# ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMICILIAR DE PEQUENO PORTE OPERANDO COM DIFERENTES EQUIPAMENTOS

KEILA CRISTINA DOS SANTOS MAIA

DM 06/2015

UFPA / ITEC / PPGEE Campus Universitário do Guamá Belém-Pará-Brasil **2015** 

KEILA CRISTINA DOS SANTOS MAIA

# ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMICILIAR DE PEQUENO PORTE OPERANDO COM DIFERENTES EQUIPAMENTOS

DM 06/2015

UFPA / ITEC / PPGEE Campus Universitário do Guamá Belém-Pará-Brasil **2015** 

KEILA CRISTINA DOS SANTOS MAIA

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMICILIAR DE PEQUENO PORTE OPERANDO COM DIFERENTES EQUIPAMENTOS

> Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE Campus Universitário do Guamá Belém-Pará-Brasil **2015**  Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP) Sistema de Bibliotecas da UFPA

Maia, Keila Cristina dos Santos, 1987-Análise de desempenho de um sistema fotovoltaico domiciliar de pequeno porte operando com diferentes equipamentos / Keila Cristina dos Santos Maia. - 2015.

Orientador: Wilson Negrão Macêdo; Coorientador: João Tavares Pinho. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2015.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Energia solar.

3. Energia - fontes alternativas.

I. Título.

CDD 22. ed. 621.31244

#### "ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMICILIAR DE PEQUENO PORTE OPERANDO COM DIFERENTES EQUIPAMENTOS"

#### AUTORA: KEILA CRISTINA DOS SANTOS MAIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 23/02/2015

#### BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo (Orientador - PPGEE/UFPA) Prof. Dr. João Tavares Pinho (Co-Orientador - PPGEE/UFPA) 101 Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo (Avaliador Externa ao Programa - FEE/UFPA) tows Prof. Dr. André Ricardo Mocelin (Avaliator Externo - USP) r

Prof. Dr. Luis Carlos Macedo Blasques (Avaliador Externo – IFPA)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes (Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA) V

# AGRADECIMENTOS

Agradeço a meus pais, Felipa e João, por todo amor, ensinamentos e apoio durante todos esses anos.

Ao meu irmão Kássio.

À minha avó Maria José.

À minha família, meus primos irmãos, tias e tios queridos.

Aos amigos Paulinho, Michelle, Fabrício, Andreza, Rosy, Thais, Glauber, Bruno, Helen, Alcione, Erinaldo e Jallyson.

Aos amigos do GEDAE: Alan, Rômulo, Jéssica, Leonam, Heliana, Ivan, Anderson, Alexandre, Pedro, Luis, Gustavo, Beatriz, Max, Ingrid, Rosa, Felipe, Vitor e Raphael.

Aos amigos Wilson Braga Jr. e Renato Cavalcante, por dividirem parte de sua jornada pelo mestrado comigo.

Ao meu orientador, Wilson Macêdo, pelos conhecimentos partilhados, apoio e paciência. Serei sempre grata.

Ao Marcos Galhardo, pela tarefa e pelos conhecimentos repassados.

Aos coordenadores do GEDAE, João Pinho e Edinaldo Pereira.

A Daniel, Paul, Sam e Carlos.

# SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕESIX	
LISTA DE TABELASXII	
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURASXIII	
LISTA DE SÍMBOLOSXV	
RESUMOXVII	
ABSTRACTXVIII	
INTRODUÇÃO1	
1. APLICAÇÕES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS DE PEQUENO	
PORTE PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL na REGIÃO AMAZÔNICA 3	
1.1. O marco regulatório para uso de sistemas isolados pelas concessionárias de energia	
elétrica	
1.2. Programas Pilotos de Eletrificação Rural com SFDs	
1.2.1. SFDs em Santo Antônio (Pará)	4
1.2.1.1. Perfil do consumidor e do local de instalação	5
1.2.1.2. Configurações dos SFDs	6
1.2.1.3. Análise operacional	11
1.2.2. SFDs em São Francisco do Aiucá (Amazonas)	16
1.2.2.1. Especificações técnicas	17
1.2.2.2. Estratégia de gestão dos sistemas	19
1.2.2.3. Estado dos sistemas fotovoltaicos domiciliares	20
2. Descrição do SFD Instalado no Laboratório de Energias Renováveis e Eficiência	
Energética do GEDAE	
2.1. Componentes do sistema	
2.1.1. Sistema de geração de energia	25
2.1.2. Sistema de condicionamento de potência	26
2.1.2.1. Controladores de carga	27
2.1.2.2. Inversores de tensão	31
2.1.3. Sistema de Acumulação	35

	2.1.4.	Carga simulada	7
3.	Detalha	mento da estratégia de monitoração 39	
3.1.	Sistema	de condicionamento de sinal 40	
	3.1.1.	Medição de Tensão e Corrente40	0
	3.1.2.	Medição de Irradiância	4
	3.1.3.	Medição de temperatura40	б
	3.1.4.	Condutores para transmissão de dados40	б
	3.1.5.	Aquisição e registro de dados	7
	3.1.5.	1. Programa FVGEDAE	0
4.	Resultad	dos Operacionais	
4.1.	Desemp	enho energético da operação do SFD 52	
4.2.	Desemp	enho operacional dos inversores	
4.3.	Desemp	enho operacional do gerador FV67	
4.4.	Desemp	enho dos controladores de carga	
4.5.	Tempera	atura ambiente da sala do banco de baterias	
CO	NCLUSÓ	<b>ĎES</b>	
REI	FERÊNC	CIAS BIBLIOGRÁFICAS 80	
APÊ	ÈNDICE		
Apê	ndice A.		
Apê	ndice B.		

# VIII

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Residências atendidas pelos SFDs
Figura 1.2 – Um dos trapiches confeccionados para conter os armários
Figura 1.3 – Configuração dos SFDs de Santo Antônio: (a) Diagrama unifilar e (b) Esquema
da instalação elétrica e equipamentos utilizados7
Figura 1.4 – Tipos de armários dos SFDs
Figura 1.5 – Sistema 1: partes interna e externa do armário9
Figura 1.6 – Sistema 2: partes interna e externa do armário9
Figura 1.7 – Sistema 3: partes interna e externa do armário9
Figura 1.8 – Sistema 4: partes interna e externa do armário10
Figura 1.9 – Croqui da instalação do Sistema 1, com módulo acoplado ao armário10
Figura 1.10 – Croqui da instalação do Sistema 2, com módulo em poste
Figura 1.11 – Croqui da instalação do Sistema 3, com módulo em poste11
Figura 1.12 – Croqui da instalação do Sistema 4, com módulo acoplado ao armário11
Figura 1.13 – Tensões médias mensais (máximos e mínimos) do banco de baterias do Sistema
2
Figura 1.14 – Tensões médias mensais (máximos e mínimos) do banco de baterias do Sistema
3
Figura 1.15 - Curva de descarga indicando a tensão equivalente a alguns valores de SOCs13
Figura 1.16 – Comunidade de São Francisco do Aiucá16
Figura 1.17 – Diagrama unifilar dos SFDs de São Francisco do Aiucá18
Figura 1.18 – Quadro elétrico com os equipamentos o sistema de condicionamento de
potência e abrigo para as baterias19
Figura 1.19 – Processo de transferência tecnológica aos usuários
Figura 1.20 – Falta de limpeza dos módulos fotovoltaicos
Figura 1.21 – Falta de isolamento adequado na fiação interna das residências
Figura 1.22 – Problemas encontrados nos abrigos das baterias
Figura 2.1 – O SFD instalado na área de testes do GEDAE
Figura 2.2 – Suporte dos módulos24
Figura 2.3 – Abraçadeira metálica que prende o poste ao armário
Figura 2.4 – Módulo SPR-90 e sua curva característica
Figura 2.5 – Compartimento superior do armário do SFD

Figura 2.6 – Controlador CML20	3
Figura 2.7 – Controlador CX40	)
Figura 2.8 – Controlador VS3024N	)
Figura 2.9 – Inversor Phoenix	Ĺ
Figura 2.10 – Inversor TP-700 VA	2
Figura 2.11 – Forma de onda de saída do inversor TP-700 VA	2
Figura 2.12 – Inversor LARK	3
Figura 2.13 – Inversor PROwatt 800	3
Figura 2.14 – Forma de onda de saída do inversor PROwatt 800	ł
Figura 2.15 – Inversor ICS-500	ł
Figura 2.16 – Banco composto por baterias do tipo OPzV	5
Figura 2.17 – Número de ciclos em função da profundidade de descarga (P <sub>D</sub> ) de uma bateria	
OPzV	5
Figura 2.18 – Número de ciclos em função da profundidade de descarga de uma bateria	
estacionária comum	5
Figura 2.19 – Quadro com temporizador digital e cargas do SFD	3
Figura 3.1 – Diagrama esquemático do sistema e os parâmetros ambientais e elétricos	
medidos40	)
Figura 3.2 – Transdutor de corrente HAL 50-S41	l
Figura 3.3 – Transdutor de tensão modelo LV-25P41	l
Figura 3.4 – Duas das placas de circuito impresso confeccionadas para acomodar os	
transdutores41	l
Figura 3.5 – Esquema de conexão do transdutor de corrente	2
Figura 3.6 – Circuito da fonte de tensão simétrica43	3
Figura 3.7 – Fonte de tensão para alimentação dos transdutores	3
Figura 3.8 – PCI com divisor de tensão para medição de V <sub>FV</sub> 44	ł
Figura 3.9 – Medição de irradiância44	ł
Figura 3.10 – Circuito do amplificador do sinal do piranômetro45	5
Figura 3.11 – Amplificador do sinal do piranômetro	5
Figura 3.12 – Medição de temperatura no SFD: (a) Temperatura do armário T <sub>A</sub> e (b)	
Temperatura ambiente do banco (T <sub>AMB</sub> )	5
Figura 3.13 – O <i>datalogger</i> DT80047	7
Figura 3.14 – Identificação dos canais do registrador47	7

Х

Figura 3.15 – Canais analógicos configurados na forma diferencial (à esquerda) e como
terminais independentes conectados a apenas uma referência (à direita)
Figura 3.16 – Vista lateral do DT800, mostrando terminais para alimentação e as portas de
comunicação48
Figura 3.17 – Tela do software DeTransfer49
Figura 3.18 – Programa implementado no <i>software</i> DeLogger para monitoração do SFD51
Figura 4.1 – Balanço entre a geração FV e o consumo: potência c.c. e c.a. aparente e ativa do
inversor, geração FV e tensão do banco de baterias: (a) Inversor Phoenix, (b) Inversor ICS-
500, (c) Inversor TP, (d) Inversor LARK, (e) Inversor PW56
Figura 4.2 - Variação da eficiência de conversão média diária c.c./c.a. ao longo dos dias dos
meses de fevereiro, junho e setembro de 201460
Figura 4.3 – Perfil da temperatura do armário do inversor e das potências aparentes nos lados
c.c. (Scc) e c.a. (Sca) do inversor: (a) Inversor Phoenix, (b) Inversor ICS-500, (c) Inversor TP,
(d) Inversor LARK, (e) Inversor PW62
Figura 4.4 – Tensão Vca, Tensão Vb e Sca: (a) Phoenix, (b) ICS-500, (c) TP-700, (d) LARK e
(e) PW65
Figura 4.5 - Perfil da irradiância e da potência FV para cada um dos conjuntos de cinco dias
de operação da Figura 4.167
Figura 4.6 – Radiação solar, geração FV e eficiência para os meses de fevereiro, junho e
setembro
Figura 4. 7 – Dinâmica da atuação do controlador de carga na geração de acordo com a tensão
do banco de baterias e a disponibilidade do recurso solar no plano do gerador FV74
Figura 4.8 - Curvas I–V e P–V características para um módulo monocristalino (H = $600 \text{ W/m}^2$
e TNOC =50 °C)75
Figura 4.9 – Gráfico da temperatura média na sala do banco de baterias

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Classificação e disponibilidade de atendimento por unidade consumidora (UC). 3
Tabela 1.2 – Dados médios mensais dos controladores de carga para o primeiro ano de
operação do Sistema 213
Tabela 1.3 – Dados médios mensais dos controladores de carga para o primeiro ano de
operação do Sistema 314
Tabela 1.4 – Dados médios do último mês e da última semana do último mês de operação dos
controladores de carga do Sistema 2
Tabela 1.5 – Dados médios do último mês e da última semana do último mês de operação dos
controladores de carga do Sistema 315
Tabela 1.6 – Especificações dos SFDs
Tabela 2.1 – Especificações do módulo SPR-9025
Tabela 2.2 – Dados Técnicos do controlador CML20
Tabela 2.3 – Dados Técnicos do controlador CX40
Tabela 2.4 – Dados Técnicos do controlador VS3024N
Tabela 2.5 - Dados técnicos do inversor Phoenix com potência de 350 VA.32
Tabela 2.6 - Dados técnicos do inversor PROwatt com potência de 800 VA34
Tabela 2.7 – Características elétricas do inversor ICS-500
Tabela 2.8 – Especificações das baterias OPzV 300
Tabela 2.9 – Especificações das lâmpadas utilizadas como carga no SFD
Tabela 4.1 – Balanço energético entre gerador FV e inversor (médias diárias)53
Tabela 4.2 – Valores de FP medidos para os diferentes inversores e cargas
Tabela 4.3 – Desempenho dos inversores sob carga
Tabela 4.4 – Consumo em c.c. do inversor ICS-50064
Tabela 4.5 – Desempenho do gerador FV: Radiação solar incidente (RSI), energia produzida
(E <sub>FV</sub> ), energia teórica na máxima potência (E <sub>FVmp</sub> ), perdas de captura (L <sub>C</sub> ), eficiência de
seguimento do ponto de máxima potência ( $_{SPMP}$ ), eficiência medida ( $_{FV}$ ) e teórica ( $_{FVmp}$ ) do
gerador FV73

#### LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

c.a. - Corrente Alternada

c.c. - Corrente Contínua

CONMETRO - Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

DIC - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora

DMG - Disponibilidade Mensal Garantida

EBMA - Grupo de Energia, Biomassa e Meio Ambiente

ELETROACRE – Eletrobras Distribuição Acre

FP - Fator de Potência

FV - Fotovoltaico

GEDAE - Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

IDSM - Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia

IRC – Índice de reprodução de cor

- LFC Lâmpadas fluorescentes compactas
- LVD Desconexão por baixa tensão (do inglês Low Voltage Disconnection)
- MIGDI Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica

OPzV – Placa Tubular Estacionária Selada (do alemão Ortsfest Panzerplatte Verschlossen)

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PCI – Placa de circuito impresso

PW - Inversor PROwatt

PWM - Modulação por largura de pulso (do inglês Pulse Width Modulation)

RDSM - Reserva de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá

RN 493 - Resolução Normativa Nº 493/2012

RN 83 - Resolução Normativa Nº 83/2004

RSI - Radiação solar incidente

SFD – Sistema Fotovoltaico Domiciliar

SIGFI - Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes

SOC – Estado de carga (do inglês *State of Charge*)

SPMP - Seguimento de ponto de máxima potência

TNOC – Temperatura nominal de operação de célula

TP – Inversor TP-700 VA

UTP – Unshielded Twisted Pair

VRLA – Bateria selada regulada por válvula (do inglês Valve-regulated lead-acid battery)

# LISTA DE SÍMBOLOS

#### Ac – Analog Common

- C<sub>25°C</sub> Capacidade em regime nominal
- C<sub>T</sub> Capacidade obtida na temperatura T;
- E<sub>CA</sub> Energia na saída c.a. do inversor
- Ecc Energia na entrada c.c. do inversor
- E<sub>FV</sub> Geração FV
- EFVmp Geração FV teórica na máxima potência
- E<sub>SOLAR</sub> Radiação solar
- FP<sub>CA</sub> Fator de Potência c.a.
- FP<sub>CC</sub> Fator de Potência c.c.
- MP Coeficiente de temperatura (potência)

H – Irradiância

- $Hk_{t,} \ Irradiância \ solar \ medida$
- HREF Irradiância solar de referência
- $I_B-Corrente \ do \ banco \ de \ baterias$
- $I_{CA}$  Corrente c.a.
- $I_{FV}$  Corrente do gerador FV
- I<sub>MP</sub> Corrente de máxima potência
- Isc Corrente de curto-circuito
- L<sub>C</sub> Perdas de captura (do inglês *Capture Losses*)
- $P^{0}_{FV}$  Potência do gerador medida
- P<sub>CA</sub> Potência ativa c.a.
- P<sub>CC</sub> Potência ativa c.c.
- PCI Placa de circuito impresso
- P<sub>D</sub> Profundidade de descarga
- P<sub>MAX</sub> Potência nominal
- P<sub>MP</sub> Ponto de máxima potência calculado
- R1 Resistor no terminal de entrada positivo do transdutor de tensão
- R<sub>M</sub> Resistor de medição
- S<sub>CA</sub> Potência aparente c.a.

