

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DESENVOLVIMENTO DE MONITORAMENTO REMOTO EM
UM SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO DE PEQUENO PORTE

RENATO LUZ CAVALCANTE

DM 18 / 2014

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RENATO LUZ CAVALCANTE

DESENVOLVIMENTO DE MONITORAMENTO REMOTO EM
UM SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO DE PEQUENO PORTE

DM 18 / 2014

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RENATO LUZ CAVALCANTE

DESENVOLVIMENTO DE MONITORAMENTO REMOTO EM
UM SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO DE PEQUENO PORTE

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

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)

Cavalcante, Renato Luz, 1988-
Desenvolvimento de monitoramento remoto em
um sistema híbrido isolado de pequeno porte /
Renato Luz Cavalcante. - 2014.

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,
2014.

1. Energia solar. 2. Geração de energia
elétrica. 3. Sistemas de energia elétrica –
estabilidade. I. Título.

CDD 22. ed. 621.312136

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

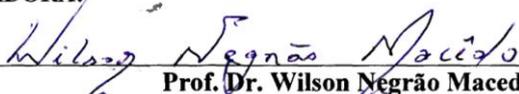
**“DESENVOLVIMENTO DE MONITORAMENTO REMOTO DE UM
SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO DE PEQUENO PORTE”**

AUTOR: RENATO LUZ CAVALCANTE

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.

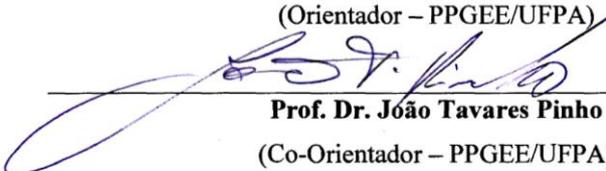
APROVADA EM: 07/08/2014

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo

(Orientador – PPGEE/UFPA)



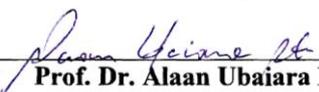
Prof. Dr. João Tavares Pinho

(Co-Orientador – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo

(Avaliador Externo ao Programa – FEE/UFPA)



Prof. Dr. Alaan Ubaiara Brito

(Avaliador Externo – UNIFAP)



Prof. Dr. Roberto Zilles

(Avaliador Externo – USP)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho às pessoas mais importantes da minha vida: meus pais, Bento e Nazaré, as minhas irmãs Rosiane, Regina, Rosângela, Camila e Pietro, minhas avós, Benigna e Francisca, e meu avô, Francisco, que confiaram no meu potencial para esta conquista. Agradeço, por estarem sempre presentes em todos os momentos, dando-me carinho, apoio, incentivo, fé, e principalmente pelo amor de vocês.

AGRADECIMENTOS

Acima de tudo, agradeço a Deus, que sempre está ao meu lado e por ter me dado a vida e me presentear com sua infinita bondade.

À minha família, em especial, ao meu tio Domingos e minha tia Helena.

Aos meus amigos, principalmente ao Daniel, Lee, Evandro, Diego Duarte e Glauci pela ajuda, amizade e companheirismo.

Ao professor, amigo e orientador, Wilson Negrão Macêdo, pela orientação, paciência, perseverança, aprendizado e apoio em todos os momentos necessários. Sou eternamente grato.

Ao Prof. Dr. Marcos André Galhardo, pelo conhecimento compartilhado e ensinamentos durante estes anos de convivência.

Ao GEDAE, coordenado pelo Prof. Dr. - Ing João Tavares Pinho, por acreditar no meu potencial e mostrar o caminho das pedras.

Aos amigos do GEDAE, principalmente a Rose, Max, Heliana, Alexandre, Andreza, Luis, Edinaldo, Alex, Symar, Alan, Jéssica, Rômulo e Pedro, por terem me ajudado e me aturado todos os dias. Em especial, agradeço aos meus amigos Wilson Braga Júnior e Keila Maia (*Meus Brothers*), pela dedicação, apoio e ajuda durante a realização deste trabalho.

Ao Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá, pela parceria no desenvolvimento desta pesquisa. Agradeço também ao Núcleo de Inovação Tecnológica, em especial ao Josivaldo Modesto por todo o apoio nos momentos necessários. Aos integrantes do flutuante Base, principalmente ao Erivelton, Zé Penha, Seu Carlos, Cid e Sinclair, pelo apoio, em meio as dificuldades, nas instalações e no monitoramento do sistema. Ao pessoal do TI pela disponibilização de realizar o monitoramento remoto.

Agradeço a todos que ajudaram direta e indiretamente na elaboração deste trabalho, sem vocês isto não seria possível.

“Shiny Technology” – Yuri, Awesomenauts.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
1. O SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO (SHI) DO FLUTUANTE BASE.....	5
1.1. Gerador fotovoltaico	6
1.2. Gerador eólico ou aerogerador.....	8
1.3. Controlador de carga	10
1.4. Inversor de tensão	11
1.5. Estimativa de carga do sistema	13
1.6. Sistema de armazenamento	14
2. O SISTEMA DE MONITORAÇÃO.....	19
2.1. Detalhamento do sistema de medição.....	20
2.1.1. Placa de aquisição	20
2.1.2. Condicionamento dos sinais de tensão.....	22
2.1.2.1. TENSÃO CONTÍNUA	22
2.1.2.2. TENSÃO ALTERNADA	23
2.1.3. Transdutor de corrente	24
2.1.4. Sensor de temperatura	25
2.1.5. Sensor de irradiância	26
2.1.6. Sensor de velocidade do vento	27
2.1.7. Sensor de direção do vento	28
2.2. Alocação do sistema de monitoração	29
2.3. Programa desenvolvido em LabVIEW	32
2.4. Condicionamento, cálculo dos parâmetros e validação dos dados	35
2.4.1. Tensão c.c. e c.a.	36
2.4.2. Corrente c.c. e c.a.	41
2.4.3. Irradiância	46
2.4.4. Direção e velocidade do vento	47
2.4.5. Temperatura	49
2.5. Dificuldades do projeto	50
2.5.1. Interferência eletromagnética.....	51
2.5.2. Aterramento do flutuante Base.....	52

2.5.3. Consumo de energia por parte do sistema de aquisição	54
3. RESULTADOS OPERACIONAIS	56
3.1. Análise de desempenho da geração.....	56
3.1.1. Energia solar no flutuante Base.....	56
3.1.2. Energia eólica no flutuante Base.....	59
3.1.3. Desempenho dos geradores.....	62
3.1.3.1 Geração solar.....	62
3.1.3.2. Geração eólica.....	70
3.2. Balanço do fluxo de energia elétrica do flutuante.....	71
3.2.1. Balanço de energia e desempenho do inversor	71
3.2.1.1. Curva de eficiência do inversor e influência da temperatura	77
3.2.2. Consumo do sistema de monitoração.....	79
3.3. Análise do banco de baterias.....	81
3.3.1. Energia consumida e acumulada.....	81
CONCLUSÕES	84
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87
ANEXOS.....	91
Anexo 1 – <i>Datasheet</i> do Módulo KC130 TM.....	92
Anexo 2 – <i>Datasheet</i> do controlador Phocus CX40	94
Anexo 3 – Folheto da Bateria LogDiesel.....	95
Anexo 4 – <i>Datasheet</i> do transdutor de tensão modelo 50V010VDC	96
Anexo 5 – <i>Datasheet</i> do transdutor de tensão modelo 150V010VLF	97
Anexo 6 – <i>Datasheet</i> do transdutor de corrente DHR-C10	98
Anexo 7 – <i>Datasheet</i> do sensor de direção de vento modelo EN-024.....	100
APÊNDICE	101
Apêndice 1	102

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Diagrama unifilar do SHI.....	5
Figura 1.2 – Esquema de ligação dos subsistemas de geração FV.....	6
Figura 1.3 – Projeção do flutuante Base com o gerador FV instalado no mesmo.	6
Figura 1.4 – Gerador FV instalado do flutuante Base.	7
Figura 1.5 – Aero gerador sendo instalado para compor o SHI.	8
Figura 1.6 – Curva de desempenho do aerogerador Notus 138.....	9
Figura 1.7 – Diagrama expandido do aerogerador de imã permanente com ponte retificadora.....	10
Figura 1.8 – Controlador Phocos CX40. Fonte: Phocos.....	11
Figura 1.9 – Inversor de tensão Tauro modelo 1524.....	12
Figura 1.10 – Eficiência do inversor Tauro versus Potência de saída (a) e curva de potência em função do tempo (b).	13
Figura 1.11 – Irradiação média global para o pior período do ano.	15
Figura 1.12 – Esquema de conexão do bando de baterias.	18
Figura 1.13 – Banco de baterias instalado no flutuante Base.....	18
Figura 2.1 – Diagrama esquemático do sistema e os parâmetros ambientais e elétricos medidos.....	19
Figura 2.2 – Placa de aquisição NI-6218: Modelo da placa (a) e pinagem do dispositivo (b).	20
Figura 2.3 – Exemplo dos dois tipos de medição da placa NI-6218.	21
Figura 2.4 – Transdutor 50V010VDC-127AC.....	22
Figura 2.5 – Transdutor 150V010VLF-127AC. Fonte: SECON.	23
Figura 2.6 – Transdutor DHR 100 C10.	25
Figura 2.7 – Sensor de temperatura PT1000: (a) Medição de temperatura ambiente e (b) Medição de temperatura posterior do módulo FV.....	26
Figura 2.8 – Célula de referência modelo Spektron 210.	27
Figura 2.9 – Anemômetro de concha usado no sistema de monitoração.	28
Figura 2.10 – Sensor de direção EN-024 da Energética.....	29

Figura 2.11 – Equipamentos de medição instalados no SHI: (a) caixa que comporta a placa de aquisição (na parte superior); (b) quadro elétrico do sistema; (c) transdutores de tensão; (d) computador dedicado ao sistema de monitoração.	30
Figura 2.12 – Sensor de direção e velocidade de vento.....	31
Figura 2.13 – Detalhes de instalação do sensor de irradiância (a) e temperatura do banco de baterias (b).	32
Figura 2.14 – Fluxograma geral do programa.	33
Figura 2.15 – Tela inicial do programa.	34
Figura 2.16 – Interface do programa com a representação diária dos parâmetros na forma de gráficos.....	35
Figura 2.17 – Comparação entre os dados obtidos pelo programa e os obtidos com o osciloscópio portátil.....	36
Figura 2.18 – Diagrama de ligação do transdutor de tensão c.c. (a) e c.a. (b).	36
Figura 2.19 – Esquema utilizado para aquisição das curvas dos transdutores de tensão c.c.	37
Figura 2.20 – Esquema utilizado para aquisição das curvas dos transdutores de tensão c.a.	37
Figura 2.21 – Curva de tensão c.c. de entrada do inversor medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.	38
Figura 2.22 – Curva de tensão c.c. do aerogerador medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.	38
Figura 2.23 – Curva de tensão c.c. do banco de baterias medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.	39
Figura 2.24 – Curva de tensão c.c. do gerador fotovoltaico 1 medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.	39
Figura 2.25 – Curva de tensão c.c. do gerador fotovoltaico 2 medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.	40
Figura 2.26 – Curva de tensão c.a. da carga do sistema medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.	40
Figura 2.27 – Esquema de funcionamento do transdutor DHR 100 C10 LEM.	41
Figura 2.28 – Esquema utilizado para aquisição das curvas dos transdutores de corrente.	42

Figura 2.29 – Curva de corrente c.c. de entrada do inversor medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição dddddd	43
Figura 2.30 – Curva de corrente c.c. de entrada do aerogerador medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.	43
Figura 2.31 – Curva de corrente c.c. de entrada do banco de baterias medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.....	44
Figura 2.32 – Curva de corrente c.c. de entrada do gerador 1 medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.	44
Figura 2.33 – Curva de corrente c.c. de entrada do gerador 2 medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.	45
Figura 2.34– Curva de corrente c.a. de entrada da carga medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.	45
Figura 2.35 – Medição de irradiância com o piranômetro e célula de referência.	46
Figura 2.36 – Resultado de 50 amostras de medição de irradiância, usando o piranômetro fotovoltaico e o programa em LabVIEW.	47
Figura 2.37 – Ligação entre o anemômetro e a placa NI-6218.	48
Figura 2.38 – Ligação entre o anemoscópio e a placa NI-6218.	48
Figura 2.39 – Detalhes do esquema utilizado para medição de temperatura.	49
Figura 2.40 – Interferência eletromagnética medida com a garra de corrente (a) com os dois inversores ligados e (b) com o inversor do sistema de monitoração desligado.	51
Figura 2.41 – <i>Layout</i> do sistema de aterramento do flutuante Base.....	53
Figura 2.42 – Detalhes do sistema de aterramento do flutuante Base.....	53
Figura 3.1 – Irradiação solar média diária em 2014 para os dias monitorados dos meses: (a) fevereiro; (b) março; (c) abril; (d) maio; e (e) junho de 2014.....	57
Figura 3.2 – Dia médio do período de fevereiro a junho de 2014.....	58
Figura 3.3 – Distribuição de frequência da irradiância em função da irradiação solar no período de fevereiro a junho de 2014.	59
Figura 3.4 – Velocidade medias diárias de vento no período de 30 de abril a 30 de junho de 2014.	60
Figura 3.5 – Distribuição de frequência da velocidade de vento no período de 30 de abril a 30 de junho de 2014.....	61
Figura 3.6 – Distribuição percentual da direção do vento no período de 30 de abril a 30 de junho de 2014.	61

Figura 3.7 – Energia diária gerada (barras em preto e azul) e irradiação diária (linha cinza), em 2014 para os meses de: (a) fevereiro; (b) março; (c) abril; (d) maio; e (e) junho.	62
Figura 3.8 – Energia percentual gerada entre os geradores FV, entre fevereiro a junho de 2014.	64
Figura 3.9 – Gráficos de geração FV com dias sem limitação de geração (lado esquerdo) e dias com limitação por um dos geradores (lado direito).	65
Figura 3.10 – Curva de energia fotovoltaica gerada em função da irradiação diária.	66
Figura 3.11 – Produtividade diária dos geradores fotovoltaicos.	67
Figura 3.12 – Rendimento global do sistema (PR) para o período em análise.	68
Figura 3.13 – Distribuição de frequência de potência em função da energia gerada para ambos subgeradores no período de fevereiro a junho de 2014.	69
Figura 3.14 – Valores instantâneos de potência do aerogerador em função da velocidade do Vento.	70
Figura 3.15 – Balanço entre a geração FV e o consumo: potência c.c., c.a. e eficiência do inversor, além da geração FV diária.	72
Figura 3.16 – Perfil diário da curva de carga, geração FV do sistema e tensão do banco de baterias para quatro dias distintos.	75
Figura 3.17 – Perfil diário da curva de carga, geração FV do sistema e tensão do banco de baterias para outros quatro dias distintos.	76
Figura 3.18 – Eficiência do inversor em função de sua potência nominal, considerando as três faixas de temperatura de operação do mesmo.	77
Figura 3.19 – Balanço entre a geração FV, consumo do sistema de monitoração (preto), consumo real do sistema (Branco) e eficiência do inversor.	79
Figura 3.20 – Energia fornecida ao banco de baterias (parte superior) e a energia consumida do banco de baterias (parte inferior) para todo o período de análise.	82
Figura 3.21 – Déficit de energia diário do banco.	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Dados técnicos do módulo fotovoltaico KC130TM.....	7
Tabela 1.2 – Características técnicas do aerogerador Notus138.	9
Tabela 1.3 – Dados técnicos do controlador Phocos.	11
Tabela 1.4 – Dados técnicos do inversor Tauro.	12
Tabela 1.5 – Estimativa de consumo diário dos equipamentos do flutuante.....	14
Tabela 1.6 – Dimensionamento do banco de baterias.	17
Tabela 2.1 – Dados técnicos da placa de aquisição NI-6218.	21
Tabela 2.2 – Dados técnicos do transdutor de tensão contínua.	23
Tabela 2.3 – Dados técnicos do transdutor de tensão alternada.	24
Tabela 2.4 – Dados técnicos do transdutor de corrente DHR 100 C10.....	25
Tabela 2.5 – Dados técnicos dos sensores de temperatura.	26
Tabela 2.6 – Especificações da célula de referência.	27
Tabela 2.7 – Especificações do Anemômetro de concha.	28
Tabela 2.8 – Especificações do anemoscópio EN-024.....	29
Tabela 2.9 – Dimensionamento do banco de baterias, considerando o sistema de monitoração.	54
Tabela 3.1 – Balanço de energia entre o gerador FV e o inversor, utilizando valores médios diários.....	71
Tabela 3.2 – Balanço de energia entre geração FV e o consumo (mostrando consumo total e o consumo do sistema de monitoração), utilizando valores acumulativos.	81

LISTA DE SIGLAS, SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

AM – Massa de Ar (Air-mass).
c.a. – Circuito alternado
c.c. – Circuito contínuo
ESIST – Energia do sistema de monitoramento
FV – Fotovoltaico
GEDAE – Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
UFPA – Universidade Federal do Pará
HSP - Horas de Sol Pleno
IDSM – Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá
Imp – Corrente no ponto de máxima potência
IP – Grau de Proteção (International Protection)
Isc – Corrente de curto circuito
LabVIEW – Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench
MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
NI – National Instruments
Nxm – Nilton-Metro
Ø – Seção Transversal
PR – Performance Ratio
PWM – Modulação por largura de pulso (do inglês Pulse-Width Modulation)
RMS – Valor quadrático médio (do inglês Root Mean Square)
RTD – Termorresistência (do inglês Resistance Temperature Detector)
SFA – Sistema Fotovoltaico Autônomo
SFI – Sistema Fotovoltaico Isolado
SHI – Sistema Híbrido Isolado
TNOC – Temperatura Nominal de Operação da Célula
UFPA – Universidade Federal do Pará
UV – Ultravioleta
Vca – Tensão em Corrente Alternada
Vcc – Tensão em Corrente Contínua
VI – Instrumento Virtual (do inglês Virtual Instruments)
Vmpp – Tensão no Ponto de Máxima Potência
Voc – Tensão de circuito aberto
Wp – Watt pico
 η INV – Eficiência do Inversor

RESUMO

Este trabalho visa avaliar as dificuldades e utilidades do monitoramento remoto de um sistema para o atendimento de cargas isoladas da rede elétrica, envolvendo sistemas reais em operação que podem ajudar a identificar os principais fatores que influenciam na vida útil desses dispositivos, tornando possível propor estratégias e tecnologias que melhorem a confiabilidade do sistema, possibilitem uma configuração mais adequada e reduzam os custos globais do sistema ao longo de sua vida útil. Para isso foi incorporado um sistema de monitoramento remoto via LabVIEW a um sistema híbrido isolado instalado em flutuante localizada as margens do lago da cidade de Tefé-AM. O sistema de geração foi composto inicialmente por um gerador fotovoltaico (FV) com potência de 2,08 kWp, dois subgeradores 1,04 kWp cada, e depois ampliado para 2,6 Wp mais 350 Wp de geração eólica. Além disso, um banco de acumuladores eletroquímicos com tensão nominal de 24 V e composto por 20 baterias de 150 Ah cada, Dois controladores de carga 24 V / 40 A e um inversor de onda senoidal de 1.500 VA. Resultados de operacionais apresentados neste trabalho ajudam a entender melhor o funcionamento desses sistemas e avaliar as barreiras encontradas no monitoramento remoto dessas unidades. Esse experimento foi realizado em parceria do laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas na Universidade Federal do Pará com o Núcleo de Inovação tecnológica do Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá.

PALAVRAS-CHAVES: Energia Solar Fotovoltaica, Sistema Isolado, Análise de Desempenho, Monitoramento Remoto.

ABSTRACT

This work aims to evaluate the difficulties and applicability of the remote monitoring of an off-grid system, involving actual systems under operation that can help identifying the main causes that influence these devices' life cycle, making it possible to propose strategies and technologies that increase system's reliability, a more adequate configuration and reduce the overall cost of the system over its useful life. Thus, a remote monitoring system based in LabVIEW was incorporated to an isolated hybrid system installed in a floating located in the shore of the lake at the city of Tefe-AM. The generation system was firstly composed by a photovoltaic generator (PV) with 2.08kWp of power and two sub-generators of 1.04kWp each, being enlarged after to 2.6kWp plus 350Wp of wind generation. Furthermore, a bank of electrochemical accumulators with nominal voltage of 24V and composed by 20 batteries of 150 Ah each, two charge controllers 24V/40A and a sine wave inverter of 1500VA. Operational results presented in this work helps in the better understanding of the operation of these systems and helps to evaluate the barriers found in the remote monitoring of these units. This experiment was accomplished in partnership with the laboratory of the Group of Studies and Development of Energy Alternatives at Federal University of Para with the Nucleus of Technological Innovation of the Institute of Sustainable Development Mamiraua.

KEYWORDS: PV Solar Energy, Remote Monitoring, Isolated System, Performance Analysis.

INTRODUÇÃO

O Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá (IDSMM) é uma Organização Social fomentada e supervisionada pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), atuando como uma das unidades de pesquisa do MCTI. O Instituto Mamirauá desenvolve suas atividades por meio de programas de pesquisa, manejo e assessoria técnica nas áreas das Reservas Mamirauá e Amanã, na região do Médio Solimões, estado do Amazonas. Juntas, estas reservas somam uma área de 3.474.000 ha.

Para executar suas atividades nas Reservas Mamirauá e Amanã, o Instituto Mamirauá detém uma infraestrutura específica para apoio à pesquisa, extensão e proteção ambiental que é única na região, por seu tamanho e área de cobertura. Composto essa infraestrutura de apoio, destacam-se: - 16 bases de campo flutuantes; - 01 base de campo em terra firme; - 01 laboratório de selva em terra firme.

Como essas bases e laboratórios estão localizados distante dos grandes centros de consumo de energia elétrica, são poucas as alternativas disponíveis para o suprimento de energia elétrica necessária para o bom desenvolvimento das atividades de pesquisas apoiadas pelo IDSMM. Dentre essas alternativas disponíveis para o atendimento dessas bases podem-se citar os sistemas a diesel, solar fotovoltaico e híbrido.

A aplicação fotovoltaica é amplamente percebida como uma tecnologia promissora e madura para a geração de eletricidade em localidades remotas e não assistidas pela rede elétrica convencional (Nieuwenhout et al., 2001; Wiles et al., 2002; Mocelin et al., 2007; Montenegro et al., 2008; Chel, 2011; Braga et al., 2013). Os sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs), como são conhecidas essas instalações, apresentam-se como uma alternativa adequada para a eletrificação das bases de apoio do Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá (IDSMM), as quais, em sua grande maioria, já vêm usufruindo da geração fotovoltaica como alternativa local de suprimento de energia elétrica.

Apesar do amadurecimento tecnológico, esses sistemas ainda apresentam falhas que, apesar de já identificadas, necessitam ser mais profundamente estudadas (Nieuwenhout et al., 2001; IEA, 2002; Oliveira, 2005; Macêdo et al., 2008, 2011; Vera, 2009). Essas falhas são fundamentalmente associadas a erros de projeto e instalações dos sistemas, à qualidade técnica e à adaptabilidade às condições locais de operação dos equipamentos empregados, uso inadequado das instalações, desconhecimento do real comportamento do recurso solar, além de outros fatores (Barra et al., 1984; Jantsch et al., 1992; Diaz, 2003; Jossen et al., 2004; Benatiallah

et al., 2005; Copetti e Maccagan, 2007; Macêdo et al., 2008, 2011; Vera, 2009). Esses fatores influem diretamente na confiabilidade e custo do sistema fotovoltaico, e por isso merecem uma atenção mais adequada.

A experiência adquirida pelo próprio IDSM na operação e avaliação desse tipo de aplicação demonstra que há a necessidade de se analisar mais detalhadamente a operação real de suas instalações (Macêdo et al., 2008; 2009; 2010; 2011). Só assim será possível conhecer mais profundamente o funcionamento de seus sistemas autônomos de geração, identificando-se quais as principais causas de falhas nessas instalações e o que pode ser feito para minimizá-las.

Por exemplo, já é de conhecimento comum que o sistema de acumulação eletroquímica demonstra ser o elo mais fraco do sistema no aspecto confiabilidade e economia, devido à sua baixa capacidade de armazenamento e vida útil. Contudo, é raro se encontrar informações de sistemas reais em operação, obtidas a partir de estruturas de monitoração que forneçam dados detalhados de seu funcionamento, possibilitando avaliar as trocas desse sistema de acumulação ao longo dos anos. De acordo com dados coletados pelo próprio IDSM, ao longo da vida útil de um SFI, os gastos com os acumuladores eletroquímicos superaram os 50 % do custo total do sistema.

