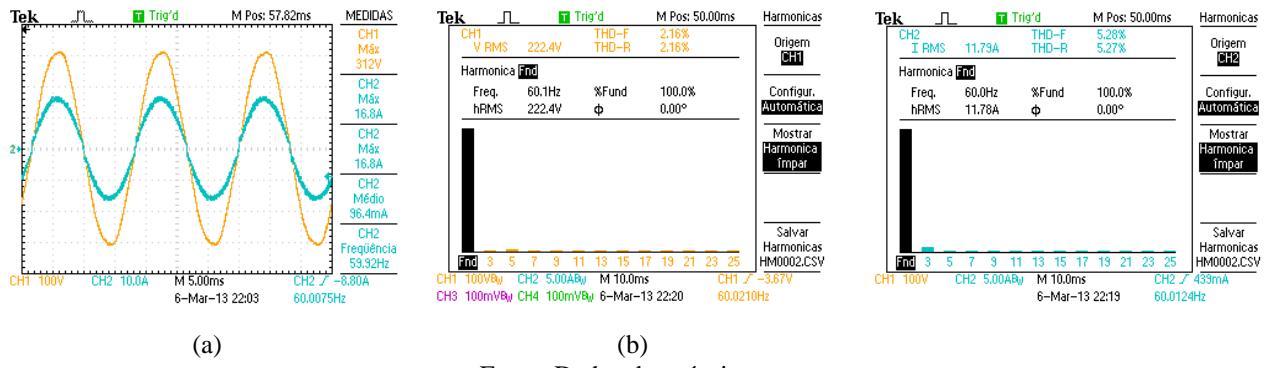
(b) Ilustração com as ponteiras do instrumento de medição de qualidade da energia.



Fonte: Dados do próprio autor.

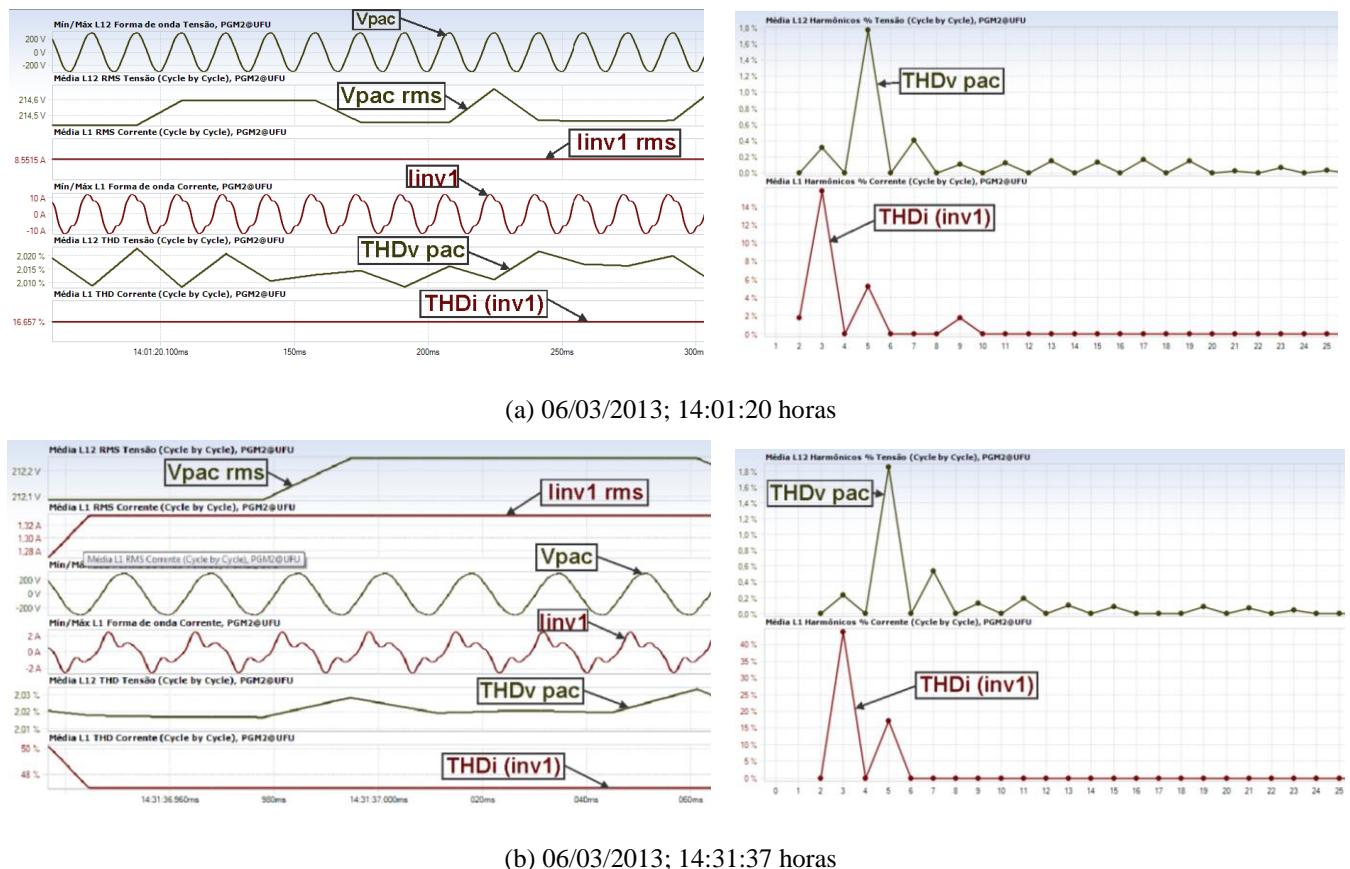
A Figura 89 (a) mostra as formas de onda da corrente do Inversor 1 da PGM e da tensão de saída no ponto de conexão medidas com o osciloscópio. As Figuras 89 (b) e 89 (c) apresentam os espectros harmônicos de tensão e de corrente no barramento ca deste inversor, os quais apresentam distorções harmônicas totais iguais a 2,16% e 5,27%, respectivamente, salientando-se que a rede já possui uma distorção preexistente. Os inversores atendem às normas internacionais [85] e nacionais, sendo que a tensão de saída ca apresenta baixa taxa de distorção harmônica total ($< 5\%$) e fator de potência unitário, estando na mesma frequência e fase da rede. Nas Figuras 90 (a), (b), (c) são apresentados os resultados obtidos com o analisador de energia no primeiro dia de monitoramento. Nesta medição foram utilizadas uma ponteira de corrente para leitura da corrente injetada pelo Inversor 1 da PGM e duas ponteiras de tensão para leitura da tensão no ponto de conexão. Os resultados obtidos são as formas de onda da tensão fase-fase, valor eficaz (rms) de tensão, valor rms de corrente, formas de onda de corrente, incluindo-se os respectivos espectros harmônicos de tensão e de corrente. Observa-se pelas Figuras 90 (a), (b) e (c) que, independentemente da distorção da forma de onda da corrente no ponto de conexão, a qual depende das características da carga, assim como dos níveis de distorção harmônica de tensão previamente existentes no ponto de conexão, o THD da tensão nesse barramento permaneceu em torno de 2%. Portanto, sem alterações em relação às condições iniciais (sem a presença do sistema de geração fotovoltaica).

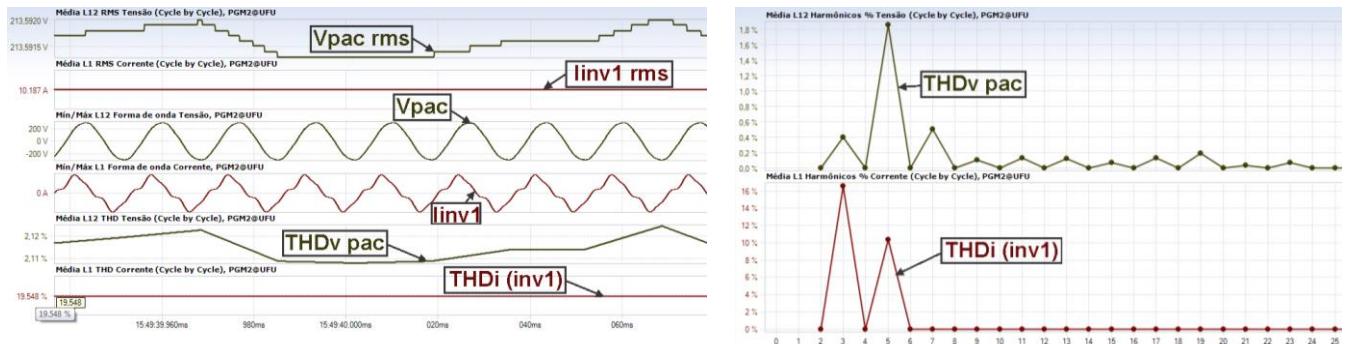
Figura 89. (a) Formas de onda da tensão de saída do inversor em fase com a corrente; (b) Resultados da medição do THD da tensão de saída de um dos inversores; (c) Resultados da medição do THD da corrente de saída do inversor (injetada na rede elétrica).



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 90. (a), (b), (c) Formas de onda da tensão fase-fase, valor *rms* de tensão, valor *rms* de corrente, formas de onda de corrente e respectivos THD_V e THD_I medidos ao longo do dia.





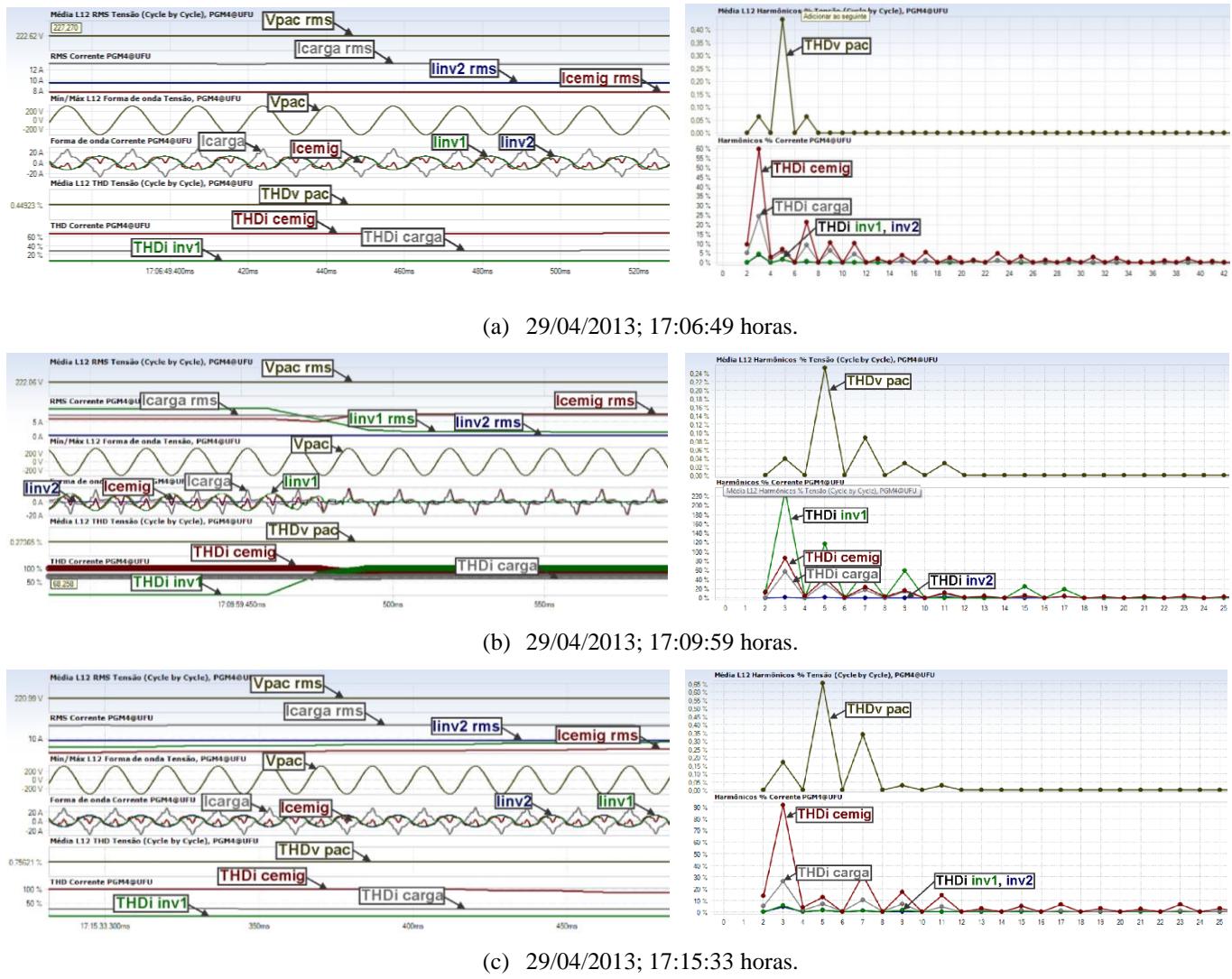
(c) 06/03/2013; 15:49:40 horas

Fonte: Dados do próprio autor.