- $S_{CC}$  Potência aparente c.c.
- T<sub>A</sub> Temperatura do armário
- T<sub>AMB</sub> Temperatura ambiente
- Tc Temperatura de operação da célula
- Tc<sub>ref</sub> Temperatura de célula na condição de referência
- V<sub>B</sub> Tensão do banco de baterias
- V<sub>CA</sub> Tensão c.a.
- V<sub>CC</sub> Tensão em c.c.
- V<sub>FV</sub>-Tensão do gerador FV
- V<sub>MP</sub>-Tensão de máxima potência
- Voc-Tensão de circuito aberto

V<sub>RMS</sub> - Tensão RMS

- $Y_A$  Produtividade do gerador FV
- Y<sub>R</sub> Produtividade de referência
- Coeficiente de temperatura
- FV Eficiência do gerador FV
- FVmp Eficiência teórica do gerador FV
- INV Eficiência do inversor
- SPMP Eficiência de seguimento do ponto de máxima potência

### **RESUMO**

O presente trabalho apresenta a análise da operação de um sistema fotovoltaico domiciliar de 180 Wp projetado para atendimento de pequenas demandas. O sistema em questão está instalado na área de testes do laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), com o propósito de simular seu funcionamento como provedor de energia elétrica para uma residência ribeirinha típica da Região Amazônica. Para este fim, foi simulada a alimentação de cargas que são utilizadas frequentemente nessas residências (TV e lâmpadas) em horários pré-definidos. No trabalho, além da descrição dos componentes do sistema, são expostos também os mecanismos empregados na monitoração de seu funcionamento, bem como a análise de dados obtidos acerca do comportamento do sistema operando com diferentes tecnologias de inversores de tensão (formas de onda de saída senoidal, quadrada e quadrada modificada), controladores de carga e baterias de descarga profunda (OPzV).

PALAVRAS-CHAVES: Energias Renováveis, Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos Isolados, Eletrificação Rural, Monitoração.

# ABSTRACT

This work presents the operational analysis of the operation of a 180 Wp solar home system designed to supply small loads. The solar home system is installed at the laboratory testing area of the "Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas" (GEDAE), in order to simulate its operation as electricity supply for a typical riparian residence of the Amazon. For this, it was simulated the use of loads that are frequently used in these homes (TV and lamps) at predefined times. Besides the description of the system components, the mechanisms for monitor its operation and to analyze the data obtained about the behavior of the system operating with different technologies of inverters (sine, square and modified square output waveforms), charge controllers and deep cycle batteries are also presented.

KEYWORDS: Renewable Energy, Solar Energy, Stand-Alone Photovoltaic Systems, Rural Electrification, Monitoring.

# **INTRODUÇÃO**

Além das grandes áreas urbanas existentes no Brasil, há também munícipios dos quais fazem parte comunidades rurais impossibilitadas de receber energia elétrica por meio da rede convencional de distribuição, fazendo com que o atendimento desses consumidores se torne proibitivo devido aos elevados custos inerentes à expansão da rede até tais comunidades. No caso da Amazônia Brasileira repete-se este cenário, com o agravante da baixa densidade populacional da região, composta por inúmeras comunidades ribeirinhas dispostas de forma dispersa e com grande dificuldade de acesso. Essas comunidades possivelmente tardarão ou nunca terão acesso à rede convencional de distribuição.

No contexto da Região Amazônica, a energia solar fotovoltaica aparece como uma importante alternativa para atendimento desses consumidores, pois permite a geração de energia próxima ao consumo e de maneira modular, podendo atender uma única residência ou várias por meio da formação de minirredes.

O emprego de fontes intermitentes para geração de energia em sistemas individuais foi regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da Resolução Normativa (RN) nº 83/2004, posteriormente substituída pela RN nº 493/2012, que passou a contemplar também o atendimento através de microssistemas isolados de geração e distribuição.

Existem inúmeros projetos pilotos de eletrificação com fonte solar fotovoltaica na Região Amazônica, porém ainda há uma certa carência de informações mais detalhadas a respeito do funcionamento desses sistemas nas condições climáticas da Região.

O atendimento de pequenas demandas por meio de sistemas fotovoltaicos domiciliares (SFDs) em áreas remotas, especialmente aquelas localizadas na Região Amazônica, deve apoiar-se em estudos prévios do comportamento desses sistemas, seja na experiência obtida em projetos pilotos, seja em sistemas instalados e testados em laboratório, visando mitigação de falhas e garantia da continuidade do atendimento, pois tais localidades normalmente são caracterizadas pelo difícil acesso, impedindo assim a supervisão constante por parte dos responsáveis pelo projeto de eletrificação.

Os SFDs empregados em projetos de eletrificação rural normalmente disponibilizam energia para atendimento de cargas de iluminação (normalmente lâmpadas fluorescentes compactas - LFC) e eletrodomésticos de baixo consumo. Devido a isso, faz-se necessário definir estratégias adequadas para melhorar o aproveitamento da energia disponibilizada por esses sistemas e evitar o desperdício de energia.

Com base no exposto, formularam-se os seguintes questionamentos:

Qual a influência da qualidade de equipamentos como inversores (eficiência de conversão), controladores de carga (seguimento de máxima potência e perdas por captura) e baterias no desempenho energético do sistema? Além disso, de que forma a substituição de LFC por lâmpadas de LED, por exemplo, pode impactar no consumo de energia e no desempenho do sistema como um todo?

Desse modo, este trabalho propõe-se a demonstrar aspectos não muito comuns relativos à operação de um SFD de 180 Wp, instalado na área de testes do Laboratório de Energias Renováveis e Eficiência Energética do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará.

Um sistema de monitoração foi desenvolvido e implementado para avaliação operacional do SFD, cujo sistema acumulador é composto por baterias do tipo OPzV. Posteriormente foram executados testes com a troca de controladores e inversores de fabricantes variados e diferentes formas de onda de saída, além da variação do tipo de carga utilizada (ora LFC, ora lâmpadas de LED).

O presente trabalho está dividido em quatro capítulos. O primeiro capítulo faz uma breve explanação acerca do marco regulatório para uso de SFDs e cita dois exemplos de projetos de eletrificação rural com SFDs executados na Região Amazônica; o segundo capítulo descreve as características elétricas dos componentes testados no SFD instalado no laboratório do GEDAE; o terceiro capítulo descreve a estratégia de monitoração empregada para avaliação do sistema; e por fim, o quarto capítulo descreve os resultados obtidos com os testes efetuados.

# 1. APLICAÇÕES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS DE PEQUENO PORTE PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL NA REGIÃO AMAZÔNICA

Este capítulo aborda alguns aspectos acerca do marco regulatório para o uso de sistemas de geração de energia elétrica com fontes intermitentes em eletrificação rural para o atendimento a consumidores isolados, a Resolução ANEEL Nº 493/2012 (RN 493).

Também são descritos dois projetos pilotos de eletrificação rural com geração de energia com fonte solar fotovoltaica executados na Região Amazônica, sendo um deles implementado no Estado do Pará e outro no estado do Amazonas. Ambos os projetos obedeceram aos critérios descritos na RN 493.

# 1.1. O marco regulatório para uso de sistemas isolados pelas concessionárias de energia elétrica.

As diretrizes para o emprego de sistemas de geração isolados com fontes intermitentes para atendimento de comunidades e consumidores isolados são descritas na RN 493. Nela constam as definições de Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI) e de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIDGI). Esta resolução substituiu a Resolução Normativa ANEEL N° 83/2004, que contemplava apenas os sistemas individuais de geração, no qual cada sistema atendia apenas uma unidade consumidora. A nova resolução passou também a conter as regras para o fornecimento de energia às pequenas comunidades realizado com sistemas isolados de geração e distribuição de energia elétrica de até 100 kW de potência instalada, além do atendimento de cargas em corrente contínua para o caso do SIGFI. O documento também identifica as classes de atendimento, de acordo com sua disponibilidade energética, nas quais devem se enquadrar os SIGFIs e MIDGIs, especificados na Tabela 1.1.

Disponibilidade mensal garantida (kWh/mês/UC)	Consumo diário de referência (Wh/dia/UC)	Autonomia mínima (horas)	Potência mínima disponibilizada (W/UC)
13	435	48	250
20	670	48	250
30	1.000	48	500
45	1.500	48	700
60	2.000	48	1.000
80	2.650	48	1.250

Tabela 1.1 – Classificação e disponibilidade de atendimento por unidade consumidora (UC).

Além das classificações de atendimento mostradas na Tabela 1.1, os SFDs também devem atender a critérios como:

- O fornecimento de energia deve ser em corrente alternada senoidal, com níveis de tensão e frequência compatíveis com o fornecido no município onde estão localizadas as unidades consumidoras atendidas<sup>1</sup>;
- O uso de componentes que atendam às exigências do Programa Brasileiro de Etiquetagem do Instituto Nacional de Metrologia (INMETRO) ou outra organização credenciada pelo Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (CONMETRO);
- A concessionária deve observar para todas as unidades consumidoras padrões de referência de Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) mensal e anual;

#### 1.2. Programas Pilotos de Eletrificação Rural com SFDs

Neste tópico são descritos alguns projetos pilotos de eletrificação rural com fonte solar, desenvolvidos na Região Amazônica, demonstrando de que maneira ocorreu a execução de cada um e certas peculiaridades associadas à implantação e operação de SFDs na região. São expostos aspectos do projeto piloto implantado na comunidade de Santo Antônio, no município de Breves, estado do Pará, a respeito do qual são mostrados mais detalhes nos tópicos que seguem de acordo com o descrito em Maia (2011); do projeto de eletrificação da comunidade ribeirinha de São Francisco do Aiucá, no município de Uarini, localizado na área da Reserva de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá, no estado do Amazonas, tal como descrito em Mocelin (2007) e Valer, Mocelin e Zilles (2012); e finalmente do projeto piloto de Xapuri realizado no estado do Acre, que eletrificou três seringais da Reserva Extrativista Chico Mendes: Iracema, Dois Irmãos e Albrácea, tal como descrito em Carvalho (2013) e Olivieri et al. (2010).

#### 1.2.1. SFDs em Santo Antônio (Pará)

A vila de Santo Antônio, município de Breves-PA, é uma pequena comunidade localizada na Ilha do Marajó, distante mais de 300 km da capital, Belém, e que surgiu em decorrência de atividades madeireiras, fonte de renda de quase a totalidade dos moradores da

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> A partir das características da carga a ser atendida e após anuência do consumidor, a distribuidora pode implantar sistema misto de fornecimento com o atendimento de parte da carga em corrente contínua, prestando os devidos esclarecimentos ao consumidor.

comunidade. Como a maioria das pequenas comunidades da região, Santo Antônio não é atendida pela rede convencional de distribuição de energia.

A concessionária de energia atuante no estado, as Centrais Elétricas do Pará S. A. (Celpa), em conjunto com o GEDAE e com o Grupo de Energia, Biomassa e Meio Ambiente (EBMA), ambos da Universidade Federal do Pará, no âmbito do programa de P&D da concessionária, implementou um projeto piloto para o fornecimento de energia elétrica para a localidade por meio de geração termoelétrica e fotovoltaica. A geração térmica a biomassa se dá por meio de uma pequena usina a vapor, que utiliza como combustível as sobras de madeira da serraria existente na localidade. Este sistema constitui uma minirede que fornece energia para a comunidade e para as atividades da serraria. Com relação à geração fotovoltaica, tratam-se de SFDs com disponibilidade mensal garantida (DMG) de 13 kWh, obedecendo à Resolução Normativa ANEEL N° 83/2004, em vigor à época da implantação do projeto, que abastecem quatro residências ribeirinhas localizadas de forma dispersa e distantes uma das outras ao longo da outra margem do rio, como ilustra a Figura 1.1, e impossibilitadas de receber a energia proveniente da usina a vapor.





Fonte: MAIA (2011).

1.2.1.1. Perfil do consumidor e do local de instalação

Os perfis dos consumidores atendidos pelos SFDs nesta localidade são semelhantes, pois são famílias ribeirinhas que possuem um padrão de consumo similar, visto que as cargas são basicamente lâmpadas fluorescentes compactas e eletrodomésticos de baixo consumo, como rádios e televisores.

O entorno das residências atendidas pelos SFDs é composto por muitas árvores, o que impossibilitaria a instalação dos módulos fotovoltaicos próximos às casas sem que houvesse a ocorrência de sombreamento excessivo ocasionado pelas árvores.

De modo a minimizar a ocorrência de sombreamento, foram confeccionados trapiches de madeira, de aproximadamente 1,6 m por 1,6 m de base para alocar os armários que contém o sistema condicionador de potência e os acumuladores, além do suporte do gerador FV, a uma distância de aproximadamente 17 m das casas, como ilustra a Figura 1.2.



Figura 1.2 – Um dos trapiches confeccionados para conter os armários.

Fonte: CELPA, 2010.

1.2.1.2. Configurações dos SFDs

Os quatro SFDs em funcionamento na comunidade de Santo Antônio são constituídos por diferentes configurações, seja nos equipamentos utilizados, tipo de armário que os contém ou suporte para os módulos FV, com o objetivo de analisar quais configurações são as mais adequadas para o uso e quais possuem maior durabilidade e eficiência.

Cada SFD instalado na localidade é constituído basicamente por dois módulos FV, um controlador de carga, duas baterias estacionárias, um inversor, um medidor eletrônico do consumo CA, equipamentos para proteção, um armário e suporte para os módulos. A Figura 1.3(a) mostra o diagrama unifilar da configuração básica das ligações dos sistemas, bem como de seus componentes e a Figura 1.3(b) mostra o esquema da instalação elétrica.

Figura 1.3 - Configuração dos SFDs de Santo Antônio: (a) Diagrama unifilar e (b) Esquema da instalação elétrica e equipamentos utilizados.



Fonte: A autora.



Fonte: CELPA, 2010. Modificado.

Observa-se na Figura 1.3 que a entrada do inversor de cada sistema não foi ligada ao controlador de carga, mas sim diretamente ao barramento das baterias, medida tomada para evitar a queima do controlador, uma vez que a corrente demandada pelo inversor poderia superar o valor máximo permitido pelo controlador.

Os armários para abrigar as baterias e o sistema condicionador de potência foram confeccionados com dois tipos de material: madeira e fibra de vidro. O armário em madeira possui dois compartimentos separados: o superior contendo os equipamentos do sistema condicionador, isto é, controlador de carga e inversor, além de disjuntores de proteção, barramento do banco de baterias e medidor eletrônico; e o compartimento inferior contendo as duas baterias que constituem o banco de acumuladores. O armário em fibra de vidro é composto de um único compartimento dividido internamente por uma prateleira, com a mesma distribuição de equipamentos do armário em madeira. Dos armários em fibra de vidro, dois possuem suporte para instalação dos módulos fotovoltaicos sobre o armário e um possui suporte para a instalação em poste; o único armário em madeira possui suporte para instalação dos módulos em poste o armário e um postelação dos módulos em poste. O *layout* dos armários é mostrado na Figura 1.4.



Figura 1.4 – Tipos de armários dos SFDs.

Alguns aspectos diferenciam as configurações no que concerne aos tipos de armário e suporte para os módulos FV, como por exemplo, para o caso dos armários, aqueles fabricados em fibra de vidro possuem mais resistência às ações do tempo, como chuvas e exposição à radiação solar, implicando em uma maior durabilidade quando comparado ao armário em madeira, que se mostrou mais desgastado em virtude dos fatores citados, além do último ser mais suscetível à ação da umidade em seu interior, apesar de ter recebido pintura em verniz.

Quanto ao tipo de suporte dos módulos FV, dos dois tipos empregados (em poste ou acoplados ao armário), é menos provável que ocorra sombreamento dos módulos com suporte em poste. Contudo, com os módulos acoplados, a carga térmica no interior do armário deve ser menor em razão da sombra que proporcionam, além de facilitar a limpeza periódica do gerador FV. Porém, também pode deixá-los a mercê de curiosos que podem danificá-los.

As Figuras 1.5 a 1.8 mostram os quatro SFDs do projeto piloto de Santo Antônio.

Fonte: CELPA (2010).



Figura 1.5 – Sistema 1: partes interna e externa do armário.

Fonte: MAIA (2011).



Figura 1.6 – Sistema 2: partes interna e externa do armário.

Fonte: MAIA (2011).

Figura 1.7 – Sistema 3: partes interna e externa do armário.



Fonte: MAIA (2011).



Figura 1.8 – Sistema 4: partes interna e externa do armário.

Fonte: MAIA (2011).

A instalação elétrica interna e externa (do armário ao ponto de entrega) das residências foi realizada obedecendo a um padrão de três pontos de luz e duas tomadas para cada residência. As Figuras 1.9 a 1.12 ilustram a instalação de cada residência.

Figura 1.9 – Croqui da instalação do Sistema 1, com módulo acoplado ao armário.



#### Fonte: CELPA (2010).

Figura 1.10 - Croqui da instalação do Sistema 2, com módulo em poste.



Fonte: CELPA (2010).



Figura 1.11 - Croqui da instalação do Sistema 3, com módulo em poste.

Fonte: CELPA (2010).

Figura 1.12 - Croqui da instalação do Sistema 4, com módulo acoplado ao armário.

Fonte: CELPA (2010).

#### 1.2.1.3. Análise operacional

Durante o primeiro ano de acompanhamento destes sistemas foram verificadas diversas falhas no funcionamento dos SFDs, em grande parte diretamente relacionadas à operação dos inversores, pois tais falhas foram associadas, na maioria das situações, à desconexão do inversor em situações de sobrecarga. Estas faltas, que usualmente necessitam de intervenção humana para restabelecer o sistema, tornaram o fornecimento de energia elétrica aos consumidores indisponível por longos períodos, o que ocorreu devido ao acesso à comunidade ser difícil e dispendioso. Isto demonstra que a escolha de inversores apropriados e de boa qualidade pode diminuir a necessidade de interferência humana, minimizando a quantidade e o tempo de duração das interrupções. Este é um importante aspecto do ponto de vista do aproveitamento da eletricidade.

Os sistemas 2 e 3 possuem um controlador de carga capaz de armazenar dados referentes ao funcionamento da bateria em termos de variação de tensão, de até um ano. As Figuras 1.13 e 1.14 mostram gráficos gerados a partir desses dados, que apresentam as médias mínimas e máximas dos valores da tensão banco de baterias para cada mês de operação.



Figura 1.13 - Tensões médias mensais (máximos e mínimos) do banco de baterias do Sistema 2.