Estudos envolvendo sistemas reais em operação podem ajudar a identificar os principais fatores que influenciam na vida útil desses dispositivos, tornando possível propor estratégias e tecnologias que melhorem a confiabilidade do sistema, possibilitem uma configuração mais adequada e reduzam os custos globais do sistema ao longo de sua vida útil.

Apesar da pouca experiência do IDSM nessa área de atuação, algumas constatações demonstram que a maior parte dos problemas encontrados não ocorre com o equipamento estritamente solar (gerador fotovoltaico), mas com outros elementos do SFI. Exemplo disso é o que mostrou um levantamento realizado na primeira atividade dentro do convênio firmado entre o IDSM e o GEDAE/UFPA, onde se constatou que de todos os problemas técnicos encontrados nenhum estava relacionado à falha do gerador FV, mas sim a erros de instalação ou a componentes como controladores, inversores e banco de baterias (Macêdo et al., 2008; 2009; 2010, 2011).

Tais problemas de natureza técnica costumam, em muitas situações, levar tempo para serem identificados e solucionados, e quando isso não acontece em tempo hábil, a interrupção total do sistema passa a ser iminente. Uma das principais causas dessa demora é o fato dessas aplicações não serem providas de sistemas de monitoração detalhado sobre o funcionamento dos vários componentes do sistema (gerador FV, banco de baterias, consumo, etc.), havendo, em muitas ocasiões de falha, dificuldades na identificação de problemas.

Para o IDSM em particular, a monitoração detalhada de uma aplicação isolada e autônoma, dentre as várias disponíveis em suas bases de apoio, além de funcionar como elemento de divulgação e disseminação de tecnologias renováveis, torna-se uma ferramenta muito útil no desenvolvimento de pesquisas aplicadas na área de sistemas autônomos que utilizam os recursos locais para produção de eletricidade. Adicionalmente, contribuições para a construção do conhecimento sobre a operação dessa aplicação podem ser obtidas por meio desse monitoramento de campo detalhado.

Com base no exposto, levanta-se o seguinte questionamento: Que tipo de informação relevante, além do que já é conhecido, essa aplicação poderia trazer e qual a real utilidade de um monitoramento detalhado de sistemas isolados de suprimento elétrico de pequeno porte?

Para responder a pergunta levantada anteriormente, este trabalho realizou uma análise sistemática da operação de um pequeno sistema híbrido isolado (SHI) do tipo solar-eólico. Para isso, foi utilizado como ponto de partida um SFI já instalado em uma base flutuante de apoio na Reserva Mamirauá, denominada de flutuante Base. Neste sistema, agregou-se um pequeno aerogerador, que, junto com o sistema já existente, configura o SHI que serve de estudo de caso. Ademais, instalou-se um sistema de monitoração que fornece informações detalhadas sobre a operação dos diversos componentes do SHI, possibilitando, assim, diagnósticos mais precisos sobre o mesmo.

Com essa pequena adaptação no sistema de produção de eletricidade que já existia nesta importante base de apoio do IDSM, mais a inserção do sistema de aquisição de dados, pretende-se transformar o flutuante Base em um laboratório vivo, que possibilite acompanhar, por exemplo, a disponibilidade dos recursos solar e eólico, suas particularidades em termos das características de consumo, os ciclos de carga e descarga das baterias em um sistema real, a eficiência de conversão c.c./c.a. do inversor, as perdas no gerador fotovoltaico, dentre outros. Essas informações ajudam a ter uma ideia mais clara da confiabilidade técnica e da viabilidade econômica de sistemas autônomos.

A escolha desta base de apoio dentre as demais bases do IDSM, deve-se a sua localização estratégica (próximo à cidade de Tefé), o que facilitou toda a logística necessária, tanto na fase de implantação como na fase de acompanhamento da pesquisa, além desta ser uma das principais bases de apoio do Instituto.

O presente trabalho encontra-se organizado da seguinte forma: No Capítulo 1 são apresentados os componentes básicos que compõem o sistema híbrido isolado do flutuante Base e detalha-se as configurações de cada um dos seus componentes.

No Capítulo 2 são apresentados os equipamentos que compõem o sistema de monitoração do flutuante Base, mostrando-se detalhes de calibração de cada instrumento dos sensores de medição de temperatura, irradiância, velocidade e direção de vento, além dos transdutores de tensão e corrente, responsáveis pela medição das características elétricas do sistema. Ainda no Capítulo 2, aborda-se a ferramenta desenvolvida para a monitoração e aquisição de dados do SHI, descrevendo-se detalhadamente cada sub-rotina pertinente para o funcionamento do mesmo. No fim desse capítulo foca-se novamente no SHI, desta vez apresentando os problemas encontrados para a instalação do sistema de monitoração (tais como aterramento e medição de temperatura) e o que foi feito para resolver-los.

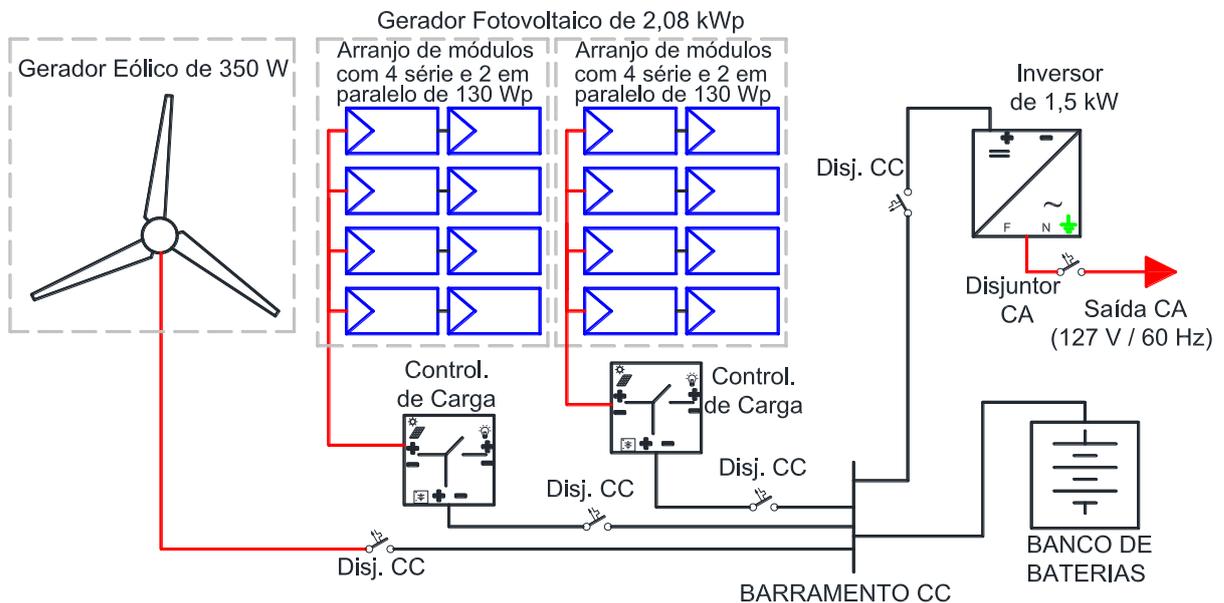
Finalmente, no Capítulo 3 apresentam-se as análises dos resultados obtidos a partir do sistema em estudo, resultados estes que permitem caracterizar todo o sistema, possibilitando análises pontuais das diversas partes que o constituem e propor melhorias para aplicações em SHI ou até mesmo para SFI. Os anexos e apêndices apresentados no final desta dissertação, junto com os capítulos referentes à descrição dos sistemas, possibilitam a reprodução do sistema de aquisição e monitoração para fins de pesquisa e comparação de resultados aqui apresentados.

1. O SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO (SHI) DO FLUTUANTE BASE

Apesar da proximidade do flutuante Base com a cidade sede, o SHI do flutuante Base é responsável por suprir toda a carga do local, devido à inviabilidade deste receber energia da rede convencional, uma vez que está localizado na margem oposta do lago Tefé, distando aproximadamente 900 metros do porto no período de cheia. A carga instalada nesse flutuante é basicamente composta por lâmpadas, computadores, rádio de comunicação e refrigerador, com potência instalada total de aproximadamente 1 kW, além de outros equipamentos ligados esporadicamente, como ferramentas elétricas e outros dispositivos utilizados pelos pesquisadores.

O SHI é composto por um gerador fotovoltaico (FV) com potência de 2,08 kWp, formado de dois subgeradores de 1,04 kWp cada. Além disso, o mesmo possui um aerogerador de 350 W, um banco de acumuladores eletroquímicos com tensão nominal de 24 V e composto por 20 baterias de 150 Ah cada, três controladores de carga 24 V / 40 A e um inversor tensão de onda senoidal de 1.500 VA. Para ilustrar melhor o sistema elétrico do flutuante Base, é mostrado na Figura 1.1 o diagrama unifilar da parte elétrica do mesmo.

Figura 1.1 – Diagrama unifilar do SHI.

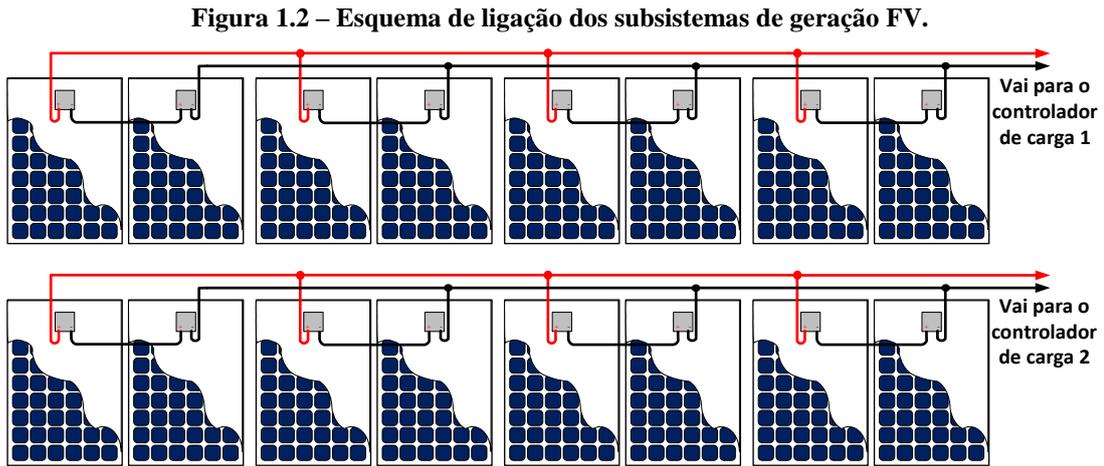


Fonte: Elaborado pelo autor.

A seguir são detalhados os componentes que constituem o SHI.

1.1. Gerador fotovoltaico

A principal fonte de geração de energia elétrica do flutuante Base é proveniente do gerador fotovoltaico. O mesmo é dividido em dois subsistemas de geração, cada um com 8 módulos de 130 Wp, conectados em um sistema misto de dois módulos em série e 4 fileiras em paralelo. A Figura 1.2 mostra o esquema de configuração do gerador FV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A configuração mista mostrada acima foi feita em uma mesma estrutura metálica, formando um arranjo cuja tensão e corrente contínua têm níveis compatíveis com a necessidade do sistema. Apesar do flutuante Base ser considerado uma unidade móvel, o mesmo está posicionado em uma latitude de 3,335 Sul e longitude de 64,703 Oeste. O sistema FV instalado possui a mesma inclinação do telhado da edificação, aproximadamente 15°, e está orientado predominante para Sudeste. A Figura 1.3 mostra uma projeção do flutuante Base com o gerador FV instalado no mesmo.

Figura 1.3 – Projeção do flutuante Base com o gerador FV instalado no mesmo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 1.4 apresenta uma fotografia do gerador FV instalado no telhado do flutuante Base.

Figura 1.4 – Gerador FV instalado do flutuante Base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 1.1 a seguir é mostrado um resumo contendo as características do módulo fotovoltaico policristalino, modelo KC130TM do fabricante Kyocera, utilizado para compor o gerador fotovoltaico. Para mais especificações vide o *datasheet* do fabricante disponível, no anexo 1 deste documento.

Tabela 1.1 – Dados técnicos do módulo fotovoltaico KC130TM.

Parâmetros elétricos na STC (1000 W/m² @ 25 °C)	
Máxima potência	130 W (+10% / -5%)
Tensão de máxima potência (V _{mpp})	17,6 V
Corrente de máxima potência (I _{mpp})	7,39 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	21,9 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	8,02 A
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-8,21x10 ⁻² V/°C
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	3,18x10 ⁻³ A/°C
Parâmetros elétricos para TNOC (800 W/m², AM = 1,5)	
TNOC	47 °C
Tensão de máxima potência (V _{mpp})	15,5 V
Corrente de máxima potência (I _{mpp})	5,94 A
Tensão circuito aberto (V _{oc})	19,9 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	6,47 A
Parâmetros físicos	
Número de células	36
Massa	11,9 kg
Tamanho do módulo	1.425 mm x 652 mm x 58 mm
Grau de proteção	IP65

Fonte: Kyocera, adaptado.

Sabe-se que o desempenho dos módulos é diretamente influenciado pelos parâmetros ambientais aos quais estejam expostos, sendo que os principais fatores climáticos considerados são a irradiância incidente nas células e a temperatura das mesmas. Por esse motivo, é importante monitorar as duas grandezas, já que estas tendem a variar bastante durante um dia. Para a temperatura de célula do gerador FV considera-se a temperatura posterior do módulo como um valor equivalente ou mais próximo da realidade.

1.2. Gerador eólico ou aerogerador

Com o intuito de se avaliar o aproveitamento eólico de pequeno porte no local, e para compor um sistema híbrido do tipo FV-eólico, utilizou-se um aerogerador de pequeno porte de fabricação nacional. O principal objetivo aqui é avaliar através de uma aplicação prática se o aproveitamento eólico de pequeno porte também merece ser considerado como uma alternativa eficiente e de custo acessível para a região. O modelo utilizado foi o Notus 138 da Enersud (350 W de potência nominal). Segundo o fabricante, este equipamento foi desenvolvido para suprir pequenas necessidades de energia, mas apesar da baixa potência também contam com o sofisticado sistema controle de velocidade por controle do tipo *estol*, que garante a segurança e baixo nível de ruído. A Figura 1.5 ilustra etapas da instalação do aerogerador para compor o SHI.

Figura 1.5 – Aerogerador sendo instalado para compor o SHI.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na instalação deste aerogerador optou-se por utilizar uma estrutura autoportante treliçada servindo de suporte para o tubo no qual o aerogerador está fixado. Essa solução foi necessária para evitar a oscilação do tubo em temporais frequentes na região.

A altura aproximada entre o nível do chão de madeira até o eixo do aerogerador é de aproximadamente 7,7 m. Isto é aproximadamente o dobro da altura do obstáculo mais próximo a ele, o telhado do próprio flutuante. A Tabela 1.2 apresenta as principais características técnicas do aerogerador utilizado no sistema híbrido isolado do flutuante Base.

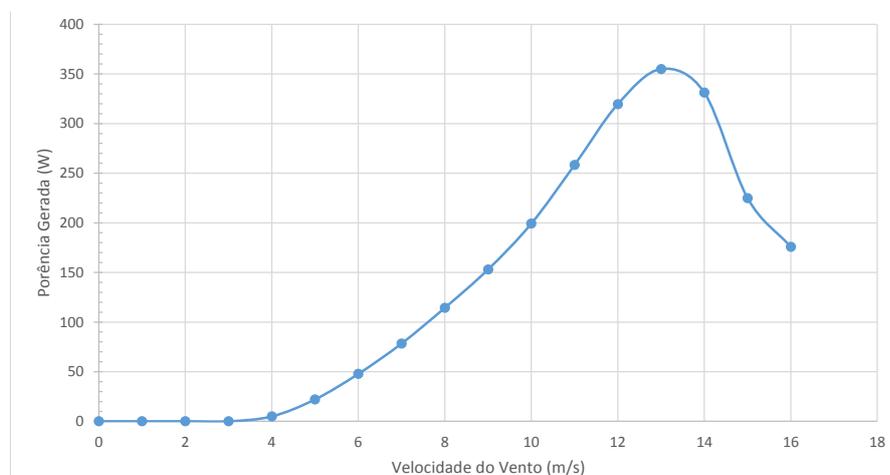
Tabela 1.2 – Características técnicas do aerogerador Notus138.

Diâmetro da hélice	1,38 m
Potência a 12,5 m/s	350 Watt
Número de pás	3
Tipo de pás	Torcida, (5 aerofólios)
Velocidade de partida	2,2 m/s
Torque de partida	0,3 N.m
Controle de velocidade	<i>estol</i>
Sistema magnético	Neodímio (ímã permanente)
Tensão de saída	24 volts
Alternador	Fluxo Axial (encapsulado em epóxi)
Massa total (alternador + hélice + cab. Rot.)	12,5 kg
Material Anticorrosivo	Alumínio / Inox / Mat. Galvanizado

Fonte: Enersud.

De posse do manual do equipamento, tem-se a curva de geração de potência elétrica em função da velocidade de vento, tal como mostra a Figura 1.6. Com base na mesma é possível observar que o equipamento inicia a geração de energia elétrica com uma velocidade de vento de aproximadamente 3,5 m/s e que o controle por *estol* começa a fazer efeito em velocidades de vento maiores de 13 m/s.

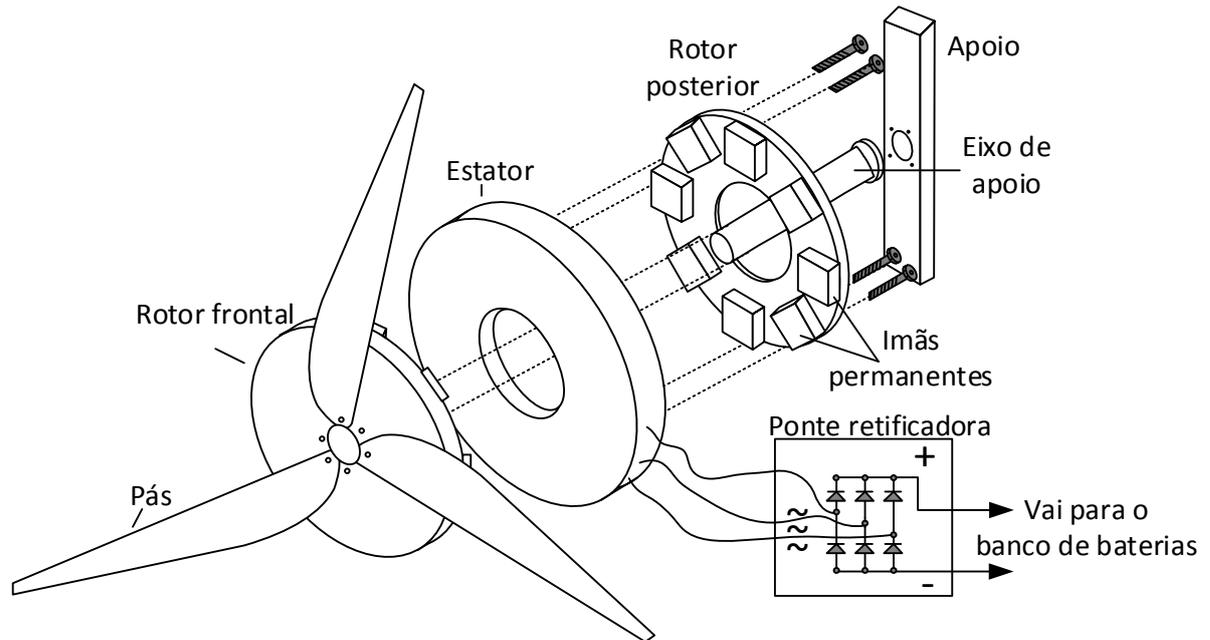
Figura 1.6 – Curva de desempenho do aerogerador Notus 138.



Fonte: Enersud.

O aerogerador instalado no flutuante Base é do tipo imã permanente com sistema de retificação que usa ponte de diodos. Segundo o fabricante, este aerogerador pode ser conectado diretamente ao banco de acumuladores (até 24 V) sem a necessidade de usar controladores de carga para isto. Com o intuito de melhor exemplificar, na Figura 1.7 mostra-se o diagrama expandido com as características construtivas deste tipo de aerogerador.

Figura 1.7 – Diagrama expandido do aerogerador de imã permanente com ponte retificadora.

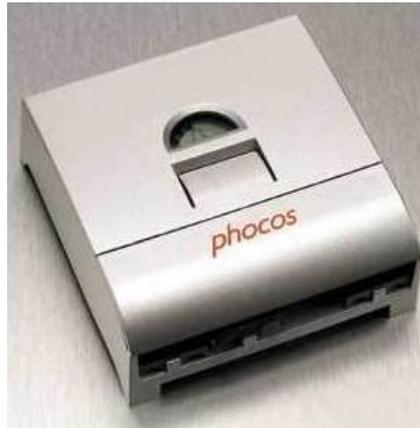


Fonte: Elaborado pelo autor.

1.3. Controlador de carga

Para o SHI, são utilizados dois controladores Focus modelo CX40 (Figura 1.8). Esses equipamentos estão sendo utilizados somente para o controle de carga do banco de baterias, tendo em vista que o inversor utilizado poderá demandar uma potência que supere a capacidade do controlador, ocasionando sua queima. O equipamento tem um ajuste automático para o banco de baterias de 12/24 V, permitindo uma desconexão programável em baixa voltagem através de cinco modalidades (totalmente configuráveis). A Tabela 1.3 mostra os principais dados técnicos deste controlador. Para mais detalhes sobre este equipamento, é mostrado no anexo 2 o *datasheet* do mesmo.

Figura 1.8 – Controlador Phocos CX40. Fonte: Phocos.



Fonte: Phocos, adaptado.

Tabela 1.3 – Dados técnicos do controlador Phocos.

Tensão nominal	12 / 24 V (reconhecimento automático)
Tensão máxima	14,4 / 28,8 V (25 °C), 0,5-2h
Flutuação de tensão	11,0-12,2 / 22,0-24,4 V (ajustável)
Tensão de reconexão de carga	12,8 / 25,6 V
Compensação da temperatura	-4 mV/célula*K
Máx. corrente do painel solar	40 A @ 25 °C
Dimensões	92 x 93 x 38 mm (larg. x alt. x prof.)
Massa	179 g
Secção máxima do condutor	16 mm ²
Auto consumo	4 mA
Variação de temperatura ambiente	-25 a 50 °C
Classe de proteção	IP 22

Fonte: Phocos, adaptado.

1.4. Inversor de tensão

O inversor é um equipamento eletrônico responsável pela conversão da tensão e corrente contínua em tensão e corrente alternada, também conhecido como conversor c.c.–c.a. Em sistemas fotovoltaicos autônomos este equipamento é utilizado para alimentar consumidores em corrente alternada a partir da energia elétrica c.c produzida pelo gerador fotovoltaico ou armazenada no banco de baterias.

Há diversos modelos de inversores disponíveis no mercado para sistemas autônomos com várias faixas de potência nominal (de dezenas de watts até algumas dezenas quilowatts) e de tensão de entrada c.c. (12 V, 24 V ou 48 V). Neste trabalho utilizou-se o inversor da Atersa modelo Tauro BC de potência nominal 1,5 kVA (ilustrada na Figura 1.9) que, segundo o fabricante, foi projetado para sistemas fotovoltaicos autônomos, fornecendo uma tensão alternada senoidal de 110 Vrms 60 Hz (padrão americano).

Figura 1.9 – Inversor de tensão Tauro modelo 1524.



Fonte: Atersa, adaptado.

O inversor instalado originalmente para o sistema fotovoltaico autônomo possui forma de onda senoidal pura, uma potência de pico de até 6 vezes o valor nominal, para acionamento de motores e possui capacidade para funcionar corretamente com qualquer tipo de carga (indutiva ou capacitiva), tornando-o robusto para a aplicação desejada. A Tabela 1.4 mostra um resumo das principais características deste inversor.