Na Figura 91 (a) são apresentados os resultados obtidos com o analisador de qualidade no segundo dia de testes, de acordo com o posicionamento das ponteiras apresentado na Figura 88 (b). Nesta figura observa-se a forma de onda da tensão fase-fase, valor *rms* de tensão, valor *rms* de corrente, forma de onda de corrente, além dos respectivos THDs de tensão e corrente. Nessa condição de medição, os inversores contribuem com o suprimento de energia às cargas do primeiro pavimento da PGM e injetam correntes senoidais no sistema de distribuição, com THD_I médio menor que 5%, conforme desejado e estabelecido por norma, não impactando, portanto, na qualidade da energia elétrica disponibilizada pela concessionária. A Figura 91 (b) apresenta o resultado do teste em que, anteriormente ao mesmo, foi desligado o lado cc de um inversor e depois de certo tempo, o lado cc do outro inversor também foi desativado. Isso faz com que o inversor interrompa após poucos ciclos da tensão de referência, a injeção de corrente na rede elétrica. Verifica-se que a amplitude da corrente injetada vai reduzindo gradualmente, fazendo com que a rede elétrica passe a ter praticamente toda a contribuição para o suprimento das cargas instaladas no prédio. Observa-se que a corrente do inversor 2 não cessa completamente, tendo uma contribuição residual de 1,4A. A forma de onda da corrente do inversor, após o desligamento do lado cc, passa a ter amplitude menor e comportamento não senoidal até cessar completamente. Desse modo, o THD_I dessa corrente teve um valor superior, lembrando-se que esse comportamento ocorre em poucos ciclos, o que não prejudica o THD_V médio. A Figura 91 (c) mostra o religamento dos dois inversores de forma detalhada, no qual os inversores apresentam o mesmo comportamento operacional que o ilustrado na Figura 91 (a). O THD_V médio no PAC manteve-se com valor menor que 1% mesmo com distorção harmônica da corrente da carga de 60 %. O espectro harmônico da tensão no PAC e correntes são semelhantes ao mostrado na condição anterior ao teste efetuado. O THD_V no barramento do PAC apresentado nas Figuras 91 (a), (b) e (c) é menor que 1%, atendendo às

especificações da norma IEEE 519: THD_v máximo de 5% no ponto de acoplamento comum do consumidor, para tensão no barramento menor ou igual a 69kV. Destaca-se que a folha de dados dos inversores não especificou os valores máximos de THD_i, os quais, como já foi citado, dependem fortemente das características da carga.

Figura 91. (a), (b), (c) Forma de onda da tensão fase-fase, valor *rms* de tensão, valor *rms* de corrente, forma de onda de corrente; espectro harmônico: THD_v e THD_i.



Fonte: Dados do próprio autor.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O capítulo IV apresentou o processo de execução do projeto do SFVCR em pauta, da fase de testes até a autorização para a operação. Desde o início de 2013, até o dia 31 de dezembro do mesmo ano, a instalação FV gerou 9,26MWh, evitando a emissão de,



aproximadamente, 6,48 toneladas de CO₂ na atmosfera, as quais seriam produzidas caso a mesma quantidade de energia fosse gerada utilizando-se combustíveis fósseis como fonte primária de energia. Os resultados das medições da energia produzida foram comparados com os valores teóricos obtidos com o *software PVsyst*, com a variação da inclinação nos meses avaliados e constatou-se um erro de 9,76% em 2013.

Os resultados das medições da qualidade de energia injetada na rede pelos inversores, foram apresentados, tanto com o osciloscópio *Tektronics TPS 2024* quanto com o analisador de qualidade da energia *Blackbox Portable Elspec G4500*. Comprovou-se que mesmo com uma distorção preexistente, o THD_V no PAC é de 2%, atendendo às normas IEEE 519 e ND 5.30, independentemente da distorção da forma de onda da corrente no barramento do ponto de acoplamento comum (THD_I), a qual depende das características das cargas locais, composta em sua maioria por computadores, lâmpadas fluorescentes e equipamentos de ar condicionado.

CONCLUSÃO

O trabalho de dissertação proposto apresentou os resultados decorrentes da execução de um pioneiro projeto voltado para a implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica de Baixa Tensão em que foi firmado o primeiro contrato de relacionamento operacional para a microgeração distribuída no Brasil. Este foi firmado entre a CEMIG Distribuição e a empresa PGM Suporte em Tecnologia LTDA (Microgerador), localizada na cidade de Uberlândia, MG. Neste contrato, a unidade de microgeração supracitada adere ao novo sistema de compensação de energia que estabelece as condições para a ligação da microgeração distribuída em conformidade com a norma da CEMIG ND 5.30 (Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa Tensão).

Devido ao pioneirismo do projeto em relação à Resolução Normativa 482 da ANEEL, a conexão à rede foi autorizada pela CEMIG a partir do dia 6 de dezembro de 2012, sendo que, em 2013, foram realizadas obras adaptativas na instalação FV atendendo aos requisitos da ND 5.30. Foram instalados no térreo da edificação, onde está o ponto de conexão com a CEMIG, o medidor eletrônico bidirecional, certificado pelo INMETRO e um Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) de 250A.

O Capítulo II mostrou as principais diferenças de SFVCR e sistemas FV autônomos e ainda os principais componentes de SFVCR.

O Capítulo III apresentou o dimensionamento teórico do sistema implementado na PGM, para as estruturas metálicas inclinadas em relação ao plano horizontal em 20°. Fez-se o estudo da irradiância incidente no local da instalação e a determinação do arranjo fotovoltaico em si, para a faixa de temperatura de 10 a 80°C, permitindo a configuração da compatibilidade do arranjo com os inversores. Detalhes quanto à escolha adequada dos cabos, dos dispositivos de proteções ca/cc e aterramento foram apresentados, assim como os critérios para a forma de conexão à rede elétrica e o sistema de compensação de energia.

Como mostrado no Capítulo IV, verifica-se que em 2013, o SFVCR gerou em torno de 9,26MWh, evitando a emissão de, aproximadamente, 6,84 toneladas de CO₂ na atmosfera (para a taxa de 0,7kg/kWh – padrão do inversor europeu), as quais seriam produzidas caso a mesma quantidade de energia fosse gerada utilizando-se combustíveis fósseis como fonte primária de energia. Considerando-se as variações tarifárias do custo da energia elétrica (R\$/kWh) ao longo



do ano analisado, verificou-se que, até o dia 31 de dezembro de 2013, a instalação gerou uma economia de energia estimada em função das tarifas mensais da concessionária e desconsiderando os impostos e outros encargos da concessionária, de R\$ 4953,62 em função apenas das tarifas mensais. Esses resultados medidos pela própria interface gráfica dos inversores foram comparados com os obtidos no Capítulo III, no qual foi realizado o dimensionamento completo do sistema FV teórico e utilizando o programa computacional *PVsyst*.

Ao término desse trabalho, dados preliminares referentes à qualidade da energia elétrica no ponto de conexão da instalação foram apresentados evidenciando que os inversores utilizados estão em conformidade com as normas técnicas nacionais e internacionais e, portanto, não impactando negativamente nos níveis registrados de THD de tensão e corrente.

Para a continuidade do trabalho, propõe-se a elaboração de um estudo da geração de energia a longo prazo, no qual será possível observar os efeitos das variações climáticas, variação da irradiação solar anual e do envelhecimento dos módulos FV, que pode reduzir a eficiência na conversão da energia solar em elétrica. Propõe-se, também, a avaliação dos impactos dos sombreamentos provocados por objetos e edificações próximas à instalação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MARTINOT, E.; SAWIN, J. L. **Renewables Global Status Report**. REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), Frankfurt School, p. 18-25, 2013. Disponível em: <<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>>. Acesso em: 04 out. 2013.
- [2] SOLAR ENERGY INTERNATIONAL (SEI). **Photovoltaics: Design and Installation Manual**. New Society Publishers, 317 p., 2013.
- [3] ENEVA. **MPX conecta usina solar de Tauá (CE) à rede elétrica nacional**. 2011. Disponível em: <<http://www.eneva.com.br/pt/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/MPX-conecta-usina-solar-de-Taua-%28CE%29-a-rede-eletrica-nacional.aspx>>. Acesso em: 19 nov. 2013.
- [4] NOVO AMBIENTE: Desenvolvimento com equilíbrio. **Grandes Obras: Templos da bola**. Ed. 13, p. 20-21, jun. 2011. Ano 2.
- [5] ELETROSUL. **Projeto SOL Megawatt Solar**. Disponível em: <<http://www.eletrosul.gov.br/home/conteudo.php?cd=1150>>. Acesso em: 25 ago. 2011.
- [6] JORNAL DA ENERGIA. **CEMIG quer construir usina solar em Minas Gerais**. Disponível em: <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=4993&id_tipo=3&id_secao=8&id_pai=2&titulo_info=Cemig%20quer%20construir%20usina%20solar%20fotovoltaica%20em%20Minas%20Gerais>. Acesso em: 19 nov. 2013.
- [7] JORNAL DA ENERGIA. **CEMIG inaugura usina solar em estádio da Copa**. Disponível em: <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=13523&id_secao=8>. Acesso em: 19 nov. 2013.
- [8] SALAMONI, I.T.; RÜTHER, R. **O Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede**. IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. 2007.
- [9] KYOCERA SOLAR. **Módulos Solares**. [S.l., S.n], 2011. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com.br>>. Acesso em: 24 ago. 2011.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Chamada Nº 013/2011 - Projeto Estratégico**: Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na

- matriz energética brasileira. [S.l., s.n.], 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2012.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 481**, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2012.
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482**, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2012.
- [13] ALL ABOUT ENERGY, 2011, Fortaleza. Disponível em: <<http://www.allaboutenergy.com.br/2011/sites/portugues/home.php?st=inicio>>. Acesso em: 24 ago. 2011.
- [14] ENERSOLAR BRASIL. Disponível em: <http://www.enersolarbrasil.com/en_esb/index_esb.asp>. Acesso em: 24 ago. 2011.
- [15] ROVERE, E. L. L.; VALLE, C.; PEREIRA, A. **Subsídios para o Planejamento da Promoção da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. Relatório Técnico do Projeto “A Carta do Sol”; Elaborada pela Coordenação de Programas de Pós-Graduação em Engenharia (Coppe) – UFRJ; assinada pelos secretários estaduais do Meio Ambiente, Carlos Minc, e de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços, Júlio Bueno, 2011.
- [16] PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, 1ª Edição, 2006.
- [17] RÜTHER, R.; ZILLES, R. **Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil**. Energy Policy, Volume 39, Issue 3, p. 1027-1030, March 2011.
- [18] VIANA, T. S.; RÜTHER, R.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. **Assessing the Potential of Concentrating Solar Photovoltaic Generation in Brazil with Satellite-Derived Direct Normal Irradiation**. Solar Energy, Volume 85, Issue 3, p. 486-495, March 2011.
- [19] MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. **Satellite-Derived Solar Resource Maps for Brazil under SWERA Project**. Solar Energy, Volume 81, p. 517-528, 2007.
- [20] CEMIG. **ND 5.30**: Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa Tensão. Belo Horizonte, 2012.