15 14,5 Tensão Máxima 14 13.5 13 Ξ Tensão 12,5 E 12 Minima 11.5 11 10,5 10 ago-10 set-10 out-10 nov-10 dez-10 jan-11 fev-11 mar-11 abr-11 mai-11 jun-11 jul-11

Figura 1.14 – Tensões médias mensais (máximos e mínimos) do banco de baterias do Sistema 3.

Analisando os dados dos controladores de carga e considerando a proteção contra carga e sobrecarga, observa-se que é difícil para o banco de baterias do sistema 3 alcançar carga total. A tensão média máxima, na maioria dos meses, é menor que 14,1 V, a qual é a voltagem limite para desconexão de geradores fotovoltaicos em controladores do tipo PWM (2,35 V/elemento) (MONTEIRO, 2005; SALAZAR, 2004).

Ainda nas Figuras 1.13 e 1.14, é possível identificar os meses de operação nos quais o aumento da demanda implica em maior profundidade de descarga no banco de baterias. As altas médias máxima e mínima em meses como julho de 2011 podem ser associadas às falhas dos sistemas ocasionadas pelo desligamento do inversor CC-CA em muitos dias.

O banco de baterias é usualmente projetado para uma profundidade de descarga diária de 20 % (Estado de Carga ou *State of Charge* – SOC = 80%). Da Figura 1.15, pode-se inferir que para um banco de baterias de tensão nominal de 12 V, a tensão que corresponde a uma

Fonte: MACÊDO (2011).

profundidade de descarga de 20% é igual a 12,2 V. Contudo, considerando uma profundidade de descarga máxima de 50% associada a  $P_D$  diário de 20%, o valor da tensão poderia chegar a 11,8 V.

Sabe-se, das Figuras 1.13, 1.14 e 1.15, que em uma parte significativa do período de monitoração, ambos os bancos de baterias foram submetidos a descargas médias mensais iguais ou inferiores a 20% (tensão mínima do banco de baterias igual ou superior a 12,2 V). Entretanto, mesmo que muitas médias mensais conduzam para valores de tensão acima de 12,2 V, ocorrências de descargas profunda ( $P_D > 50\%$ ) foram registradas em diversas situações, como mostram as Tabelas 1.2 e 1.3.

Figura 1.15 - Curva de descarga indicando a tensão equivalente a alguns valores de SOCs.



Fonte: MONTEIRO (2004).

Tabela 1.2 – Dados médios mensais dos controladores de carga para o primeiro ano de operação do Sistema 2.

Primeiro Ano de Operação	Mês 1	Mês 2	Mês 3	Mês 4	Mês 5	Mês 6
Tensão Máxima (V)	12,8	13	13,75	14,3	14,1	14,1
Tensão Mínima (V)	11,9	11,7	11,9	12,3	12,2	12,1
Bateria Carregada						
Desconexão por Baixa Carga				-	-	
	Mês 7	Mês 8	Mês 9	Mês 10	Mês 11	Mês 12
Tensão Máxima (V)	14,4	14,3	14,2	14,2	14,4	14,4
Tensão Mínima (V)	12,4	12,3	11,9	12	12	12,2
Bateria Carregada						
Desconexão por Baixa Carga		-				-

Fonte: MACÊDO (2011). Adaptado.

Primeiro Ano de Operação	Mês 1	Mês 2	Mês 3	Mês 4	Mês 5	Mês 6				
Tensão Máxima (V)	14,05	14,15	13,95	14,2	14	13,7				
Tensão Mínima (V)	12,4	12,35	12,2	12,5	12,3	12,3				
Bateria Carregada										
Desconexão por Baixa Carga	-	-		-	-	-				
	Mês 7	Mês 8	Mês 9	Mês 10	Mês 11	Mês 12				
Tensão Máxima (V)	13,8	13,1	12,7	13,3	13	14,4				
Tensão Mínima (V)	12,3	11,9	11,5	11,9	11,7	12,7				
Bateria Carregada					-					
Desconexão por Baixa Carga	-					-				

Tabela 1.3 – Dados médios mensais dos controladores de carga para o primeiro ano de operação do Sistema 3

Fonte: MACÊDO (2011). Adaptado.

Como dito anteriormente, os inversores foram conectados diretamente ao barramento do banco de baterias e não ao controlador de carga, pois o equipamento poderia solicitar correntes mais altas que a capacidade do controlador de carga. Em cada configuração a carga foi desconectada somente quando a tensão do banco de baterias reduzia-se de tal forma que alcançasse um valor menor que a tensão mínima de operação do inversor, em torno de 10,5 V dependendo das condições de operação e do sistema. Esta configuração também evitou a desconexão do controlador de carga por baixa tensão do banco de baterias e, consequentemente, garantiu a continuidade do atendimento à carga.

A ocorrência de descargas profundas foi frequente e a média mínima da tensão do banco de baterias indica que este sofreu descargas profundas superior a 50%, o que ocorreu devido à ausência do controle de descarga pelo controlador. Isto contribui para a diminuição da vida útil do banco de baterias.

Com os dados do primeiro ano de operação, sabe-se que há ocorrência de descarga profunda nos dois sistemas, com mais frequência no Sistema 2, no qual foram verificadas indicações de interrupção devido à baixa tensão em 8 dos 12 meses mostrados na Tabela 1.2. Os valores das médias mensais são boas indicações da operação do banco de baterias. Entretanto, estes valores não refletem o número de ocorrências de descarga profunda ou carga total, que podem ser mais bem visualizados nas Tabelas 1.4 e 1.5, onde os valores médios diários da tensão do banco de baterias e as ocorrências de descarga profunda no último mês de operação são apresentados.

Último Mês do Primeiro Ano de Operação	Semana 1		Semana 2		Semana 3		Semana 4
Tensão Máxima (V)	14,4		14,4		14,4		14,4
Tensão Mínima (V)	12	2,2	12,3		12,3		12,3
Bateria Carregada							
Desconexão por Baixa Carga	-		-		-		-
Última Semana	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Tensão Máxima (V)	13,6	13,8	12,3	12,9	13,5	13,2	13,8
Tensão Mínima (V)	11,7	11,8	11,7	11,6	11,6	11,8	11,8
Bateria Carregada							
Desconexão por Baixa Carga	-	-	-	-	-	_	-

Tabela 1.4 – Dados médios do último mês e da última semana do último mês de operação dos controladores de carga do Sistema 2.

Fonte: MACÊDO (2011). Adaptado.

Tabela 1.5 – Dados médios do último mês e da última semana do último mês de operação dos controladores de carga do Sistema 3.

Último Mês do Primeiro Ano de Operação	Semana 1		Semana 2		Semana 3		Semana 4
Tensão Máxima (V)	14,3		14,5		14,5		14,5
Tensão Mínima (V)	12	2,6	12,7		12,7		12,7
Bateria Carregada							
Desconexão por Baixa Carga	ja -		-		-		-
Última Semana	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Tensão Máxima (V)	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Tensão Mínima (V)	12,7 12,7		12,7	12,7	12,7	12,6	12,7
Bateria Carregada	i i i i i i i i i i i i i i i i i i i						
Desconexão por Baixa Carga			-	-	-	-	-

Fonte: MACÊDO (2011). Adaptado.

De acordo com os dados contidos nas Tabelas 1.4 e 1.5, observa-se que não houve ocorrência de desconexão por baixa carga das baterias no último mês de operação analisado, mas sim ocorrências de carga total em todas as semanas e em todos os dias da última semana dos referidos meses. No Sistema 3, isto ocorreu devido às características do inversor, que estava operando com uma configuração que não permitia que o equipamento reiniciasse automaticamente. No Sistema 2, não houve registros de falha durante o último mês de

operação, porém, percebe-se que em todos os dias da semana do último mês, Tabela 1.4, ocorreram PD 50%, indicando descargas profundas do banco.

#### 1.2.2. SFDs em São Francisco do Aiucá (Amazonas).

Outro exemplo de eletrificação rural por meio de SFDs ocorreu na comunidade ribeirinha de São Francisco do Aiucá (Figura 1.16) localizada na Reserva de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá (RDSM) e pertencente ao município de Uarini no estado do Amazonas.

A RDSM é uma unidade de conservação ambiental criada por meio de decreto do Governo do Amazonas no ano de 1996, com o objetivo de assegurar a conservação da biodiversidade da Floresta Amazônica, garantindo a permanência das populações que tradicionalmente ocupam essa área. A reserva é administrada pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá (IDSM) e possui uma área de 1.124.00 hectares distante pouco mais de 600 km da capital do estado, Manaus.



Figura 1.16 - Comunidade de São Francisco do Aiucá.

Fonte: MOCELIN (2007).

O projeto piloto de eletrificação rural de São Francisco do Aiucá é fruto de parceria entre o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do então Instituto de Eletrotécnica e Energia, atual Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, o IDSM e o Instituto *Winrock International*. Uma característica interessante desse projeto é a participação ativa da comunidade na gestão dos recursos financeiros relacionados ao projeto, assim como na manutenção dos SFDs e troca de equipamentos. Antes da implantação do projeto, o fornecimento de eletricidade na comunidade ocorria por meio de gerador a diesel. Para a distribuição dessa eletricidade a 25 domicílios, utilizavase uma minirrede elétrica composta por postes de madeira e três condutores elétricos (duas fases e um neutro) que se estendia por toda a comunidade. Dependendo da residência, a ligação poderia ser 220 V ou 127 V. A conexão entre a minirrede e os domicílios era feita diretamente (sem quadro elétrico), normalmente utilizando-se os cabos elétricos de pequena bitola e com emendas elétricas precárias (MOCELIN, 2007).

O gerador funcionava entre 18:00 e 22:00 horas, diariamente, com consumo de aproximadamente 10 litros de diesel diários. Durante os finais de semana, dependendo do interesse dos comunitários e da disponibilidade de diesel, o sistema era utilizado algumas horas no período diurno (MOCELIN, 2007).

Com a operação dos sistemas iniciada em agosto de 2005, o projeto consistiu na instalação de sistemas individuais de geração projetados para atender aos requisitos da Resolução Normativa ANEEL 83/2004, em vigor à época. Inicialmente foram instalados 19 SFDs com DMG de 13 kWh em corrente alternada, de acordo com a norma vigente.

Em maio de 2007 foram instalados mais 4 sistemas para atender novos moradores da comunidade, devido à chegada de quatro famílias e em função de ainda haver recurso financeiro disponível do projeto. O fluxo de caixa positivo do processo de implantação é resultante da doação das baterias por uma empresa interessada em desenvolver baterias específicas para aplicação fotovoltaica (VALER, MOCELIN, ZILLES, 2012).

Os SFDs foram instalados de forma a complementar a geração do sistema a diesel, atuando nos momentos em que este estava inoperante, mantendo assim o fornecimento de energia durante as 24 horas do dia (MOCELIN, 2007).

1.2.2.1. Especificações técnicas

A Figura 1.17 mostra o diagrama unifilar dos SFDs, que são constituídos pelos equipamentos listados na Tabela 1.6.



Figura 1.17 – Diagrama unifilar dos SFDs de São Francisco do Aiucá.

Fonte: MOCELIN (2007).

Fabricante	Isofoton			
rabilicanic	Isoloton	Enertec	Phocos	Isofoton
Modelo	I-100/12	SF175TE	CX20	Isoverter 250 VA
Características elétricas	100 Wp Monocristalino	12 V - 150 Ah/C20	24 V / 20 A	24 Vcc/120 Vca 60 Hz
Tipo de ligação	2 em série	2 em série	-	-

Fonte: MOCELIN (2007).

Visando futura ampliação do sistema, as baterias foram instaladas em abrigos na área externa das casas, que foram construídos com altura suficiente para impedir a inundação em épocas de cheia do rio. Os demais equipamentos de condicionamento de potência foram colocados em quadro elétrico no interior das residências. Tanto o quadro quanto o abrigo das baterias são mostrados na Figura 1.18.
Controlador
 Inversor

 Inversor
 Inversor

 In

Fonte: MOCELIN (2007).

### 1.2.2.2. Estratégia de gestão dos sistemas

A gestão dos sistemas antes e depois da implantação do projeto foi realizada de maneira a permitir uma intensa participação da comunidade, de onde saíram tanto os gestores responsáveis por um fundo de operação e manutenção dos sistemas como também aqueles responsáveis por reparos e manutenção dos SFDs na ausência dos pesquisadores dos grupos envolvidos.

De acordo com Mocelin (2007), quando a comunidade se responsabiliza pela operação e manutenção dos sistemas, organizada em um esquema de autogestão, é motivada a apropriarse dos conhecimentos técnicos necessários para manter, a longo prazo, os benefícios dos sistemas, na garantia de ter um retorno de seus próprios investimentos (neste projeto específico, a contribuição ao fundo de operação e manutenção).

No processo de transferência tecnológica, Figura 1.19, foi estabelecido um cronograma de atividades do projeto. Em maio de 2005 foi feita uma visita com os membros da comunidade para avaliar os custos de operação e manutenção dos SFDs e constituir uma associação de usuários dos sistemas. Nos meses seguintes foram feitas diversas visitas para aquisição, preparação e transporte dos equipamentos até a comunidade. Em agosto de 2005, realizou-se a instalação dos SFDs com ajuda dos usuários, criou-se o regulamento para os usuários de SFDs, constituiu-se um fundo de operação e manutenção de SFDs, que estipulou

uma taxa mensal de R\$15,00 e uma entrada de R\$150,00 por domicílio, e capacitou-se dois moradores para formar uma equipe técnica local (VALER, MOCELIN, ZILLES, 2012).



Figura 1.19 – Processo de transferência tecnológica aos usuários.

Fonte: MOCELIN (2007).

1.2.2.3. Estado dos sistemas fotovoltaicos domiciliares

No ano de 2007 foi realizada uma avaliação dos sistemas instalados. Dos 19 sistemas instalados em 2005, 2 não funcionavam e 6 apresentavam problemas no controlador; dos 4 sistemas instalados em 2007, 1 não funcionava e 2 apresentavam falhas no controlador. Mesmo com estas falhas, o uso de SFDs era bem avaliado pelos usuários.

À época, todas as casas já haviam trocado as baterias pelo menos uma vez. As baterias instaladas eram do tipo automotivas abertas e foram adquiridas na cidade de Tefé. O aumento do preço das baterias provocou também o aumento da taxa mensal para R\$ 20,00.

Além da necessidade da troca periódica das baterias, houve também muitos problemas nos sistemas devido aos controladores. Na visita, foram verificadas 10 casas com controlador defeituoso. A configuração sem controlador obriga o usuário a vigiar o estado do inversor para usar ou desligar o sistema já que alguns equipamentos como a televisão não funcionam adequadamente quando a tensão do banco de baterias é baixa. A falta de controladores também afeta a vida útil das baterias já que a tensão de desconexão por baixa tensão dos inversores é menor que o valor de corte dos controladores. Além disso, os inversores CC/CA não possuem circuito para controlar a descarga das baterias. Nas entrevistas, os usuários reportaram que os problemas com controladores ocorreram posteriormente à reconexão pela troca de baterias ou descargas atmosféricas nas proximidades (VALER, MOCELIN, ZILLES, 2012).

Os outros problemas encontrados nos sistemas fotovoltaicos domiciliares visitados são resultado da falta de manutenção dos equipamentos e da queda de qualidade das novas instalações quando realizadas mudanças de casas. Em relação à falta de manutenção dos equipamentos, comprovou-se a ausência de limpeza nos módulos (Figura 1.20) nos abrigos das baterias e a falta de reposição de água destilada nas baterias.



Figura 1.20 – Falta de limpeza dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: VALER, MOCELIN, ZILLES (2012).

Além disso, também foram verificados problemas na instalação interna das casas, com fiação frouxa e mal instalada, com cabos sem proteção bem como o uso de sacos plásticos como isolante elétrico, como mostra a Figura 1.21.



Figura 1.21 - Falta de isolamento adequado na fiação interna das residências.

Fonte: VALER, MOCELIN, ZILLES (2012).

Nos abrigos das baterias, verificou-se problemas como telhado desgastado, pequenos insetos vivendo em seu interior, além de muita sujeira e terminais de baterias corroídos, como mostra a Figura 1.22.



Figura 1.22 – Problemas encontrados nos abrigos das baterias.

Fonte: VALER, MOCELIN, ZILLES (2012).

Segundo Valer, Mocelin e Zilles (2012), o sistema de gestão adotado no projeto mostrou-se aceitavelmente eficaz, embora necessite de alguns ajustes. A experiência revelou que mesmo com grande investimento e treinamento dos moradores, ainda é necessária uma supervisão constante da gestão dos sistemas. O trabalho sugere também que alguns problemas ocorridos com o fundo de manutenção e inadimplência podem ser solucionados com o controle sendo assumido por alguma entidade como o IDSM, a prefeitura de Uarini ou a concessionária de energia do estado.

Ainda segundo Valer, Mocelin e Zilles (2012), apesar dos problemas encontrados, 20 sistemas estavam funcionando de um total de 23. Essa é uma boa taxa para um projeto piloto após 6 anos e meio de operação, especialmente pela participação ativa dos usuários na administração dos SFDs.

# 2. DESCRIÇÃO DO SFD INSTALADO NO LABORATÓRIO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DO GEDAE

O SFD em estudo está instalado na área de testes do Laboratório de Energias Renováveis e Eficiência Energética do GEDAE/UFPA para fins de acompanhamento e monitoração do seu funcionamento para posterior análise. O sistema original foi doado pela Guascor do Brasil ao GEDAE em janeiro de 2009, entrando em operação em maio do mesmo ano, período em que estava aguardando a chegada de alguns acessórios para o seu pleno funcionamento. A Figura 2.1 mostra o SFD em questão.