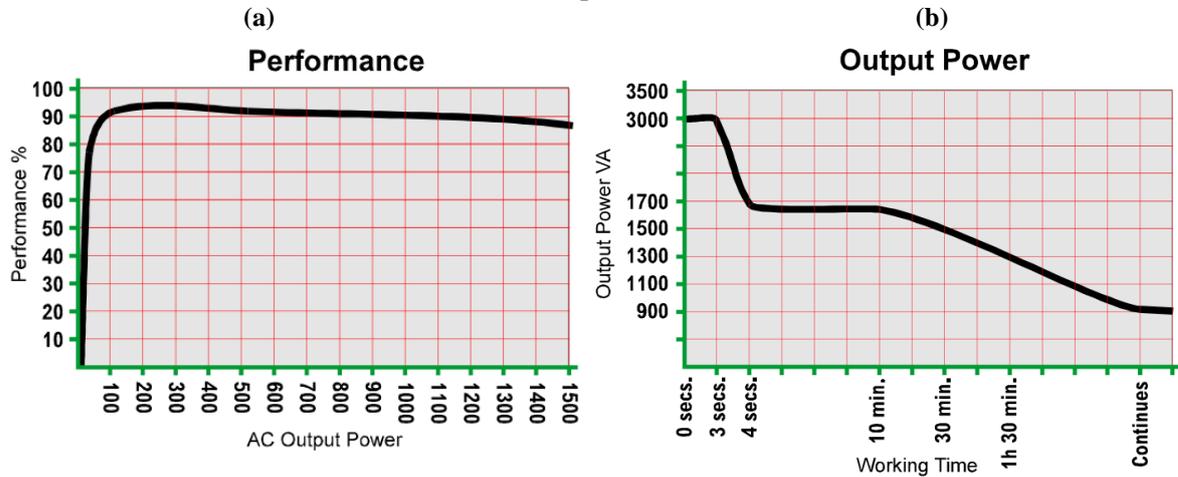
Tabela 1.4 – Dados técnicos do inversor Tauro.

Potência nominal @ 20 °C	1.500 VA
Tensão nominal de entrada	24 Vcc
Corrente nominal de entrada	62,5 A
Variação da Tensão de entrada	20 – 32 V
Tensão mínima de desconexão	21,9 – 23,2 V
Potência máxima de partida	300 %
Corrente máxima de partida	180 A
Forma de onda	Senoidal pura
Frequência nominal de saída	60 Hz
Variação da frequência de saída	± 0,5 %
Distorção harmônica média	< 4 %
Tensão de saída nominal @ 60Hz	110 V
Variação da tensão de saída	± 7 %
Desempenho máximo	900 VA
Sistema de ventilação	Manual
Variação da temperatura de operação	-5 / + 40 °C
Dimensões (mm)	425 x 250 x 195
Massa	17 kg

Fonte: Atersa.

Os gráficos da Figura 1.10 mostram, segundo o manual do fabricante, a eficiência do equipamento com relação à potência de saída (a) e a curva de potência em função do tempo (b).

Figura 1.10 – Eficiência do inversor Tauro versus Potência de saída (a) e curva de potência em função do tempo (b).



Fonte: Atersa.

De acordo com o manual do equipamento, basta apenas um consumo de 100 W para o mesmo trabalhar com uma eficiência superior a 90 %. No entanto, de acordo com as medições realizadas em campo pôde-se observar que o valor real é bem inferior ao mencionado acima.

Além disso, com base na Figura 1.10 (b) na partida, o equipamento exige uma corrente de aproximadamente 125 A (podendo chegar até 180 A, conforme consta na Tabela 1.4) por um período de pelo menos 3 segundos. Este valor excede os limites do controlador de carga listado no item 1.3, e por este motivo, optou-se por conectar o inversor direto ao banco de acumuladores.

1.5. Estimativa de carga do sistema

Neste tópico são apresentados os resultados obtidos a partir do levantamento dos principais equipamentos pertencentes ao flutuante Base que contribuem para o consumo de energia elétrica. Na Tabela 1.5 constam os principais equipamentos levantados, além de informações fornecidas pelos funcionários do flutuante, que, junto com a potência instalada no local, possibilitou a obtenção de uma estimativa do consumo médio diário de eletricidade em Wh.

Tabela 1.5 – Estimativa de consumo diário dos equipamentos do flutuante.

Equipamento	Quantidade	Potência (W)	Tempo de uso (h)	Consumo estimado (Wh)
Freezer 530	1	353	8x(1/3)	941,3
Rádio de comunicação	1	25	24	300
Microcomputador (trabalho)	2	150	6	1.800
Lâmpadas PL	15	20	4	600*
Outros (laptop, telefone, carregador de celular, impressora, etc.)	3	150	3	1.350
Consumo diário total estimado (Wh)				5.291,3

(*) fator de coincidência usado: 0,5

Observa-se que o cálculo para estimar o consumo diário do flutuante Base, considera uma operação do freezer de apenas 8 horas diárias, pois os zeladores ligam este equipamento apenas nos períodos entre 9 horas até às 17 horas. De acordo com a tabela acima pode-se notar que o consumo diário estimado de energia no lado c.a. para SHI é de 5.291,3 Wh.

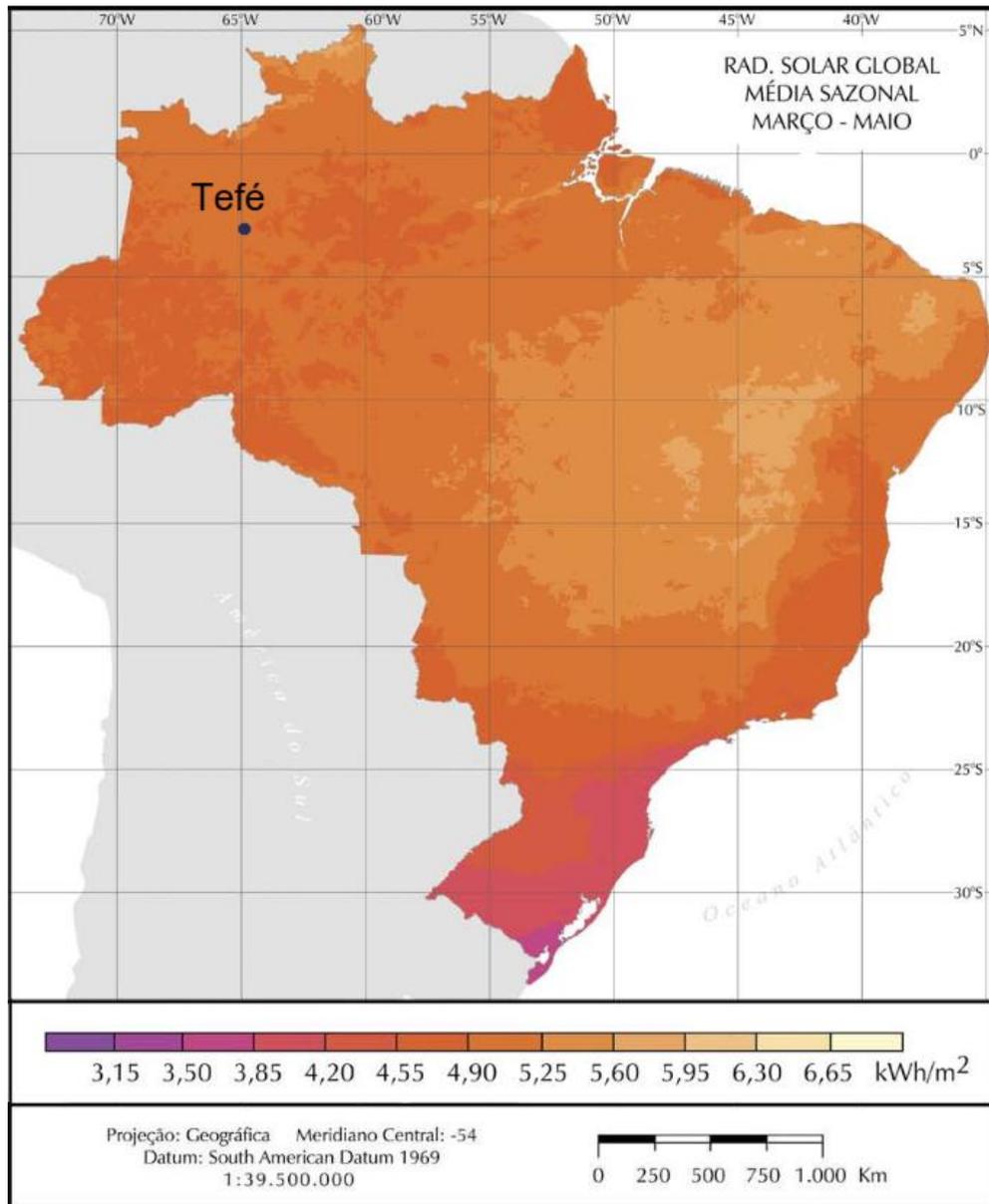
Vale observar que na Tabela 1.5 consta uma configuração do consumo de carga desconsiderando o sistema de monitoração (um computador ligado 24 horas com uma potência de 130 W), pois isto impactaria diretamente nas configurações do gerador FV e do banco de baterias. Considerando o cenário atual, o consumo c.a. estimado do flutuante passa de 5.291,3 Wh para 8.411,3 Wh. Este aumento de consumo do sistema antes e durante a monitoração é considerado mais adiante, no capítulo 2, no item **Dificuldades do projeto**.

1.6. Sistema de armazenamento

Nos sistemas isolados a potência elétrica instantânea da geração e do consumo de energia nem sempre coincidem devido às características intermitentes das fontes de geração fotovoltaica ou eólica. Nestes casos a presença de um sistema de armazenamento é necessária para disponibilizar energia de forma ininterrupta à demanda do consumidor, além de evitar o desperdício de geração de energia quando esta excede as demandas da carga, permitindo seu armazenamento para uso posterior em situações em que houver pouca ou nenhuma geração.

Para atender a tal consumo de energia em c.a. foi realizado o dimensionamento do banco de baterias considerandono-se o pior mês de recurso solar. Para isto é utilizado um mapa de irradiação média global no qual há a menor disponibilidade anual do recurso. A Figura 1.11 mostra a irradiação média global para o pior período do ano, de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia solar (2006).

Figura 1.11 – Irradiação média global para o pior período do ano.



Fonte: Adaptado do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006).

Considerando 4,2 Horas de Sol Pleno (HSP), conforme mostrado na Figura 1.11, uma eficiência de conversão c.c.-c.a. de 90% (conforme dados do fabricante), eficiência do processo de carga e descarga do banco de baterias de 85%, estima-se uma autonomia e um consumo diário corrigido respectivamente de:

$$N_{n-crit} = -0,48 \times HSP_{min} + 4,58 \quad \text{Equação 1.1}$$

$$N_{n-crit} = 2,56 .$$

onde:

N_{n-crit} : Número de dias de autonomia

HSP : Horas de Sol Pleno

$$L = \frac{L_{cc}}{\eta_g} + \frac{L_{ca}}{\eta_g \eta_{inv}} \quad \text{Equação 1.2}$$

$$L = \frac{0}{0,85} + \frac{5291,3}{0,85 * 0,9} \Rightarrow L \cong 6.916,7 \text{ Wh}$$

onde:

L : Estimativa de consumo diário em corrente contínua;

Lcc : carga diária em corrente contínua;

Lca : carga diária em corrente alternada;

η_g : eficiência carga descarga da bateria;

η_{inv} : eficiência média diária do inversor.

Vale ressaltar que a Equação 1.1 trata de uma relação empírica, proposta em Messenger & Ventre (2000), a fim de se estimar, de forma prática, a quantidade de dias de autonomia para um sistema autônomo. Já as Equações 1.2 a 1.4 já são de conhecimento comum para este tipo de aplicação.

Levando em consideração que foram usadas baterias automotivas (profundidade de descarga diária máxima de 50 %), tem-se:

$$C_{B^*} (Wh) = \frac{L \times N_{n-crit.}}{PD_{max}} \quad \text{Equação 1.3}$$

$$C_{B^*} (Wh) = \frac{6916,7 \times 2,56}{0,5} \Rightarrow C_{B^*} (Wh) \cong 35.332,9$$

onde:

C_{B^*} : é a capacidade do banco de baterias, em Wh;

L : é a energia final necessária;

$N_{n-crit.}$: número de dias de autonomia;

PD_{max} : máxima profundidade de descarga da bateria.

O banco de baterias foi configurado para um barramento com tensão nominal de 24 Vc.c. e é constituído por baterias seladas de chumbo-ácido com tensão e capacidade nominais de, respectivamente, 12 V e 150 Ah cada. Dessa forma, a capacidade total do banco de baterias ficou em:

$$C_B(Ah) = \frac{C_{B^*}}{V} \quad \text{Equação 1.4}$$

$$C_B(Ah) = \frac{35.332,9}{24} \Rightarrow C_B(Ah) = 1472,2$$

onde:

C_B : é a capacidade do banco de baterias, em Ah;

C_{B^*} : é a capacidade do banco de baterias, em Wh;

V : é a tensão do banco de baterias.

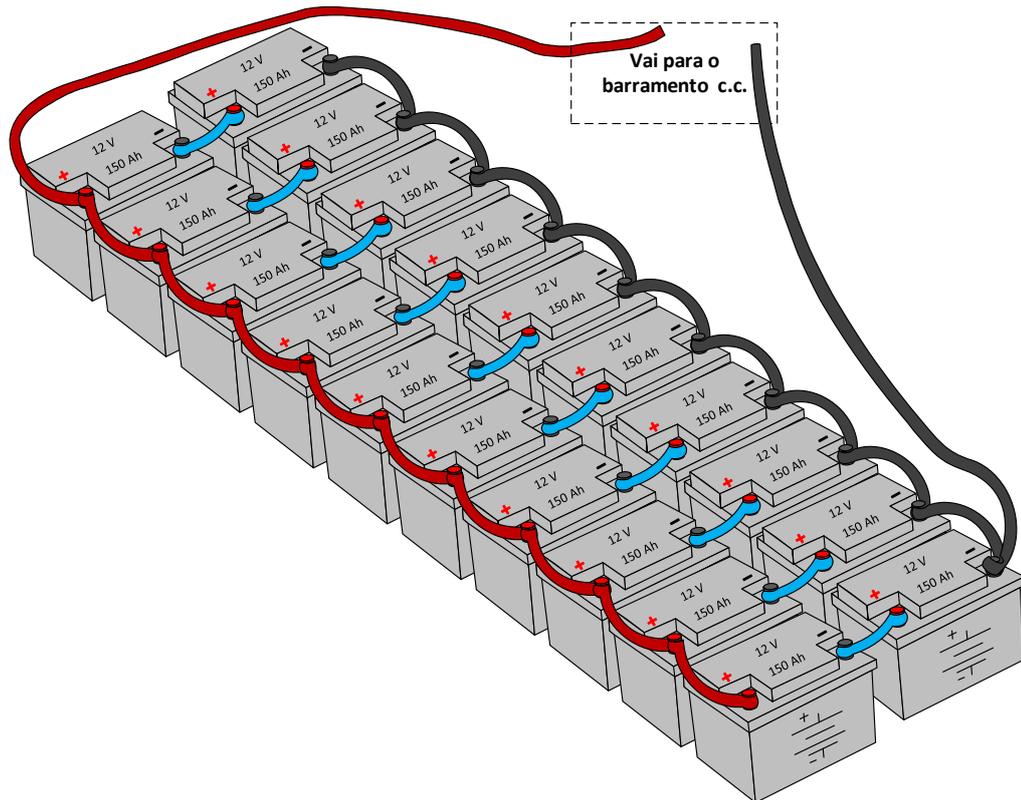
Como cada fileira de baterias é de 150 Ah, o banco ficou com 10 fileiras de baterias, o que equivale em energia a 36 kWh. A Tabela 1.6 resume o dimensionamento do banco de baterias para o SHI em questão.

Tabela 1.6 – Dimensionamento do banco de baterias.

Dias de autonomia	2,56
Profundidade de descarga	50 %
Capacidade da bateria	150 Ah
Tensão da bateria	12 V
Quantidade de baterias no banco	20
Capacidade total do banco de baterias)	36 kWh
Dimensões da bateria (larg. x alt. x comp.)	234 mm x 211 mm x 512 mm
Massa aproximada por bateria	44 kg
Tipo de bateria	selada
Modelo da bateria (Anexo 3)	LD1500BD

As baterias estão dispostas em uma associação mista (série-paralelo), conforme mostrado no esquema da Figura 1.12.

Figura 1.12 – Esquema de conexão do bando de baterias.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 1.13 é mostrado o banco de baterias instalado nas dependências do flutuante Base. Observe que as baterias estão alocadas em uma base de madeira confeccionadas especialmente para elas e que a mesma possui um conjunto de telas móveis, facilitando o acesso ao banco, a ventilação e evitando o acúmulo de insetos no local.

Figura 1.13 – Banco de baterias instalado no flutuante Base.



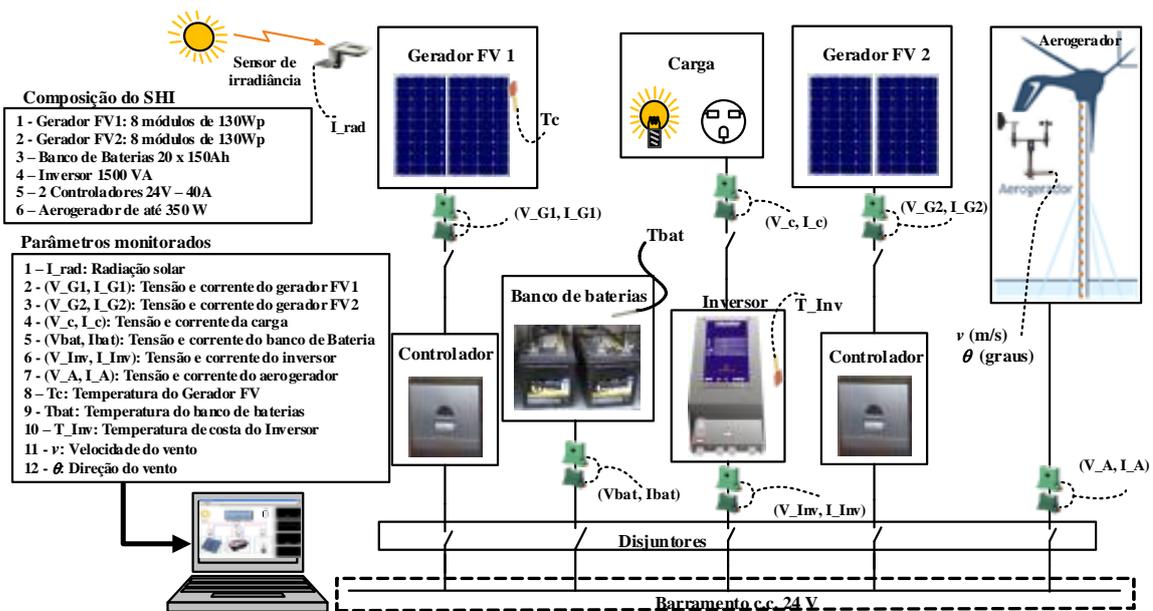
Fonte: Elaborado pelo autor.

2. O SISTEMA DE MONITORAÇÃO

O processo de implantação do sistema de monitoração do flutuante Base iniciou em agosto de 2013, porém sua concepção e projeto começou bem antes com a avaliação das alternativas disponíveis, a especificação dos sensores e a elaboração da interface gráfica. Para aquisição de dados do sistema foram utilizados transdutores de corrente e tensão, sensores de temperatura, irradiância, velocidade e direção de vento, além de uma placa de aquisição de dados NI-6218, da *National Instruments (NI)*, e um computador dedicado que possibilita fazer acompanhamento em tempo real via internet por meio do aplicativo *TeamViewer*. Para o processamento e aquisição dos dados medidos foi desenvolvido um programa computacional em ambiente *LabVIEW*, que usufrui do conceito de Instrumentação Virtual (VI – *Virtual Instruments*), permitindo criar instrumentos de medida e análise de sinais e outro tipo de informação, trabalhando com eles tal como se existissem fisicamente. Esse *software* já sofreu diversas atualizações cada uma delas introduzindo melhorias na sua forma de aquisição, tratamento e visualização dos dados coletados, mais detalhes da programação desenvolvida na plataforma computacional *LabVIEW* são fornecidas mais adiante.

O sistema visa a monitoração dos principais parâmetros dos equipamentos conectados ao sistema híbrido. Na Figura 2.1 é mostrado um *layout* do sistema de geração e medição, com a indicação de seus respectivos sensores e parâmetros monitorados.

Figura 2.1 – Diagrama esquemático do sistema e os parâmetros ambientais e elétricos medidos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A seguir é detalhada a metodologia utilizada para a medição de cada um dos parâmetros de interesse mostrados na Figura 2.1.

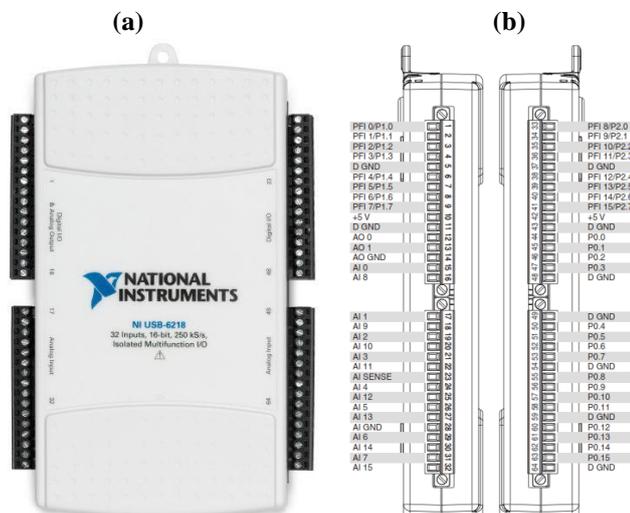
2.1. Detalhamento do sistema de medição

Nesta seção são descritos os equipamentos e sensores utilizados para a monitoração do sistema, bem como suas especificações técnicas. Vale ressaltar que a escolha de cada componente foi realizada com base nas suas características técnicas para condicionamento e medição de cada parâmetro pertinente ao SHI.

2.1.1. Placa de aquisição

Para o sistema de medição e armazenamento das informações optou-se pela placa da *National Instruments* - NI USB-6218. Trata-se de um módulo de aquisição de dados multifunção com elevada precisão e taxas de amostragem rápidas, fabricado com barramento de alimentação e conexão dos sinais isolados. Ele oferece 32 entradas analógicas; 250 kS/s taxa de amostragem por canal; duas saídas analógicas; oito linhas de entrada digital; oito linhas de saída digital; quatro faixas de entrada programável ($\pm 0,2$ a ± 10 V) por canal, apropriada para aplicações móveis e com restrições de espaço, além de fácil instalação e configuração. A placa de aquisição NI-6218 é umas das poucas placas da NI que pode medir mais de 30 canais praticamente ao mesmo tempo e com uma alta resolução na medição de sinais analógicos. A seguir é mostrada na Figura 2.2 o equipamento de aquisição de sinais, bem como a indicação de cada terminal do mesmo.

Figura 2.2 – Placa de aquisição NI-6218: Modelo da placa (a) e pinagem do dispositivo (b).



Fonte: National Instruments.

Este equipamento mede até 32 canais analógicos (no modo de ponto comum ou negativo comum) com uma resolução de 16 bits, e mede sinais de tensão c.c. de até ± 10 V, é capaz de medir até 250 mil amostras por segundo, além disso o mesmo possui um canal de saída de tensão (5 Vcc) para alimentação de pequenos circuitos, reduzindo a quantidade de fonte para este fim. Para melhor informar o leitor sobre este equipamento é apresentada uma tabela resumo, Tabela 2.1, a partir das especificações técnicas do fabricante.

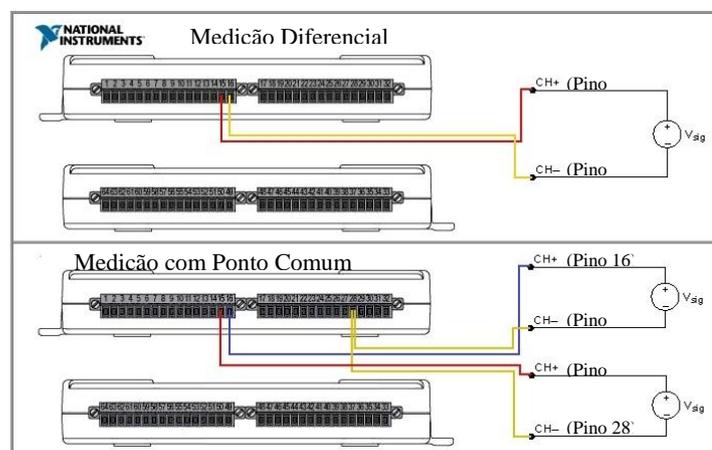
Tabela 2.1 – Dados técnicos da placa de aquisição NI-6218.