- [21] SEBRAE. **Empresa mineira de TI é pioneira em minigeração fotovoltaica no país.** 2012. Disponível em: <<http://www.sustentabilidade.sebrae.com.br/portal/site/Sustentabilidade/menuitem.4b18b1b9cd7bdc61ff704330a27fe1ca/?vgnnextoid=816d4b3f46f5c310VgnVCM100000b072010aRCRD>>. Acesso em: 13 set. 2013.
- [22] SEBRAE. **Prêmio Sebrae MG de Práticas Sustentáveis de 2012.** 2012. Disponível em: <<http://www.sustentabilidade.sebrae.com.br/portal/site/Sustentabilidade/menuitem.4b18b1b9cd7bdc61ff704330a27fe1ca/?vgnnextoid=a5c9eb4f46aba310VgnVCM100000b072010aRCRD>>. Acesso em: 27 ago. 2013.
- [23] Certificação Selo Solar, **Instituto Ideal.** Florianópolis, 2013. Disponível em: <www.selosolar.com.br>. Acesso em: 27 ago. 2013.
- [24] MELO, F. C.; SPADUTO, R. R.; BUIATTI, G. M.; FREITAS, L. C. G. **Projeto e Execução de Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica de Baixa Tensão em Conformidade com a Resolução Normativa 482 da ANEEL.** X CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, p. 1-6, 2013.
- [25] PVSYST. **PVsyst software.** [S.l; s.n], 2013. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/en/>>. Acesso em: 11 nov. 2013.
- [26] PV*SOL. **The Solar Design Company.** [S.l.,s.n.], 2013. Disponível em: <<http://www.solardesign.co.uk/pv.php>>. Acesso em: 11 nov. 2013.
- [27] INSTITUTO IDEAL. **América do Sol:** Simulador Solar. 2013. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/simulador/>>. Acesso em: 8 nov. 2013.
- [28] LABORATÓRIO de Energia Solar (UFRGS). **Radiasol Versão 2.** Porto Alegre, 2013. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/>>. Acesso em: 8 nov. 2013.
- [29] GREENPRO. **Energia Fotovoltaica – Manual sobre tecnologias, projecto e instalação.** Projeto parcialmente financiado pela Comissão Europeia, designadamente através do programa ALTENER. 2004. Disponível em: <<http://www.greenpro.de/po/index.html>>. Acesso em: 16 out. 2013.
- [30] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410:** Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.
- [31] PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL. **Seção 3.7 do Módulo 3:** Acesso de Micro e Minigeração Distribuída. 2012. Disponível em:

- <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2012.
- [32] IEEE. **IEEE Std 1547**: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, p. 1-16, 2003
- [33] IEEE. **IEEE Std 929**: Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. 2000.
- [34] ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**, 2012. 161 f. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- [35] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149**: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição. Rio de Janeiro, 2013.
- [36] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16150**: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição – Procedimento de Ensaio de Conformidade. Rio de Janeiro, 2013.
- [37] INSTITUTO IDEAL. **América do Sol**: Guia de Microgeradores Fotovoltaicos. 2013. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/guiaFV/>>. Acesso em: 8 nov. 2013.
- [38] DÁVI, G. A. **Avaliação do comportamento energético de um edifício residencial à energia neto positiva com sistema solar fotovoltaico conectado à rede (SFVCR)**. 2012. 174 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Universidade Federal de Santa Catarina.
- [39] NREL/NCPV. **Best Research-Cell Efficiencies**. 2013. Disponível em: <http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg>. Acesso em: 15 set. 2013.
- [40] ANTONY, F.; DÜRSCHNER, C.; REMMERS, K. **Photovoltaics for Professionals, Solar Electric Systems, Marketing, Design and Installation**. Beuth Verlag GmbH, Earthscan, Solarpraxis AG, 2007.
- [41] Ilustração da Célula Monocristalina. Disponível em: <http://cetcsolar.en.ec21.com/Monocrystalline_Photovoltaic_Solar_Cell_3--3520316_3520333.html>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [42] Ilustração da Célula Policristalina. Disponível em: <<http://org.ntnu.no/solarcells/pages/generations.php>>. Acesso em: 1 dez. 2013.



- [43] Ilustração de Células de Filme Fino. Disponível em: <<http://webservices.itcs.umich.edu/drupal/recd/?q=node/156>>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [44] Ilustração de Módulos Semitransparentes em uma Edificação. Disponível em: <<http://www.sunsmartus.com/wp-content/uploads/2013/02/semi-transparent.jpg>>. Acesso em: 9 fev. 2014.
- [45] Ilustração de um Microinversor (ENECSYS). Disponível em: <<http://www.eng.cam.ac.uk/news/stories/2011/Enecsys/>>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [46] Ilustração de um Inversor String (ABB). Disponível em: <<http://yoursolarsalesman.com/wp-content/uploads/2013/05/ABB+string+inverter.jpg>>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [47] SMA. Ilustração de um Inversor Central. Disponível em: <http://www.sma.de/uploads/pics/SMA_PPS_Sunny_Central_715x400_01.jpg>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [48] OLFLEX SOLAR. **Cabos para fileiras de módulos.** 2012. Disponível em: <<http://www.renovaveismagazine.pt/?p=3489>>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [49] Ilustração de Conectores MC4. Disponível em: <<http://www.civicsolar.com/resource/types-solar-pv-connectors-and-couplers>>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [50] Ilustração do Conector Multibranch. Disponível em: <cdn.shopify.com/s/files/1/0276/7205/products/MC4_Type_T-Branch_DC_Cable_Connectors_M_F_Set.jpg?v=1382270482>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [51] COOPER BUSSMANN. **Photovoltaic System Overcurrent Protection.** 2009. Disponível em: <www1.cooperbussmann.com/pdf/9df1f7ec-8c62-4210-8cf8-9504927394f0.pdf>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [52] Ilustração da Chave Seccionadora cc. Disponível em: <i01.i.aliimg.com/img/pb/046/466/374466046_111.jpg>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [53] SYLAWA, D. J. **String-level Monitoring:** An essential tool for reliable PV operation & maintenance. North American Clean Energy, 2013. Disponível em: <www.nacleanenergy.com/articles/16835/string-level-monitoring-an-essential-tool-for-reliable-pv-operation-maintenance>. Acesso em: 1 dez. 2013.

- [54] JUNIOR, O. L. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Estudo de caso – 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP.** USP, 2005, Tese – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.
- [55] STONE MARMOT. **Stone Marmot Goes Solar:** Part 6, Modern Power Meters Don't Run Backwards. 2010. Disponível em: <<http://stonemarmot.com/rantrave/smsolarp6.html>>. Acesso em: 1 dez. 2013.
- [56] LABOURET, A.; VILLOZ, M. **Énergie Solaire Photovoltaïque**, 4^e édition, Éditions du Moniteur – Dunod, 2009.
- [57] GOOGLE EARTH. Disponível em: <<http://earth.google.com>>. Acesso em: 4 dez. 2013.
- [58] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899: Energia solar fotovoltaica – terminologia.** Rio de Janeiro, 2013.
- [59] INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Projeto SWERA/INPE.** Disponível em: <<http://maps.nrel.gov/SWERA>>. Acesso em: 18 set. 2013.
- [60] SUN-EARTH. **Folha de dados do Módulo FV TPB156x156-60-P.** Disponível em: <http://www.sunearthpower.com/web/pdf/Sun%20Earth%20Module%20Datasheet%20_TPB156x156-60_EN_2013.7.pdf>. Acesso em: 27 ago. 2013.
- [61] INMETRO. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos – MÓDULOS.** Ed. 07/12. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/Fotovoltaico_Modulo.pdf>. Acesso em 21 de dez. de 2012.
- [62] COSTA, H. J. S. **Avaliação do Fator de Dimensionamento do Inversor em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Universidade Federal do Ceará – UFC, 2010, 69 p.
- [63] PEREIRA, O.; GONÇALVES, F. **Dimensionamento de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica:** Estudo de caso do Sistema de Tubarão-SC. Revista Brasileira de Energia, Volume 14, Número 1, p. 25-45, 2008.
- [64] ELTEK VALERE. **THEIA HE-t UL.** Disponível em: <http://www.eltek.com/detail_products.epl?id=1155460&cat=&k1=25509&k2=&k3=&k4=&close=1>. Acesso em: 10 out. 2011.
- [65] PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL. **Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica.** 2010. Disponível em: <www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_1_Retificacao_1.pdf>. Acesso em: 4 dez. 2013.



- [66] MPL. **IP Ratings (Ingress Protection).** Disponível em: <<http://www.mpl.ch/info/IPratings.html>>. Acesso em: 4 dez. 2013.
- [67] MULTI-CONTACT. **Conectores MC4.** Disponível: <[http://www.multi-contact.com/AcroFiles/Catalogues/PV_Solar_\(de-en\)_hi.pdf#page=14-15](http://www.multi-contact.com/AcroFiles/Catalogues/PV_Solar_(de-en)_hi.pdf#page=14-15)>. Acesso em: 11 set. 2013.
- [68] CORFIO CABOS. **Área Técnica - Tabelas.** [S.l., s.n], 2010. Disponível em: <<http://www.corfio.com.br/area-tecnica>>. Acesso em: 27 ago. 2013.
- [69] WILES, J. **To Fuse or Not to Fuse?** U.S. Department of Energy, p. 106-108, June & July, 2008.
- [70] CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Dados da WMO (World Meteorological Organization).** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=301>>. Acesso em: 6 set. 2013.
- [71] CLAMPER. **Catálogo DPS VCL Slim.** [S.l; s.n.], 2011. Disponível em: <<http://www.clamper.com.br/produtos-detalhes.aspx?produto=90>>. Acesso em: 27 ago. 2013.
- [72] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62109-1** ed 1.0:2010. “Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements”. 2010.
- [73] SIEMENS. **Catálogo de Mini-Disjuntores 5SX1.** Disponível em:<http://www.industry.siemens.com.br/buildingtechnologies/br/pt/produtos-baixa-tensao/protecao-eletrica/Minidisjuntores/5SX1/Documents/disjuntor%205sx%205sp_ca_c01_ind3.pdf>. Acesso em: 4 dez. 2013.
- [74] SIEMENS. **Dispositivo DR 5SM1 314-6.** Disponível em: <<http://www.industry.siemens.com.br/buildingtechnologies/br/pt/produtos-baixa-tensao/protecao-eletrica/saiba-mais/Documents/Cat%C3%83%C2%A1logo%20Dispositivos%20DR%20.pdf>>. Acesso em: 4 dez. 2013.
- [75] CEMIG. **Micro/Minigeração Distribuída – Sistema de Compensação.** [S.l; s.n.], 2013. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/micro_minigeracao.aspx>. Acesso em: 6 dez. 2013.
- [76] VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica:** conceitos e aplicações. Ed. Erica, p. 224, 2012.