Desde a instalação, em maio de 2009, até junho de 2010, o SFD alimentou uma carga de 3 lâmpadas fluorescentes compactas de 15 W, acionadas por um período de 10 horas diárias para atestar a disponibilidade energética de 13 kWh/mês do sistema tal como a projetada, sendo esta disponibilidade de energia então comprovada para o regime de atendimento das cargas simulado.



Figura 2.1 – O SFD instalado na área de testes do GEDAE.

Fonte: MAIA (2011).

Os equipamentos elétricos que constituem o SFD foram alocados em um armário confeccionado em alumínio, material utilizado para verificação de sua durabilidade devido à

inevitável exposição à radiação solar e às ações do clima, bem como o funcionamento dos equipamentos que seriam colocados em seu interior.

O suporte dos módulos (Figura 2.2) foi fabricado também em alumínio e possui inclinação de 10° em relação ao plano horizontal, valor este considerado adequado para instalação em locais nos quais a latitude é próxima de 0°, ou seja, próximos à linha do Equador, como é o caso da cidade de Belém que possui latitude igual a 1,28° Sul (PINHO et al., 2008). Além disso, o armário foi posicionado de modo que os suportes mantenham os módulos voltados para o norte geográfico.

Figura 2.2 – Suporte dos módulos.



Fonte: MAIA (2011).

Para manter o conjunto suporte e módulos firmes, o poste que o sustenta está enterrado com uma profundidade de 1 m e atrelado ao armário por uma abraçadeira metálica, mostrada no detalhe da Figura 2.3. O armário possui também quatro aberturas de ventilação divididas igualmente entre os compartimentos superior e inferior do armário, para auxiliar na manutenção de uma temperatura interna mais amena.



Figura 2.3 – Abraçadeira metálica que prende o poste ao armário.

Fonte: MAIA (2011).

### 2.1. Componentes do sistema

Um SFD é composto de equipamentos essenciais para a conversão da energia primária em energia elétrica nas condições adequadas para o consumo de cargas residenciais, isto é, em corrente alternada senoidal com frequência de 60 Hz. Dessa forma, ele pode ser dividido em três subsistemas de acordo com sua composição: sistema de geração (gerador FV), sistema de condicionamento de potência (controlador de carga e inversor) e sistema de acumulação (baterias).

### 2.1.1. Sistema de geração de energia

O módulo fotovoltaico é o dispositivo que converte a energia da fonte primária, no caso a energia solar, em energia elétrica. O gerador do SFD, de 180 Wp, é constituído por dois módulos de tecnologia de silício monocristalino de 90 Wp, modelo SPR-90, conectados em paralelo. As especificações elétricas e físicas deste modelo de módulo estão listadas na Tabela 2.1 e sua aparência física e curva característica mostradas na Figura 2.4. Estas especificações são para condições padrão de teste dos módulos, ou seja, irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup>, massa de ar igual a 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

Potência nominal (P <sub>MAX</sub> )	90 Wp
Tensão de máxima potência (V <sub>MP</sub> )	17,6 V
Corrente de máxima potência (IMP)	5,12 A
Tensão de circuito aberto (V <sub>OC</sub> )	21,4 V
Corrente de curto-circuito (I <sub>SC</sub> )	5,5 A
Coeficiente de temperatura (Potência)	-0,38%/°C
Coeficiente de temperatura (Tensão)	-60,8 mV/°C
Coeficiente de temperatura (Corrente)	2,2 mA/°C
TNOC	48,5 °C
Eficiência do módulo	16,45%
Massa	7,4 kg
Dimensões	1,038 m x0,527 m

Tabela 2.1 – Especificações do módulo SPR-90.

Fonte: Guascor Solar; Cleversolar.



Figura 2.4 - Módulo SPR-90 e sua curva característica.

Fonte: Cleversolar. Adaptado.

## 2.1.2. Sistema de condicionamento de potência

O sistema de condicionamento de potência do SFD é constituído por um controlador de carga, um inversor de tensão e acessórios, tais como os disjuntores que seccionam o circuito e o barramento CC do banco de baterias.

Antes do início dos testes com equipamentos de diferentes características elétricas, o SFD operou durante um longo período com os equipamentos especificados durante o seu projeto. A Figura 2.5 mostra os equipamentos que originalmente compunham o sistema de condicionamento de potência, alocados no compartimento superior do armário.



Figura 2.5 – Compartimento superior do armário do SFD.

Fonte: MAIA (2011). Modificado.

Desde a instalação do sistema original, foram testados cinco inversores de tensão e três controladores de cargas diferentes. As especificações dos equipamentos testados são detalhadas nos tópicos seguintes.

Uma característica do sistema de condicionamento do SFD é que a entrada CC do inversor está conectada diretamente ao barramento do banco de baterias, ao invés de estar conectada à saída do controlador de carga. Tal configuração foi adotada com o intuito de aumentar a capacidade de corrente que poderia ser fornecida pelo banco de baterias ao inversor para um valor acima do nominal suportado pelo controlador de carga, para evitar tanto interrupções no atendimento da carga, caso isto ocorresse, como também a queima do controlador. Sabe-se que este é um procedimento que pode influenciar na diminuição da vida útil das baterias, porém, em função da longa distância e das dificuldades de acesso a residências ribeirinhas localizadas d/e forma dispersa na Região Amazônica, a continuidade do fornecimento de energia pelo aproveitamento fotovoltaico pode ser muito mais interessante que estender a vida útil do banco de baterias, dependendo do projeto.

### 2.1.2.1. Controladores de carga

Os controladores de carga são dispositivos necessários à manutenção da vida útil das baterias, visto que as protegem tanto de sobrecarga excessiva quanto de descargas profundas, realizando a regulação da energia que entra e sai das baterias.

No caso do SFD, foram testados três controladores dos fabricantes Phocos e EP Solar. As especificações técnicas desses equipamentos são detalhadas a seguir.

### A. Controlador CML20

O controlador CML20 (Figura 2.6), do tipo PWM (*Pulse Width Modulation* ou Modulação por Largura de Pulso), possui capacidade nominal de corrente de 20 A. Um controlador PWM atua de maneira à regular a tensão do banco de baterias através de pulsos de corrente, reduzindo quando necessário a corrente de carga, de modo a manter a tensão constante entre os terminais da bateria, evitando os efeitos de gaseificação excessiva e estratificação, além do aquecimento interno (MONTEIRO, 2005).

Essa técnica, por um lado, garante um processo de carga eficaz, principalmente em baterias de chumbo-ácido, e, por outro, aumenta a capacidade das baterias que estão em processo de sulfatação e reduz o envelhecimento, a formação de gases, efetuando, também, a equalização das células (MONTEIRO, 2005).

Figura 2.6 – Controlador CML20.



Fonte: Phocos.

Dentre algumas características informadas pelo fabricante acerca do controlador CML20, podem ser citadas:

- Compensa a temperatura em três estados de operação: equalização, flutuação e descarga profunda;
- É pré-ajustado para operar com baterias de chumbo-ácido com eletrólito líquido;
- É equipado com alarme sonoro e mostrador com LEDs que indicam tanto a desconexão dos componentes do sistema quanto mudanças no estado de carga (SOC *State of Charge*) do banco de baterias;
- Atua automaticamente na ocorrência de baixa tensão do banco (sistema denominado LVD Low Voltage Disconnection).

Outros dados técnicos da operação do controlador para um sistema de 12 V (também opera em 24 V), estão listados na Tabela 2.2.

Tensão nominal	12 V
Tensão de carga	14,5 V (25°C)
Tensão de equalização	14,8 V (25°C)
Tensão de flutuação	13,7 V (25°C)
Desconexão por baixa carga	11,4 – 11,9 V
Tensão de reconexão da carga	12,8 V
Compensação de temperatura	-4 mV/(célula x K)
Máxima corrente do gerador/carga	20 A
Dimensões	80 x 100 x 32 mm
Auto-consumo	4 mA
Temperatura de operação	-40 a +50 °C

Tabela 2.2 – Dados Técnicos do controlador CML20.

Fonte: Phocos.

## B. Controlador CX40

O CX40 consiste em um controlador de carga de operação programável e assim como os controladores CML, possui controle do tipo PWM com compensação de temperatura. A Figura 2.7 mostra esse controlador.



Figura 2.7 – Controlador CX40.

Fonte: Phocos.

Dentre algumas características informadas pelo fabricante acerca do controlador CX40, pode-se ressaltar:

- Detecção automática da tensão de operação (12 V/24 V);
- Apresenta um *display* que indica o estado de carga da bateria, assim como os fluxos de energia entrando e saindo da bateria;
- Possui um botão para liberação de energia para carga por meio do qual também pode ser feita sua programação;
- Dispõe de uma memória interna que armazena dados acerca da operação da bateria por até 2 anos, dentre os quais destacam-se valores máximos e mínimos da tensão do banco de baterias;
- Os dados armazenados podem ser visualizados e baixados por meio de *software*, pelo qual também é possível realizar a programação do controlador;

Outros dados técnicos da operação do controlador para um sistema de 12 V (também opera em 24 V), estão listados na Tabela 2.3.

Tensão Nominal	12 V				
Tensão de Carga	14,4 V (25°C)				
Tensão de Flutuação	13,7 V (25°C)				
Desconexão por Baixa Carga	11 – 12,2 V, dependendo dos ajustes de controle				
Tensão de Reconexão da Carga	12,8 V				
Compensação de Temperatura	-4 mV/célula x K				
Máxima Corrente do Gerador / Carga	40 A				
Dimensões	89 x 90 x 38 mm				
Auto-consumo	4 mA				
Temperatura de Operação	-25 a +50 °C				
Easter Dhanna					

### Tabela 2.3 – Dados Técnicos do controlador CX40.

Fonte: Phocos.

## C. Controlador VS3024N

Assim como os outros testados, o controlador VS3024N (Figura 2.8), também possui controle tipo PWM. Algumas de suas caraterísticas estão listadas a seguir e na Tabela 2.4.

- Detecção automática de tensão (opera em 12 V ou 24 V);
- Realiza compensação de temperatura e possui algoritmo de correção para carga e descarga;
- Temperatura de operação na faixa de -20 a 55°C;
- Proteção contra polarização reversa nos terminais de conexão tanto do banco de baterias quanto do gerador fotovoltaico;
- Possui um conjunto de *display* e botões que permitem a configuração do equipamento pelo usuário. O mesmo *display* mostra o estado de carga da bateria;



Figura 2.8 – Controlador VS3024N.

Fonte: View Star.

Corrente	30 A					
Tensão nominal	12 V / 24 V					
Tensão de flutuação	13,8 V					
Desconexão por baixa carga	11,1 V					
Tensão de reconexão da carga	12,6					
Compensação de temperatura	-30 mV/°C/12 V					
Dimensões	200 x 103 x 58 mm					
Auto-consumo	18 mA					
Temperatura de operação	-20 a +55 °C					
Fonte: V	iew Star.					

Tabela 2.4 - Dados Técnicos do controlador VS3024N.

## 2.1.2.2. Inversores de tensão

O inversor de tensão é o equipamento responsável por converter a corrente contínua produzida pelo gerador FV e/ou armazenada no banco de baterias em corrente alternada com frequência e níveis de tensão adequados para a aplicação desejada.

No SFD foram testados cinco inversores com diferentes tipos de forma de onda de saída: onda senoidal, onda quadrada e onda quadrada modificada. Nos tópicos que seguem são mostradas as especificações técnicas de cada inversor testado.

## A. Inversor Phoenix

O inversor Phoenix (Figura 2.9) foi o selecionado no projeto original do sistema de condicionamento de potência do SFD. É um equipamento que possui sinal de saída senoidal, com frequência de 60 Hz; 350 VA de potência nominal e tensão de saída de 115  $V_{RMS}$ . Outras características de operação do equipamento são mostradas na Tabela 2.5.

Figura 2.9 – Inversor Phoenix.



Fonte: Victron Energy.

Tensão/frequência de saída	115 $V_{RMS}\pm 2\%$ / 60 Hz $\pm$ 0,1%
Temperatura de operação	-20 °C a +50 °C
Tensão de entrada	10,5 a 15,5 V <sub>CC</sub>
Protocão contra cobratanção	Corte: 15,5 V <sub>CC</sub>
Floteção contra sobretensão	Re-conexão: 14,8 V <sub>CC</sub>
Protocão contra subtonção	Corte: 10,5 V <sub>CC</sub>
Fioleção contra subtensão	Re-conexão: 12,5 V <sub>CC</sub>
Eficiência máxima	89%
Autoconsumo sem carga	3,1 W

Tabela 2.5 - Dados técnicos do inversor Phoenix com potência de 350 VA.

Fonte: Victron Energy; Guascor Solar.

**B.** Inversor TP-700 VA

O inversor de tensão TP-700-VA (TP), mostrado na Figura 2.10, é de fabricação nacional e possui a forma de onda de saída do tipo quadrada, Figura 2.11. Como sugere a nomenclatura do seu modelo, ele possui 700 VA de potência nominal de saída, podendo fornecer tensão de 110 ou 220  $V_{RMS}$  para uma entrada de 12 V.



Figura 2.10 – Inversor TP-700 VA.

Fonte: A autora.



Figura 2.11 - Forma de onda de saída do inversor TP-700 VA.

Fonte: A autora.

C. Inversor LARK 300 W

O inversor de tensão LARK (Figura 2.12) possui 300 W de potência nominal e pode fornecer 110 ou 220  $V_{RMS}$  na saída, e assim como o inversor TP-700, possui forma de onda de saída do tipo quadrada.





Fonte: A autora.

## **D.** Inversor PROwatt 800

O inversor PROwatt 800 (PW), Figura 2.13, possui como principal característica a forma de onda do seu sinal de saída: uma onda quadrada modificada com frequência de 60 Hz, tal como ilustrado na Figura 2.14. Esse tipo de forma de onda é projetada para ter características semelhantes à forma de onda senoidal da rede elétrica.

Algumas características referentes ao funcionamento deste inversor são listadas na Tabela 2.6.





Fonte: StatPower.



Figura 2.14 - Forma de onda de saída do inversor PROwatt 800.

Fonte: Xantrex. Adaptado.

Tabela 2.6 - Dados técnicos do inversor PROwatt com potência de 800 VA.

Tensão de entrada	10 a 15 V <sub>CC</sub>
Tensão/frequência de saída	115 $V_{RMS} \pm 5\%$ / 60 Hz $\pm$ 0,01%
Proteção contra subtensão	Soa alarme: 10,7 V <sub>CC</sub> Corte: 10 V <sub>CC</sub>
Eficiência	85-90%*
Consumo de corrente sem carga	< 0,3 A

\*O fabricante não informa no manual do equipamento sob que potência de saída isto ocorre.

### Fonte: StatPower.

E. Inversor ICS-500

O inversor ICS-500, mostrado na Figura 2.15, possui sinal de saída do tipo senoidal, entrada 12 V<sub>CC</sub>, saída 127 V<sub>RMS</sub> e 500 W de potência nominal. É equipado com função de detecção automática de carga na saída (operação em modo de espera). Uma vez que a chave que ativa o modo de espera é colocada na posição ON, o inversor libera pulsos de corrente a cada 2,5 segundos para verificar se há carga na saída. Se detectado mais que 3 W, a saída é ligada automaticamente. Outras características operacionais desse inversor são listadas na Tabela 2.7.





Fonte: A autora.

Tensão/frequência de saída	127 $V_{RMS} \pm 5\%$ / 60 Hz
Temperatura de operação	0 °C a 50 °C
Proteção contra sobretensão	Corte: 15,6 V <sub>CC</sub>
Protação contra subtanção	Corte: 11,5 V <sub>CC</sub>
Floteção contra subtensão	Retorno: 12,6 V <sub>CC</sub>
Tensão de entrada	11,5 a 15 V <sub>CC</sub>
Eficiência máxima	89%*
Autoconsumo sem carga**	2,3% da potência de saída

Tabela 2.7 - Características elétricas do inversor ICS-500

\* Eficiência mínima na faixa de 50 a 100% da potência de saída. \*\*Sem modo de espera.

### Fonte: ORBE.

## 2.1.3. Sistema de Acumulação

O sistema de acumulação do SFD é composto por 6 baterias do tipo OPzV (do alemão *Ortsfest Panzerplatte Verschlossen* ou "Placa Tubular Estacionária Selada"), de 2 V / 300 Ah cada, conectadas em série, para constituir o banco de 300 Ah de capacidade e 12 V. Elas substituíram duas outras baterias de chumbo-ácido estacionárias comuns de 12 V/150 Ah que alcançaram o fim da vida útil. A Figura 2.16 mostra o banco de baterias do SFD.

Figura 2.16 – Banco composto por baterias do tipo OPzV.



Fonte: A autora.

As baterias do tipo OPzV são estacionárias que se caracterizam por possuir placas positivas tubulares com eletrólito de ácido sulfúrico imobilizado em gel e válvula de segurança, podendo ser consideradas como baterias seladas reguladas por válvula (VRLA). Possuem vida útil superior a 1.500 ciclos para uma profundidade de descarga diária de 80%, valor que é superior àqueles apresentados por outros tipos de acumuladores de chumbo-ácido (PINHO et al, 2014). São usualmente empregadas em sistemas de telecomunicações e em ambientes de temperatura controlada.

Apesar de possuir custo mais elevado quando comparada a outros tipos de baterias, a OPzV apresenta um bom custo-benefício para emprego em aplicações cuja a logística para a troca de baterias é dispendiosa. Em um comparativo realizado entre uma bateria OPzV e uma estacionária comum operando com uma profundidade de descarga de 30%, a bateria OPzV possui vida útil projetada igual a pouco mais de 4.500 ciclos, enquanto que a estacionária comum possui cerca de 900 ciclos. Mesmo para profundidade de descarga de 80%, a diferença do número de ciclos entre os dois tipos de baterias ainda é bastante significativa, como mostram os gráficos das Figuras 2.17 e 2.18.