Modelo	NI-6218
Entradas analógicas	32 (ponto comum) ou 16 (diferencial)
Resolução ADC	16 bits
Taxa de amostras	Até 250 mil amostra por segundo
Tipo de entrada	c.c.
Faixa de tensão	± 10 V; ± 5 V; ± 1 V; $\pm 0,2$ V
Impedância de entrada (canal habilitado)	> 10 G Ω em paralelo com 100 pF (entre o canal e o canal terra)
Impedância de entrada (canal desabilitado)	1200 Ω (entre o canal analog. e o canal terra)
Terminal de saída	5 V (máx. 50 mA)
Tipo de conexão com computador	Via USB
Dimensões (com terminal de conexão)	16,9 cm x 9,4 cm x 3,1 cm
Massa	76 g

Fonte: National Instruments.

Neste trabalho, utilizou-se os dois métodos de medições para os sinais analógicos de entrada (diferencial e modo ponto comum). O modo ponto comum é baseado na medição de um canal, tomando o terminal terra (pino 28) como referência. Já no modo diferencial são usados dois canais para medir o sinal desejado, sem acoplar pino de terra como referência de medição. Na Figura 2.3 é mostrado um exemplo das conexões diferencial e ponto comum para duas entradas analógicas (pinos 15 e 16).

Figura 2.3 – Exemplo dos dois tipos de medição da placa NI-6218.



Fonte: Nacional Instruments, adaptado.

Para a comunicação com o computador é usado um cabo USB e o *drive* do dispositivo (*NI-DAQmx*). Como a placa de aquisição de dados não possui memória de massa, todos os dados que são coletados vão direto para o computador, onde são processados pelo programa desenvolvido na plataforma LabVIEW.

2.1.2. Condicionamento dos sinais de tensão

Os transdutores de tensão do fabricante SECON podem medir valores de tensão c.a. e/ou c.c. com isolamento galvânico. Além de possuírem em suas entradas sistemas de isolamento óptico, estes produtos podem ser fornecidos para várias faixas de medida e tipos de saídas, podendo ser especificados para fornecerem sinais de saída adequados aos níveis de medições da placa de aquisição utilizada.

Nesta seção são apresentados os dois tipos de transdutores usados para coleta de dados, um modelo é destinado para medição de tensão contínua ou alternada. Percebe-se que as características físicas de ambos são bem parecidas, diferenciando-os apenas no circuito interno utilizado para realizar as medições.

2.1.2.1. TENSÃO CONTÍNUA

Os transdutores de tensão contínua foram destinados para medir a tensão dos geradores fotovoltaicos, gerador eólico, banco de baterias e de entrada do inversor. Como o sistema de armazenamento é de 24 V e a tensão de circuito aberto dos dois arranjos fotovoltaicos é inferior a 45 V, foram escolhidos transdutores modelo 50V010VDC-127AC do fabricante SECON, conforme é ilustrado na Figura 2.4.

Figura 2.4 – Transdutor 50V010VDC-127AC.



Fonte: Pontes, 2013.

O transdutor possui uma faixa de medição de 0-50 V em corrente contínua e sua alimentação é de 127 V em corrente alternada (60 Hz), este modelo de transdutor fornece na saída tensões de 0-10 V proporcionais à entrada, sendo compatível com a placa de aquisição, o manual deste equipamento está disponível no anexo 4. Um resumo de suas principais características pode ser observado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Dados técnicos do transdutor de tensão contínua.

Tipo de transdutor	Transdutor de tensão
Tipo de medida	c.c. Instantânea (c.c.)
Faixa de frequência	50 Hz à 500 Hz
Erro máximo	$\pm 1\%$ de $V_{\text{máx}}$
Tensão de saída	(0 – 10) Vcc proporcional
Tensão máxima de saída	< 13Vdc (p/ tensões maiores $V_{\text{máx}}$)
Corrente máxima na saída	2 mA
Tensão de isolamento	1 kV
Tempo de resposta	<10 ms
Faixa de temperatura	-10 °C à 70 °C
Massa	300 g

Fonte: SECON.

2.1.2.2. TENSÃO ALTERNADA

Analogamente, para medir o sinal de tensão alternada na saída do inversor, foi utilizado um transdutor modelo 150V010VLF-127AC do fabricante SECON, com uma faixa de medição de 0-150 V alimentado em 127 V, ambas em corrente alternada. Este transdutor tem uma saída do tipo 0-10 V em corrente contínua proporcional ao valor RMS da tensão de entrada. A Figura 2.5 mostra o transdutor para tensão alternada usada no flutuante.

Figura 2.5 – Transdutor 150V010VLF-127AC. Fonte: SECON.



Fonte: SECON.

Um resumo das principais características do mesmo pode ser observada na Tabela 2.3. Lembrando que mais especificações técnicas deste equipamento estão disponíveis no anexo 5.

Tabela 2.3 – Dados técnicos do transdutor de tensão alternada.

Tipo de transdutor	Transdutor de tensão
Tipo de medida	c.a. com frequência variada
Faixa de frequência	50 Hz a 500 Hz
Erro máximo	± 1 % de $V_{\text{máx}}$
Tensão de saída	(0 – 10) Vdc proporcional RMS
Tensão máxima de saída	< 13 Vcc (p/ tensões maiores $V_{\text{máx}}$)
Corrente máxima na saída	2 mA
Tensão de isolamento	1 kV
Tempo de resposta	< 1 s
Faixa de temperatura	-10 °C à 70 °C
Massa	300 g

Fonte: SECON.

Todos os transdutores usados no SHI foram medidos com o auxílio de um osciloscópio digital e obtidas as correlações entre os sinais de saída dos tradutores e os correspondentes valores reais dos sinais de tensão RMS. Essas correlações foram usadas na programação em LabVIEW. No item 2.4 é mostrado com detalhes o processo feito para adquirir a de curva característica de todos os transdutores, usando para isto um osciloscópio portátil e medindo os sinais de entrada e saída dos mesmos.

2.1.3. Transdutor de corrente

Para a medição de corrente, tanto no lado c.c. quanto no lado c.a, foram usados transdutores de corrente *True* RMS da LEM, modelo DHR 100 C10. Estes transdutores convertem o sinal de entrada c.a. + c.c. (0 - 100 A) em sinal de saída de tensão c.c. (0 - 10 V) proporcional ao valor RMS verdadeiro da corrente de entrada.

Este modelo de transdutor foi usado para aquisição de todas as correntes do sistema. Apesar do valor nominal de medição do equipamento estar acima de alguns valores típicos no SHI, como por exemplo o valor nominal de corrente de saída do inversor que fica abaixo de 13 A, pôde-se contornar este inconveniente usando a teoria de circuitos elétricos de superposição, no qual o aumento do número de espiras no enrolamento do mesmo corresponde ao aumento proporcional na corrente medida. A Figura 2.6 ilustra o transdutor de corrente DHR 100 C 10 do fabricante LEM.

Figura 2.6 – Transdutor DHR 100 C10.



Fonte: LEM.

Um resumo dos principais dados técnicos deste instrumento de medição pode ser visto na Tabela 2.4. No anexo 6 está o folheto completo do equipamento.

Tabela 2.4 – Dados técnicos do transdutor de corrente DHR 100 C10.

Tipo de medição	<i>True RMS</i>
Corrente nominal	100 A
Corrente de pico	600 A
Resistência de carga	$\geq 10 \text{ k } \Omega$
Tensão de alimentação	de 20 a 50 Vcc
Consumo de corrente	30 mA
Tensão de saída	0 - 10 Vcc
Seção máxima admissível	32 mm ²
Frequência de medição	DC; 20 a 6000 Hz
Tensão de isolamento (50 Hz, 1 mim)	4 kV
Temperatura de operação	-40 a 70 °C
Massa	260 g
Grau de proteção	IP20

Fonte: LEM

2.1.4. Sensor de temperatura

O sensor de temperatura usado para medição de temperatura foi a termoresistência de Platina que a 0 °C equivale a 1000 Ω (ou simplesmente PT1000). Este equipamento tem uma resposta rápida às variações de temperatura, além de ser de fácil manuseio e instalação. Figura 2.7 mostra os dois tipos de PT1000 usados neste projeto.

Figura 2.7 – Sensor de temperatura PT1000: (a) Medição de temperatura ambiente e (b) Medição de temperatura posterior do módulo FV.



Fonte: FRONIUS.

Apesar de serem fisicamente diferentes, as características de ambos os sensores são parecidas, conforme pode ser observado na Tabela 2.5 referente aos seus dados técnicos.

Tabela 2.5 – Dados técnicos dos sensores de temperatura.

Características	Sensor de temperatura ambiente	Sensor de temperatura do módulo
Sensor	PT1000	PT1000
Faixa de medição	-40°C até +180°C	-20°C até +150°C
Tolerância	±0,8°C (na faixa de -40°C até 100°C)	±0,8°C (na faixa -20°C até 100°C)
Design	Sensor em compartimento cilíndrico de aço inoxidável, tecnologia de 2 fios	Sensor com fita adesiva para medições de superfícies, tecnologia de 2 fios
Dimensões	Comprimento: 50 mm, Ø 6 mm	50 x 100 mm
Cabo	3 m de fio de cobre; 2 x 0,5 mm, isolamento de silicone, com ponteiros, resistente aos raios UV	3 m de fio de cobre; 2 x 0,5 mm, isolamento de silicone, com ponteiros, resistente aos raios UV
Max. comp. do cabo	20 m	20 m

Fonte: FRONIUS

O sistema de monitoração do SHI conta com três sensores PT1000: temperatura posterior do módulo, usado para análise da temperatura do gerador fotovoltaico; temperatura da carcaça do inversor, usada para análise da temperatura no inversor; e temperatura ambiente do compartimento do banco de baterias.

2.1.5. Sensor de irradiância

Uma das preocupações deste projeto foi obter uma boa medição do recurso solar, haja vista que o gerador fotovoltaico é a principal fonte de energia do flutuante. Assim, optou-se por utilizar uma célula de referência para medição dessa grandeza. Foi então selecionada a célula

de referência de silício monocristalino (modelo Spektron 210) do fabricante TRITEC, a qual é calibrada para fornecer 77,6 mV a 1.000 W/m². A Figura 2.8 ilustra a célula citada.

Figura 2.8 – Célula de referência modelo Spektron 210.



Fonte: TRITEC.

Este equipamento, assim como os transdutores de corrente e tensão, foi utilizado em outros trabalhos do GEDAE (Pontes, 2013) mostrando seu bom funcionamento na Região Norte. Para maiores detalhes do equipamento é apresentada a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** contendo seus dados de placa.

Tabela 2.6 – Especificações da célula de referência.

Modelo	Spektron 210
Faixa de medição	0 – 1.500 W/m ²
Tipo de sensor	Célula monocristalina (13 mm × 33 mm)
Precisão	± 5 %
Saída	Aproximadamente 75 mV a 1.000 W/m ²
Invólucro	Placa perfilada de alumínio
Modo de proteção	IP65
Conexão	Cabo 3 m, 2 × 1,0 mm ²
Montagem	Furo de 6 mm fixado com parafuso
Dimensões (C/ L/A)	188 mm / 50 mm / 44 mm
Massa	250 g
Garantia	2 anos

Fonte: TRITEC, modificado.

2.1.6. Sensor de velocidade do vento

O instrumento usado para a medição de velocidade de vento no local do flutuante Base foi um anemômetro de concha, vendido pela FRONIUS. Este anemômetro é compacto e de fácil instalação, sendo necessária a fixação do anemômetro em apenas dois pontos.

Este anemômetro funciona com um sinal de referência (5 V) e um sinal de saída que fornece uma onda quadrada (0 V ou 5 V) com a frequência proporcional à velocidade de vento incidente no instrumento. A Figura 2.9 e a Tabela 2.7 mostram respectivamente uma imagem do anemômetro e os seus principais parâmetros.

Figura 2.9 – Anemômetro de concha usado no sistema de monitoração.



Fonte: FRONIUS.

Tabela 2.7 – Especificações do Anemômetro de concha.

Sensor	Anemômetro de concha
Sinal de saída	Retangular: Baixo $\leq 0,5V$ / Alto $\geq 4,5 V$
Fator de calibração	5,22 Hz = 1 km/h ou 18,79 Hz = 1 m/s
Valor limiar	2,5 m/s velocidade do vento
Resolução	1 m/s; 1 km/h
Tolerância	$\pm 5 \%$ a partir de ≥ 5 m/s
Grau de proteção	IP 54
Temperatura ambiente	-20 °C até +60 °C
Dimensões	85 x 93 x 115 mm
Cabo de conexão	2 m de fio de cobre, extremidades livres, resistente aos raios UV
Max. Comprimento do cabo (até a placa de aquisição)	30 m

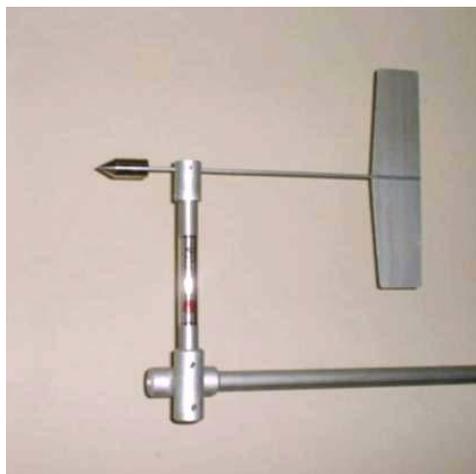
Fonte: FRONIUS.

2.1.7. Sensor de direção do vento

Além da medição de velocidade do vento, outro parâmetro importante para caracterização do recurso eólico local é a direção desta velocidade. A variação da direção do vento é um bom indicativo de quão turbulento é o recurso eólico local e torna-se um parâmetro importante na análise da viabilidade do recurso. Para este projeto optou-se por utilizar um sensor do fabricante ENERGÉTICA, modelo EN-024 (anexo 7). Tal anemoscópio foi construído com alumínio ano-

dizado e inox, sendo preciso, confiável e durável, e, segundo o fabricante, projetado para operação de longa duração e em ambientes tropicais e poluídos. A Figura 2.10 mostra o sensor de direção do vento (anemoscópio) usado na monitoração.

Figura 2.10 – Sensor de direção EN-024 da Energética.



Fonte: ENERGÉTICA.

O sensor possui um potenciômetro com enrolamento de precisão para alta resolução. O potenciômetro está diretamente acoplado ao leme. O potenciômetro é, segundo o fabricante, blindado e atende às especificações militares dos EUA, para poeira, *spray* de sal, areia e fungos. Para mais informações sobre o produto, vide a Tabela 2.8 referente aos dados técnicos do aparelho.

Tabela 2.8 – Especificações do anemoscópio EN-024.

Materiais de construção	Alumínio anodizado e aço inoxidável
Faixa de velocidade de operação	0 a 160 km/h (0 a 44,4 m/s)
Velocidade de partida	1,6 km/h (\cong 0,5 m/s)
Erro	< 3° (graus)
Amortecimentos	0,25
Temperatura de operação	- 10 a +70°C
Faixa de operação	0 a 360°
Massa	< 0,5 kg
Conexão elétrica	Engate com multipino rosqueado
Fixação	Mediante “T” em barra horizontal

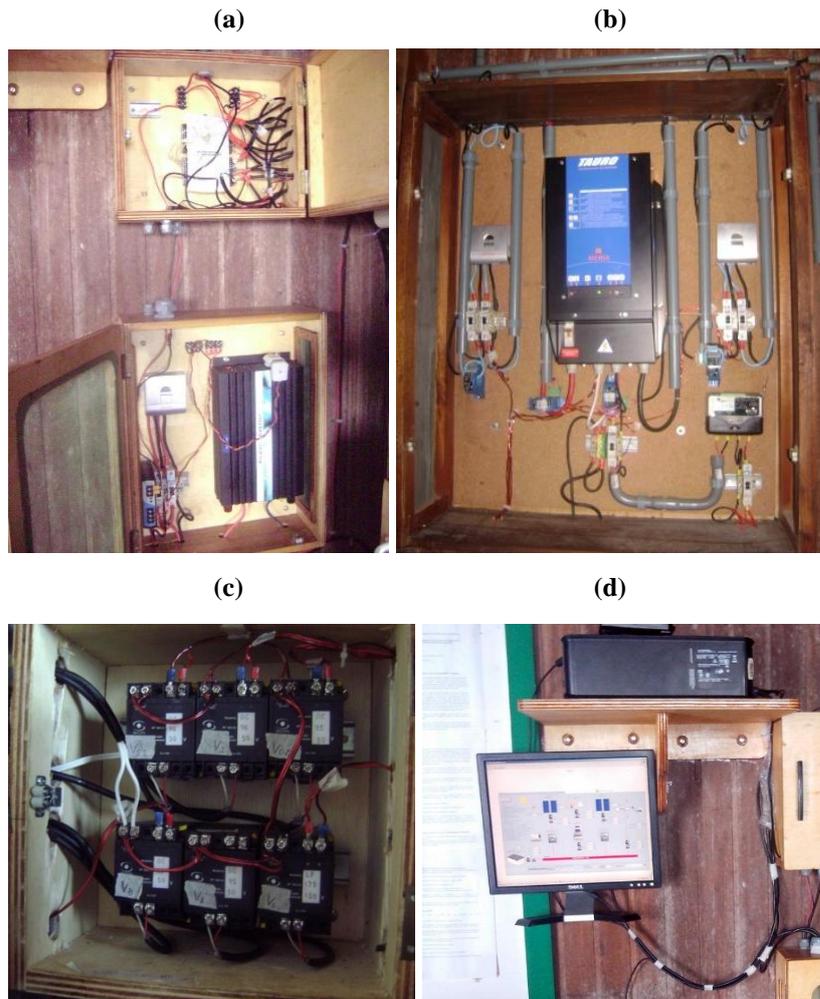
Fonte: ENERGÉTICA

2.2. Alocação do sistema de monitoração

Para a instalação do sistema de monitoração foi necessária a construção de três caixas de madeira para acomodar os equipamentos de medição (placa de aquisição, fonte de alimentação,

transdutores de corrente e tensão), além disso foi instalada uma bancada para acomodar o computador dedicado à medição. A Figura 2.11 mostra cada um desses componentes do sistema monitoração já instalados no flutuante Base.

Figura 2.11 – Equipamentos de medição instalados no SHI: (a) caixa que comporta a placa de aquisição (na parte superior); (b) quadro elétrico do sistema; (c) transdutores de tensão; (d) computador dedicado ao sistema de monitoração.



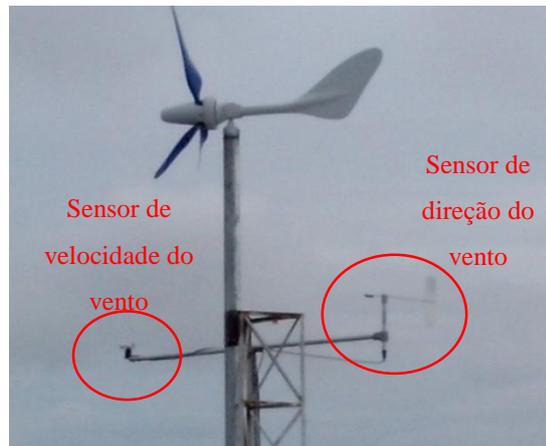
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 2.11 (a) mostra, na parte superior, a caixa que comporta a placa de aquisição que é responsável por receber o sinal dos sensores e enviar para o computador dedicado mostrado na Figura 2.11 (d). Ainda na Figura 2.11 (a) está o quadro contendo a fonte responsável por energizar todos os transdutores, localizado logo abaixo do quadro contendo a placa de aquisição. A Figura 2.11 (b) mostra o quadro elétrico que abriga os transdutores de corrente, bem como os dispositivos de condicionamento de potência do SHI, como inversor e controladores

de carga. Na Figura 2.11 (b) é possível observar os transdutores de corrente dos dois subgeradores fotovoltaicos, bem como da entrada e saída do inversor. A Figura 2.11 (c) mostra os transdutores de tensão c.c. e c.a., que foram todos centralizados em uma caixa, visando simplificar a instalação.

Na Figura 2.12 são mostrados os dois sensores responsáveis pela aquisição da direção e velocidade do vento, note que os mesmos foram colocados o mais próximo possível do aerogerador, aproximadamente 80 cm abaixo do aerogerador e a aproximadamente meio metro de distância da torre tubular que sustenta o aerogerador. Nessas condições pode-se considerar que, para fins de análise da geração de energia elétrica a partir da eólica, a velocidade do vento medida é bem próxima da velocidade de vento no eixo do aerogerador, visto que altura de fixação do sensor é de 6,9 m.

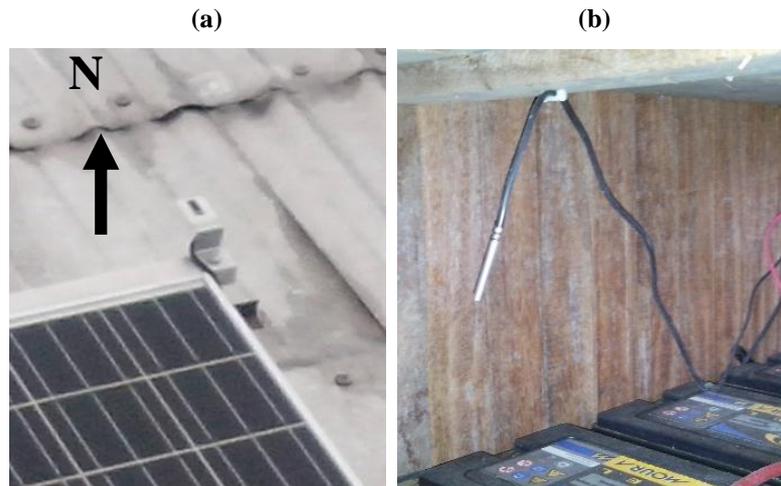
Figura 2.12 – Sensor de direção e velocidade de vento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 2.13 contém detalhes de instalação do sensor de irradiância, Figura 2.13 (a), e sensor PT1000 para medição da temperatura no ambiente do banco de baterias Figura 2.13 (b). Vale lembrar que o sensor de irradiação está posicionado no mesmo plano do gerador fotovoltaico, possuindo a mesma orientação e inclinação do mesmo (inclinação de aproximadamente 15° e está orientado predominante para o Sudeste).

Figura 2.13 – Detalhes de instalação do sensor de irradiância (a) e temperatura do banco de baterias (b).