- [77] CEMIG. **ND-4.51**: Sinalização de segurança para serviços de distribuição. Belo Horizonte, 1986.
- [78] LANDIS+ GYR. **Medidor Eletrônico E34A**. [S.l; s.n.], 2013. Disponível em: <<http://www.landisgyr.com.br/product/e34a/>>. Acesso em: 4 dez. 2013.
- [79] ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Proposta para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**. Preparado pelo Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE. Junho de 2012.
- [80] PALZ, W. **Energia Solar e Fontes Alternativas**. Ed. HEMUS. 2002.
- [81] ZUMARÁN, D. R. O. **Avaliação econômica da geração de energia elétrica fotovoltaica conectada à rede em mercados elétricos desregulados**. 2000. 70 p. Dissertação de Mestrado. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. Universidade de São Paulo.
- [82] VIANA, T.; NASCIMENTO, L. R.; MONTENEGRO, A. A.; RÜTHER, R. **Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação**: análise do desempenho de 14 anos de operação. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar - IV CBENS e V Conferência Latino Americana da International Solar Energy Society - ISES, 2012, São Paulo - SP. ABENS - Associação Brasileira de Energia Solar, 2012. v. 1. p. 1-8.
- [83] PV CROPS – Photovoltaic Cost reduction, Reliability, Operational performance, Prediction and Simulation. **Good and Bad Practices: Manual to Improve the Quality and Reduce the Cost of PV Systems**. Disponível em: <<http://www.pvcrops.eu/research-results>>. Acesso em: 8 nov. 2013.
- [84] MELO, F. C.; GOMES, A. C.; SPADUTO, R. R.; TAVARES, C. E.; MACEDO, J. R.; REZENDE, P. H. O.; FREITAS, L. C. G. **Qualidade da Energia Elétrica em Uma Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica de Baixa Tensão**. SBSE 2014 – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, p. 1-6, 2014.
- [85] IEEE. **IEEE Std 519**: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. 1993.



ANEXO A – SÍNTESE DA NORMA ABNT NBR 16149

Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição

1) Escopo

Esta norma estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos.

Esta Norma se aplica aos sistemas fotovoltaicos que operam em paralelo com a rede de distribuição e não contempla compatibilidade eletromagnética e os procedimentos de ensaio anti-ilhamento. Ressalta-se o fato de que os requisitos para a conexão dos sistemas FV à rede podem variar quando é utilizado um sistema de armazenamento de energia ou os sinais de controle e comando são provenientes da distribuidora.

2) Referências Normativas

Referências Internacionais: IEC 60364-7-712 (Electrical installations of buildings), IEC 61000-3-3 (Electromagnetic compatibility - EMC), IEC 61000-3-11 (Electromagnetic compatibility – EMC) e IEC/TS 61000-3-5 (Electromagnetic compatibility – EMC).

3) Termos e Definições

Nessa seção são apresentados detalhes de alguns termos e definições dispostos nesta norma, tais como: fator de potência, gerador fotovoltaico, interface de corrente contínua, distribuidora de energia, subsistema de monitoração e controle da desconexão por segurança, distorção harmônica total (THD), sistema FV (Fotovoltaico), inversor, inversor com função anti-ilhamento e ponto comum de conexão com a rede. Maiores informações encontram-se presentes na norma.

4) Compatibilidade com a rede

A qualidade da energia fornecida pelo sistema FV às cargas em ca locais e à rede elétrica é regida por práticas e normas referentes à magnitude da tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. O desvio dos padrões estabelecidos por tais normas caracteriza condição anormal de operação, devendo o sistema FV ser capaz de identificar tais desvios e cessar o fornecimento de energia à rede.

Todos os parâmetros de qualidade da energia (tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência) devem ser medidos na interface da rede/ponto de acoplamento comum, exceto quando houver indicação de outro ponto.

Nessa seção verifica-se que a tensão, a potência e a frequência devem respeitar as normas da rede elétrica local, respeitando-se os parâmetros presentes no PRODIST, (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), assim como a faixa operacional de tensão.

Com relação à cintilação, o sistema FV deve respeitar os limites das normas IEC 61000-3-3 (corrente inferior a 16A), IEC 61000-3-11 (corrente superior a 16A e inferior a 75A) e IEC/TS 61000-3-5 (corrente superior a 75A).

Para a proteção de injeção de componente cc na rede elétrica, estabelece-se que o sistema FV deve parar de fornecer energia em 1 segundo caso a injeção de componente cc na rede elétrica seja superior a 0,5% da corrente nominal do inversor. **Destaca-se que sistemas FVs com separação galvânica em 60Hz não necessita de proteções adicionais para atender a este requisito.**

A faixa operacional normal de frequência será apresentada na seção 5. Com relação aos harmônicos e distorção de forma de onda, estabelece-se que os limites apresentados na Tabela 1 devem ser atendidos. A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor.

Tabela 1 – Limite de distorção harmônica de corrente

Harmônicas ímpares	Límite de distorção
3° a 9°	< 4,0 %
11° a 15°	< 2,0 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6 %
Harmônicas pares	Límite de distorção
2° a 8°	< 1,0 %
10° a 32°	< 0,5 %

O inversor deve sair de fábrica com FP igual 1, além de operar dentro das faixas de fator de potência quando a potência injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, ajustando automaticamente a potência reativa de saída aos valores de FP predefinidos. Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 segundos.

Para sistemas FV com potência nominal menor ou igual a 3kW, o FP deve ser unitário, operando na tolerância de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Para sistemas FV com potência nominal maior que 3kW e menor ou igual a 6 kW o FP deve ser unitário ajustado em fábrica, operando na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como item opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 1 e com FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo. Os pontos A, B e C ilustrados na Figura 1 podem ser ajustados pelo operador dependendo da topologia, do carregamento da rede e potência a ser instalada. Maiores detalhes a respeito deste item podem ser encontrados na versão completa da referida norma.

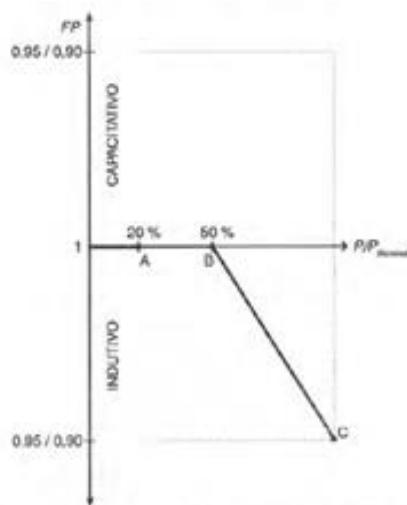


Figura 1 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor

Para sistemas FV com potência nominal superior a 6kW, apresentam-se duas possibilidades de operação: (i) FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de operação de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Neste caso o inversor deve apresentar como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 1 e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo; ou (ii) controle da potência reativa (VAr), conforme Figura 2. Maiores detalhes a respeito deste item podem ser encontrados na versão completa da referida norma.

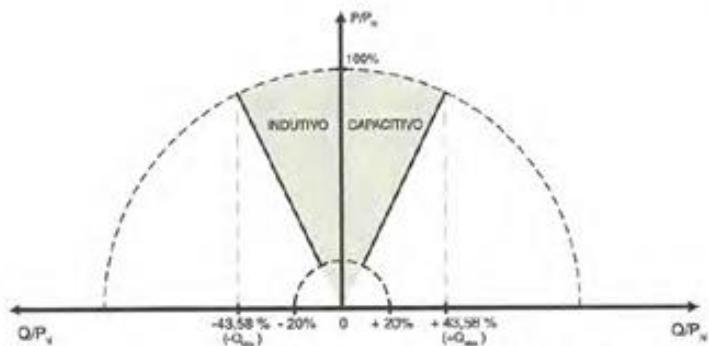


Figura 2 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.

5) Segurança pessoal e proteção do sistema FV

Nesta seção são fornecidas informações e considerações quanto à operação segura e adequada dos sistemas FV conectados à rede, devendo-se seguir os códigos nacionais ou locais. Salienta-se que em caso de interrupção no fornecimento de energia por parte da concessionária, os inversores devem sair de operação em um determinado tempo-limite. Verifica-se que os sistemas com *d.c. safety extra-low voltage* (SELV) em um único ponto de conexão de conexão à rede de distribuição, abaixo de 1kW, não necessitam de desconexão mecânica (relé).

Possíveis variações de tensão, frequência e a desconexão completa do sistema FV conectado à rede elétrica, representam potencial formação de ilhamento de geração distribuída. O inversor saindo da faixa de operação estabelecida na Tabela 2 (que se aplica a sistemas mono ou polifásicos) deve interromper o fornecimento de energia à rede. A Tabela 2 se refere aos valores de tensão nominal da rede local. Esse tempo deve garantir que os distúrbios de curta duração não interrompam, desnecessariamente, o sistema FV. Caso a tensão volte à faixa de operação normal, a unidade geradora não pode deixar de fornecer energia à rede. Recomenda-se que a queda de tensão entre os terminais do inversor e o ponto comum de conexão seja levada em consideração.

Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à V _{nominal})				Tempo máximo de desligamento ^a
V	<	80 %		0,4 s
80 %	≤	V	≤ 110 %	Regime normal de operação
110 %	<	V		0,2 s

^a O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar o fornecimento de energia para a rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a "reconexão" do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

Quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5Hz, o sistema FV deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 0,2 segundos. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar a 59,9Hz, respeitando o tempo de reconexão descrito em 5.4.

Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5Hz e permanecer abaixo de 62Hz, o sistema FV deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo equação estabelecida na norma.

O sistema FV somente deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa $60\text{Hz} \pm 0,05\text{Hz}$, por no mínimo 300s. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20% da potência máxima por minuto.

No instante em que a frequência da rede ultrapassar 62Hz, o sistema FV deve interromper o fornecimento de energia em até 0,2 segundos. O sistema deve retornar o fornecimento de energia no momento em que a frequência retornar para 60,1Hz. A Figura 3 mostra a curva de operação do sistema FV em função da frequência da rede para desconexão por sobre/subfrequência.

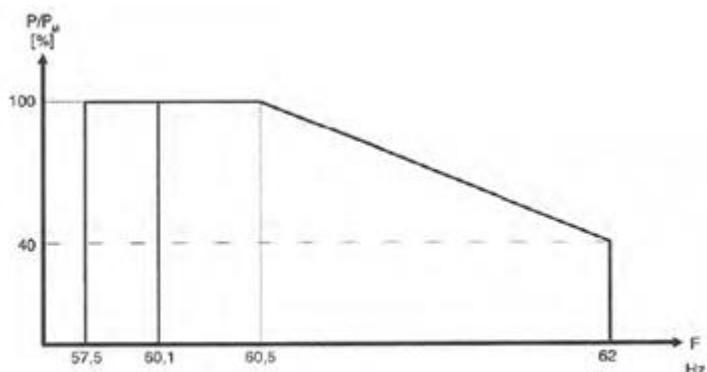


Figura 3 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência

Quanto à proteção contra ilhamento, o sistema FV deve interromper o fornecimento de energia em até 2 segundos após a perda da rede. Os procedimentos de ensaio de anti-ilhamento são objetos da ABNT NBR IEC 62116. Depois de uma desconexão devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20s a 300s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

O aterramento, as proteções contra curto-circuito, a isolamento e o seccionamento devem estar em conformidade com a IEC 60364-7-712. Além disso, o sistema FV deve suportar o religamento automático fora de fase na pior condição possível.

6) Controle Externo

O sistema deve receber sinais de controle por telecomando para permitir o controle de potência ativa e reativa, e a desconexão do sistema FV conectado à rede. A definição de um protocolo será feita por uma Resolução Normativa.