Figura 2.17 – Número de ciclos em função da profundidade de descarga (PD) de uma bateria OPzV.



Fonte: OLIVIERI et al. (2011).

Figura 2.18 - Número de ciclos em função da profundidade de descarga de uma bateria estacionária



Algumas adaptações foram executadas devido às dimensões e ao peso do conjunto das baterias serem maiores do que o armário do SFD é capaz de suportar. Dessa forma, alocou-se o banco em uma das salas do laboratório, o mais próximo possível do armário do SFD.

Por questões estéticas e para proteção, o cabeamento das baterias OPzV e de interligação do inversor até o quadro de cargas no prédio do GEDAE, bem como os cabos para transmissão de dados para o monitoramento foram acondicionados em um eletroduto de PVC enterrado no solo.

Na Tabela 2.8 estão listadas as especificações do modelo OPzV 300 instalado no SFD.

Tensão nomina	al	2 V		
Constitute	10 horas – 1,75 V/elemento	300 Ah		
Capacidade	20 horas – 1,75 V/elemento	324 Ah		
Dimensões (C	x L x A)	145 x 206 x 399 mm		
	Peso	29 kg		
Tensão de flut	uação (25 °C)	2,25 V/elemento		
Tensão de equ	alização (25 °C)	2,4 V/elemento		

Tabela 2.8 – Especificações das baterias OPzV 300.

Fonte: Lorica.

## 2.1.4. Carga simulada

Para simulação do consumo do SFD, foi montado um quadro de cargas com um medidor eletrônico, ao qual foram ligados equipamentos compatíveis com as especificações do sistema, com o propósito de simular o consumo de uma residência ribeirinha típica da Região Amazônica, bem como obter o perfil do mesmo. Para isso, empregou-se um temporizador digital modelo MF150, com disparo ajustado para determinados intervalos de tempo nos quais as cargas poderiam ser supostamente utilizadas em uma residência real.

Como carga foram utilizadas lâmpadas fluorescentes compactas, lâmpadas de LED e um aparelho de TV de 35 W. As cargas são acionadas pelo temporizador entre 18:00 e 22:00 horas. Na Tabela 2.9 são detalhadas as especificações das lâmpadas testadas.

Parâmetro	LED	Fluorescente compacta	cente LED			
_						
Potência ativa	8 W	9 W	7 W			
Fluxo luminoso	450	444	524			
Eficiência luminosa	56,25 lm/W	49,33 lm/W	74,86 lm/W			
Vida útil	25000 h	6000 h	25000 h			
Temperatura de cor	6500 K	6400 K	6000 K			
IRC	>70%	>80%	>80%			
Base do bulbo	E27	E27	E27			
Custo	R\$80,00	R\$8,00	R\$50,00			
Fonte: G	ALHARDO et al. (2	2013) Modificado				

Tabela 2.9 – Especificações das lâmpadas utilizadas como carga no SFD.

(3)

mostra o aparelho de TV e o quadro de cargas citados, que estão A Figura 2.19 instalados em uma das salas do laboratório próxima ao SFD (aproximadamente 11 metros), no mesmo local onde foram colocadas as baterias OPzV.





Fonte: A autora.

## 3. DETALHAMENTO DA ESTRATÉGIA DE MONITORAÇÃO

A monitoração dos parâmetros elétricos e ambientais do SFD em funcionamento no laboratório está descrita no presente capítulo, conforme aparece em Maia (2011), apresentando algumas modificações nos parâmetros medidos e instrumentação para tais medições. Toda instrumentação utilizada é apresentada, bem como sua preparação, montagem e calibração antes da realização das medições. Incluem-se também alguns aspectos relacionados ao funcionamento do equipamento de aquisição e armazenamento de dados, o *datalogger* DT800, do fabricante dataTaker, e seu princípio de funcionamento, visto que tal equipamento possui inúmeras funções e aplicabilidades, o que tornou menos complexa a montagem da monitoração do SFD.

Para uma análise mais detalhada da operação do SFD em estudo, a medição de certos parâmetros acerca do funcionamento do sistema é necessária. Dentre as variáveis monitoradas pode-se citar:

- Irradiância (H);
- Temperatura do armário (T<sub>A</sub>);
- Temperatura ambiente da bateria (T<sub>AMB</sub>);
- Tensão do gerador FV (V<sub>FV</sub>);
- Corrente do gerador FV (I<sub>FV</sub>);
- Tensão do banco de baterias entrada do inversor (V<sub>B</sub>);
- Corrente do banco de baterias entrada do inversor (I<sub>B</sub>);
- Tensão CA fornecida pelo inversor (V<sub>CA</sub>);
- Corrente CA fornecida pelo inversor (I<sub>CA</sub>).

Um diagrama esquemático do SFD indicando os pontos de medição das grandezas citadas está ilustrado na Figura 3.1.



Figura 3.1 - Diagrama esquemático do sistema e os parâmetros ambientais e elétricos medidos.

Fonte: MAIA et al. (2013). Adaptado.

## 3.1. Sistema de condicionamento de sinal

Neste tópico são descritas as características dos equipamentos utilizados no condicionamento dos sinais medidos.

### 3.1.1. Medição de Tensão e Corrente

Para condicionamento dos sinais elétricos medidos no SFD tanto na parte do circuito em corrente contínua quanto na parte do circuito em corrente alternada, foram utilizados transdutores de corrente e tensão de Efeito Hall do fabricante LEM.

O transdutor modelo HAL-50S, capaz de medir um valor de corrente de até 50 A, foi empregado para a medição de corrente. Tal transdutor é mostrado na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Transdutor de corrente HAL 50-S.



Fonte: MAIA (2011).

O transdutor modelo LV-25P (Figura 3.3) foi utilizado para medição de tensão, exceto  $V_{FV}$ , que foi realizada por meio de um divisor de tensão. Ambos os transdutores permitem a medição tanto em corrente contínua quanto em corrente alternada.





Fonte: MAIA (2011).

A fim de facilitar o posicionamento dos transdutores no circuito, sua alimentação e leitura do sinal de saída, os transdutores foram alocados em placas de circuito impresso (Figura 3.4), que contêm diodos para evitar polaridade reversa na alimentação e, como proteção, fusíveis para evitar danos causados por sobrecorrente.

Figura 3.4 - Duas das placas de circuito impresso confeccionadas para acomodar os transdutores.



Fonte: MAIA (2011).

A Figura 3.5 mostra o esquema das conexões do transdutor de tensão fornecido em seu *datasheet*, na qual se pode verificar que o transdutor requer um resistor  $R_1$  no terminal de entrada positivo, que deve limitar a corrente no primário do transdutor em 10 mA. O valor de  $R_1$  é definido de acordo com a tensão HT no primário do transdutor. A potência do referido resistor também deve ser considerada. O resistor de medição  $R_M$  deve estar em um valor compreendido entre 100 e 350 para uma alimentação do transdutor de ±15 V, de modo que a corrente no secundário do transdutor seja igual a no máximo 25 mA.



Figura 3.5 – Esquema de conexão do transdutor de corrente.

Fonte: MAIA (2011).

Assumindo a tensão nominal do banco de baterias igual a 12 V, o valor de  $R_1$  adotado é 1,2 k . Considerando-se a tensão de saída do inversor igual a 127 V, o valor de  $R_1$  calculado é igual a 12,7 k . Foram então utilizados resistores de 1,1 k e 11 k , com potência de 3 W cada. O resistor  $R_M$  escolhido foi de 200 (5 W), de acordo com a faixa de resistência especificada no *datasheet* do componente.

Após a confecção das placas, procedeu-se à aferição dos transdutores, medindo-se a curva de correlação de cada um deles. No caso dos transdutores de corrente, foi utilizado um banco de cargas com lâmpadas incandescentes e fluorescentes, medindo-se os valores da corrente consumida pelas cargas e os sinais da tensão de saída do transdutor equivalentes a essas correntes.

Para aferição dos transdutores de tensão, foi utilizada uma fonte de tensão c.c. para os transdutores que operam em corrente contínua e um varivolt para aqueles que operam em corrente alternada, variando os valores de tensão e medindo o valor na entrada e na saída dos transdutores.

Os transdutores de tensão e corrente necessitam de alimentação simétrica de  $\pm$  15 V e uma referência para medição do sinal de saída de 0 V, motivo pelo qual foi projetada uma fonte de tensão simétrica com as especificações adequadas. A fonte é constituída por um transformador com derivação central de 127 V/24+24 V, uma ponte de diodos para retificação do sinal de tensão, um filtro capacitivo em cada um dos ramos positivo e negativo da fonte e

um estágio de regulação de tensão, com reguladores de tensão LM7815 e LM7915 (positivo e negativo, respectivamente). Em paralelo à saída de cada ramo da fonte foi colocado um capacitor de desacoplamento, para desvio de componentes alternadas do sinal de saída.

O circuito da fonte de tensão desenhado com auxílio do *software* Proteus 7 e uma fotografia da fonte confeccionada são mostrados nas Figuras 3.6 e 3.7, respectivamente.



Figura 3.6 - Circuito da fonte de tensão simétrica.

Fonte: MAIA (2011).



Figura 3.7 - Fonte de tensão para alimentação dos transdutores.

Fonte: MAIA (2011).

Como foi mencionado anteriormente, a medição de tensão do gerador FV foi realizada com um divisor de tensão com resistores, calculado de forma que o valor da tensão de saída fosse a metade do valor da tensão de entrada. Para isto foram utilizados dois resistores de 5,56

k conectados em série. A placa do circuito com o divisor de tensão é mostrada na Figura3.8, a qual também mostra o circuito equivalente do divisor de tensão.



Figura 3.8 – PCI com divisor de tensão para medição de  $V_{\rm FV}$ 

Fonte: MAIA (2011).

## 3.1.2. Medição de Irradiância

O sensor para medição do recurso solar foi um piranômetro fotovoltaico composto por uma célula fotovoltaica cuja uma corrente de curto-circuito de 99  $\mu$ A é equivalente a 1.000 W/m<sup>2</sup> de irradiância. O piranômetro foi posicionado junto ao gerador FV, como está ilustrado na Figura 3.9, mantendo a mesma inclinação.



Figura 3.9 - Medição de irradiância.

Fonte: A autora.

Para tornar o sinal desse sensor mais adequado à medição por outros *dataloggers* disponíveis no laboratório que seriam utilizados inicialmente para registrar os dados de irradiância, um amplificador foi empregado para elevar o nível de tensão. O componente

escolhido para tal finalidade foi o amplificador operacional OP177, de alta precisão. O circuito de medição do amplificador operacional como sugerido pelo fabricante no *datasheet* do componente e similar ao descrito em Carvalho (2000), é mostrado na Figura 3.10. O circuito do amplificador foi alimentado também pela fonte de tensão simétrica projetada.



Figura 3.10 - Circuito do amplificador do sinal do piranômetro.

Fonte: MAIA (2011).

O ganho do amplificador foi determinado de modo que este fornecesse uma tensão máxima de 2,5 V na saída, para que fosse compatível também com os *dataloggers* das estações de medição do laboratório. Devido a isso há um resistor (R6) de 100 em paralelo à entrada do sinal, de modo que a tensão de entrada do amplificador para uma irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup> fosse aproximadamente igual a 10 mV, sendo que o ganho definido foi igual a 249, atendendo as especificações desejadas. A Figura 3.11 mostra o amplificador.





Fonte: A autora.

### 3.1.3. Medição de temperatura

Sabe-se que a temperatura é um fator que influencia diretamente na eficiência de um gerador FV e dos outros equipamentos elétricos constituintes do sistema de condicionamento de potência e de monitoração.

Com o intuito de medir a temperatura do interior do armário e a temperatura ambiente do local de instalação do banco de baterias utilizou-se termopares, conforme mostra a Figura 3.12. O termopar para medição de  $T_A$  foi colocado no compartimento superior do armário, assumindo que a temperatura do compartimento inferior seria aproximadamente a mesma; o termopar para medição de  $T_{AMB}$  foi instalado próximo às baterias.

Não foi instalado termopar para medição de temperatura de costa de célula devido à ausência de cabos extensores para o termopar no comprimento necessário (do gerador até a entrada do *datalogger*).

Figura 3.12 – Medição de temperatura no SFD: (a) Temperatura do armário T<sub>A</sub> e (b) Temperatura ambiente do banco (T<sub>AMB</sub>).



Fonte: A autora.

### 3.1.4. Condutores para transmissão de dados

Os condutores utilizados na transmissão dos sinais de dados foram cabos do tipo UTP (*Unshielded Twisted Pair*, par trançado não blindado) compostos por quatro pares de cabos de cobre sólidos com seção de 0,20 mm<sup>2</sup> (24 AWG). Optou-se por este tipo de cabo para dados devido à quantidade de condutores individuais que ele disponibiliza de forma compacta. O fato desses cabos não possuírem blindagem não interferiu nas medições, pois quando se comparou os valores dos sinais de tensão medidos nas saídas dos transdutores com os mesmos sinais medidos na entrada do *datalogger*, não foram verificadas quaisquer disparidades.

### 3.1.5. Aquisição e registro de dados

O *datalogger* DT800 (Figura 3.13), do fabricante dataTaker, é um instrumento de aquisição e registro de dados com uma vasta gama de funções e recursos. Seu princípio de funcionamento baseia-se na medição de sinais de tensão em corrente contínua e alternada, resistência e frequência, a partir dos quais são calculados outros parâmetros como, por exemplo, corrente e temperatura, desde que sejam medidos com sensores e transdutores compatíveis com as especificações de entrada do equipamento, segundo o manual do fabricante.

O DT800 possui 12 pares de canais analógicos, 16 canais digitais (oito deles bidirecionais), um canal de comunicação do tipo serial RS-232, canais para alimentação de sensores, canais para conexão de terra e referência de medição, como mostra a Figura 3.14.



Figura 3.13 – O datalogger DT800.

Fonte: DATATAKER.

Figura 3.14 - Identificação dos canais do registrador.



### Fonte: DATATAKER.

Há possibilidade de expansão do número de canais analógicos, dependendo da configuração desejada, já que o registrador permite não apenas o uso dos pares de canais analógicos na forma diferencial, como também de cada terminal de forma individual e uma única referência, permitindo-se assim 48 canais analógicos no modo individual, tal como ilustra a Figura 3.15. Nesta Figura, nota-se o símbolo de terra, que representa o canal Ac (*Analog Common*), terminal ao qual devem ser conectadas as referências. Para a monitoração

do SFD, optou-se pela medição dos sinais de forma diferencial, o que facilitou as conexões e manuseio dos cabos de dados.



Figura 3.15 – Canais analógicos configurados na forma diferencial (à esquerda) e como terminais independentes conectados a apenas uma referência (à direita).

Fonte: DATATAKER.

A comunicação entre computador e DT800 pode ser realizada de diferentes maneiras: por comunicação serial via porta RS-232, por modem ou por rede local. Dentre estas opções disponíveis, por motivos práticos, a comunicação via porta serial RS-232 foi escolhida para comunicação com o equipamento.

O DT800 é equipado com duas baterias internas: uma principal, de 12 V/2,2 Ah e a bateria da memória interna de 3,6 V. A bateria principal pode ser recarregada com uma fonte de tensão de 11-28  $V_{CC}$ , que também pode alimentar o equipamento na ausência da bateria interna. Uma bateria externa de 12 V pode ser utilizada, a qual é conectada em um terminal diferenciado, como ilustra a Figura 3.16, que também mostra as portas para comunicação com o computador.



Figura 3.16 – Vista lateral do DT800, mostrando terminais para alimentação e as portas de comunicação.

Fonte: DATATAKER. Adaptado.

O DT800 possui memória interna com capacidade de 4 MB, dos quais 2 MB são reservados para a denominada memória de trabalho, a qual armazena dados temporários (programa executado, aquisições para cálculos de médias etc.). Os outros 2 MB correspondem a um armazenamento virtual ou disco virtual (RAM *disk*) na própria memória RAM, reservada para armazenamento dos dados, podendo registrar até 120.000 aquisições, como consta no manual do fabricante.

Dois *softwares* próprios para operação com o equipamento podem ser utilizados para programação e acompanhamento das medições em tempo real, além de outros recursos. Um destes *softwares* é o DeTransfer, no qual é aplicada a linguagem de programação do DT800, cuja tela, dividida entre as janelas *Send* e *Receive*, está ilustrada na Figura 3.17. Pela janela *Send* um programa completo pode ser enviado ao *datalogger* ou apenas linhas simples de comando, sem necessidade de alteração do restante do programa que está sendo executado. As medições podem ser acompanhadas em tempo real pela janela *Receive*.

🙀 DeTransfer - c:\program files (x86)\datataker\detransfer\detransfer.ini	X
File Edit View Data Transfer Connections Active Connection Macro Send Window Help	
Receive - C:\Program Files (x86)\dataTaker\DeTransfer\Doc1.dxd	8
	*
Send - C:\Program Files (x86)\dataTaker\DeTransfer\Doc1.dxc	×
BEGIN"JOB1"	
RS1S	
RAIS LOGONA GA	
27	
2*V(=1CV)	
'end of program file	
• • • • • • • • • • • • • • • • • • •	E.
Pande Not Connected b1 e1 Log NUM INC ma	red 1
Reset Longer Set Date/Time Thermocouple Halt Scans Vour Macron Vour Macron Normal Econest COL Econest	×
Diagnostic Test Internal Temp Internal Refs Resume Scans Your Macro Your Macro Column Format Fixed Format	
	Ŧ

Figura 3.17 – Tela do software DeTransfer.