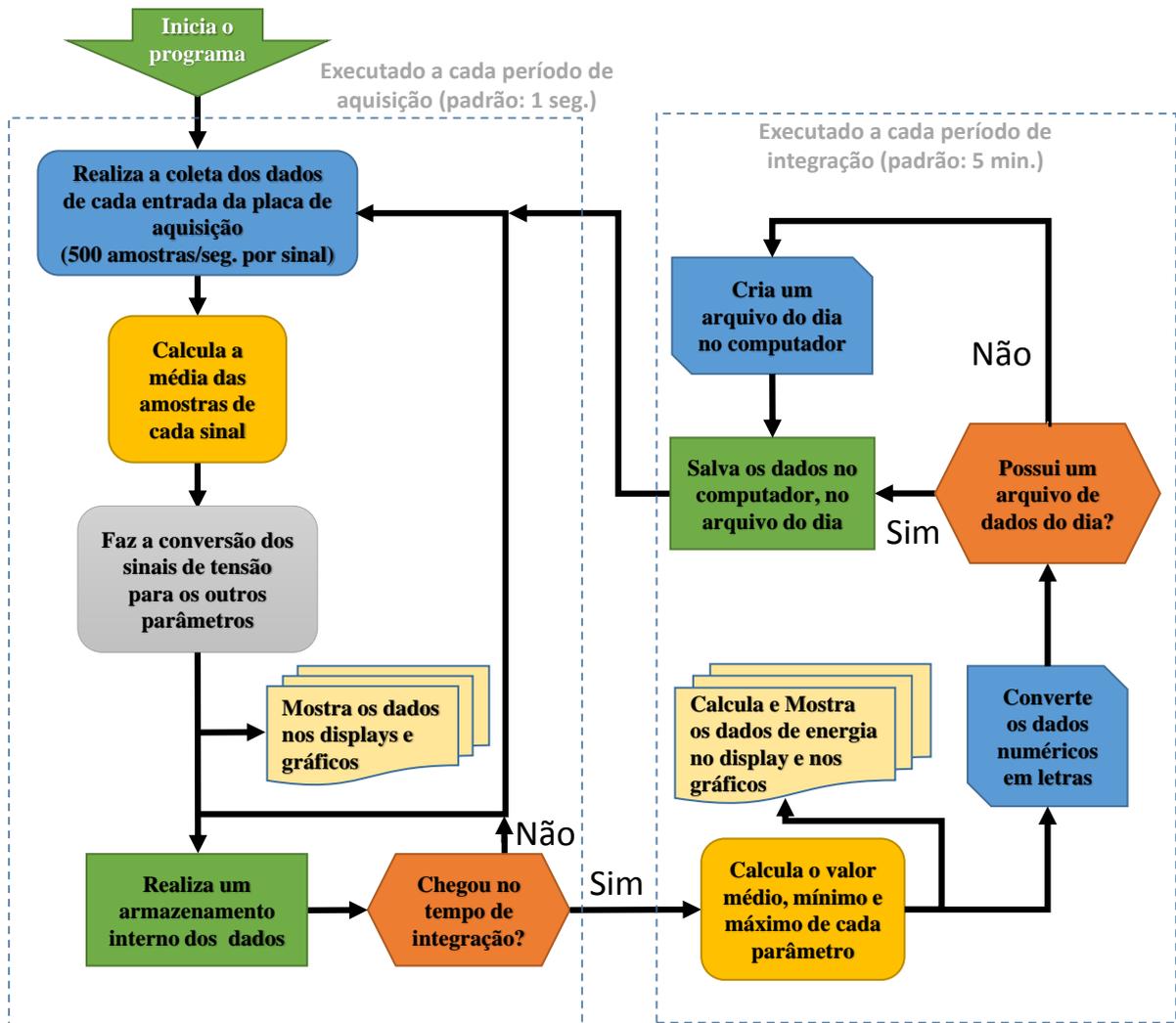


Fonte: Elaborado pelo autor.

2.3. Programa desenvolvido em LabVIEW

Para a consolidação do sistema de medição, foi desenvolvido um programa na plataforma computacional LabVIEW, que reúne os principais parâmetros do sistema em uma interface gráfica bem ilustrativa facilitando a visualização da operação de todos os componentes do SHI, além de armazenar médias dos dados adquiridos em um período pré-definido pelo usuário. O fluxograma da Figura 2.14 mostra como a lógica do programa desenvolvido funciona. Os dados são continuamente mostrados na tela do computador dedicado, sendo possível ter acesso às informações em tempo real.

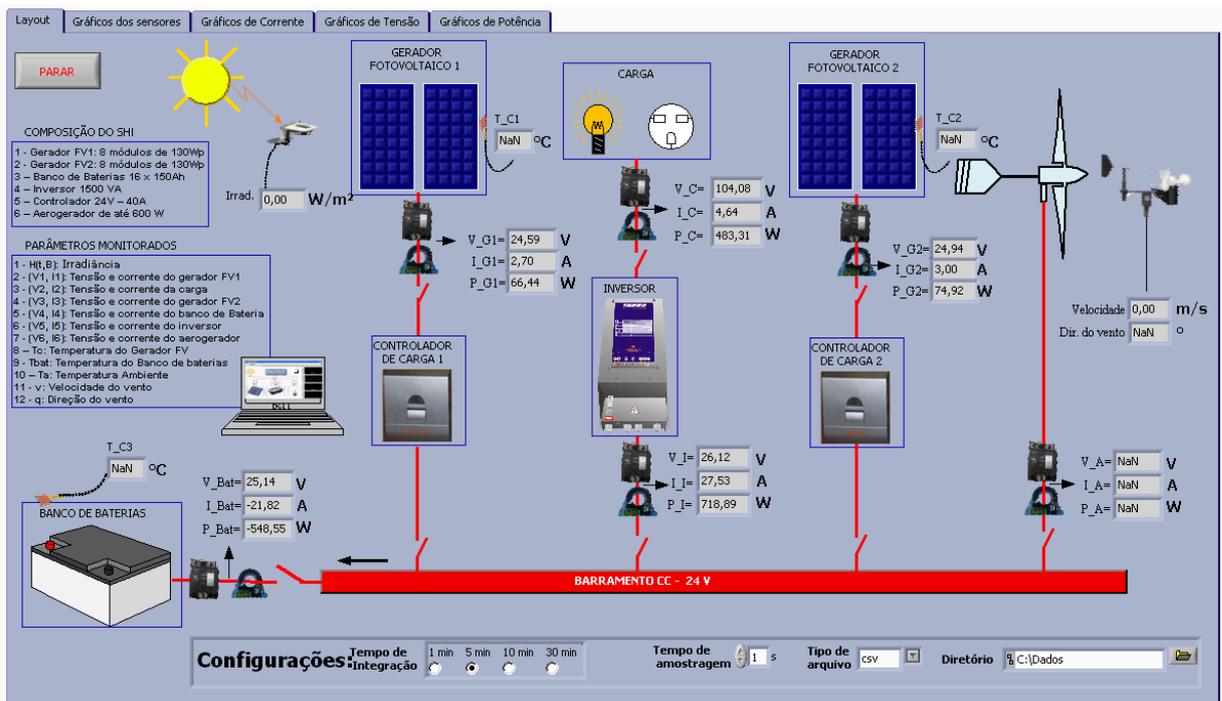
Figura 2.14 – Fluxograma geral do programa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para que os valores medidos sejam visualizados de forma rápida e simples, foi criada uma interface para a exibição dos valores, que é apresentada na Figura 2.15. Nessa tela é possível observar todos os parâmetros de interesse, além dos valores calculados dos fluxos de energia acumulada nos diversos pontos do SHI além das eficiências dos dois subgeradores fotovoltaicos e do inversor. Esses valores possibilitam diagnósticos pontuais detalhados da operação do sistema como um todo, servindo também como ferramenta didática e de divulgação da tecnologia.

Figura 2.15 – Tela inicial do programa.

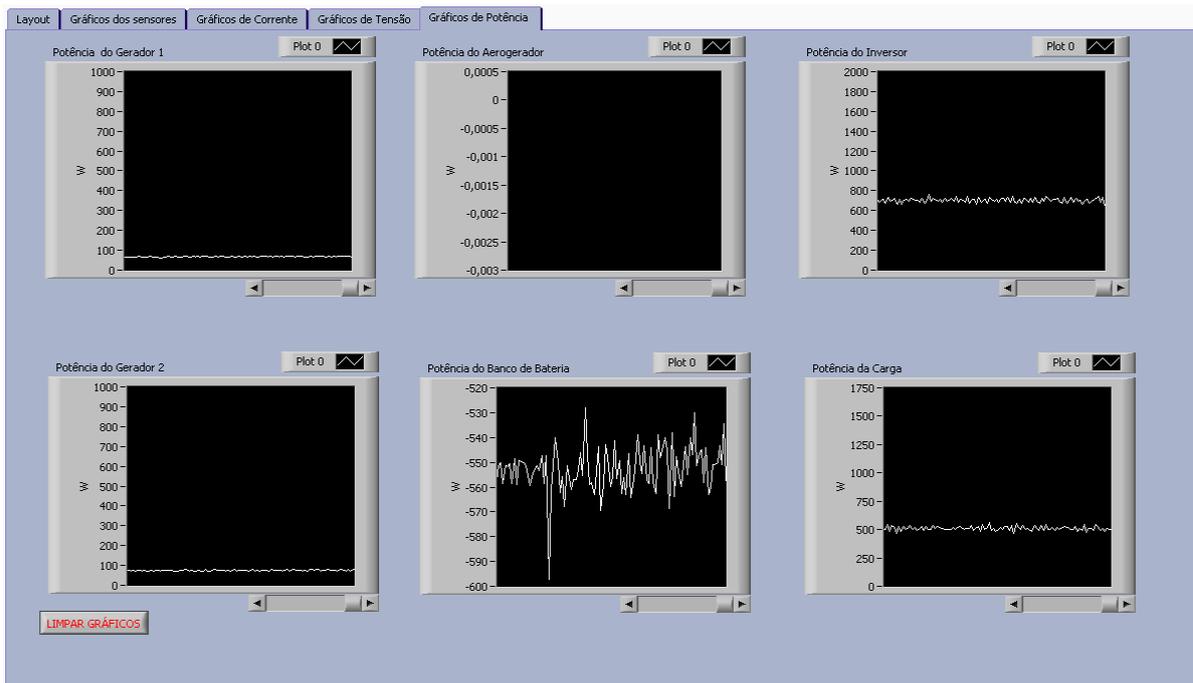


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na parte inferior da Figura 2.15 são apresentadas as opções de configuração disponibilizadas pelo programa, onde é possível alterar o tempo de integração em que os valores exibidos são calculados e o intervalo em que as amostragens são realizadas no sistema. As médias, máximos e mínimos dos dados obtidos são continuamente armazenados no computador dedicado, sendo possível escolher nas configurações o formato desse arquivo e o diretório em que ele será armazenado.

Além das medidas pontuais, o programa ainda apresenta uma análise mais aprofundada por meio dos gráficos das variáveis medidas em função do tempo. Esses *layouts* gráficos são apresentados na Figura 2.16, sendo que os parâmetros monitorados são atualizados a cada segundo. Essa interface permite visualizar o perfil de variação das grandezas ao longo do dia, sendo possível analisar as influências entre elas de forma mais rápida e dinâmica.

Figura 2.16 – Interface do programa com a representação diária dos parâmetros na forma de gráficos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O código fonte do programa é organizado basicamente em três blocos: o primeiro refere-se a aquisição ou comunicação do software com a placa de aquisição, o segundo corresponde a visualização desses dados numa plataforma gráfica que facilite a visualização e o terceiro e último bloco refere-se ao tratamento e armazenamento dos dados. Considerando a importância do código fonte, uma vez que é onde se emprega uma quantidade muito grande de tempo no desenvolvimento de pesquisas dessa natureza, foi elaborado um pequeno tutorial (Apêndice 1) com informações mais precisas sobre cada um dos blocos desenvolvidos neste trabalho, descrevendo-se as principais VIs utilizadas.

2.4. Condicionamento, cálculo dos parâmetros e validação dos dados

Para a validação dos dados medidos pelo sistema de monitoração desenvolvido foi utilizado um osciloscópio portátil de alta precisão do fabricante Fluke, modelo 199C. A Figura 2.17 mostra como foi realizada a comparação entre os dados obtidos pelo programa e os dados obtidos com o osciloscópio portátil para os transdutores de tensão e corrente.

Figura 2.17 – Comparação entre os dados obtidos pelo programa e os obtidos com o osciloscópio portátil.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o osciloscópio portátil e uma fonte c.c. (0 V a 30 V) foi possível extrair a curva de todos os transdutores de tensão c.c. e c.a. e comparando com os resultados mostrados no programa. Variando a fonte Volt a Volt, pode-se tirar uma curva característica do transdutor, criando uma linha de tendência que pôde ser inserida no programa computacional.

O processo de obtenção das curvas dos transdutores de corrente foi bem similar, usando-se um resistor de potência para gerar o nível de corrente. Como a fonte c.c. podia fornecer até 3 A, foi necessário aumentar o número de espiras no transdutor para que o valor de corrente fosse próximo do nominal do transdutor.

2.4.1. Tensão c.c. e c.a.

Os transdutores de tensão c.c. e c.a. tem em comum as suas características físicas, listadas no item 2.1.2 deste documento. A conexão elétrica de ambos os tipos de transdutores de tensão é similar, podendo ser observada na Figura 2.18 (a) para o transdutor de tensão c.c. e Figura 2.18 (b) para o transdutor de tensão c.a.

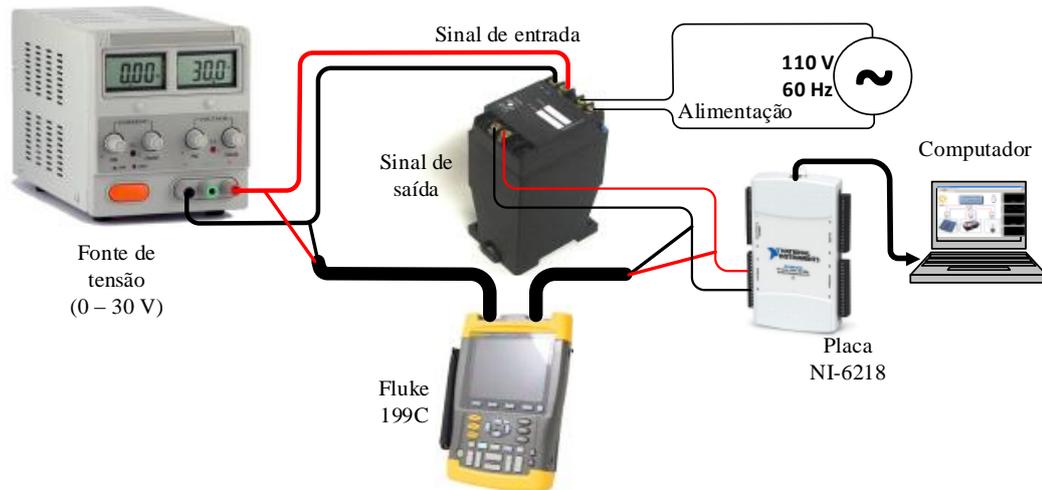
Figura 2.18 – Diagrama de ligação do transdutor de tensão c.c. (a) e c.a. (b).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para obter a curva dos transdutores de tensão c.c., necessária para a conversão dos sinais de entrada da placa em valores reais do sistema, utilizou-se uma fonte de tensão variável (0 – 30V), o osciloscópio portátil e o programa elaborado em LabVIEW. A Figura 2.19 mostra uma o esquema utilizado para obtenção da curva dos transdutores c.c. do sistema de monitoração.

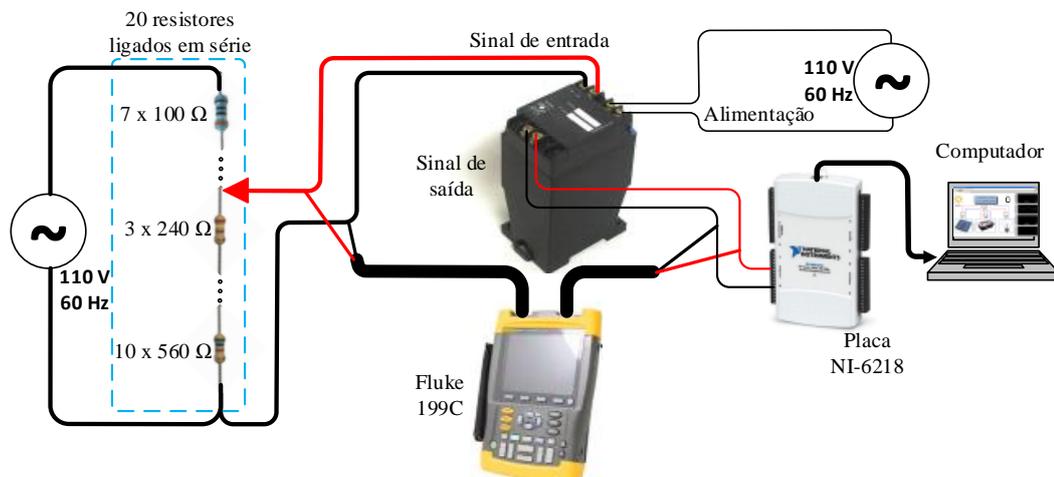
Figura 2.19 – Esquema utilizado para aquisição das curvas dos transdutores de tensão c.c.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A extração da curva para o transdutor de tensão c.a. teve seu esquema similar, sendo que foram usados vários resistores em série para realizar a variação da tensão c.a. de 0 Vca até o valor nominal da tensão de saída do inversor (única fonte de tensão c.a. disponível no flutuante). A Figura 2.20 mostra o esquema utilizado para obtenção da curva do transdutor c.a. do SHI.

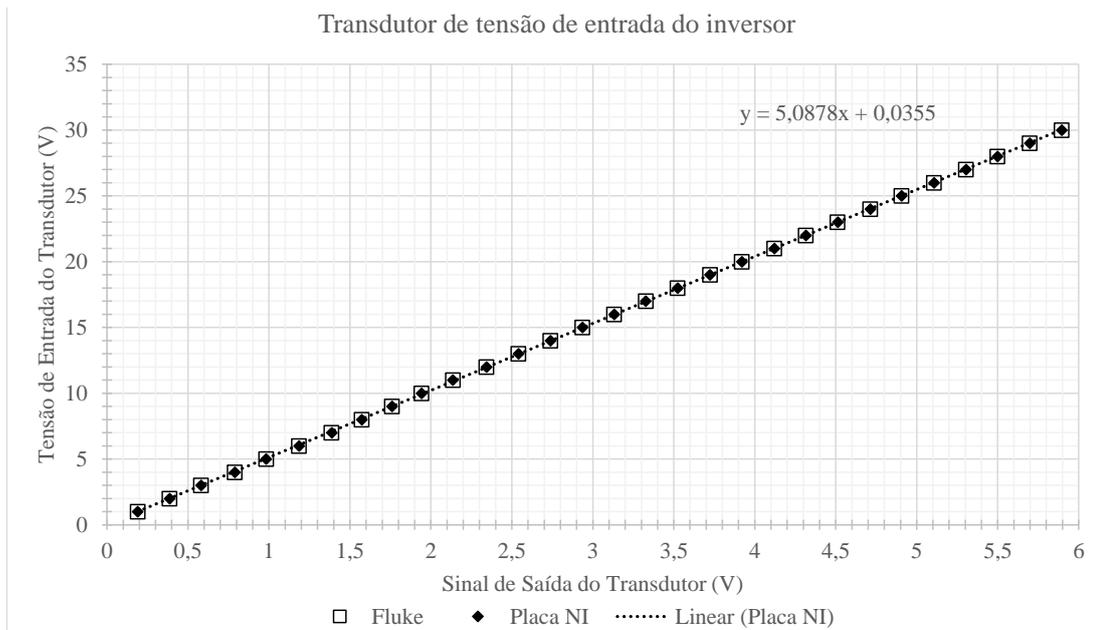
Figura 2.20 – Esquema utilizado para aquisição das curvas dos transdutores de tensão c.a.



Fonte: Elaborado pelo autor.

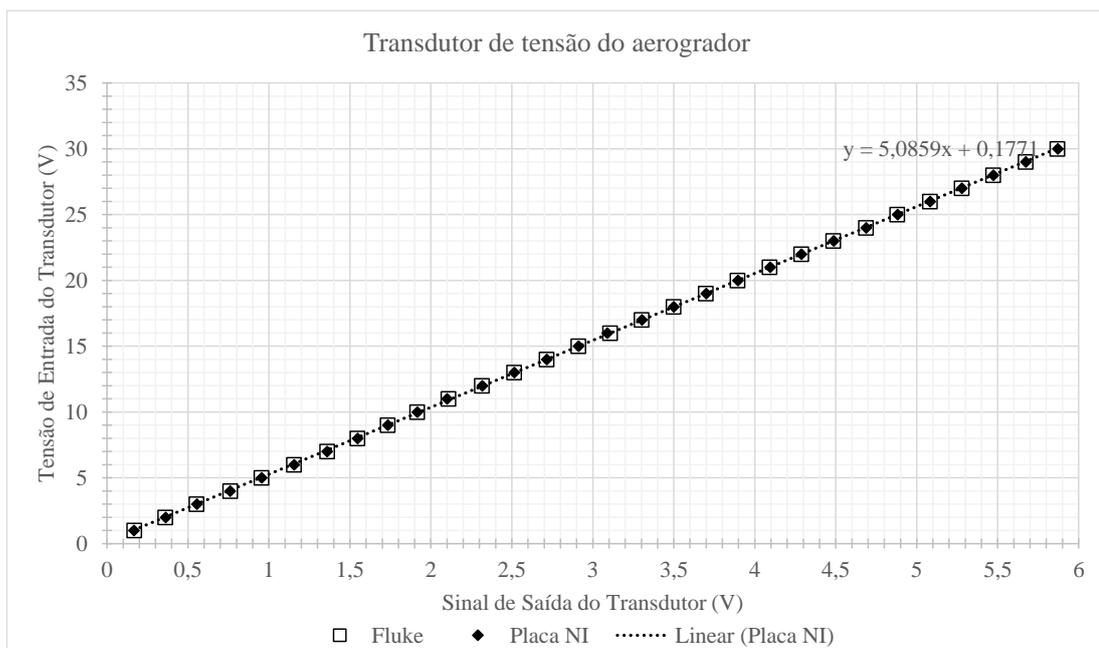
Com base nos esquemas mostrados nas Figura 2.19 e Figura 2.20 foram geradas todas as curvas dos transdutores de tensão junto as equações características, responsável por renacionar o sinal de saída do transdutor (entrada da placa de aquisição de dados) com o valor real da tensão.

Figura 2.21 – Curva de tensão c.c. de entrada do inversor medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.



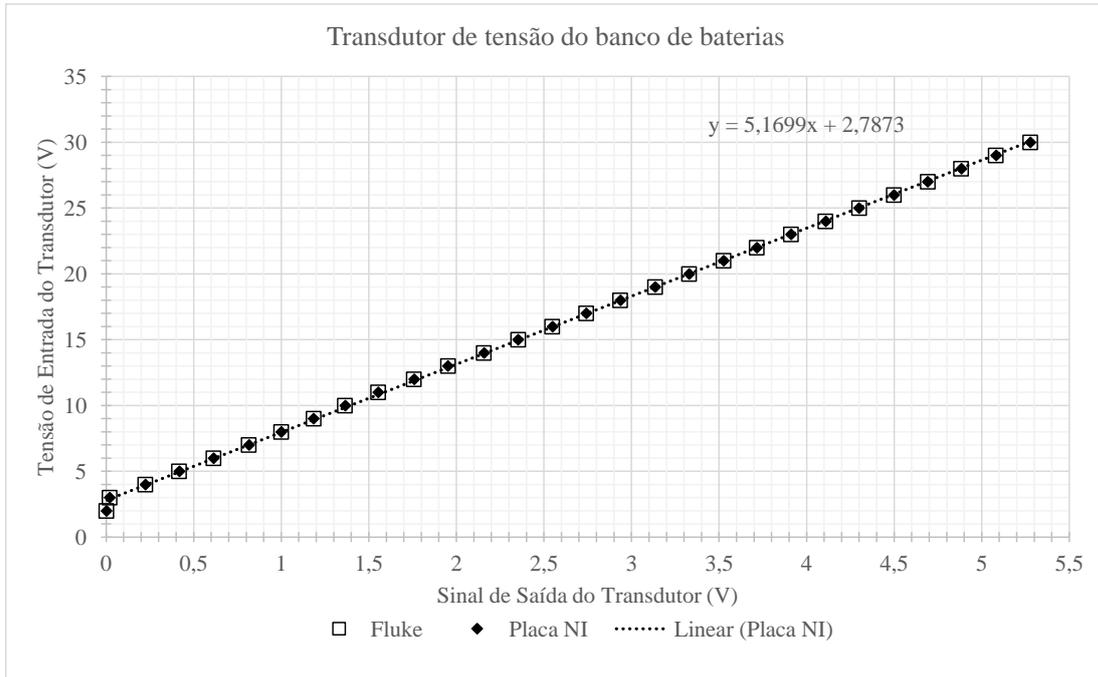
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.22 – Curva de tensão c.c. do aerogerador medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.