O sistema FV com 6kW de potência nominal deve limitar a potência ativa injetada na rede remotamente, sendo lido em termos da porcentagem da potência nominal do sistema, em passos de amplitude máxima de 10%. O sistema FV com essa potência nominal deve regular a potência reativa injetada/demandada remotamente.

A norma recomenda que o comando externo para o limite da potência ativa seja feito em 1 minuto após o recebimento do sinal, tolerando $\pm 2,5\%$ do valor da potência nominal do sistema. A potência reativa exigida pelo sistema FV, por sua vez, exigida pelo telecomando (remotamente) deve ser atingida em, no máximo, 10 segundos após o recebimento do sinal, com tolerância de $\pm 2,5\%$ do valor da potência nominal do sistema.

Considerando-se a desconexão e reconexão do sistema à rede acionada por telecomandos, estabelece-se o prazo de 1 minuto após o recebimento do sinal. Estabelece-se ainda que o inversor somente deve ser desconectado por completo quando estiver em manutenção, assim, “cessar o fornecimento” de energia refere-se à desconexões temporárias, devido à sobretensões, por exemplo.

7) Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (*fault ride through – FRT*)

Os sistemas FV com potência nominal maior ou igual a 6kW devem atender os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão mostrados na Figura 4.

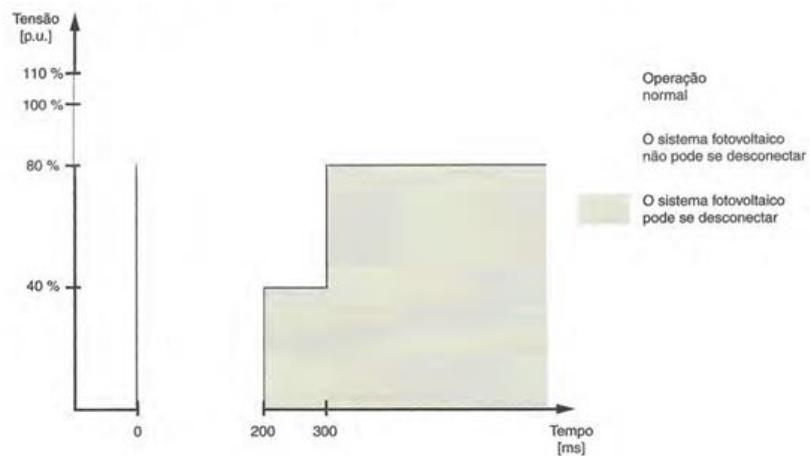


Figura 4 – Figura 4 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (*fault ride through – FRT*)

Caso a tensão retorne à faixa normal (-20% a +10% da tensão nominal), o sistema FV deve retornar o fornecimento de energia ativa e reativa, dentro de 200ms, com tolerância de $\pm 10\%$ da potência nominal do sistema FV. Quando a tensão for restaurada, mas estiver entre 80% e 90% da tensão nominal, pode-se reduzir a potência injetada com relação à corrente máxima do inversor. Maiores detalhes a respeito deste item podem ser encontrados na versão completa da referida norma.



ANEXO B – SÍNTESE DA NORMA ABNT NBR 16150

Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade

1) Escopo

Esta norma estabelece os procedimentos de ensaio para verificar a conformidade dos equipamentos utilizados na conexão do sistema FV à rede de distribuição com a ABNT NBR 16149.

A presente norma não trata de ensaio contra ilhamento (ABNT NBR 62116), nem dos procedimentos referentes às IEC 62109-1 e IEC 62109-2.

2) Referências Normativas

As referidas referências normativas internacionais e nacionais encontram-se presentes nesta norma.

3) Termos e Definições

Nessa seção, são apresentados detalhes técnicos referentes a alguns termos e definições dispostos ao longo do documento, tais como: fator de potência, gerador fotovoltaico, ponto de máxima potência, fator de forma (*Fill Factor*), distorção harmônica total (THD), inversor, seguimento do ponto de máxima potência (SPMP, com termo equivalente em inglês, *maximum power point tracking - MPPT*) e equipamento sob ensaio (ESE). Maiores detalhes a respeito deste item podem ser encontrados na versão completa da referida norma.

4) Instrumentos de medição

Para a medição das formas de onda, deve-se utilizar um instrumento com armazenamento de dados, com taxa de amostragem de 10kHz ou superior, com exatidão melhor ou igual a 1% da tensão e corrente nominal de saída do inversor.

As exatidões que os instrumentos devem ter para leituras da tensão, frequência, corrente e potência de entrada e saída do ESE foram especificadas. Foram definidas, também, as exatidões dos medidores de fator de potência, componente contínua, THDi e do ângulo de fase

da tensão. Nesta seção, está incluída também a exatidão do instrumento de medição do tempo de reconexão.

5) Requisitos para equipamentos

O simulador de rede ca deve produzir deslocamentos de fase da tensão de 90° e 180° , variando a tensão e frequência em degraus, em 16ms. O simulador de gerador FV deve simular as características de corrente x tensão e tempo de resposta conforme a Tabela 2. Conforme ilustrado na Figura 1, deve-se utilizar um simulador para cada conjunto de entradas de um mesmo SPMP do ESE.

Tabela 1 – Requisitos do simulador de rede c.a.

Itens	Especificação
Tensão (passo mínimo)	0,4 % da tensão de ensaio
THD de tensão	< 2,5 %
Frequência (passo mínimo)	0,1 Hz
Erro de defasagem ^a	$\pm 1,5^\circ$

^a Somente em equipamentos trifásicos.

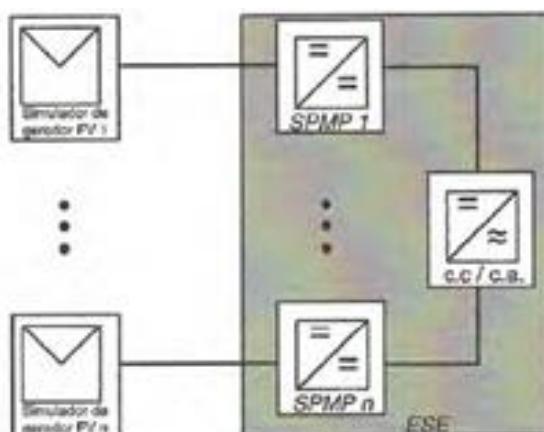


Figura 1 – Inversor com múltiplos SPMP

Tabela 2 – Especificação do simulador de gerador fotovoltaico

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

6) Procedimento de ensaio

Com relação à cintilação, estabelece-se que o sistema FV deve respeitar os limites impostos pelas normas IEC 61000-3-3 (corrente inferior a 16A), IEC 61000-3-11 (corrente superior a 16A e inferior a 75A) e IEC/TS 61000-3-5 (corrente superior a 75A).

Quanto à injeção de corrente cc, avalia-se a conformidade dos inversores caso não excedam os limites de tempo de desconexão estabelecidos na ABNT NBR 16149.

Os equipamentos do sistema FV devem estar em conformidade com os valores limites de THDi estabelecidos na ABNT NBR 16149.

Estabelece-se que os fatores de potência capacitivos e indutivos mínimo devem estar conforme as limitações estabelecidas na ABNT NBR 16149.

O equipamento a ser ensaiado deve operar de acordo com a curva do FP em função da potência ativa de saída do sistema FV estabelecido na ABNT NBR 16149.

Quanto à injeção/demanda de potência reativa, estabelece-se que os inversores estarão em conformidade com a norma se a diferença entre os valores de potência reativa medidos e os valores esperados estiverem dentro da faixa de tolerância estabelecida, qual seja $\pm 2,5\%$.

A tensão de desconexão por sobretensão e o tempo de desconexão por sobretensão não devem exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $+2\%$ da tensão nominal de ensaio. A tensão de desconexão por subtensão e o tempo de desconexão por subtensão não devem exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$ da tensão nominal de ensaio.

Estabelece-se que a frequência de desconexão por sobrefrequência, tempo de desconexão por sobrefrequência, frequência de desconexão por subfrequência, tempo de desconexão por subfrequência, tempo para aumento da potência ativa injetada (após a redução da frequência da rede), reconexão, religamento automático fora de fase, limitação da potência ativa, tempo de reconexão não devem exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, sendo que as respectivas tolerâncias são estabelecidas na norma ABNT NBR 16150.

Outras especificações que devem ser avaliadas a conformidade dos inversores conectados à rede são: comando de potência reativa (por um sinal de controle externo), desconexão e reconexão do sistema FV da rede.



Os inversores estão em conformidade caso atendam aos requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (*fault ride through - FRT*) especificados na ABNT NBR 16149.

Para maiores informações com relação aos procedimentos de ensaio dos inversores FV a serem conectados à rede elétrica, ver seção 6 da norma ABNT NBR 16150.



ANEXO C – Síntese da Resolução Normativa Nº482 – 2012 (ANEEL)

A Resolução Normativa Nº 482 (ANEEL, 2012) visa “estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração de minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica”. Além disso, no que tange as disposições preliminares, é apresentado as definições para os termos microgeração distribuída, minigeração distribuída e sistemas de compensação de energia elétrica.

No capítulo II, que trata sobre o acesso aos sistemas de distribuição, é apresentado no artigo 3º que 2º“as distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída”. Os parágrafos desse artigo estabelecem o prazo de 240 dias para as alterações e publicações das normas técnicas no endereço eletrônico da distribuidora, e que após esse prazo a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

O artigo 4º dispõe que “fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora”. Além disso, trata no § 1º que a potência instalada “fica limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A” e conforme o § 2º caso o consumidor deseje instalar uma potência superior ao estabelecido, deverá solicitar aumento dos mesmos.

Segundo o artigo 5º, os casos de “conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída” será aplicada “as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico”. O parágrafo único dispõe que “os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição [...] não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora”.

O Capítulo III trata do sistema de compensação de energia elétrica, e o artigo 6º afirma que “o consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica”, sendo que essa compensação deverá ser feita no período de 36 meses, conforme observado no § 1º desse

artigo. Já o § 2º dispõe que “a adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais”.

O artigo 7º apresenta os procedimentos que devem ser observados no faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica, tais como: a cobrança mínima referente ao custo de disponibilidade ou demanda; o consumo de energia elétrica é a diferença entre a energia consumida e a injetada, podendo-se utilizar os excedentes como abatimento nos meses subsequentes; no caso de posto tarifário, o excedente será compensado em outros postos no mesmo ciclo de faturamento.

Trata ainda que os montantes de energia que não foram compensados na unidade consumidora poderão ser compensados em outras unidades, e que essas devem ser definidas, em ordem de prioridade, pelo consumidor titular. Sendo que a compensação deverá ser feita primeiro na unidade em que ocorreu a geração, posteriormente nas outras unidades, sendo observados os valores das tarifas de energia.

Após as compensações, os créditos de energia resultantes, deverão ser utilizados em até 36 meses após a data de faturamento ou esses expirarão e não farão jus ao consumidor, sendo utilizado em prol da modicidade tarifária, o mesmo acontecerá se houver créditos de energia, no momento de encerramento da relação contratual.

Deverá conter na fatura, eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, assim como os créditos que expirarão. Os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia elétrica deverão ser registrados contabilmente pela distribuidora. E deverá ser deduzida a perda por transformação de energia injetada quando para unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos instalados no secundário.

O capítulo IV dispõe sobre a medição de energia elétrica, e o artigo 8º apresenta que “os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado”, sendo que esses custos, conforme o § 1º, é “a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão”.

Os § 2º e 3º relatam que o sistema de medição devem ser instalados pela distribuidora e cobrados dos interessados e que esses devem atender as especificações técnicas do PRODIST,



além de ser registrado no ativo imobilizado em serviço com contrapartida no Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica.