### Fonte: DATATAKER.

Outro software é o DeLogger, que possui uma interface gráfica que dispensa o uso da linguagem de programação, já que possui como recurso para a configuração caixas de diálogo

e seleção de menus já definidos. No programa há telas nas quais é possível acompanhar as medições em tempo real na forma de gráficos (*Chart Window*), de Tabelas dinâmicas (*Form Window*) e mostradores virtuais (*Mimic Window*). Outra tela, a *Text Window*, é semelhante à do programa DeTransfer. O programa também permite a visualização de arquivos de dados com a extensão do tipo '.dlr' (*replay file*) já gravados no computador por meio das telas *Spread Window* e *Analyse Window*.

### 3.1.5.1. Programa FVGEDAE

O programa executado pelo *datalogger* para aquisição de dados do SFD foi denominado FVGEDAE, para o qual foram transferidas instruções utilizando o *software* DeLogger, que podem ser divididas em duas etapas: a primeira consiste na aquisição dos dados de modo contínuo (com resolução de 1  $\mu$ V para sinais contínuos, 10  $\mu$ V para sinais alternados e 0,1 °C para medição de temperatura) e seu armazenamento na memória temporária; a segunda consiste na integralização destes dados, com o cálculo de suas médias a cada 10 minutos e o posterior armazenamento na memória RAM virtual. Para o caso dos sinais dos transdutores de tensão e corrente ou do amplificador do sinal de irradiância, antes do armazenamento, são aplicadas as curvas de correlação para o cálculo do valor real de cada grandeza. O *software* permite que tais curvas sejam incluídas no programa executado.

O programa também calcula valores de potência do gerador, potência nos lados c.c. e c.a. do inversor e sua eficiência com os valores médios registrados, pois as expressões para o cálculo também foram inseridas no programa. A Figura 3.20 mostra a tela do programa FVGEDAE no *software* DeLogger.

A corrente de entrada do inversor não é um sinal contínuo puro. Este sinal possui uma componente alternada devido a chaveamentos no circuito do inversor. Deste modo, para medição do sinal de  $I_B$ , foi necessário configurar o DT800 para medir a componente contínua e alternada do sinal separadamente e realizar o cálculo da raiz quadrada da soma quadrática entre ambas para obtenção do valor eficaz correto de  $I_B$ . Apesar de não ter sido identificada esta componente alternada no sinal de  $V_B$ , o mesmo procedimento foi adotado para sua medição.

O mesmo também ocorre com  $I_{FV}$ , desta vez devido à componente alternada inserida neste sinal ocasionada pelo chaveamento do controlador PWM. Esta componente também foi identificada em  $V_{FV}$ ; portanto, estes dois sinais também foram calculados através da raiz da soma quadrática das componentes.

B   Ele   Edit   Vin     D   B   B   B     E   Rate   FA1     Burst   Cptions   P	ew <u>Conrection</u> Conrection Sche 10M Logging Char	ons Confi D D D ecule Sam Go	guration dataTak dataTak pling 	er <u>P</u> rogram <u>R</u> epo	onts T <u>o</u> c #∦ n¦	ols <u>W</u> indo	w <u>H</u> elp <sup>®</sup> √ <sub>X</sub> ⊟	<b>⊳</b> ≠ ₽	•		-	8 ×
Rate FA1	Char	ecule Sam	→+ ↔ ▶ ☎ npling 	Not used	# 1	• • 0	<sup>®</sup> √χ ⊟	<b>A</b> 🗲 🖻	4			
Rate RA1 Burst Cptions	Sche 10M Logging Char	ecule Sam	npling 	Not used								10
Rate FA1 Burst Options	10M Logging Char	Go Go		Not used								Î
Burst Options	Logging Char	Go Go										
Cptions 🔽	Logging Char	Go Go		•								
	Char			l								
		nrel Defini	tions									
Sign	nal	Туре	Wiring	Label	Factor	Scaing	Destination	Alarm	Statistical	Variable	s D	ata Man
R1 Volt	tage	V	12*V	Vfv_cc					AV .	=2CV		
R2 Volt	tage	VAC	12*VAC	Vfv_ca	100				AV .	=3CV		
R3 Cha	innel Variable	CV	4CV=SQRT(2	Vfv_soma								
R4 Volt	tage	v	1V	T1_lfv_cc					AV .	=5CV		
R5 Volt	tage	VAC	1VAC	T1_lfv_ca	100				AV .	=6CV		
R6 Cha	innel Variable	CV	7CV=SQRT(5	T1_lfv_soma								
R7 Volt	tage	v	1*V	T6_Vo_cc					AV .	=8CV		
R8 Volt	tage	VAC	1*VAC	T6_Vo_ca	100				AV .	=9CV		
R9 Cha	innel Variable	CV	10CV=SQRT(	T6_Vo_soma								Ξ
R10 Volt	tage	v	4V	T3_lb_cc					AV .	=11CV		
R11 Volt	tage	VAC	4VAC	T3_lb_ca	100				AV .	. =12CV		
R12 Cha	innel Variable	CV	13CV=SQRT(	T3_lb_soma								
R13 Volt	tage	VAC	2*VAC	T12_Vca	100				AV .	=14CV		
R14 Volt	tage	VAC	3VAC	T2_lca	100				AV .	=15CV		
R15 Volt	tage	v	3*V	Piranômetro					AV	=1CV		
R16 Tem	perature	тк	4*TK	TempAmpiente					AV			
R17 Tem	noerature	π	12TT	TempArmário					AV			
R18 Cha	innel Variable	CV	16CV=1CV*0	Irradiânca		S8						
R19 Cha	innel Variable	CV	17CV=4CV*2	Vfv		S6				=25CV		
= R20 Cha	unel Variable	CV	70	Ifv		S1				=26CV		
= P21 Cha	nnel Variable	CV	10CV	Vb		S2				=21CV		
D22 Cha	unel Variable	CV	130V	b		53				=22CV		
= D12 (ha	unel Variable	CV	14CV	Vca		54				=23CV		
= D14 Cha	unel Variable	CV	15CV	Ica		\$5			<u>.</u>	=24CV		
- R24 Cha	unel Vsriahle	CV.	270V=250V*	Pf/		\$7						
Pac Cha	anel Vsriable	CV	180V=210V	Bdo		57						
R26 Cha	anal Vsriable	CV/	1901/=2301/4	Pac		\$7			2			
RZ/ Cha	anal Vsriable	CV.	2001/=1901/1	Efcloversor		50				•		
	iate\A <sub>(</sub> B)	<u>C', D', E', 1</u>	F/ G/ H/ I/ J/ K	X Scaling T	nermis	tors\Sw	vitches\P					+
Form 1.df (Edit)	i) 🔟 Chait	1.dlc (Edit.)	Text 1.dlt	Minic1.dm (Edit)		Spread1.dls	🛃 Analy:	se1.dla 🛃 Pr	ogʻ.dlp 🖉 Prog1	.dl8 85	Prog2.	418 🚮
× 2014/05/16 1 2014/05/16 1 2014/05/16 1 2014/05/16 1	17:20:34 17:20:36 17:20:36 17:20:36	DeLogge Action Action Action	r	Information: Information: Information: Information:	Appli Runni Compl Compl	cation st ng action eted act eted all	tarted n AutoRun ion AutoRu actions	r				
	Messages ( ∃	rrors), Alari	<u>ms</u> / ]∢			Projec	t: SED				NU	۰ N

Figura 3.18 – Programa implementado no *software* DeLogger para monitoração do SFD.

Fonte: A autora.

## 4. **RESULTADOS OPERACIONAIS**

Neste capítulo são realizadas análises dos dados obtidos com a monitoração da operação do SFD instalado no laboratório do GEDAE. Primeiramente são mostrados os valores integrados das médias referentes ao funcionamento do SFD durante o período monitorado, com o balanço de energia entre a geração e o consumo c.c. e c.a.. Em seguida, abordam-se alguns aspectos a respeito dos inversores testados, mostrando o desempenho de cada um deles ao longo de cinco dias de operação, sendo que nos dias mostrados o SFD estava suprindo carga ora composta da combinação de lâmpadas (LFC ou LED) e TV ou apenas lâmpadas. Além disso, é realizada uma análise pontual a respeito do funcionamento dos três controladores testados.

### 4.1. Desempenho energético da operação do SFD

Para realizar esta análise, a questão importante que merece ser destacada é a consideração ou não do fator de potência tanto do lado c.c. quanto do lado c.a. para a realização das análises, pois, dependendo da carga atendida ou da influência de chaveamentos do controlador de carga e no próprio circuito dos inversores, pode ocorrer circulação de reativos na entrada e/ou saída do inversor. Por essa razão, nos resultados expostos neste item são apresentados valores de energia tanto aparente (em VAh) quanto ativa (em Wh), de modo a averiguar a influência deste parâmetro nos demais calculados. A Tabela 4.1 contém os valores médios diários para cada mês monitorado, relacionados ao balanço de energia entre o gerador FV e o inversor, onde são listados os seguintes parâmetros: radiação solar ( $E_{SOLAR}$ ), geração FV ( $E_{FV}$ ), eficiência do gerador ( $_{FV}$ ), energia na entrada c.c. do inversor ( $E_{CCA}$ ) e eficiência do inversor ( $_{INV}$ ). A carga atendida e o inversor testado em cada mês estão especificados no Apêndice A.

Mês/Ano	Esolar (kWh/m <sup>2</sup> )	E <sub>FV</sub> (Wh)	FV (%)	Ecc (VAh)	Ecc (Wh)	Eca (VAh)	Eca (Wh)	Inv (%)
Agosto-2012	5,9	788,2	12,3	775,0	643,0	523,1	379,7	59,1
Setembro-2012	5,7	840,8	13,5	837,4	699,1	570,0	414,7	59,3
Outubro-2012	5,1	800,0	14,5	810,1	677,6	564,3	410,8	60,6
Novembro-2012	5,0	682,2	12,5	696,8	579,8	485,0	349,2	60,2
Dezembro-2012	4,6	738,5	14,7	792,7	665,8	566,0	414,3	62,2
Janeiro-2013	4,0	510,3	11,8	751,9	633,8	561,6	410,6	64,8
Fevereiro-2013	4,0	500,6	11,4	693,4	584,1	518,7	377,8	64,7
<b>Março-2013</b>	3,9	478,3	11,3	525,8	447,7	409,3	302,1	67,5
Abril-2013	4,9	627,0	11,8	490,4	395,3	355,0	244,8	61,9
<b>Maio-2013</b>	5,3	666,3	11,5	571,0	458,6	393,6	274,6	59,9
Junho-2013	5,4	855,3	14,5	835,5	689,7	556,4	404,2	58,6
Julho-2013	5,8	897,6	14,1	837,8	837,8	560,9	560,9	67,0
Agosto-2013	5,6	832,3	13,6	746,6	599,6	432,6	305,8	51,0
Setembro-2013	5,9	880,2	13,7	835,5	735,9	513,8	335,7	45,6
Outubro-2013	6,3	840,9	12,3	792,8	792,8	692,1	327,4	41,3
Novembro-2013	5,4	732,6	12,4	885,0	693,6	454,5	311,6	44,9
Dezembro-2013	5,0	735,0	13,5	860,2	676,8	429,8	299,7	44,3
Janeiro-2014	4,6	591,1	11,8	658,6	555,4	479,0	255,2	46,0
Fevereiro-2014	4,1	544,7	12,1	469,8	469,8	591,4	224,7	47,8
<b>Março-2014</b>	4,5	544,5	11,0	470,7	470,7	570,4	199,7	42,4
Abril-2014	4,4	447,6	9,3	405,1	352,8	329,6	204,7	58,0
<b>Maio-2014</b>	4,9	497,7	9,3	400,5	295,1	236,7	132,7	45,0
Junho-2014	5,7	699,4	11,3	606,6	603,6	352,4	210,0	34,8
Julho-2014	5,7	654,0	10,6	558,5	557,6	344,6	186,0	33,4
Agosto-2014	5,6	591,3	9,6	468,7	415,7	275,2	140,4	33,8
Setembro-2014	5,5	562,2	9,4	437,6	332,5	276,3	157,2	47,3
Outubro-2014	5,1	545,7	9,7	449,4	342,5	278,9	159,7	46,6
Novembro-2014	5,3	627,5	10,9	496,4	376,1	279,3	159,7	42,5
Dezembro-2014	5,0	636,7	11,7	534,2	415,7	323,7	202,4	48,7
Média	5,1	667,2	12,0	644,6	551,7	445,7	288,2	52,2

Tabela 4.1 – Balanço energético entre gerador FV e inversor (médias diárias).

### Fonte: A autora

A irradiação solar média diária calculada a partir dos dados medidos para o período de 29 meses de operação foi igual a 5,1 kWh/m<sup>2</sup>, porém a média no mês de menor recurso solar foi de 3,9 kWh/m<sup>2</sup> (março de 2013), enquanto que no mês com maior recurso alcançou 6,3 kWh/m<sup>2</sup> (outubro de 2013). A geração FV média diária foi de 667 Wh, variando de 447,6 a 897,6 Wh diários, de acordo com a época do ano.

No que tange a eficiência de conversão média do gerador FV, os valores práticos encontrados situam entre 9,3% e 14,7%, obtidos considerando-se a área total de cada módulo que constitui o gerador FV, que é aproximadamente 0,547 m<sup>2</sup>. A eficiência de células fotovoltaicas monocristalinas normalmente varia de 18 a 21%. Entretanto, a eficiência de uma célula não é igual à eficiência de um módulo FV, que é usualmente de 1 a 3% menor que a de uma célula solar para módulos comerciais (BRAGA, 2014). Valores práticos da eficiência de um módulo mono e policristalino encontram-se entre 9 e 14%, devido a vários fatores dentre os quais se destacam: espectro da radiação, aumento da temperatura da célula, sujeira, dentre outros. No caso do gerador FV do SFD em análise, um valor médio da ordem 12% de eficiência foi encontrado, considerando-se a média da radiação solar e da geração para os 29 meses de monitoramento.

Para avaliar os fluxos de energia através dos inversores testados, os valores de energia nos lados c.c. e c.a. dos inversores foram divididos em energia aparente e ativa. Os valores médios diários obtidos para as energias c.c. e c.a. aparentes estão entre 400,5 VAh a 885 VAh e 236,7 VAh a 692,1 VAh, respectivamente. Para as energias c.c. e c.a. ativas, estes valores encontram-se entre 295,1 Wh a 837,8 Wh e 132,7 Wh a 560,9 Wh, respectivamente. Os dados de potência ativa utilizados para a estimativa de energia foram obtidos aplicando-se valores de fator de potência (FP) calculados através de tensão e corrente instantânea medidos com osciloscópio em ensaios realizados no SFD para cada situação de operação monitorada, ou seja, para cada combinação de inversor e tipos de carga, além de inversor a vazio. Na Tabela 4.2 constam os valores de FP medidos de acordo com o tipo de carga e inversor utilizado tanto na entrada (FPE) quanto na saída do inversor (FPs).

Inversor	Phoenix		<b>TP-700 VA</b>		LARK		PROwatt		ICS-500	
Carga	FPE	FPs	FPE	FPs	FPE	FPs	FPE	FPs	FPE	FPs
Residual	0,70	0,46	0,68	0,37	0,82	0,34	1,00	0,39	1,00	0,39
LFC e TV	0,90	0,80	0,95	0,89	1,00	0,99	1,00	0,51	0,99	0,71
LED e TV	0,91	0,80	0,97	0,98	1,00	0,98	1,00	0,73	1,00	0,72
LFC	0,86	0,64	0,95	0,89	0,98	0,92	1,00	0,38	1,00	0,60
LED	0,93	0,79	0,90	0,95	0,96	0,93	1,00	0,45	1,00	0,91

Tabela 4.2 – Valores de FP medidos para os diferentes inversores e cargas.

### Fonte: A autora

Os valores médios mensais de energia ativa diária nos lados c.c. e c.a. obtidos para os 29 meses de análise foram 551,7 e 288,2 Wh, respectivamente (Tabela 4.1). Já para a energia aparente os valores na entrada e saída do inversor ficaram em 644,6 e 445,7 VAh,
respectivamente. Nota-se que a eficiência média da conversão c.c.-c.a. varia devido aos diferentes regimes de carga c.a. e inversores testados, resultando num valor médio diário para o período de 52,2%.

É importante ressaltar que neste trabalho procurou-se reproduzir uma configuração de cargas elétricas (3 Lâmpadas + 1 TV ou somente 3 Lâmpadas) e de perfil de consumo que provavelmente se replicará na realidade, independemente do valor de disponibilidade mínima (13 kWh/mês ou 435 Wh/dia) que um sistema desse porte tem que garantir, tal como consta na RN 493.

Contudo, considerando-se a geração FV média diária de 667,2 Wh obtida para o período de 29 meses monitorados, a eficiência média do inversor de 52,2% para o mesmo período e uma eficiência média de carga e descarga de 85%, pode-se calcular que a energia c.a. disponível seria de aproximadamente 296 Wh, próximo ao valor médio diário atendido (288,2 Wh), mas insuficiente para garantir a disponibilidade mínima de 433 Wh estabelecida pela resolução.

Porém esta estimativa não significa que a disponibilidade mínima não possa ser atendida, pois um aumento no consumo em c.a. se reflete em aumento de consumo em c.c., que por sua vez tende a reduzir a tensão do banco de baterias, que por conseguinte tenderá a induzir menos a atuação do PWM do controlador de carga, aumentando a geração FV. Os valores baixos de eficiência do gerador FV observados nos últimos meses analisados podem ser atribuídos ao baixo consumo das cargas c.a. atendidas nesse período, que requisitaram menos energia do banco, refletindo no desempenho do controlador durante o carregamento das baterias. Resultados a respeito da dinâmica da operação dos controladores são apresentados no item 4.4.