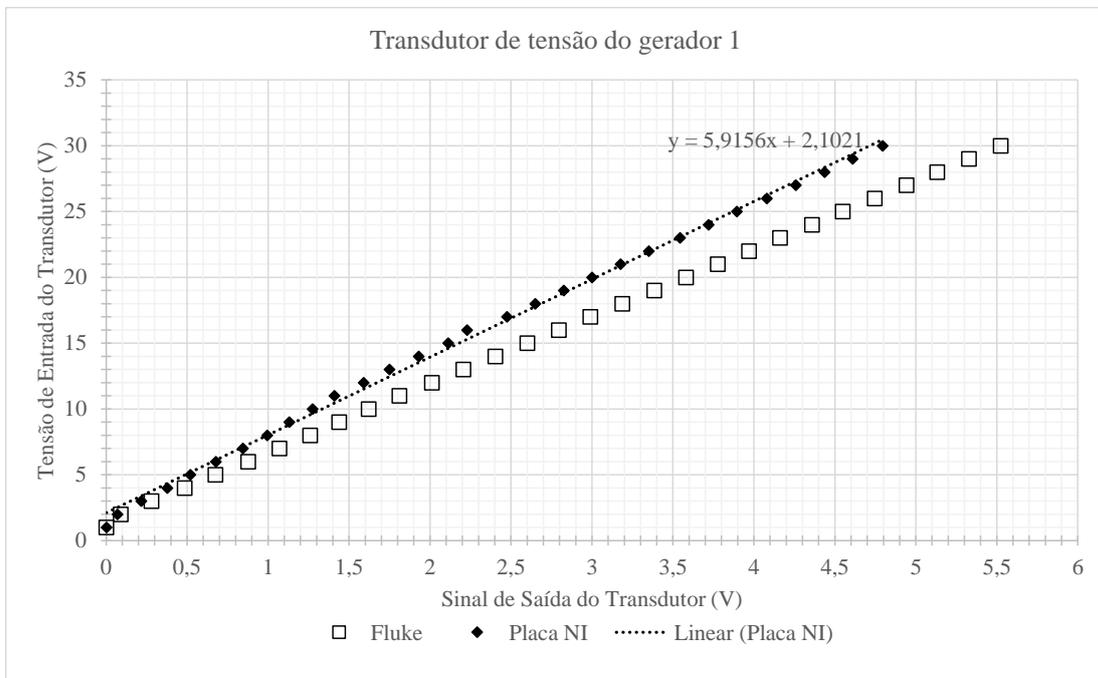
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.23 – Curva de tensão c.c. do banco de baterias medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.



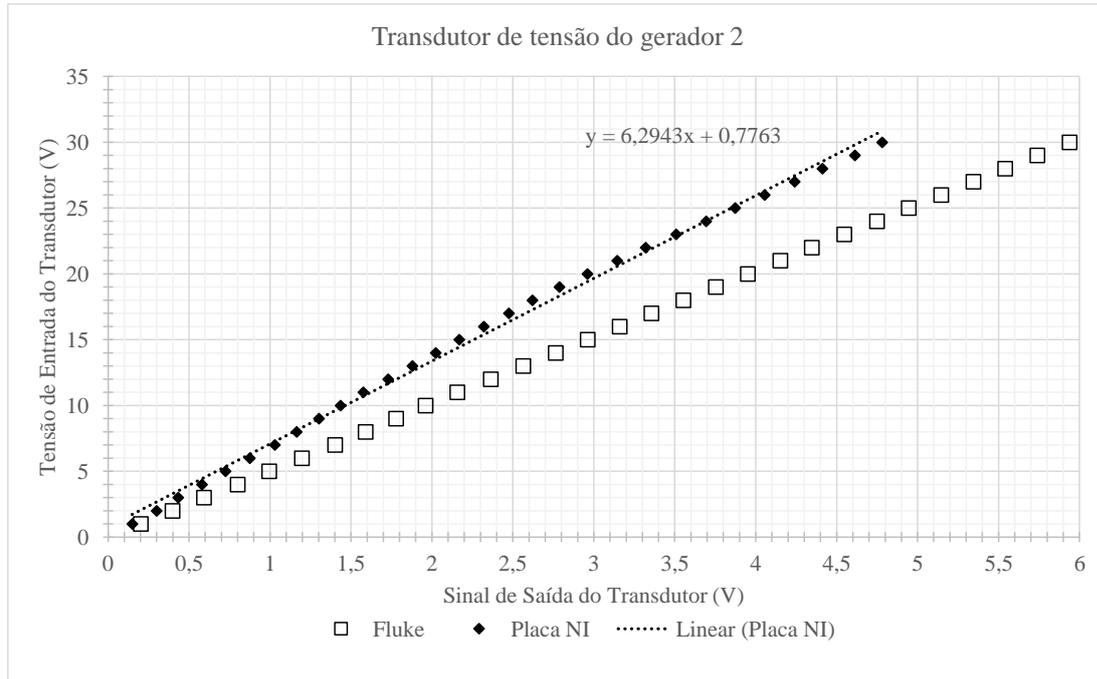
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.24 – Curva de tensão c.c. do gerador fotovoltaico 1 medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.



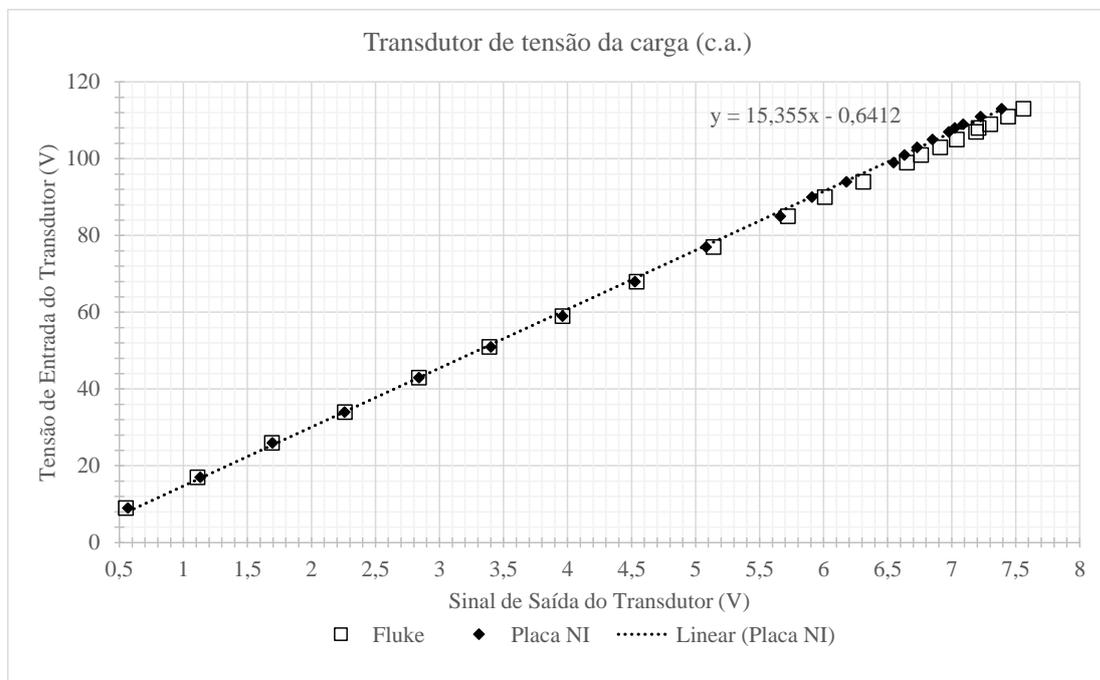
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.25 – Curva de tensão c.c. do gerador fotovoltaico 2 medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.26 – Curva de tensão c.a. da carga do sistema medidas com o osciloscópio digital e a placa de aquisição.



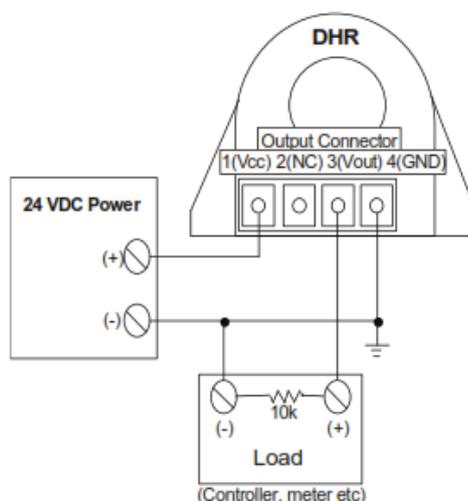
Fonte: Elaborado pelo autor.

As equações mostradas na Figura 2.21 a Figura 2.26 foram utilizadas no programa em LabVIEW para a conversão dos respectivos parâmetros. Observa-se que nos gráficos da Figura 2.21 a Figura 2.23 os valores medidos entre a placa de aquisição e o osciloscópio digital (lembrando que o Fluke faz a medição simultânea dos sinais de entrada e saída) apresentaram uma precisão satisfatória. Já para os gráficos da Figura 2.24, Figura 2.25 e Figura 2.26 há uma discrepância entre os valores mostrados no *fluke* e os adquiridos na placa NI-6218 para o sinal de saída do transdutor. Apesar dessas diferenças, para a implementação do programa baseou-se nas curvas usadas com a placa para o sinal de saída, pois as mesmas indicam um sinal de entrada calibrada com o *fluke*.

2.4.2. Corrente c.c. e c.a.

O transdutor de corrente da LEM, modelo DHR100, foi usado para a medição de corrente de todos os sinais de corrente. Alguns cuidados foram tomados para que o mesmo pudesse ser instalado de forma correta, evitando o mau funcionamento do equipamento. O transdutor necessita de uma fonte de alimentação externa (24 Vcc) e o dispositivo de aquisição do sinal do transdutor deve ter uma impedância entre os terminais de medição superior à 10 k Ω , conforme mostra-se na Figura 2.27 o diagrama de conexão do equipamento. Segundo os dados da placa de aquisição, a impedância nos terminais de entrada é da ordem de 10 G Ω , atendendo portanto as especificações do equipamento.

Figura 2.27 – Esquema de funcionamento do transdutor DHR 100 C10 LEM.



Fonte: LEM.

Para obtenção da curva dos transdutores de corrente, necessária para a conversão dos sinais de entrada da placa em sinais elétricos do sistema, utilizou-se uma fonte de tensão variável em série com um resistor de potência de $10\ \Omega$, o osciloscópio digital e o programa elaborado em LabVIEW. A Figura 2.28 mostra o esquema utilizado para tirar a curva dos transdutores c.c. do sistema de monitoração.

Figura 2.28 – Esquema utilizado para aquisição das curvas dos transdutores de corrente.

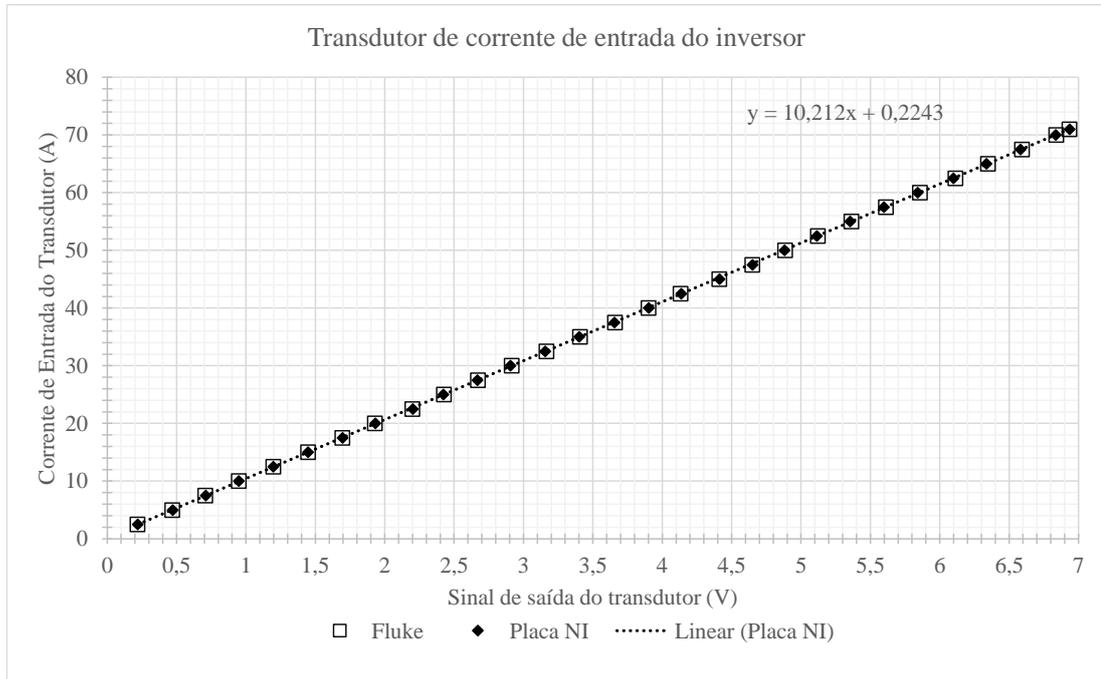


Fonte: Elaborado pelo autor.

Como a faixa de medição de corrente deste transdutor é de 100 A , para a medição de alguns sinais, no qual a faixa de corrente medida não passa de algumas dezenas de ampères, foi necessário aumentar o número de espiras no transdutor a fim de elevar a corrente aparente a ser medida pelo transdutor, tornando necessária a divisão do valor da corrente calculada na programação em LabVIEW pelo número de espiras.

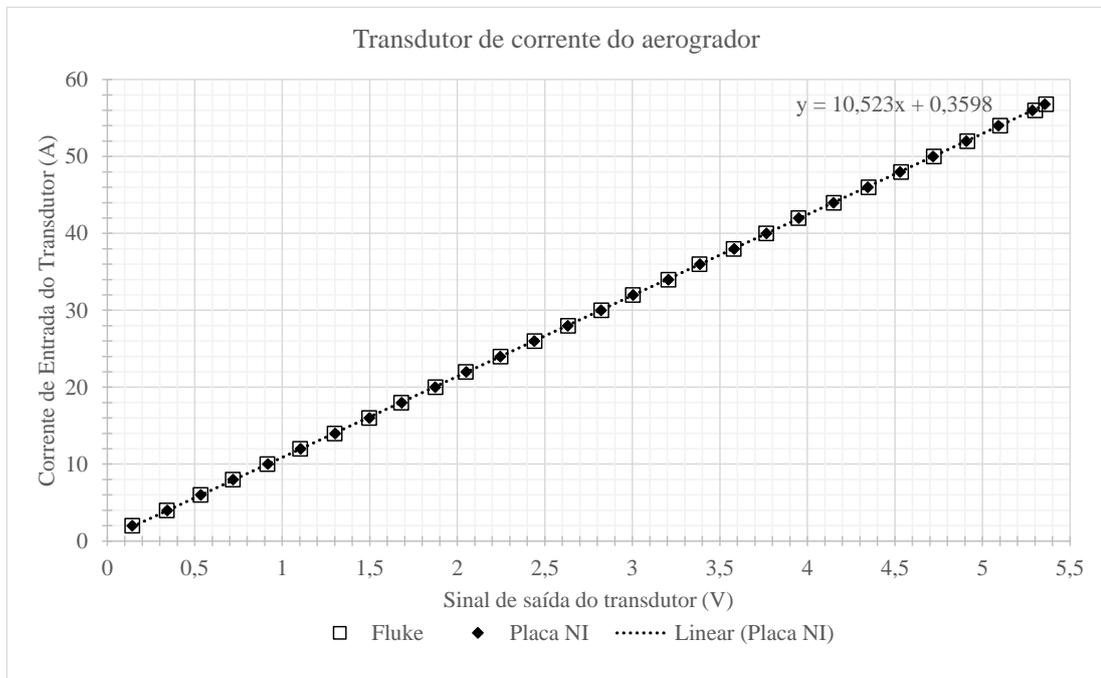
Com base no esquema mostrado na Figura 2.28, foram geradas as curvas dos transdutores de corrente bem como suas equações características, mostradas na Figura 2.29 a Figura 2.34.

Figura 2.29 – Curva de corrente c.c. de entrada do inversor medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição dddddd



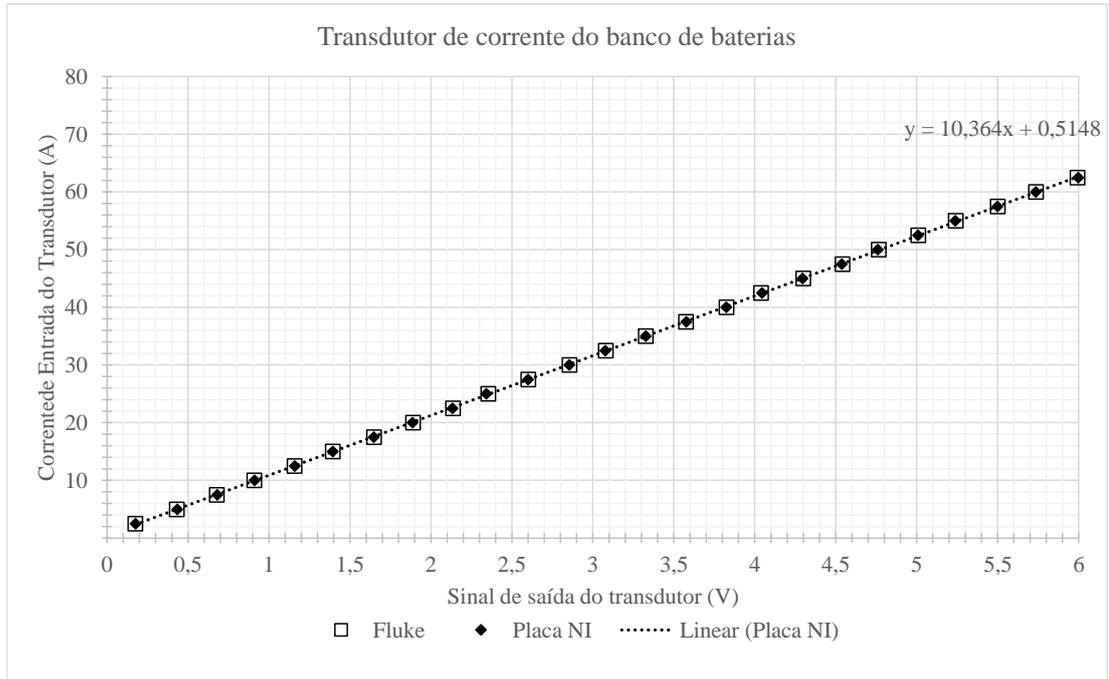
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.30 – Curva de corrente c.c. de entrada do aerogerador medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.



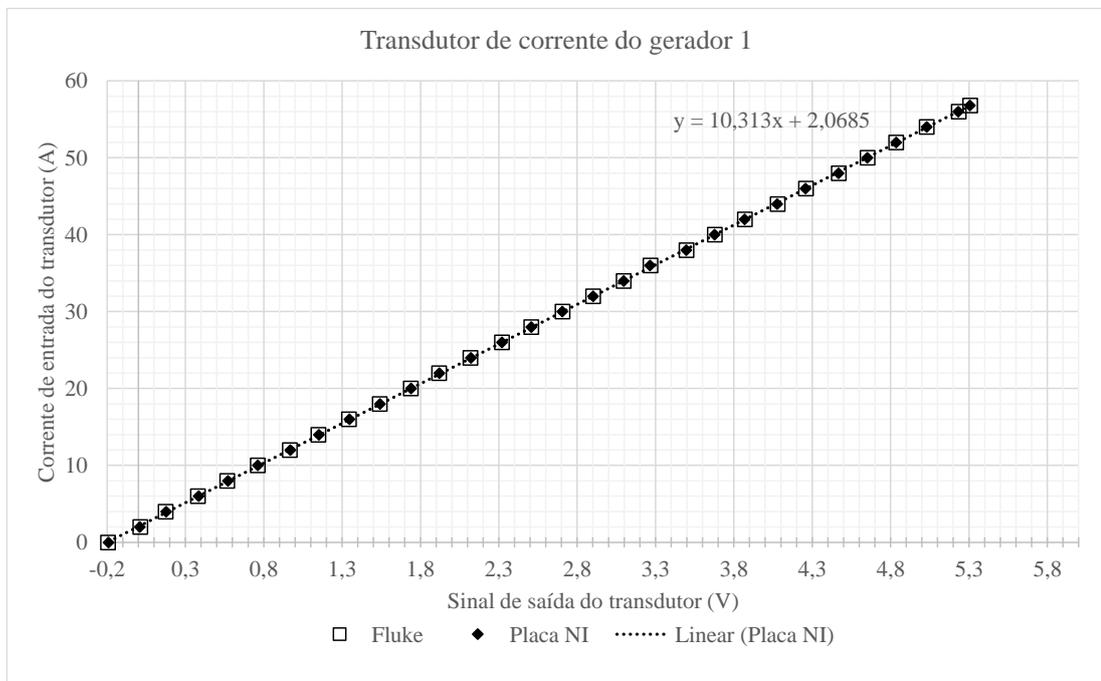
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.31 – Curva de corrente c.c. de entrada do banco de baterias medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.



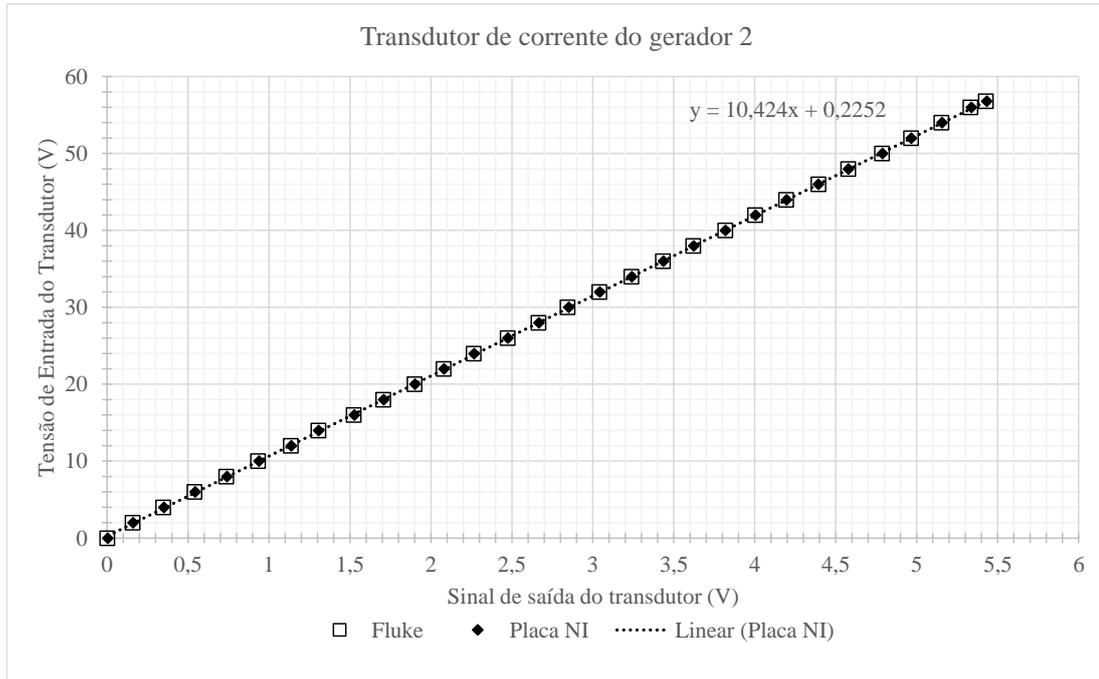
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.32 – Curva de corrente c.c. de entrada do gerador 1 medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.