Os artigos 9º e 10 dispõem que a distribuidora será a responsável pela manutenção e operação do sistema de medição e que ela “deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão”.

Já o capítulo V, trata sobre as responsabilidades por dano ao sistema elétrico, e nos artigos 11, 12 e parágrafo único são mencionados que se houver “dano ao sistema elétrico de distribuição comprovado ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada”, deverá ser aplicado o inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010. E caso o consumidor gere “energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local”, aplicar-se-á o art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010. E se comprovado irregularidade os créditos não serão aproveitados.

Por fim, o capítulo VI trata das disposições gerais, e apresenta no artigo 13 que é de competência da distribuidora “a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas N°s 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL”.

Para maiores informações, ver a versão *online* da Resolução Normativa N°482 no *website* da ANEEL.



ANEXO D – Projeto Elétrico da Instalação da PGM Suporte em Tecnologia LTDA

<u>CREA</u>	<u>CEMIG</u>
<p>TÍTULO: PROJETO ELÉTRICO COMERCIAL – AUMENTO DE CARGA PROPRIETÁRIO: PGM SISTEMAS LTDA ENDEREÇO: AV. RONDON PACHECO N° 3338 BAIRRO: CAZECAS CIDADE: UBERLÂNDIA - MG</p>	
<p>ASSINATURAS: PROJETO/RT _____ _____ GILVAN APARECIDO MAXIMINO FERREIRA. C.R.E.A.: 138.850/LP</p>	
<p>PROPRIETÁRIA: PGM SISTEMAS LTDA CNPJ: 04.907.793/0001-88</p>	
<p>CONTEÚDO: CARGA INSTALADA, CARGA TOTAL, CÁLCULO DE DEMANDA, DIMENSIONAMENTO, QUADRO DE MEDIDORES, DIAGRAMA UNIFILAR, SITUAÇÃO E DETALHES.</p>	<p>DATA: OUTUBRO / 2012</p>

Introdução:

Este projeto foi elaborado para atender o aumento de carga da chave geral para disjuntor de 150 A, do Comércio 01 para disjuntor bipolar de 60 A e do Comércio 02 para disjuntor tripolar de 120 A.

Cargas:CO 01 - Aumento de Carga:

02 Ar Condicionado de 822 W - 220 V	1644 W
01 Ar Condicionado de 1890 W - 220 V	1890 W
09 Computador de 670 W - 220 V	6030 W
01 Geladeira de 132 W - 220 V	132 W
02 Notebook de 70 W - 220 V	140 W
01 Televisor de 114 W - 220 V	114 W
02 Lampada da Faixada de 300 W - 220 V	600 W
01 Máquina de Lavar de 700 W - 220 V	710 W
01 Geladeira de 225 W - 220 V	225 W
18 Lâmpadas Tubulares de 60 W - 220 V	1080 W
14 Lâmpadas Fl. Compact. De 20 W - 220 V	280 W
02 Bebedouros de 100 W - 220 V	200 W
TOTAL	13045 W

CO 02 - Aumento de Carga:

01 Ar Condicionado de 1260 W - 220 V.....	1260 W
02 Ar Condicionado de 1780 W - 220 V.....	3560 W
03 Ar Condicionado de 1300 W - 220 V.....	3900 W
04 Ar Condicionado de 822 W - 220 V.....	3288 W
40 Computador de 670 W - 220 V	26800 W
27 Notebook de 70 W - 220 V	1890 W
124 Lâmpadas Tubulares de 60 W - 220 V	2602 W
06 Lâmpadas Fl. Compact. De 20 W - 220 V	120 W
03 Bebedouro de 100 W - 220 V	300 W
05 Impressora Laser de 300 W - 220 V	1500 W
TOTAL	50058 W

Carga Total:

$$CT = CO 01 + CO 02 =$$

$$CT = 13045 W + 50058 W =$$

$$CT = 63103 W$$

Balanceamento de Fases:

Fases	A	B	C
CO 01	6523 W	6522 W	
CO 02	16686 W	16686 W	16686 W
Total	23209 W	23209 W	16686 W
VISTO CEMIG	VISTO RT	VISTO PROP.	FL 1/8

Cálculo da demanda:CO 01 - Aumento de Carga:

Condicionador de Ar - Tabela 13 da ND 5.2

$$2 \times 1,644 \text{ kVA} + 1,89 \text{ kVA} = 5,178 \text{ kVA}$$

Computadores - Tabela 14 da ND 5.2

$$(6030 \text{ W} / 0,92) \times 54\% = 3,54 \text{ kVA}$$

Geladeira - Tabela 14 da ND 5.2

$$(132 \text{ W} / 0,92) \times 100\% = 0,14 \text{ kVA}$$

Notebook's - Tabela 14 da ND 5.2

$$(140 \text{ W} / 0,92) \times 92\% = 0,14 \text{ kVA}$$

Televisor - Tabela 14 da ND 5.2

$$(114 \text{ W} / 0,92) \times 100\% = 0,124 \text{ kVA}$$

Iluminação - Tabela 20 da ND 5.2

$$[(600 \text{ W} / 0,92) \times 86\%] + [(1080 \text{ W} / 0,92) \times 81\%] + [(280 \text{ W} / 0,92) \times 86\%] = 1,77 \text{ kVA}$$

Bebecedouros - Tabela 14 da ND 5.2

$$(200 \text{ W} / 0,92) \times 92\% = 0,200 \text{ kVA}$$

CO 02 - Aumento de Carga:

Condicionadores de Ar - Tabela 13 da ND 5.2

$$1,28 \text{ kVA} + 2 \times 1,78 \text{ kVA} + 3 \times 1,3 \text{ kVA} + 4 \times 0,822 \text{ kVA} = 12,028 \text{ kVA}$$

Computadores - Tabela 14 da ND 5.2

$$(26800 \text{ W} / 0,92) \times 76\% = 22,13 \text{ kVA}$$

Notebook's - Tabela 14 da ND 5.2

$$(1890 \text{ W} / 0,92) \times 76\% = 1,56 \text{ kVA}$$

Iluminação - Tabela 20 da ND 5.2

$$[(2602 \text{ W} / 0,92) \times 76\%] + [(120 \text{ W} / 0,92) \times 86\%] = 2,26 \text{ kVA}$$

Bebecedouros - Tabela 14 da ND 5.2

$$(300 \text{ W} / 0,92) \times 84\% = 0,273 \text{ kVA}$$

Impressoras Laser - Tabela 14 da ND 5.2

$$(1500 \text{ W} / 0,92) \times 92\% = 1,5 \text{ kVA}$$

$$\text{DT geral} = 11,092 \text{ kVA} + 39,748 \text{ kVA} = 50,84 \text{ kVA}$$

Dimensionamento da entrada geral:Condutores: 4 #70 mm² - CU/PVC - 1kV - Camada dupla.

Disjuntor: Tripolar de 150 A - Termomagnético.

Eletroduto: 50 mm de aço zinorado na descida do poste e 60 mm PVC após curva de 90° junto ao poste.

Aterrimento: Utilizar 03 hastes de aterramento interligadas por condutor de cobre nu 16mm², espaçadas no mínimo 2,40m uma da outra.Condutor de proteção das caixas: 35 mm² - CU/PVC - 750 V - na cor verde.Dimensionamento das unidades consumidorasCO 01 - Aumento de Carga:

Tabela: 9 Tipo: J Faixa: J1

Condutores: 3#16 mm² - CU/PVC - 750.

Disjuntor: Bipolar de 60 A - Termomagnético.

Eletroduto: 32 mm - PVC.

Condutor de proteção: 16 mm² - CU/PVC - 750 V - na cor verde.CO 02 - Aumento de Carga:

Tabela: 4 Tipo: C Faixa:C3

Condutores: 4#50 mm² - CU/PVC - 750.

Disjuntor: Tripolar de 120 A - Termomagnético.

Eletroduto: 50 mm - PVC.

Condutor de proteção: 25 mm² - CU/PVC - 750 V - na cor verde.

NOTAS:

- Detalhes construtivos não constantes neste projeto deverão seguir as normas da CEMIG ND 5.1 e 5.2.
- As instalações elétricas internas de baixa tensão, objeto deste projeto de entrada de energia estão em conformidade com as instruções emanadas respectivamente, pelas NBR 5410 e NBR 14039 na revisão em vigor nesta data, emitidas pela ABNT.
- Caso o cargo especificado neste projeto não esteja instalada no local, inclusive os equipamentos / eletrodomésticos com as respectivas potências discriminadas nas tomadas, na data da vistoria / ligação ou que se enquadram nas unidades consumidoras atendidas pelo tipo D1, D2, E1, E2 e E3 o proprietário se responsabiliza pelo pagamento das taxas referentes as diferenças do medidor conforme normas da CEMIG.
- Todos os eletrodutos em PVC serão conforme NBR 15465 e todos os eletrodutos em aço serão conforme NBR 5598
- A CEMIG fica autorizada a reproduzir cópias desse projeto para uso interno, se necessário, bem como fazer arquivamento pelo processo que lhe for conveniente.
- As informações / detalhes não contidos neste projeto estão de acordo com a norma CEMIG ND-5.2.
- A carga declarada no projeto estará disponível para conferência no ato da ligação.

VISTO CEMIG

VISTO RT

VISTO PROP.