#### 4.2. Desempenho operacional dos inversores

Neste tópico é realizada uma avaliação pontual do desempenho operacional de cinco inversores testados experimentalmente. Por esse motivo, foram selecionados cinco dias não consecutivos de funcionamento de cada um desses inversores para realização das análises. Para cada inversor são mostrados gráficos contendo o perfil de potência do gerador FV (PFv), tensão do banco de baterias (VB), potência c.c. na entrada do inversor (ativa - PCC e aparente - SCC) e potência c.a. na saída do inversor (ativa - PCA e aparente - SCA), irradiância incidente no plano do gerador FV (H), energia FV, além da energia ativa e aparente dos lados c.c. e c.a. do inversor e suas correspondentes eficiências de conversão c.c./c.a. ( INV).

As Figuras 4.1 (a) a (e) mostram resultados experimentais relacionados ao fluxo de potência e ao balanço de energia consumida e produzida para cinco dias de operação do SFD para os diferentes inversores analisados. A maioria dos testes realizados se deram com SFD atendendo carga composta de lâmpadas LFC e TV e lâmpadas de LED e TV, sendo em algumas ocasiões utilizadas somente lâmpadas LFC ou de LED. Percebe-se que há uma diferença significativa na eficiência média diária para um mesmo inversor, dependendo do tipo de energia (aparente ou ativa) utilizada no processo de cálculo. Essa diferença é mais significativa dependendo do tipo de inversor utilizado, uma vez que a forma de onda de saída afetará de forma significativa o fator de potência em c.a..









Fonte: A autora.

As eficiências dos inversores foram determinadas levando em consideração as 24 horas do dia. Durante este período, somente por quatro horas (das 18:00 às 22:00 horas) de operação do inversor há uma demanda significativa da carga. Apesar de em certos períodos do dia o SFD não estar atendendo nenhum equipamento (lâmpadas ou TV), uma carga residual permanece conectada, devido ao consumo do medidor eletrônico e do temporizador digital usado no experimento. Além disso, medições pontuais atestaram que estes inversores operam com baixo fator de potência no lado c.a. quando alimentam somente a carga residual, tal como pode ser observado na Tabela 4.2.

Os valores de eficiência do inversor calculados levando-se em consideração a potência aparente medida resultam em valores superiores a 90%, dependendo do inversor. Isto demonstra que o cálculo da eficiência efetuado apenas com valores de potência aparente podem levar a uma avaliação errônea do desempenho do inversor, superestimando suas eficiências. Por outro lado, os valores calculados com base na potência ativa, obtida pelo fator de potência medido, conduzem a valores de eficiência mais realísticos, contidos entre 33,7% (ICS-500) a 63,7% (Phoenix).

A Figura 4.2 mostra a variação da eficiência com base na energia ativa, para os dias dos meses de fevereiro, junho e setembro de 2014. As falhas nos gráficos correspondem a dias em que o SFD operou normalmente, porém, em muitas ocasiões, devido a falhas no fornecimento de energia elétrica que comprometiam a monitoração, não houve aquisição de dados. No Apêndice A, constam os resultados mostrados na Figura 4.2 para todos os meses de monitoramento.



Figura 4.2 - Variação da eficiência de conversão média diária c.c./c.a. ao longo dos dias dos meses de fevereiro, junho e setembro de 2014.

#### Fonte: A autora.

Considerando somente o período de operação dos inversores sob carga, pode-se observar um aumento significativo das eficiências de conversão c.c./c.a. dos vários inversores avaliados, ficando este valor acima de 60% quase que na totalidade das situações, tal como indicam os valores contidos na Tabela 4.3.

Inversor	Dia	Carga	Ecc (VAh)	Ecc (Wh)	Eca (VAh)	Eca (Wh)	Eficiência
Phoenix	06/08/2013	LFC e TV	435,6	392,0	366,1	292,9	74,7
	09/08/2013	LFC e TV	425,0	382,5	356,1	284,9	74,5
	26/08/2013	LED e TV	380,8	346,5	317,9	254,3	73,4
	24/12/2014	LED e TV	320,9	293,2	295,6	235,9	80,5
	29/12/2014	LED e TV	337,8	307,4	312,3	249,8	81,3
ICS-500	28/05/2014	LFC	202,7	202,7	232,0	139,2	68,7
	24/07/2014	LED e TV	355,6	355,6	343,0	247,0	69,5
	28/07/2014	LED e TV	345,8	345,8	365,9	263,4	76,2
	31/07/2014	LFC e TV	325,3	322,0	342,0	242,8	75,4
	06/08/2014	LFC e TV	322,8	319,6	345,5	245,3	76,8
TP	04/11/2013	LFC e TV	343,1	325,9	183,4	163,2	50,1
	12/11/2013	LFC e TV	312,9	297,3	244,5	217,6	73,2
	25/11/2013	LED e TV	333,3	333,3	228,5	228,5	68,5
	07/12/2013	LED e TV	288,8	288,8	196,0	196,0	67,9
	19/12/2013	LED e TV	333,4	333,4	228,6	228,6	68,6
LARK	11/09/2013	LED e TV	370,2	368,5	246,1	241,6	65,6
	16/09/2013	LED e TV	361,7	361,7	235,9	235,9	65,2
	23/09/2013	LFC e TV	359,4	359,4	234,0	234,0	65,1
	25/09/2013	LFC e TV	332,8	332,8	216,6	216,6	65,1
	29/09/2013	LFC e TV	364,3	364,3	236,9	236,9	65,0
PW	05/10/2013	LFC e TV	382,6	382,6	506,4	258,3	67,5
	09/10/2013	LFC e TV	389,1	389,1	507,9	259,0	66,6
	14/10/2013	LFC e TV	387,4	387,4	501,3	253,6	65,5
	03/04/2014	LED	120,6	120,6	205,4	92,4	76,6
	12/04/2014	LED	126,1	126,1	213,7	96,1	76,2

Tabela 4.3 – Desempenho dos inversores sob carga.

#### Fonte: A autora.

Na Figura 4.1 é possível observar uma demanda residual em c.a. que varia entre 5 a 50 VA, dependendo do inversor utilizado. Ela está associada ao medidor eletrônico e temporizador de acionamento das cargas, os quais permanecem ligados durante as 24 horas do dia. Quando refletido para o lado c.c., este parâmetro situa-se entre 10 a 25 VA durante toda a noite e parte do dia. Porém, há períodos do dia em que, mesmo que a demanda em c.a. se mantenha constante para um dado inversor, a potência c.c. aumenta consideravelmente. Isto provavelmente deve-se à influência do aumento da temperatura no armário, que nos casos dos inversores Phoenix, ICS-500 e PW, promove o acionamento do sistema de ventilação forçada do inversor, tal como mostra a Figura 4.3.

Figura 4.3 – Perfil da temperatura do armário do inversor e das potências aparentes nos lados c.c. (Scc) e c.a. (Sca) do inversor: (a) Inversor Phoenix, (b) Inversor ICS-500, (c) Inversor TP, (d) Inversor LARK, (e) Inversor PW.











Fonte: A autora.

Observando o consumo residual em c.c., é possível verificar que este corresponde a aproximadamente 50% do consumo total diário na maioria das situações estudadas. Essa energia corresponde a uma fração importante de toda a energia produzida pelo gerador FV. Em outras palavras, de acordo com os dados obtidos, o consumo em c.c. residual contribui de forma significativa para a redução da eficiência média de conversão do inversor.

Dentre os inversores utilizados, destaca-se a atuação do inversor ICS-500, que tem a opção de trabalhar em um modo chamado *Standby* (ou modo de espera). Este modo, tal como pode ser observado no primeiro dia de análise da Figura 4.3(b), elimina a demanda residual em c.a., revelando o autoconsumo do equipamento, o qual também sofre influência do efeito do aumento da temperatura ambiente. Nota-se que o modo de espera pode ajudar a reduzir significativamente o consumo de energia, tal como indicam os valores integrados da Figura 4.1(b) e os valores sob carga da Tabela 4.3.

Para tornar mais claro o exposto no parágrafo anterior, a Tabela 4.4 mostra uma comparação entre o consumo residual do inversor ICS-500 para os cinco dias analisados. Nela constam os valores diários da energia c.c.: Total, Sob Carga e Sem carga. É possível perceber que a operação deste inversor no modo de espera resulta em um consumo em c.c. menor (160 VAh, em média) quando comparado com os outros dias em que esta ferramenta encontra-se desativada. A economia proporcionada pelo modo de espera equivale a aproximadamente 23% da energia c.c. total diária.

Dia	Ecc Total (VAh)	Ecc Sob carga (VAh)	Ecc sem carga <sup>2</sup> (VAh)	Modo de Espera	
28/05/2014	412,6	202,7	209,9	Sim	
24/07/2014	715,3	355,6	359,7	Não	
28/07/2014	728,6	345,8	382,9	Não	
31/07/2014	705,9	325,3	380,7	Não	
06/08/2014	681,2	322,8	358,4	Não	
		Fonte: A	autora.		

Tabela 4.4 - Consumo em c.c. do inversor ICS-500.

No que tange aos inversores de onda quadrada, estes possuem como característica de operação sob carga um fator de potência próximo da unidade, tal como mostra a Tabela 4.2. Esse aspecto é uma vantagem com relação aos inversores de onda senoidal, pois indica

 $<sup>^{2}</sup>$  Ecc sem carga refere-se aos períodos em que no lado c.a. está sendo alimentada apenas a carga residual, ou seja, medidor e *timer*.

operação com menos circulação de reativos. Contudo, a eficiência média dos inversores de onda quadrada testados é cerca de 11% inferior, quando comparados aos de onda senoidal.

Uma característica verificada nos inversores de onda quadrada, que não ocorreu com os demais inversores, foi o afundamento da tensão de saída nos momentos em que a carga era acionada, mesmo com a tensão do banco de baterias estando acima de 12 V, demonstrando que ambos estes inversores não possuem regulação de tensão de saída.

A tensão de saída dos inversores é dependente do valor da tensão instantânea do banco de baterias; com o decaimento da tensão do banco devido ao consumo, a tensão RMS de saída tende a diminuir. Inversores sem regulação de tensão de saída podem ser prejudiciais à vida útil da carga a ser alimentada pelo mesmo, pois a carga tende a sofrer variações de tensões indesejáveis (GALHARDO; PINHO, 2004). As Figuras 4.4 (a) a (e) mostram o comportamento da tensão RMS de saída para cada inversor testado.



Figura 4.4 – Tensão Vca, Tensão Vb e Sca: (a) Phoenix, (b) ICS-500, (c) TP-700, (d) LARK e (e) PW.









Fonte: A autora.

### 4.3. Desempenho operacional do gerador FV

A Figura 4.5 mostra o perfil da irradiância solar correspondente aos dias apresentados na Figura 4.1, bem como a geração FV. Nos piores dias de irradiância solar, a geração FV é reduzida a menos da metade da geração em comparação a dias com as melhores incidências de radiação solar.

Figura 4.5 - Perfil da irradiância e da potência FV para cada um dos conjuntos de cinco dias de operação da Figura 4.1.







Fonte: A autora.

A produção média do gerador FV para os dias apresentados a Figura 4.1 está entre 400 Wh e 1000 Wh diários, enquanto que a eficiência de conversão ficou entre 8 e 15%. Essa variação na produção e no desempenho do gerador FV é influenciado dentre outros fatores, pela disponibilidade do recurso e pela temperatura de operação módulos FV. No entanto, ressalta-se que a dinâmica de operação do controlador de carga tem uma participação significativa na produção de energia e, consequentemente, no desempenho do gerador FV, tal como demonstram os resultados da seção seguinte.

A Figura 4.6 mostra a variação da eficiência do gerador ao longo dos meses de fevereiro, junho e setembro de 2014, sem distinção do tipo de controlador empregado. As falhas nos gráficos correspondem a dias em que o SFD operou normalmente, porém, como já relatado, falhas no fornecimento de energia elétrica comprometeram muitos dias da monitoração. No Apêndice B constam os resultados mostrados na Figura 4.6 para todos os meses de monitoramento.



Figura 4.6 - Radiação solar, geração FV e eficiência para os meses de fevereiro, junho e setembro.

Fonte: A autora.

#### 4.4. Desempenho dos controladores de carga

Na aplicação aqui estudada, o desempenho do gerador FV é diretamente afetado pelas características operacionais do controlador de carga utilizado que, por sua vez, dependeram, dentre outros fatores, do estado de carga do banco de baterias e da radiação solar disponível no plano do gerador FV. Dessa forma, a avaliação dos controladores de carga utilizados neste

trabalho está atrelada a uma avaliação sucinta do impacto da operação deste equipamento no desempenho do gerador FV. Para isso, alguns parâmetros associados diretamente ao desempenho do gerador FV são utilizados na análise dos diferentes controladores de carga.

Um desses parâmetros, denominado de perdas de captura, ou *Capture Losses*, L<sub>C</sub>, considera as perdas envolvidas no gerador FV como um todo. As perdas de captura estão associadas a vários fatores tais como: operação das células fora das condições padrão, quedas de tensão na fiação e diodos de proteção, sujeiras, sombreamentos parciais, dispersão de parâmetros entre módulos, operação fora da máxima potência, espectro da radiação incidente e orientação.

Como se trata de perdas exclusivas do gerador fotovoltaico, a perda de captura é calculada em função da produtividade do gerador FV  $(Y_A)^3$  e geralmente são normalizadas em relação à produtividade de referência  $(Y_R)^4$ , tal como indica a Equação 4.1.

$$L_C = \frac{Y_R - Y_A}{Y_R} \tag{4.1}$$

Percebe-se que muitos dos aspectos que influenciam diretamente no parâmetro  $L_C$  não podem ser totalmente representados em termos de simulações. Só através do auxílio de dados experimentais é possível notar a magnitude das perdas envolvidas nesses sistemas, para o posterior aperfeiçoamento dos cálculos realizados na etapa de projeto.

Outro parâmetro empregado para a avaliação do desempenho de controladores de carga e que mais uma vez está diretamente associado ao gerador FV é a eficiência de seguimento de ponto de máxima potência ( <sub>SPMP</sub>). Para a obtenção deste parâmetro, se faz necessário calcular os valores teóricos de máxima potência do gerador por meio das Equações 4.2 e 4.3 (MACÊDO, 2006).

$$P_{MP} = P_{FV}^{0} \frac{H_{t,\beta}}{H_{REF}} 1 - \gamma_{MP} T_C - T_{Cref}$$

$$\tag{4.2}$$

$$T_C = T_A + H_{t,\beta} \frac{TNOC - 20}{800} * 0.9$$
(4.3)

Onde:

P<sub>MP</sub>: Ponto de máxima potência calculado (W);

 $P^{0}_{FV}$ : Potência do gerador (Wp);

Hkt, : Irradiância solar medida em W/m<sup>2</sup> no plano do gerador;

H<sub>REF</sub>: Irradiância solar de referência (1.000 W/m<sup>2</sup>);

 $<sup>^{3}</sup>$  Y<sub>A</sub> é definida como sendo a energia produzida pelo gerador FV em um determinado intervalo de tempo dividida pela potência nominal do mesmo.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup>  $Y_R$  é obtido através da relação entre a energia solar total incidente no plano do gerador FV em determinado intervalo de tempo e a irradiância de referência (1.000 W/m<sup>2</sup>).

MP: Coeficiente de temperatura (potência);

Tc: Temperatura de operação da célula em °C;

Tc<sub>ref</sub>: Temperatura de célula na condição de referência (25 °C);

T<sub>AMB</sub>: Temperatura ambiente;

TNOC: Temperatura nominal de operação de célula.

A Tabela 4.5 mostra os valores de  $L_c$ , dentre outros parâmetros, obtidos para cinco dias distintos de operação para cada um dos três controladores de carga avaliados experimentalmente. A escolha dos dias analisados procedeu-se em função do período em que cada controlador estava operando no SFD e da disponibilidade de dados de temperatura ambiente obtidos por uma estação meteorológica instalada no laboratório do GEDAE.

Percebe-se que as perdas de captura no gerador FV variam, em quase sua totalidade dos dias e para os diferentes controladores, entre 27 a 46% do valor da produtividade de referência  $Y_R$ . Apenas em um dos dias analisados as perdas são da ordem de 22,7%.

É muito comum encontrar na literatura valores de  $L_C$  para geradores empregados em sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica variando entre 15 a 25% de Y<sub>R</sub> (MACÊDO, 2006; CAVALCANTE, 2011; CHIMTAVEEA et al., 2011; CHIMTAVEE; KETJOY, 2012; BHATTACHARJEE; BHAKTA; 2013; KYMAKIS; KALYKAKIS; PAPAZOGLOU, 2009). Os valores mais baixos de  $L_C$  na aplicação conectada à rede podem ser justificados pela existência de mecanismos de seguimento do ponto de máxima potência do gerador FV, associada ao fato de que estes sistemas não sofrem influência do estado de carga de baterias como acontece nos sistemas isolados sem SPMP.