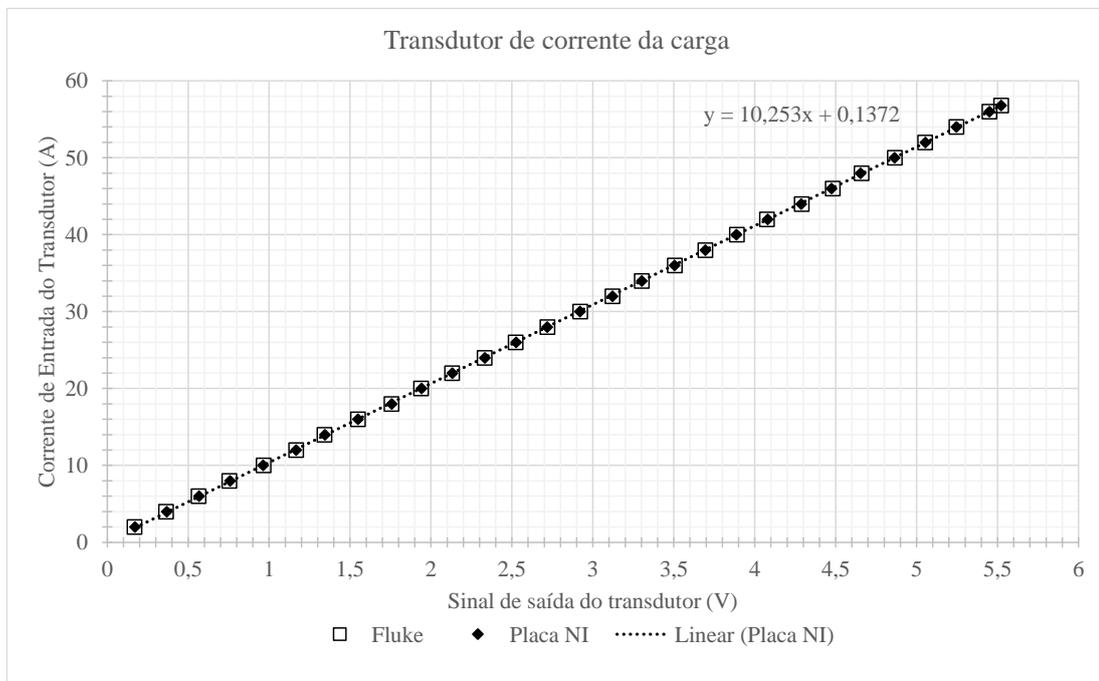
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.33 – Curva de corrente c.c. de entrada do gerador 2 medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.34– Curva de corrente c.a. de entrada da carga medidas com osciloscópio digital e a placa de aquisição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As equações mostradas na Figura 2.29 a Figura 2.34 foram utilizadas no programa para a conversão dos respectivos parâmetros. Observa-se que em todos os gráficos das figuras de calibração do transdutor de corrente para os valores medidos entre a placa de aquisição e o *fluke* apresentaram uma precisão satisfatória.

2.4.3. Irradiância

Para a medição do recurso solar conectou-se o sensor de irradiância diretamente com a placa de aquisição, uma vez que o sinal de saída da célula de referência é em tensão, necessitando apenas multiplicar com o fator de correção para irradiância a 1.000 W/m^2 .

A fim de realizar a calibração entre o dado real e o dado medido pelo sistema, utilizou-se um piranômetro fotovoltaico instalado na mesma inclinação e orientação do gerador fotovoltaico. A Figura 2.35 mostra a medição de irradiância usando o piranômetro fotovoltaico e a célula de referência, observe que ambos estão orientados e inclinados de acordo com o gerador fotovoltaico.

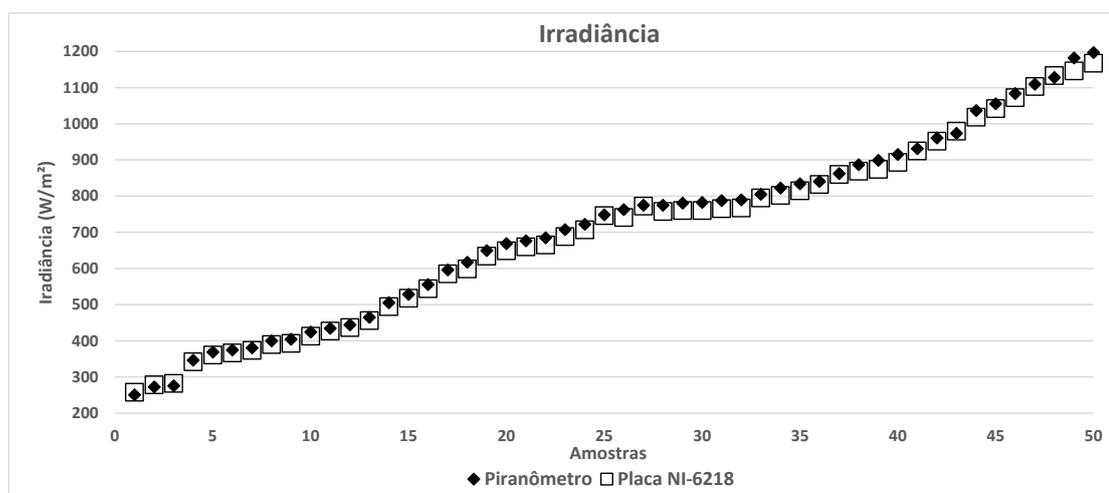
Figura 2.35 – Medição de irradiância com o piranômetro e célula de referência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base na Figura 2.35, extraiu-se os dados de irradiância comparando a medição feita com o piranômetro e com a placa de aquisição. Na Figura 2.36 pode ser observado um gráfico com 50 amostras de valores locais de irradiância para ambos os sensores.

Figura 2.36 – Resultado de 50 amostras de medição de irradiância, usando o piranômetro fotovoltaico e o programa em LabVIEW.



Fonte: Elaborado pelo autor.

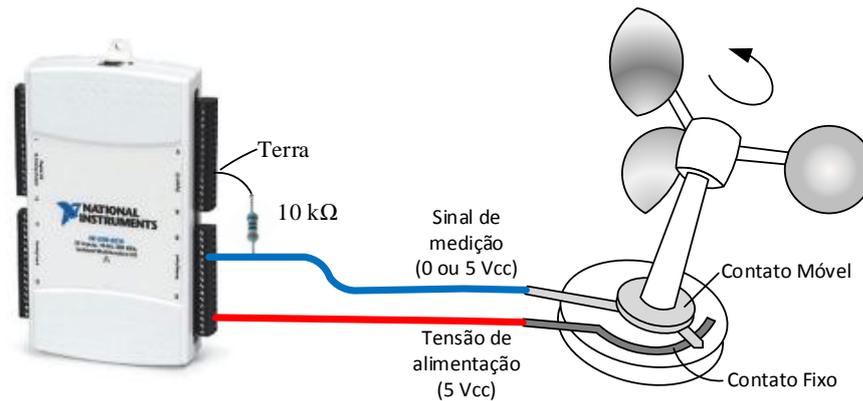
Os dados coletados mostram uma diferença inferior a 3% entre os dados medidos com o piranômetro e os dados do programa. Esta baixa porcentagem da diferença indica que o equipamento instalado para a aquisição deste parâmetro mostra-se, apesar de sua baixa faixa de operação (valor máximo inferior a 100 mV), efetivo para a aplicação desejada.

2.4.4. Direção e velocidade do vento

Com relação a medição dos parâmetros de vento (velocidade e direção), utilizou-se os dados do fabricante para (tipo de equipamento, valor nominal de operação, esquema de funcionamento, etc.) para introduzir o sinal de entrada na placa de aquisição.

Para medição de velocidade de vento foi utilizado um anemômetro, sendo que este equipamento gera um sinal de frequência proporcional a velocidade do vento. O mesmo possui apenas dois cabos, sendo um para o sinal de alimentação (ou referência) de 5 V e uma saída de 0 ou 5 V. Nota-se que a priori o sinal de saída do anemômetro é de 5 Vcc ou um outro sinal flutuante. Pois, conforme o anemômetro rotaciona, o sinal de saída é conectado (ou desconectado) do sinal de referência. A fim de contornar este inconveniente, utilizou um resistor de 10 k Ω entre o sinal de saída do anemômetro e o terra do equipamento de medição. Com isso, no momento em que o sinal de saída do anemômetro for um valor flutuante, o resistor em série com o terra garantirá que o potencial na saída do sinal será próximo de zero. Para melhor ilustrar o que foi mencionado é mostrado na Figura 2.37 o esquema de ligação entre o anemômetro e a placa NI-6218.

Figura 2.37 – Ligação entre o anemômetro e a placa NI-6218.

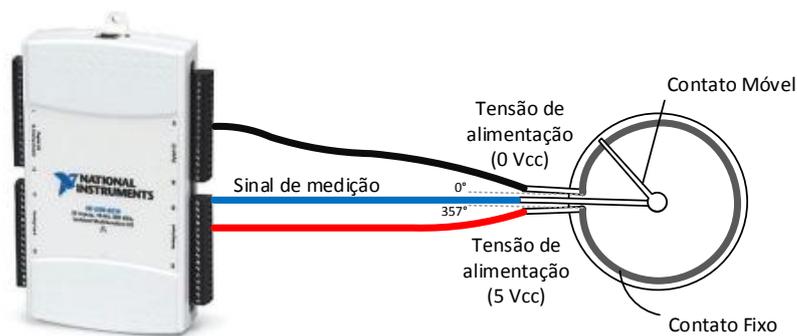


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para realizar a conversão do sinal de frequência do anemômetro para velocidade de vento, utilizou a conversão do sinal analógico de entrada para sinal digital e em seguida extraiu a frequência do mesmo. Para mais informações vide os detalhes da programação em LabVIEW, no apêndice 1. Devido a limitações operacionais, não foi possível testar o equipamento junto a um túnel de vento para verificar sua calibração.

A medição da direção de vento, o anemoscópio é, segundo o fabricante, um potenciômetro de precisão, sendo necessário alimentar o equipamento com uma tensão de referência (5 Vcc), referenciar o norte (neste caso, o norte está referenciado para o nível de tensão 0 Vcc) e medir o sinal e realizar a conversão do sinal de tensão para a posição angular do equipamento. O esquema da Figura 2.38 ilustra como foi instalado o equipamento na placa de aquisição.

Figura 2.38 – Ligação entre o anemoscópio e a placa NI-6218.



Fonte: Elaborado pelo autor.

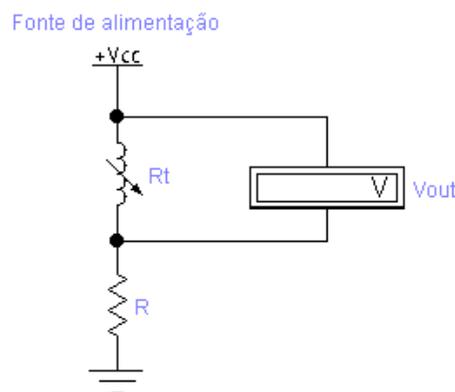
2.4.5. Temperatura

Outra dificuldade encontrada neste projeto foi a medição dos parâmetros térmicos do sistema, uma vez que a placa de aquisição instalada no flutuante não dá suporte para conexão direta dos sensores de temperatura. Devido a isso, optou-se por adquirir transdutor de temperatura, que são dispositivos eletrônicos que convertem o sinal térmico em sinal elétrico, para poder realizar a aquisição destes dados. No entanto, o mesmo se mostrou ineficiente para a aplicação desejada, pois o transdutor fornece um sinal de corrente na saída do equipamento e a mesma é incompatível com as entradas da placa de aquisição de dados.

Vale lembrar que neste trabalho foram utilizados sensores RTD's (*Resistance Temperature Detector*) do tipo PT1000, ou seja, termoresistências de platina que operam baseados no princípio da variação da resistência ôhmica em função da temperatura. Quando estão a 0 °C, equivalem a uma resistência de 1000 Ω . Os RTD's se destacam pela alta precisão, estabilidade na medição e comportamento linear para uma faixa de temperatura entre 0 °C a 100 °C.

Para resolver este problema, uma solução simples e eficiente é mostrada em Ibrahim (2002), que contém o circuito equivalente para a obtenção da temperatura através da queda de tensão em um resistor fixo em série com o PT1000, a Figura 2.39 ilustra o esquema utilizado neste trabalho.

Figura 2.39 – Detalhes do esquema utilizado para medição de temperatura.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A resistência do RTD (R_T) pode ser encontrada a partir do cálculo da tensão do divisor de tensão de saída através da seguinte equação:

$$R_T = \frac{V_{OUT} * R}{V_{CC} - V_{OUT}} \quad \text{Equação 2.1}$$

ou

$$V_{OUT} = \frac{V_{CC} * R_T}{R_T + R} \quad \text{Equação 2.2}$$

Já para o cálculo da temperatura, baseando-se na referência de Ibrahim (2002), tem-se:

$$R_T = R_{0^\circ C} * (1 + At + Bt^2) \quad \text{Equação 2.3}$$

Onde: R_T é a resistência do RTD em função da temperatura t .

$R_{0^\circ C}$ é a resistência RTD a $0^\circ C$ (no caso do PT1000 é 1.000 Ohms).

A e B são parâmetros do PT1000, sendo que para uma faixa de temperatura entre 0 a $80^\circ C$ tem-se: $A \cong 3,9083 \times 10^{-3}$ e $B \cong -5,775 \times 10^{-7}$, sendo mais do que suficiente para a aplicação desejada.

Unindo as duas equações tem-se a temperatura em função da tensão, podendo ser aplicada à placa de aquisição. A equação abaixo mostra a equação genérica da união das equações Equação 2.1 e Equação 2.3:

$$t = \frac{-A \pm \sqrt{A^2 - 4B \left(\frac{V_{CC} - V_{OUT} * \left(1 + \frac{R}{R_{0^\circ C}} \right)}{V_{CC} - V_{OUT}} \right)}}{2B} \quad \text{Equação 2.4}$$

A relação $R:R_{0^\circ C}$ tipicamente utilizada em Ibrahim (2002) é uma relação 2:1, com isso utilizou-se um resistor série de $2,45 \text{ k}\Omega$ no circuito mostrado na Figura 2.39.

Aplicando a Equação 2.4 na programação em LabVIEW, observou-se que o sistema de medição de temperatura mostrou-se eficiente para a aplicação proposta.

2.5. Dificuldades do projeto

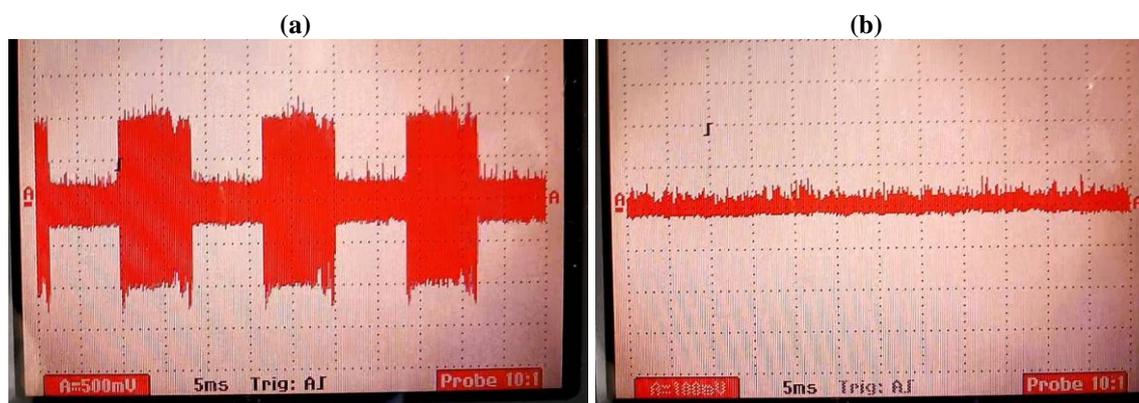
Diferente da maioria dos trabalhos que envolvem monitoração, nos quais o sistema em foco está em uma localidade terrestre remota ou em laboratórios dentro de centros de pesquisa,

o presente trabalho mostra um sistema de monitoração em uma base de apoio a pesquisa flutuante desprovido, por exemplo, de sistema de aterramento necessário para referência na medição da maioria dos parâmetros descritos no decorrer deste capítulo. Neste tópico são relatados os principais problemas encontrados na instalação e operação do sistema de medição.

2.5.1. Interferência eletromagnética

Em relação à instalação do sistema de medição, os dados obtidos pela placa apresentaram grande oscilação em torno de um valor médio, o que não ocorria nos testes com o osciloscópio portátil. Considerando que o sistema de monitoração, e até mesmo o próprio flutuante Base, estão livres de alguma fonte externa que possa causar interferência eletromagnética (como transformadores e antenas de telecomunicação), surgiram alguns questionamentos com relação a este problema, tais como: Qual era a fonte da interferência e o que fazer para minimizá-la? Para responder a tais perguntas é necessário informar ao leitor que originalmente a alimentação do sistema de medição do flutuante Base é feita por um inversor dedicado (inversor de 1 kW, 220 V, com forma de onda quadrada modificada). Como a placa de aquisição foi instalada próxima a dois inversores, foi constatado que esta sofria interferência eletromagnética de ambos os inversores, principalmente do inversor dedicado à medição. Para se ter uma noção de quanto o sistema estava sofrendo interferência dos inversores, colocou-se a garra de corrente do osciloscópio medindo a vazão próximo à placa de aquisição, o resultado é mostrado na Figura 2.40.

Figura 2.40 – Interferência eletromagnética medida com a garra de corrente (a) com os dois inversores ligados e (b) com o inversor do sistema de monitoração desligado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando a Figura 2.40 pode-se observar o quanto o sistema estava sendo prejudicado pela interferência eletromagnética do inversor dedicado à monitoração. Para sanar este problema foi efetuado o aterramento do inversor do SHI, que passou a alimentar também o computador dedicado, eliminando o inversor exclusivo para a monitoração.

Essas medidas corretivas surtiram o efeito desejado, pois as medições instantâneas apresentaram um comportamento mais estável. No entanto, o sistema de geração foi projetado para uma demanda de carga específica e o acréscimo de um computador ligado 24 horas desequilibraria a relação entre energia gerada e energia consumida. Este problema foi minimizado tal como descrito posteriormente no tópico 2.5.3.

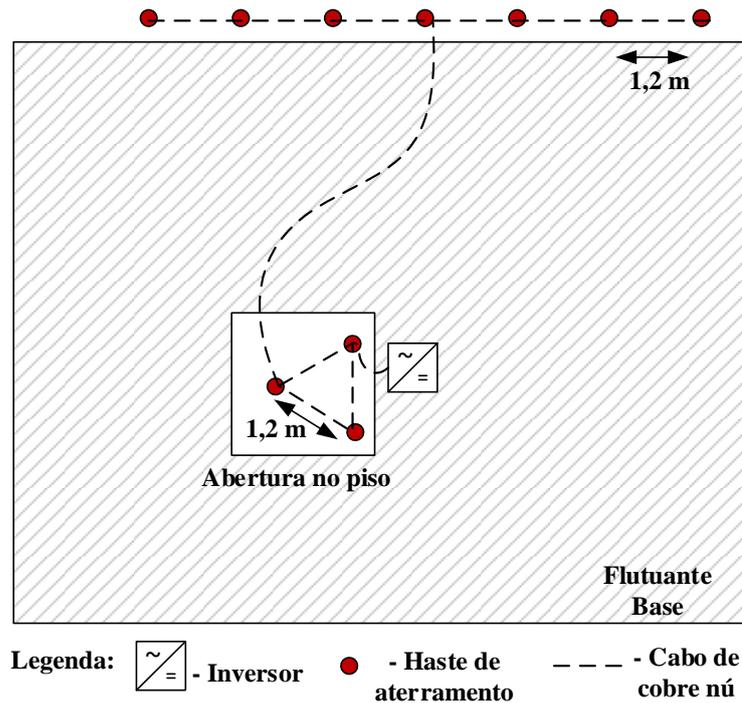
2.5.2. Aterramento do flutuante Base

Aproveitando a experiência na instalação de sistemas fotovoltaicos em flutuantes, replicou-se a solução apresentada em Macêdo et al. (2008), fixando as hastes de aterramento à base de sustentação do flutuante Base. A instalação do sistema de aterramento foi “misto”, sendo composto por um arranjo de hastes em paralelo que por sua vez foram conectadas a outro arranjo de hastes em triângulo. As hastes utilizadas são de aço cobreado de 3/4” de diâmetro por 1,2 metros de comprimento.

Cabe ressaltar que o arranjo de hastes em paralelo foi colocado na parte de trás do flutuante, enquanto que o arranjo em triângulo foi instalado abaixo do assoalho, próximo ao inversor do SHI.

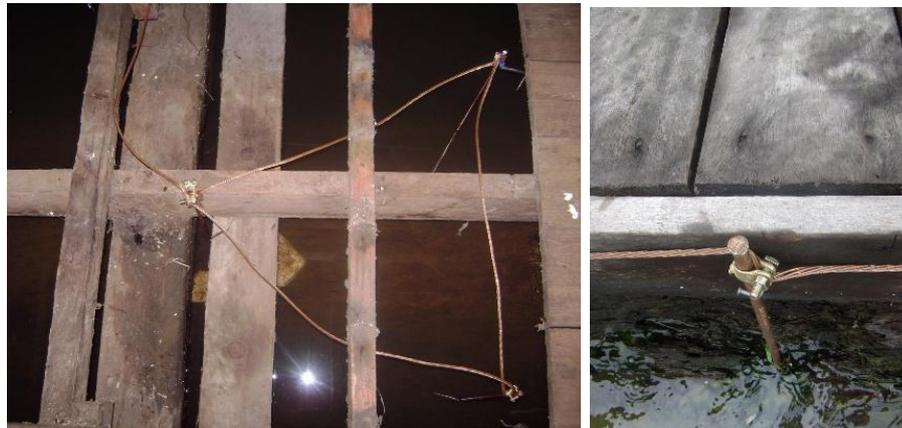
A Figura 2.41 mostra o esquema de aterramento e suas conexões; e a Figura 2.42 mostra detalhes da sua instalação.

Figura 2.41 – *Layout* do sistema de aterramento do flutuante Base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.42 – Detalhes do sistema de aterramento do flutuante Base.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao sistema de aterramento foram conectados o inversor, a fonte c.c., a placa de aquisição e o computador dedicado à monitoração, possibilitando a redução de parte do ruído causado pela interferência eletromagnética proveniente do inversor de tensão próximo à placa de aquisição. É importante relatar que as reduções na medição instantânea foram percebidas nos dados exibidos na interface gráfica do programa, na qual teve uma redução significativa na flutuação da primeira casa decimal mostrada no *display* para um sinal praticamente constante (tensão do banco de baterias, por exemplo).

2.5.3. Consumo de energia por parte do sistema de aquisição

Fazendo uma comparação do funcionamento do SHI antes e depois de instalado o sistema de monitoração, observa-se que o consumo diário estimado teve um acréscimo de quase 60 %. Este aumento, provocado pelo consumo do sistema de monitoração, mostra o quanto é delicada a monitoração de um sistema isolado, usando uma interface gráfica com o usuário por meio de um computador dedicado e com possibilidade de monitoração remoto.

Em virtude disto, foi necessário compensar este aumento do consumo com um aumento de geração. Por diversas limitações encontradas no local (tais como disponibilidade de recurso financeiro, quantidade de módulos compatíveis, dentre outras), foram acrescentados apenas quatro módulos de 130 Wp ao sistema de geração, a fim de reduzir os impactos causados pela introdução do sistema de monitoração como carga do sistema.

O ideal seria compensar toda a energia consumida pelo sistema de monitoração. Por exemplo, tomando como base o novo valor estimado de consumo c.a. diário de 8.411,3 Wh de energia, assumindo as mesmas condições listadas nos itens 1.5 e 1.6 (2,5 dias de autonomia e 50 % de profundidade máxima de descarga do banco, banco de 24 V, 150 Ah) é possível refazer os cálculos das Equações 1.1 a 1.3 para um novo banco de baterias.

A Tabela 2.9 mostra o resumo das variáveis calculadas e do banco de baterias que seria necessário para comportar o SHI com o sistema de monitoração.

Tabela 2.9 – Dimensionamento do banco de baterias, considerando o sistema de monitoração.

Energia final necessária (L), em Wh	10995,2
Dias de autonomia	2,42
Profundidade de descarga	50 %
Capacidade da bateria (Ah)	150
Tensão da Bateria (V)	12
Dimensões da Bateria (larg x alt. x comp.)	234 mm x 211 mm x 512 mm
Massa Aproximada por bateria (Kg)	44
Tipo de bateria	selada
Modelo da Bateria (Anexo 3)	LD1500BD

Com base nos dados da Tabela 2.9, estima-se que o novo banco de baterias deverá ter sua capacidade aumentada de 20 para 32 baterias, sendo que a capacidade do banco aumentará de 36 kWh para 57,6 kWh.

Já para a geração FV do sistema, o ideal para o novo sistema deverá ser calculado conforme mostrada na equação 2.5.

$$Potência\ FV(Wp) = 1,25 \times \frac{L}{(HSP)_\beta} \quad \text{Equação 2.5}$$

$$Potência\ FV(Wp) = 1,25 \times \frac{10.995,2}{4,2} \Rightarrow Potência\ FV(Wp) \cong 3.272,4$$

Considerando que sejam usados os módulos de 130 Wp, serão necessários pelo menos 26 módulos para o gerador FV.

Vale enfatizar que a instalação de 40% da quantidade de módulos necessária para o sistema (tinha-se 16 módulos no gerador FV antigo e foram acrescentados 4 módulos a este) apenas reduzem os impactos causados pelo consumo do sistema de monitoração.