FL 2/8

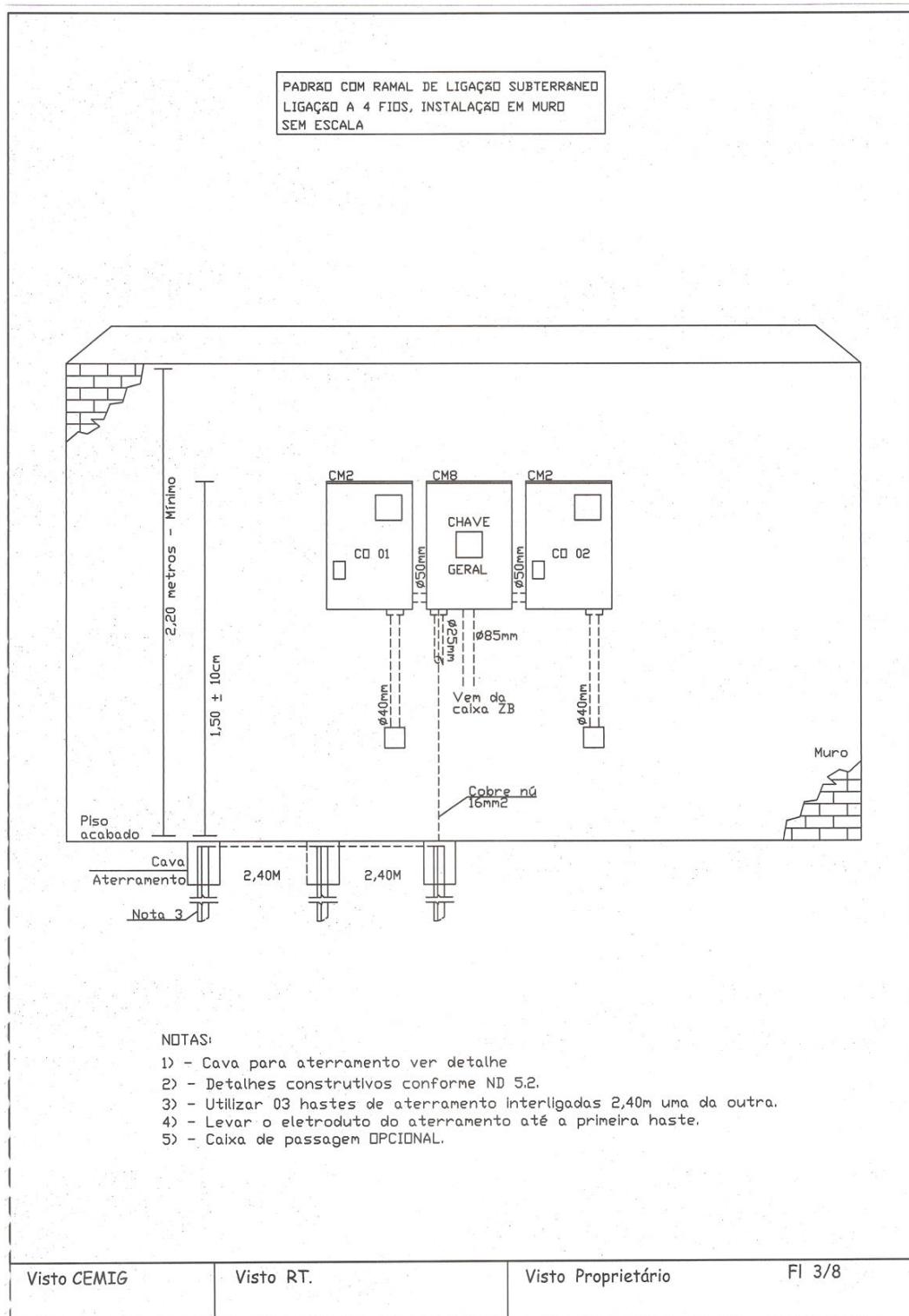
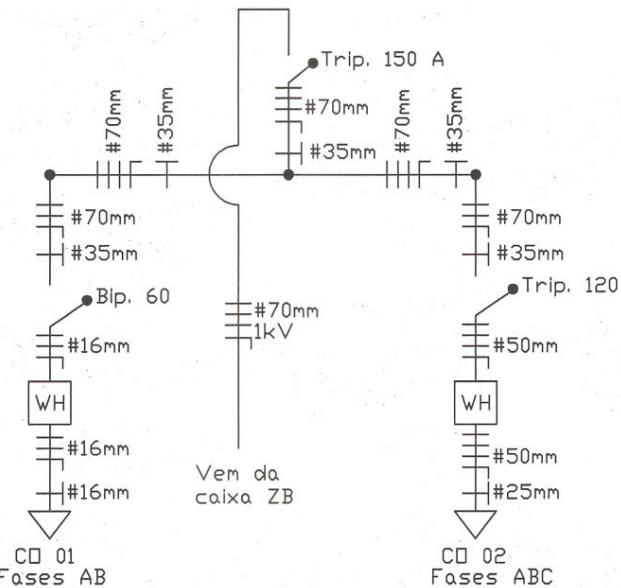


Diagrama unifilar
Sem escala



Identificação das fases:

Fase A - Fita na cor Amarela.

Fase B - Fita na cor Branca.

Fase C - Fita na cor Vermelha.

Notas:

- Todas as conexões deverão ser feitas com conector de parafuso fendido, isoladas com fita auto-fusão e revestidas com fita isolante.
- O condutor neutro deve ser na cor azul clara.
- Condutores onde subterrâneo deverão possuir camada dupla na sua isolação.

Visto CEMIG

Visto RT.

Visto Proprietário

Fl 4/8

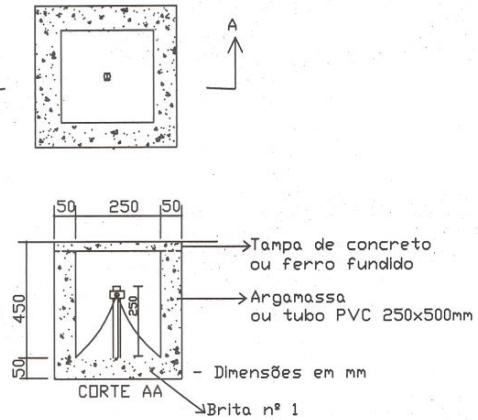


RAMAL DE ENTRADA SUBTERRÂNEO Sem escala			
1 - 4#70mm ² - Camada dupla.			
2 - Massa de calafetar.			
3 - Arame galvanizado 14 BWG mínimo 8 voltas.			
4 - Eletroduto de 50 mm - Aço zinkado.			
5 - Curva de 90° 50 mm - Aço zinkado.			
6 - Caixa de inspeção tipo ZB.			
7 - Eletroduto de 60 mm - PVC.			
Divisa da propriedade			
5 metros	17 metros	6,00	E
30±10cm			
Ver detalhe na travesia do passeio	Deixar sobre de 1 metro dentro da caixa ZB	Ver detalhe na travesia do passeio	
(5)	Travesia	(7)	(7)
DETALHE A			
Travesia passeio			
150mm		Terra compactada	
400mm		Faixa adevertência	
	200mm		
Visto CEMIG	Visto RT.	Visto Proprietário	Fl 5/8