Controlador - CML-20								
Dia	RSI (Wh/m <sup>2</sup> )	E <sub>FV</sub> (Wh)	E <sub>FVmp</sub> (Wh)	Lc (%)	SPMP (%)	FV (%)	FVmp (%)	
07/08/2012	4874,2	617,4	793,6	29,6	77,8	11,6	14,9	
08/08/2012	4134,5	575,1	669,6	22,7	85,9	12,7	14,8	
09/08/2012	5680,2	697,8	912,5	31,8	76,5	11,2	14,7	
10/08/2012	6126,4	685,4	974,1	37,8	70,4	10,2	14,5	
11/08/2012	5699,4	677,2	910,1	34,0	74,4	10,9	14,6	
Média	5303,0	650,6	852,0	31,2	77,0	11,3	14,7	
Controlador – CX40								
Dia	RSI (Wh/m <sup>2</sup> )	E <sub>FV</sub> (Wh)	E <sub>FVmp</sub> (Wh)	Lc (%)	SPMP (%)	FV (%)	FVmp (%)	
29/05/2013	6634,4	786,0	1055,1	34,2	74,5	10,8	14,5	
30/05/2013	6688,3	780,8	1062,3	35,1	73,5	10,7	14,5	
31/05/2013	6665,0	791,9	1060,7	34,0	74,7	10,9	14,5	
01/06/2013	6724,5	875,8	1066,5	27,6	82,1	11,9	14,5	
02/06/2013	6511,5	837,9	1031,8	28,5	81,2	11,8	14,5	
Média	6644,7	814,5	1055,3	31,9	77,2	11,2	14,5	
Controlador – VS3024N								
Dia	RSI (Wh/m <sup>2</sup> )	E <sub>FV</sub> (Wh)	E <sub>FVmp</sub> (Wh)	Lc (%)	SPMP (%)	FV (%)	FVmp (%)	
07/05/2014	4986,7	599,6	820,6	33,2	73,1	11,0	15,0	
08/05/2014	3581,8	409,8	592,9	36,4	69,1	10,5	15,1	
09/05/2014	3601,4	403,4	600,3	37,8	67,2	10,2	15,2	
10/05/2014	3180,4	330,9	534,7	42,2	61,9	9,5	15,4	
11/05/2014	3843,5	376,6	630,8	45,6	59,7	9,0	15,0	
Média	3838,8	424,1	635,9	39,0	66,2	10,0	15,2	

Tabela 4.5 – Desempenho do gerador FV: Radiação solar incidente (RSI), energia produzida (E<sub>FV</sub>), energia teórica na máxima potência (E<sub>FVmp</sub>), perdas de captura (L<sub>C</sub>), eficiência de seguimento do ponto de máxima potência ( <sub>SPMP</sub>), eficiência medida ( <sub>FV</sub>) e teórica ( <sub>FVmp</sub>) do gerador FV.

As Figuras 4.7 (a), (b) e (c) mostram a dinâmica dos controladores avaliados experimentalmente, onde é possível perceber a influência direta do controlador de carga na geração FV na medida em que o banco de baterias é carregado. Os resultados obtidos indicam que as metodologias usualmente divulgadas para estimar a energia produzida por geradores FV, empregados em sistemas isolados que utilizam controladores sem SPMP, não o fazem de maneira apropriada.

Em Muñoz et al. (2009) procurou-se validar uma expressão que integrasse a simplicidade e precisão quando se refere a estimativa da produção de eletricidade de sistemas isolados sem SPMP. Embora a análise tenha sido focada especialmente em climas de uma determinada região, foram derivadas algumas conclusões gerais que podem ser consideradas em outros climas.



Figura 4. 7 – Dinâmica da atuação do controlador de carga na geração de acordo com a tensão do banco de baterias e a disponibilidade do recurso solar no plano do gerador FV.

Os resultados apresentados na Tabela 4.5 e na Figura 4.7 mostram que só as perdas devido à ausência do SPMP, o que se reflete nos baixos valores de **SPMP** obtidos, podem implicar em reduções significativas na eficiência do gerador FV, podendo chegar a valores da ordem de 5% de perda de eficiência. Estas informações ajudam a discriminar melhor as diferentes perdas envolvidas neste tipo de aplicação, auxiliando os projetistas nas etapas de dimensionamento.

O ponto de máxima potência, PMP, indica a potência máxima teórica que pode fornecer o gerador FV, mas não leva a uma estimativa adequada da potência real desenvolvida pelo gerador FV. Sistemas isolados com bateria e sem SPMP normalmente não podem atuar para atingir o ponto de máxima potência, uma vez que a tensão de operação do gerador FV é fortemente influenciada pela tensão do banco de baterias, tal como mostra a Figura 4.7. A Figura 4.8 ilustra de forma didática esse aspecto (MUÑOZ et. al, 2009).



Figura 4.8 - Curvas I–V e P–V características para um módulo monocristalino (H = 600 W/m<sup>2</sup> e

#### 4.5. Temperatura ambiente da sala do banco de baterias

As baterias do tipo OPzV são projetadas para operação em temperaturas mais amenas, pois possuem o eletrólito imobilizado em gel, o que as torna sensíveis a temperaturas elevadas.

A faixa de temperatura de operação das baterias utilizadas definida pelo fabricante está entre 5 e 35 °C, que recomenda também que a temperatura média anual máxima do elemento não supere os 25 °C. Segundo Pinho e Galdino (2014), o funcionamento em temperaturas acima da nominal implica na diminuição da vida útil projetada, que é reduzida a 50% para cada 10 °C acima da temperatura de referência (normalmente 25 °C). Este efeito sobre a vida útil dos acumuladores é minimizado quando há correção automática da tensão de flutuação pelos controladores de carga em função da temperatura. Neste caso não foi possível fazê-lo com precisão pois o controlador de carga está instalado em ambiente separado do banco de baterias.

Levando-se em conta a redução da vida útil em função da temperatura descrita anteriormente, foi calculada a temperatura média mensal do ambiente onde foram alocadas as baterias desde a instalação do banco. O valor médio encontrado foi igual a 29 °C, o que implica em uma redução da vida útil em 21%. Caso as baterias estivessem instaladas no armário do SFD, cuja temperatura ambiente média é de 32 °C, esta redução seria da ordem de 34%.

Os valores médios de temperatura ambiente na sala do banco de baterias calculados a partir dos dados monitorados para cada mês separadamente estão mostrados na Figura 4.9. Nela, percebe-se que os valores médios mensais estão dentro da faixa de operação recomendadas pelo fabricante.



Figura 4.9 – Gráfico da temperatura média na sala do banco de baterias.

A elevação da temperatura da bateria resulta no aumento da mobilidade, aumento da capacidade (Ah) e redução de sua resistência interna. O aumento da velocidade das reações químicas com a temperatura também traz outros inconvenientes: aumento da taxa de autodescarga, corrosão das placas, redução da vida útil e sulfatação acelerada em baterias que não estão totalmente carregadas (PINHO; GALDINO, 2014).

A capacidade nominal do acumulador particularmente aumenta de maneira proporcional com o incremento da temperatura, o que pode ser calculado pela Equação 4.4, extraído do manual do fabricante.

$$C_{25^{\circ}C} = \frac{C_T}{1 + \alpha(T - 25)} \tag{4.4}$$

Onde:

 $C_{25^{\circ}C}$  é a capacidade em regime nominal, corrigida para 25 °C;

C<sub>T</sub> é a capacidade obtida na temperatura T;

é o coeficiente de temperatura:

=0,006 para descargas 1 h;

Fonte: A autora

Isso significa que à uma temperatura média de 29 °C, medida no ambiente onde foi instalado o banco de baterias, a capacidade corrigida é igual a 307 Ah. No entanto, considerando-se os valores de temperatura ambiente obtidos para o armário no período diurno, onde os valores podem chegar a médias da ordem de 40 °C, a capacidade corrigida pode chegar a valores da ordem de 327 Ah. Contudo, tal como já mencionado anteriormente, esse aumento demasiado da temperatura do ambiente da bateria, pode ocasionar reduções muito grandes na sua vida útil.

## CONCLUSÕES

Os dados experimentais tornaram possível verificar que o cálculo adotado para estimar a eficiência de conversão de inversores de pequeno porte baseando-se apenas em valores de potência aparente podem conduzir a uma avaliação sobreestimada e equivocada deste parâmetro. Como demonstrado, em alguns casos a eficiência calculada para potência em VA alcançaram valores superiores a 90%, dependendo do inversor. Os valores de eficiência calculados para potência ativa obtidos pelo fator de potência mostraram-se mais condizentes com a realidade.

Considerando somente o período de operação dos inversores sob carga, pode-se observar um aumento significativo das eficiências de conversão c.c./c.a. dos vários inversores avaliados, ficando este valor acima de 60% quase que na totalidade das situações.

O modo de economia de energia do inversor é uma importante função, principalmente para sistemas que atendem uma baixa demanda, como o caso do SFD. A adoção de inversores com menor autoconsumo e/ou detecção automática de carga na saída é uma boa solução para amenizar perda de energia neste tipo de sistema. A análise aqui realizada para o inversor equipado com este modo revelou uma economia de 23% do total da energia c.c. requerida diariamente.

Os inversores de onda quadrada testados apresentaram a operação com fator de potência próximo da unidade quando alimentaram as cargas propostas. Entretanto a eficiência média desses inversores mostrou-se cerca de 11% inferior, quando comparados aos de onda senoidal. Já o inversor de onda quadrada modificada apresentou baixo fator de potência em c.a. na maioria dos casos testados. Uma análise global das eficiências de conversão c.c./c.a. sob carga dos inversores nos dias avaliados demonstrou valores superiores a 60% quase que na totalidade das situações.

Os inversores de onda quadrada testados não possuem regulação na saída c.a., sendo então a tensão c.a. diretamente influenciada pela variação da tensão do banco de baterias. Além disso, houve afundamento da tensão c.a. quando da entrada da carga mesmo com a tensão do banco acima de 12 V. Acredita-se que um inversor de onda quadrada que possua controle da tensão de saída obtenha melhores resultados alimentando cargas como lâmpadas e TV, devido ao fator de potência próximo da unidade quando alimenta essas cargas, encontradas usualmente em SFDs que atendem à demanda de 13 kWh mensais definida na RN 493.

Os resultados das análises de desempenho dos controladores de carga permitiu observar que os métodos utilizados usualmente para estimar a energia produzida por geradores FV nesse tipo de aplicação não são realizados de maneira correta, pois não levam em consideração a atuação do controle PWM do equipamento na limitação do aproveitamento da energia FV disponível à medida em que o banco de baterias é carregado. Este cenário pode ser agravado com uso de controladores sem SPMP.

Como sugestão para trabalhos futuros destaca-se:

- A avaliação de outros tipos de inversores, preferencialmente etiquetados pelo INMETRO, e cargas com diferentes potências e perfis;
- Avaliação de outras tecnologias de baterias;
- Avaliação da influência do controlador de carga na geração, frente a diferentes perfis de demanda;
- Comparação entre controladores com e sem SPMP, sob diferentes regimes de irradiância e irradiação solar e carga.

# **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa N° 493, de 05 de junho de 2012**. Brasília, 2012. 8 p. Disponível em: <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf</a>.

ANALOG DEVICES. **Ultraprecision Operacional Amplifier – OP177**. Disponível em: < www.analog.com/static/imported-files/data\_sheets/OP177.pdf>.

Bhattacharjee, S.; Bhakta S. Analysis of System Performance Indices of PV Generator in a Cloudburst Precinct. Sustainable Energy Technologies and Assessments. Volume 4, 2013. Págs. 62-71.

Braga, W. J. Monitoramento do Desempenho de Diferentes Tecnologias de Módulos Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Pará, 2014.

Carvalho, André T. de. **Construção de um Sistema de Aquisição de Dados para o Laboratório de Energia Solar.** Projeto Final de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.

CARVALHO, André T. de. **Construção de um Sistema de Aquisição de Dados para o Laboratório de Energia Solar**. 2000. 62 f. Projeto Final de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.

Cavalcante, R. L. Análise Operacional de Dois Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica do Campus Universitário da UFPA, na Cidade de Belém/PA. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Pará, 2011.

Chimtaveea, A.; Ketjoya, N.; Sripraphab, K.; Vaivudh, S. **Evaluation of PV Generator Performance Evaluation and Load Analysis of the PV Microgrid System in Thailand**. Procedia Engineering. Volume 32, 2012. Págs. 384-391. doi:10.1016/j.egypro.2011.09.013.

CLEVERSOLAR. **SPR-90 Höchstleistungsmodul**. Disponível em: <a href="http://www.reusolar.com/PublishedFiles/SPR-Serie.pdf">http://www.reusolar.com/PublishedFiles/SPR-Serie.pdf</a>>.

DATATAKER. DT800 User's Manual. Disponível em CD-ROM.

ELETROBRAS. Segundo Seminário de Monitoramento dos Projetos Pilotos com Energias Renováveis para Atendimento de Comunidades Isoladas na Amazônia. 2007.

Folha de dados, Inversor PROwatt 800. Xantrex. Disponível em: <a href="http://www.xantrex.com/documents/Power-Inverters/PROwatt/DS20100126\_Prowatt250-800.pdf">http://www.xantrex.com/documents/Power-Inverters/PROwatt/DS20100126\_Prowatt250-800.pdf</a>>.

Galhardo, M. A. B.; Manito, A. R. A.; Macêdo, W. N.; Souza, M. S.; Maia, K. C. S.; Pinho, J. T. Energy Performance Evaluation of a Small Autonomous Photovoltaic System Supplying Lighting Loads with Different Output Waveforms. In: Small PV-Applications, 2013, Ulm. 3rd Sympo-sium Small PV-Applications - OTTI, 2013.

Galhardo, M. A. B.; Pinho, J. T. Influência da Forma de Onda de Alimentação Sobre Cargas Não-Lineares em Sistemas de Geração de Pequeno Porte.

GUASCOR SOLAR. Energia Solar Fotovoltaica – Kits de Muestra.

Kymakis, E.; Kalykakis, S.; Papazoglou, T. M. **Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Park on the Island of Crete**. Energy Conversion and Management. Volume 50, Issue 3, 2009. Págs. 433-438.

LABCENTER ELECTRONICS. Proteus 7 Professional.

LEM S.A. Voltage **Transducer LV 25-P.** Disponível em <a href="http://www.lem.com/docs/products/lv/25-p/sp2/e.pdf">http://www.lem.com/docs/products/lv/25-p/sp2/e.pdf</a>>.

Macêdo, W. N. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR). Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2006.

Macêdo, W. N.; Maia, K. C. S., Nascimento, A. R. C.; Galhardo, M. A. B.; Pinho, J. T. **Experimental Results of a 180 Wp Solar Home System to Supply Typical River Dweller Families in The Amazon**. Proceedings of Solar World Congress 2011, International Solar Energy Society, 2011.

Maia, K. C. S. Monitoração e Análise de um Sistema Individual com Fontes Intermitentes do Tipo Fotovoltaico, com Disponibilidade Energética Mensal de 13 kWh. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Pará, 2011. Maia, K. C. S., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Nascimento, A. R. C., Pinho, J. T. **Experimental Results of a Solar Home System Operating with OPzV Batteries Under the Amazon Region Conditions**. In: Small PV-Applications, 2013, Ulm. 3rd Sympo-sium Small PV-Applications - OTTI, 2013. p. 93-98.

Manual do Equipamento, POWERSAFE: **Catálogo Técnico Bateria Estacionária Freedom**. Disponível em: <a href="http://www.powersafe.com.br/pdf/folder\_freedom\_baixa.pdf">http://www.powersafe.com.br/pdf/folder\_freedom\_baixa.pdf</a>>.

Mocelin, A. R. Implantação e Gestão de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares: Resultados Operacionais de um Projeto Piloto de Aplicação da Resolução Aneel N° 83/2004. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2007.

Morales, L. R. Valer; Mocelin, A. R.; Zilles, Roberto. Estado dos Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares Instalados em uma Comunidade Ribeirinha Amazônica após Seis Anos e Meio de Operação. IV CBENS – IV Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Brasil, 2012.

Muñoz, F. J.; Echbarthi, I.; Nofuentes, G.; Fuentes, M.; Aguilera, J. Estimation of the Potential Array Output Charge in the Performance Analysis of Stand-alone Photovoltaic Systems without MPPT (Case Study: Mediterranean Climate). Solar Energy. Volume 83, Issue 11. 2009.

Oliveira, L. G. M. Estratégia de Carga e Descarga em Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, 2005.

Olivieri, Martha M.; Lima, Alexandre et al. **Comparação Entre Dois Tipos de Sistemas Fotovoltaicos Individuais para Eletrificação Rural**. Revista Brasileira de Energia Solar. Número 1, Volume II. Associação Brasileira de Energia Solar, 2011.

PHOCOS. User Manual – CML-V2. Disponível em: < http://www.phocos.com/sites/default/files/document/User\_Manual\_CML\_V2\_all.pdf>.

Pinho, J. T., et al. **Sistemas Híbridos**. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2008. 396 p.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB, Rio de Janeiro, 2014. REDE CELPA. Projeto de P&D "Implantação de Sistemas de Geração de Energia Elétrica para Atendimento de Comunidades Isoladas da Região Norte" – Relatório Final. 2010.

SALAZAR, IVO R. T. **Procedimentos de Qualificação e Aceitação de Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares**. 2004. 152 f. Dissertação (mestrado) – Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Física da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

Vera, L. H. Análise do Impacto do Comportamento de Baterias em Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2009.

Victron Energy. **Phoenix Inverters Datasheet**. Disponível em: < http://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet%20-%20Phoenix%20Inverter%20180VA%20-%201200VA%20-%20rev%2003%20-%20EN.pdf>. APÊNDICE

#### Apêndice A

Este apêndice contém os gráficos que mostram a variação da eficiência de conversão média diária CC/CA ao longo dos dias dos 29 meses monitorados. As falhas nos gráficos correspondem a dias em que o SFD operou normalmente, porém, em muitas ocasiões, devido a falhas no fornecimento de energia elétrica que comprometiam a monitoração, não houve aquisição de dados.
















## **Apêndice B**

Este apêndice mostra contém os gráficos que mostram a variação da radiação solar, geração FV e eficiência para os 29 meses monitorados. Como dito anteriormente, as falhas nos gráficos correspondem a dias em que o SFD operou normalmente, porém, em muitas ocasiões, devido a falhas no fornecimento de energia elétrica que comprometiam a monitoração, não houve aquisição de dados.