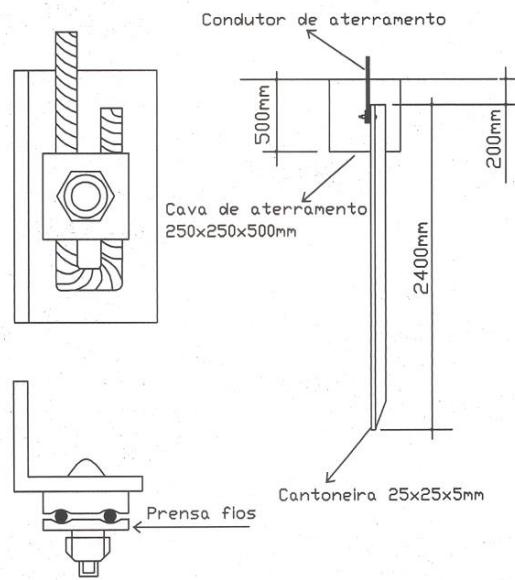


DETALHE ATERRAMENTO Sem escala

Detalhe da cava do aterramento

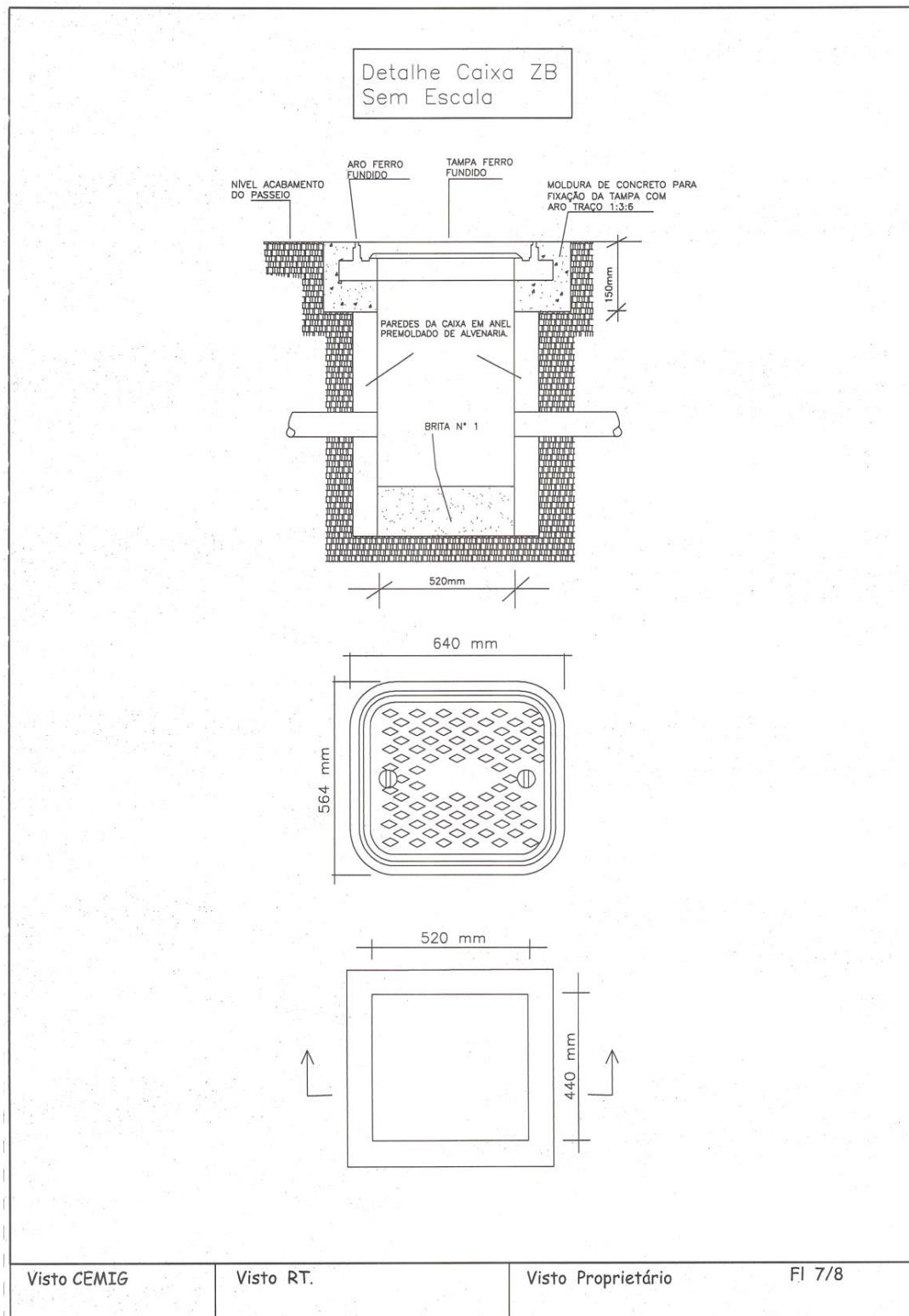


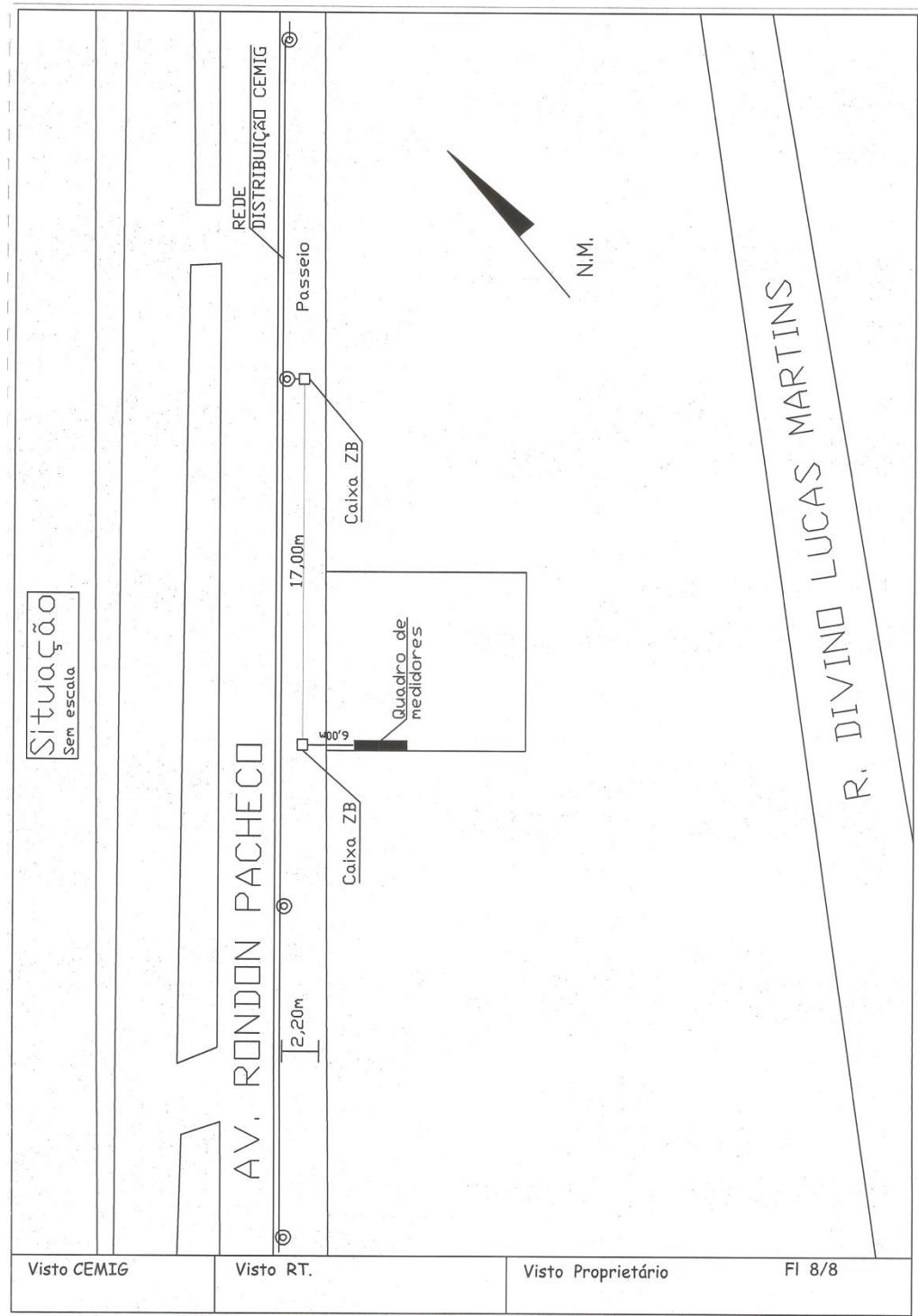
Detalhe da haste de aterramento



Visto CEMIG	Visto RT.	Visto Proprietário	Fl 6/8
-------------	-----------	--------------------	--------

4







ANEXO E – Relatório da Simulação do PVsyst

PVSYST V5.68	07/07/13	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters		
Project : PGM Uberlândia_MATLAB		
Geographical Site UDI_PGM Country Brazil		
Situation Time defined as Latitude 18.9°S Longitude 48.3°W Legal Time Time zone UT-3 Altitude 776 m Albedo 0.20		
Meteo data : UDI_PGM, Synthetic Hourly data		
Simulation variant : New simulation variant Simulation date 07/07/13 14h29		
Simulation parameters		
Collector Plane Orientation Tilt 20° Azimuth 50°		
Horizon Free Horizon		
Near Shadings No Shadings		
PV Array Characteristics		
PV module Si-poly Model TPB156X156-60-P 235W Manufacturer Sun Earth Solar Power Co Ltd		
Number of PV modules In series 14 modules In parallel 2 strings		
Total number of PV modules Nb. modules 28 Unit Nom. Power 235 Wp		
Array global power Nominal (STC) 6.58 kWp At operating cond. 5.87 kWp (50°C)		
Array operating characteristics (50°C) U mpp 374 V I mpp 16 A		
Total area Module area 45.6 m² Cell area 40.9 m²		
Inverter Model Theia 4.4 HE-t		
Manufacturer Eltek Valere		
Characteristics Operating Voltage 230-480 V Unit Nom. Power 4.40 kW AC		
Inverter pack Number of Inverter 2 units Total Power 8.80 kW AC		
PV Array loss factors		
Thermal Loss factor Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s => Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.) NOCT 56 °C		
Wiring Ohmic Loss Global array res. 404 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC		
Module Quality Loss Loss Fraction 1.5 %		
Module Mismatch Losses Loss Fraction 2.0 % at MPP		
Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Parameter 0.05		
User's needs : Unlimited load (grid)		

PVSYST V5.68			07/07/13	Page 2/3				
Grid-Connected System: Main results								
Project :	PGM Uberlândia_MATLAB							
Simulation variant :	New simulation variant							
Main system parameters	System type	Grid-Connected						
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth	50°				
PV modules	Model	TPB156X156-60-P	Pnom	235 Wp				
PV Array	Nb. of modules	28	Pnom total	6.58 kWp				
Inverter	Model	Theia 4.4 HE-t	Pnom	4400 W ac				
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	8.80 kW ac				
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results								
System Production	Produced Energy	10057 kWh/year	Specific prod.	1528 kWh/kWp/year				
	Performance Ratio PR	75.5 %						
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 6.58 kWp</p>								
<p>Performance Ratio PR</p>								
New simulation variant Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	190.1	24.00	177.3	171.6	907	880.1	11.22	10.88
February	161.2	24.20	155.9	150.1	792	767.9	11.14	10.80
March	175.1	23.90	175.8	170.8	901	874.1	11.24	10.91
April	169.9	23.70	183.3	178.0	936	908.5	11.20	10.87
May	146.6	22.20	166.6	161.5	867	841.2	11.41	11.07
June	100.7	21.20	112.4	108.7	594	575.9	11.59	11.24
July	116.6	21.90	132.4	128.4	698	677.2	11.57	11.22
August	171.7	24.10	190.0	184.6	971	942.9	11.21	10.88
September	173.2	26.30	180.3	175.2	906	879.3	11.02	10.70
October	208.0	25.70	203.7	198.2	1015	985.3	10.93	10.61
November	184.5	24.10	173.2	167.9	886	859.9	11.22	10.89
December	186.9	23.80	173.3	167.7	891	864.2	11.27	10.94
Year	1984.5	23.75	2024.1	1962.9	10365	10056.7	11.23	10.89
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation T Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings					EArray	Effective energy at the output of the array		
					E_Grid	Energy injected into grid		
					EffArrR	Effic. Eout array / rough area		
					EffSysR	Effic. Eout system / rough area		

PVSYST V5.68	07/07/13	Page 3/3																																																						
Grid-Connected System: Loss diagram																																																								
Project :	PGM Uberlândia_MATLAB																																																							
Simulation variant :	New simulation variant																																																							
Main system parameters <table> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>System type</td> <td>Grid-Connected</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>tilt</td> <td>20°</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Model</td> <td>TPB156X156-60-P</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Nb. of modules</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Model</td> <td>Theia 4.4 HE-t</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Nb. of units</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> </tr> </table>			PV Field Orientation	System type	Grid-Connected	PV modules	tilt	20°	PV Array	Model	TPB156X156-60-P	Inverter	Nb. of modules	28	Inverter pack	Model	Theia 4.4 HE-t	User's needs	Nb. of units	2.0		Unlimited load (grid)																																		
PV Field Orientation	System type	Grid-Connected																																																						
PV modules	tilt	20°																																																						
PV Array	Model	TPB156X156-60-P																																																						
Inverter	Nb. of modules	28																																																						
Inverter pack	Model	Theia 4.4 HE-t																																																						
User's needs	Nb. of units	2.0																																																						
	Unlimited load (grid)																																																							
Loss diagram over the whole year																																																								
<p>The diagram illustrates the energy flow and associated losses for a PV system over a year. It starts with horizontal global irradiation of 1985 kWh/m², which is multiplied by the collector area (46 m²) and adjusted for efficiency at STC (14.54%) to yield effective irradiance on collectors. This is then converted to array nominal energy (at STC effic.) based on the array's rated output (13020 kWh). Subsequent losses account for various inefficiencies: PV loss due to irradiance level (-3.4%), PV loss due to temperature (-13.5%), module quality loss (-1.6%), module array mismatch loss (-2.2%), ohmic wiring loss (-1.1%), and inverter losses (-3.0%, 0.0%, 0.0%, 0.0%, 0.0%). The final available energy at the inverter output is 10057 kWh, which is then injected into the grid.</p> <table> <tr> <td>1985 kWh/m²</td> <td>+2.0%</td> <td>Horizontal global irradiation Global incident in coll. plane</td> </tr> <tr> <td>1963 kWh/m² * 46 m² coll.</td> <td>-3.0%</td> <td>IAM factor on global</td> </tr> <tr> <td>efficiency at STC = 14.54%</td> <td></td> <td>Effective irradiance on collectors</td> </tr> <tr> <td>13020 kWh</td> <td>-3.4%</td> <td>PV conversion</td> </tr> <tr> <td>10365 kWh</td> <td>-13.5%</td> <td>Array nominal energy (at STC effic.)</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>-1.6%</td> <td>PV loss due to irradiance level</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>-2.2%</td> <td>PV loss due to temperature</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>-1.1%</td> <td>Module quality loss</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>-3.0%</td> <td>Module array mismatch loss</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>0.0%</td> <td>Ohmic wiring loss</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>0.0%</td> <td>Array virtual energy at MPP</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>0.0%</td> <td>Inverter Loss during operation (efficiency)</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>0.0%</td> <td>Inverter Loss over nominal inv. power</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>0.0%</td> <td>Inverter Loss due to power threshold</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>0.0%</td> <td>Inverter Loss over nominal inv. voltage</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td>0.0%</td> <td>Inverter Loss due to voltage threshold</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td></td> <td>Available Energy at Inverter Output</td> </tr> <tr> <td>10057 kWh</td> <td></td> <td>Energy injected into grid</td> </tr> </table>			1985 kWh/m ²	+2.0%	Horizontal global irradiation Global incident in coll. plane	1963 kWh/m ² * 46 m ² coll.	-3.0%	IAM factor on global	efficiency at STC = 14.54%		Effective irradiance on collectors	13020 kWh	-3.4%	PV conversion	10365 kWh	-13.5%	Array nominal energy (at STC effic.)	10057 kWh	-1.6%	PV loss due to irradiance level	10057 kWh	-2.2%	PV loss due to temperature	10057 kWh	-1.1%	Module quality loss	10057 kWh	-3.0%	Module array mismatch loss	10057 kWh	0.0%	Ohmic wiring loss	10057 kWh	0.0%	Array virtual energy at MPP	10057 kWh	0.0%	Inverter Loss during operation (efficiency)	10057 kWh	0.0%	Inverter Loss over nominal inv. power	10057 kWh	0.0%	Inverter Loss due to power threshold	10057 kWh	0.0%	Inverter Loss over nominal inv. voltage	10057 kWh	0.0%	Inverter Loss due to voltage threshold	10057 kWh		Available Energy at Inverter Output	10057 kWh		Energy injected into grid
1985 kWh/m ²	+2.0%	Horizontal global irradiation Global incident in coll. plane																																																						
1963 kWh/m ² * 46 m ² coll.	-3.0%	IAM factor on global																																																						
efficiency at STC = 14.54%		Effective irradiance on collectors																																																						
13020 kWh	-3.4%	PV conversion																																																						
10365 kWh	-13.5%	Array nominal energy (at STC effic.)																																																						
10057 kWh	-1.6%	PV loss due to irradiance level																																																						
10057 kWh	-2.2%	PV loss due to temperature																																																						
10057 kWh	-1.1%	Module quality loss																																																						
10057 kWh	-3.0%	Module array mismatch loss																																																						
10057 kWh	0.0%	Ohmic wiring loss																																																						
10057 kWh	0.0%	Array virtual energy at MPP																																																						
10057 kWh	0.0%	Inverter Loss during operation (efficiency)																																																						
10057 kWh	0.0%	Inverter Loss over nominal inv. power																																																						
10057 kWh	0.0%	Inverter Loss due to power threshold																																																						
10057 kWh	0.0%	Inverter Loss over nominal inv. voltage																																																						
10057 kWh	0.0%	Inverter Loss due to voltage threshold																																																						
10057 kWh		Available Energy at Inverter Output																																																						
10057 kWh		Energy injected into grid																																																						



Anexo F – Diagrama Unifilar do Sistema Fotovoltaico

ANEXO F – Diagrama Unifilar do Sistema Fotovoltaico