3. RESULTADOS OPERACIONAIS

Este capítulo apresenta a análise dos resultados experimentais do sistema descrito no Capítulo 1, enfatizando as análises referentes a geração fotovoltaica, tendo em vista que esta é a principal fonte de geração de energia para alimentar o SHI. Vale lembrar que o sistema de aquisição de dados foi instalado em novembro de 2013, porém a calibração dos instrumentos só pôde ser realizada em fevereiro de 2014. Por este motivo a análise dos dados é feita para o período de fevereiro até junho deste ano. Apesar da pouca disponibilidade de dados, foi possível a realização de análises pontuais no que se refere ao funcionamento dos diversos componentes do sistema, evidenciando a importância dos resultados obtidos.

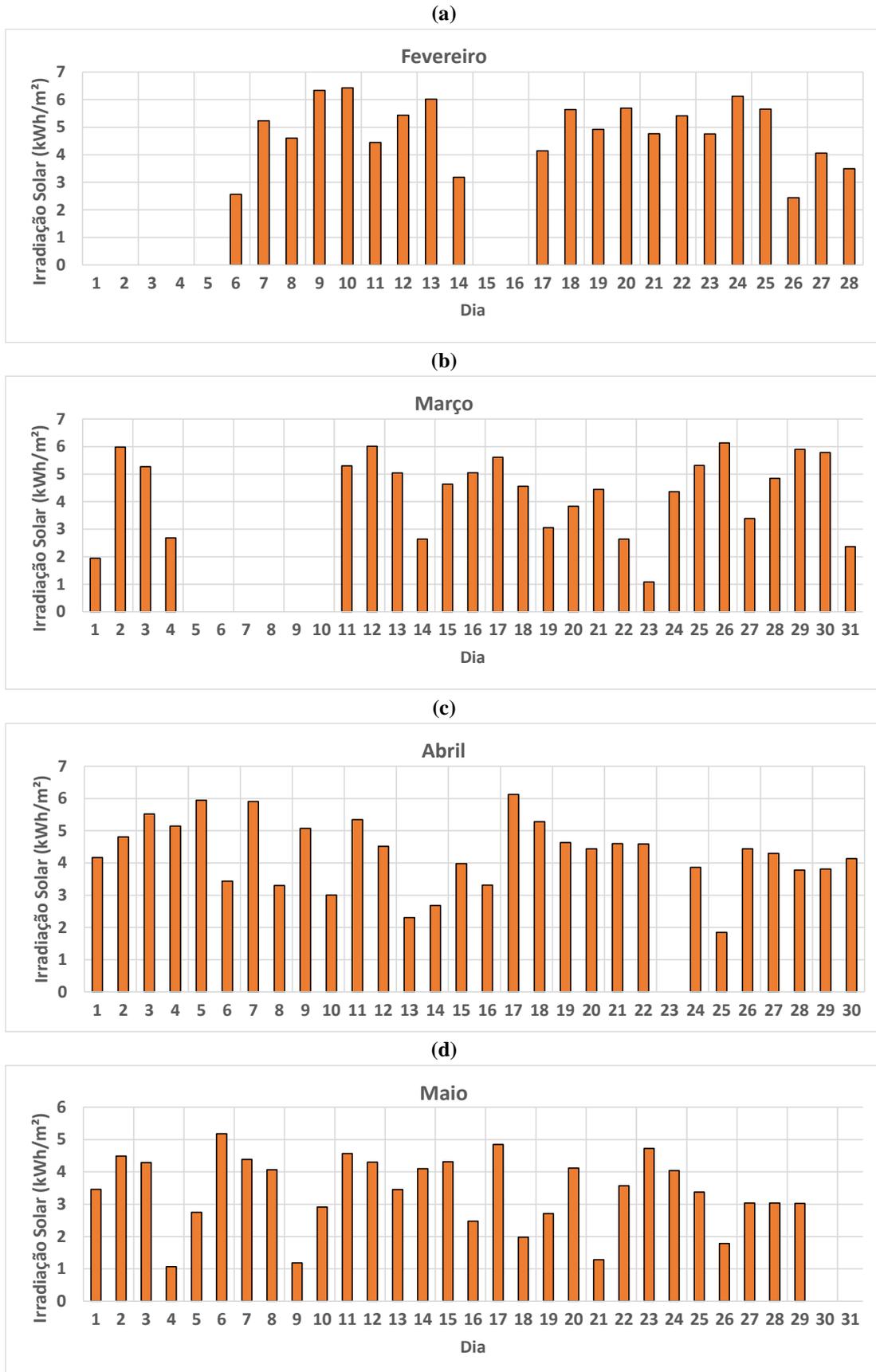
3.1. Análise de desempenho da geração

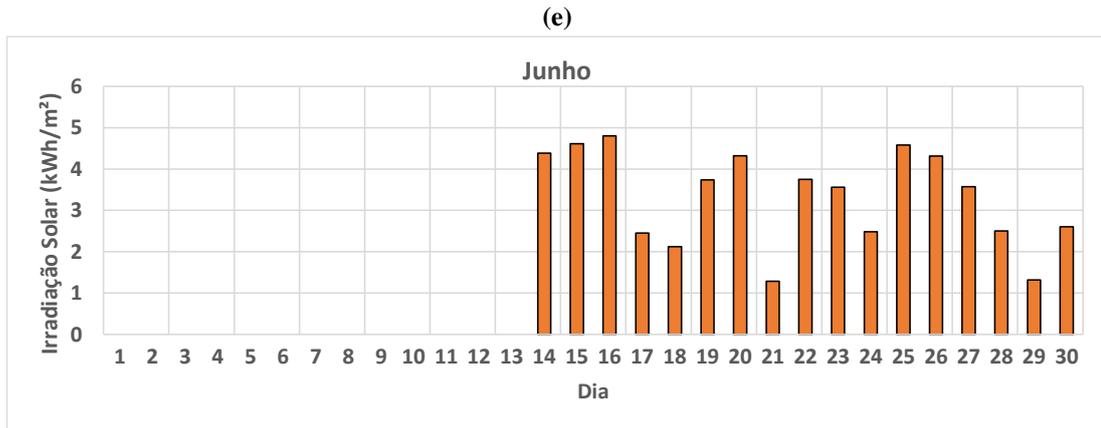
Neste tópico se faz a caracterização dos recursos disponíveis no local, com base nos dados aquisitados durante o período de monitoração do SHI e depois se avalia o sistema de geração de eletricidade. Vale relembrar que a monitoração do recurso solar é feita desde fevereiro (período no qual os sensores do sistema foram calibrado, conforme mostrado no capítulo anterior). Já a medição do recurso eólico só pode ser feita a partir de abril de 2014, quando foram instalados o aerogerador e os sensores de direção e velocidade de vento.

3.1.1. Energia solar no flutuante Base

Os valores diários de irradiação incidente no plano do gerador fotovoltaico do SHI, no período de análise descrito anteriormente, são mostrados na Figura 3.1. Observa-se que há uma grande variação entre os valores diários, ocorrendo uma variação de até 4 kWh entre dias consecutivos. É observado também que há poucos períodos no qual a irradiação é aproximadamente constante entre os dias subsequentes.

Figura 3.1 – Irradiação solar média diária em 2014 para os dias monitorados dos meses: (a) fevereiro; (b) março; (c) abril; (d) maio; e (e) junho de 2014.



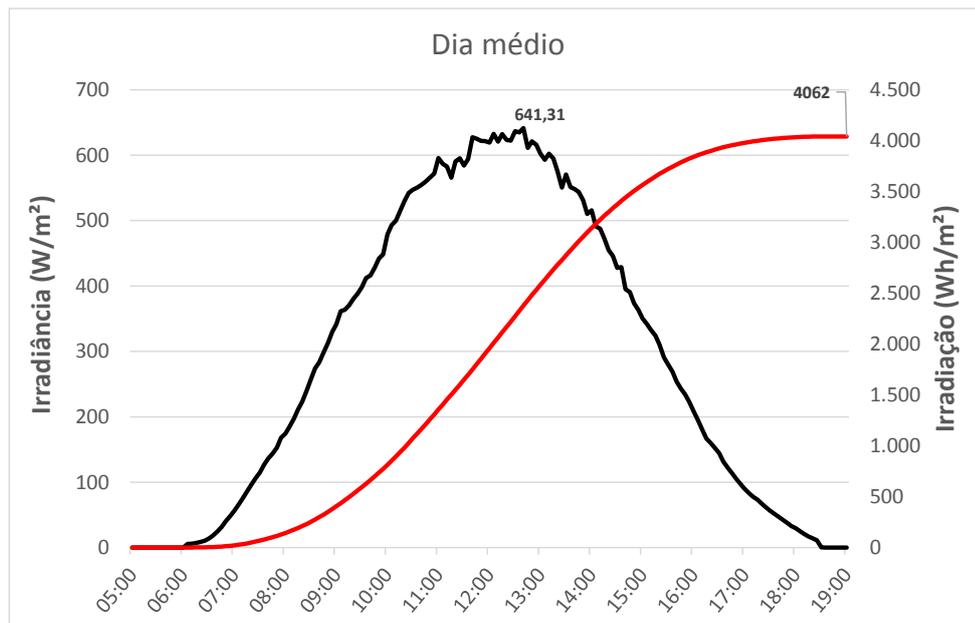


Fonte: Elaborado pelo autor.

É observado a omissão de alguns dias de dados mostrados na Figura 3.1. A maioria destas lacunas ocorreram devido as manutenções no sistema de monitoração, sendo estas de caráter físico (problemas de conexão entre a placa de aquisição e o computador ou substituição de peças do computador) ou caráter corretivo (atualização de software ou calibração e inserção de novos equipamentos ao sistema de monitoração). No entanto, tais adversidades não impedem a análise do sistema de forma pontual, conforme é mostrado posteriormente.

Com relação a variação de irradiação mostrada na Figura 3.1, um dia médio é traçado para o período de análise. É importante destacar que, conforme aumenta a quantidade de dados para estimar o dia médio, este tende a tornar o gráfico mais uniforme. Na Figura 3.2 é possível observar o dia médio com base no dados adquiridos entre fevereiro a junho de 2014.

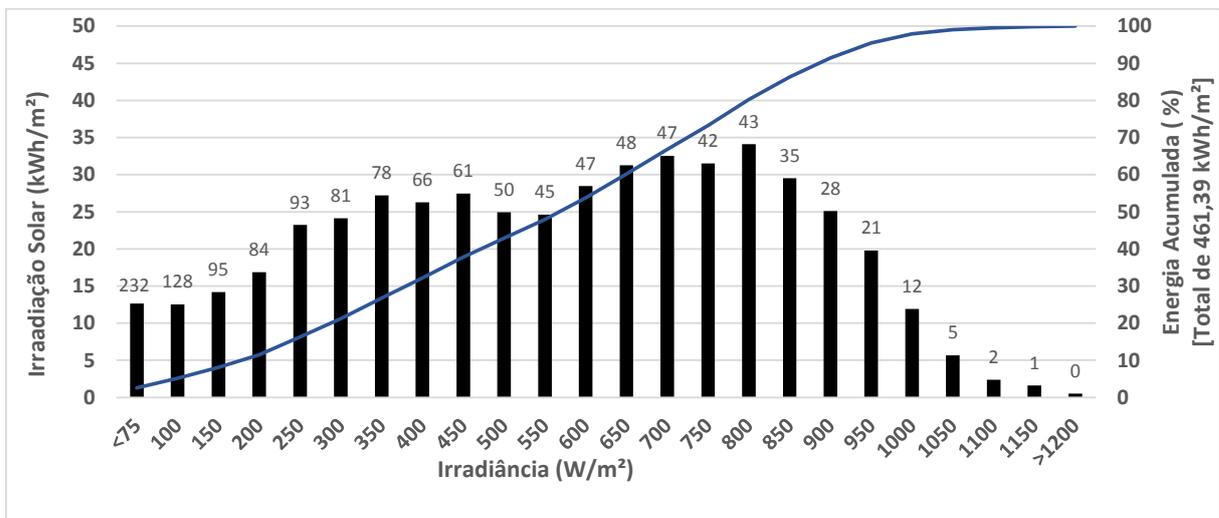
Figura 3.2 – Dia médio do período de fevereiro a junho de 2014.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base na Figura 3.2, pode-se observar que a irradiação média diária é de aproximadamente 4,06 kWh. Além disso, o pico médio de irradiância diária é de aproximadamente 641,3 W/m². Deve-se lembrar de que tais dados mostram os valores médios, na prática os picos de irradiância ultrapassaram bem mais este valor. Outra característica interessante é que os valores de irradiância estão bem definidos entre o período de 06:00 até 18:30 horas. Analisando-se do ponto de vista da distribuição de frequência (em horas) do recurso solar, obtém-se a Figura 3.3.

Figura 3.3 – Distribuição de frequência da irradiância em função da irradiação solar no período de fevereiro a junho de 2014.



Fonte: Elaborado pelo autor.

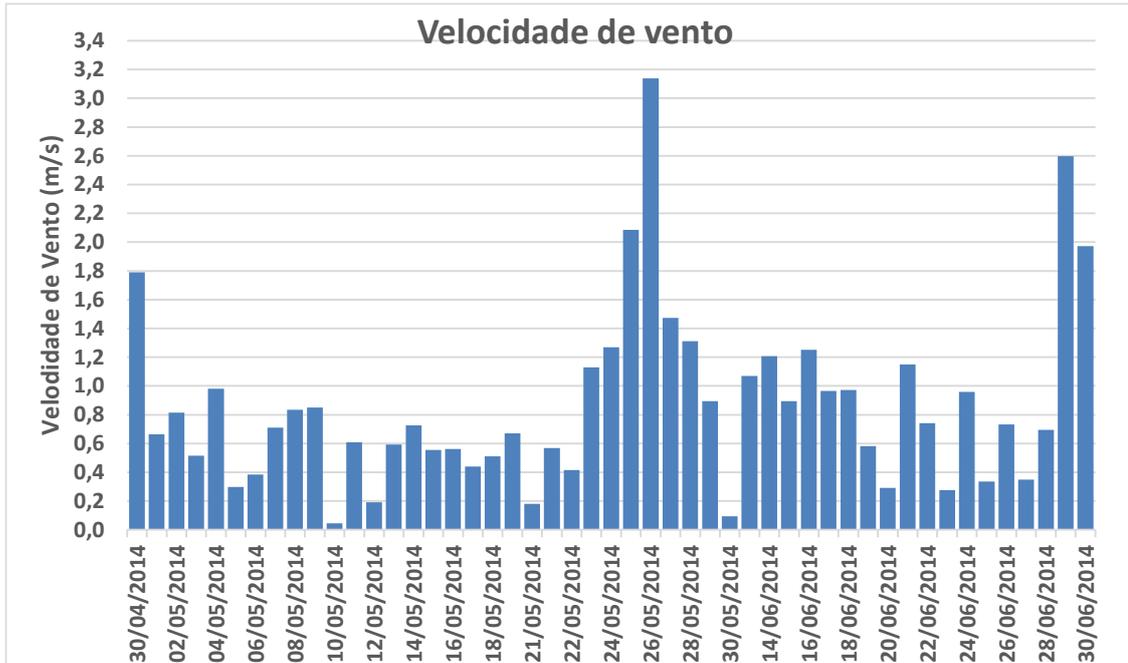
As legendas destacadas acima de cada barra de dados, Figura 3.3, correspondem às horas nas quais o recurso manteve-se dentro da faixa indicada no eixo da irradiância, considerando o período de análise entre 06:00 até 18:30 h. Observa-se na Figura 3.3 que a maior quantidade de horas está localizada na barra correspondente a valores de irradiância abaixo de 75 W/m², no entanto, isso não significa que esta corresponda a faixa de maior contribuição energética, uma vez que a faixa entre 650 a 850 W/m² corresponde a de maior contribuição energética.

3.1.2. Energia eólica no flutuante Base

Para uma caracterização geral do recurso, são mostrados na Figura 3.4 valores médios diários de velocidade do vento. Conforme explicado anteriormente, o recurso eólico só pode ser instalado e monitorado no final de abril. Os dados de vento coletados aproximadamente na mesma altura onde foi instalado o aerogerador no flutuante Base, apesar do curto período de

análise, demonstram que a utilização deste recurso não parece ser recomendada, devido a pouca disponibilidade e pelo fato da maioria dos aerogeradores de pequeno porte existentes no mercado terem uma velocidade de partida próxima a 3 m/s. Contudo, ressalta-se que o período de análise é limitado, logo uma análise mais criteriosa deve englobar ao menos 1 ano de dados do local.

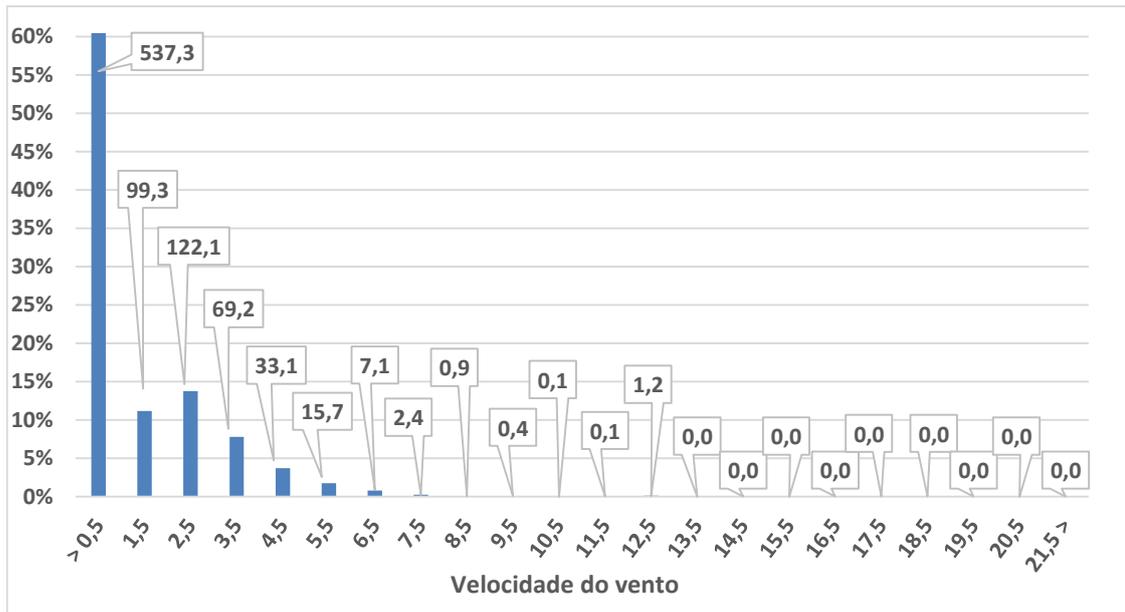
Figura 3.4 – Velocidade medias diárias de vento no período de 30 de abril a 30 de junho de 2014.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para melhor ilustrar os fatos levantados anteriormente, é mostrada a distribuição de frequência da velocidade do vento, Figura 3.5, onde é possível observar o número limitado de ocorrência acima de 3,5 m/s. Os balões indicativos em cada barra do histograma correspondem a quantidade de horas, considerando o período em análise, que o recurso eólico se manteve em cada faixa de velocidade de vento, totalizando 889 horas.

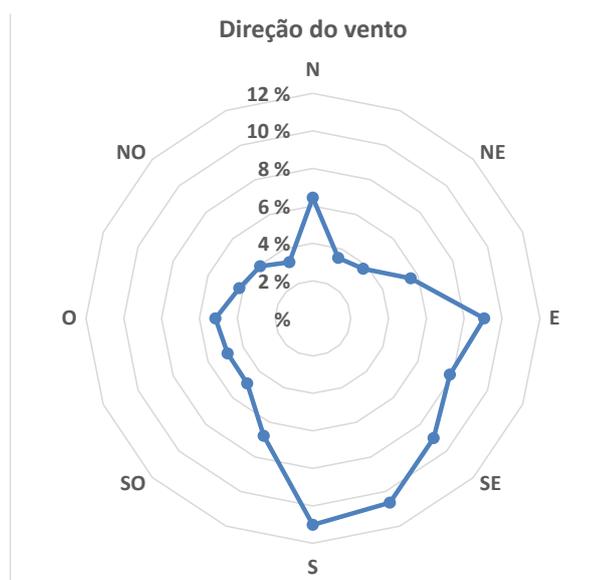
Figura 3.5 – Distribuição de frequência da velocidade de vento no período de 30 de abril a 30 de junho de 2014.



Fonte: Elaborado pelo autor.

São realizadas também medições de direção de vento, afim de conhecer a direção predominante dos ventos no flutuante Base. Para se representar graficamente este parâmetro, faz-se uso da rosa-dos-ventos, gráfico bidimensional que apresenta a distribuição da direção dos ventos. Na Figura 3.6 é mostrada a ocorrência (em percentual) da direção do vento para todo o período em análise.

Figura 3.6 – Distribuição percentual da direção do vento no período de 30 de abril a 30 de junho de 2014.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base na Figura 3.6 observa-se que aproximadamente 48 % do tempo total a direção do vento ficou entre Sul e Leste, demonstrando que não há uma predominância bem definida para o local, característicos de ventos turbulentos. Observa-se também que há uma pequena indicação para o norte. Tal indicação é, com base nas observações *in loco*, decorrente de períodos de chuvas e temporais, comum para a região. Apesar da Figura 3.6 não mostrar um predominância definida, dois meses de análises não são suficientes, para caracterizar completamente o parâmetro em questão, para definir a rosa dos ventos desta localidade.

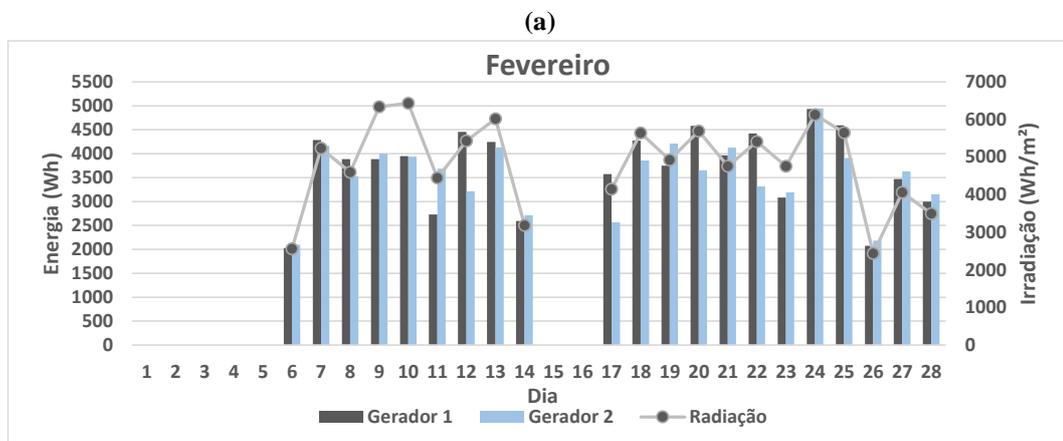
3.1.3. Desempenho dos geradores

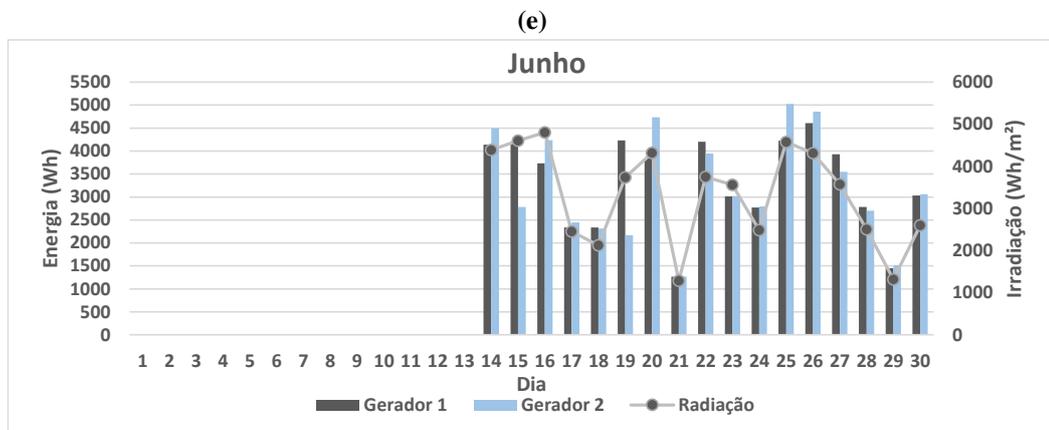
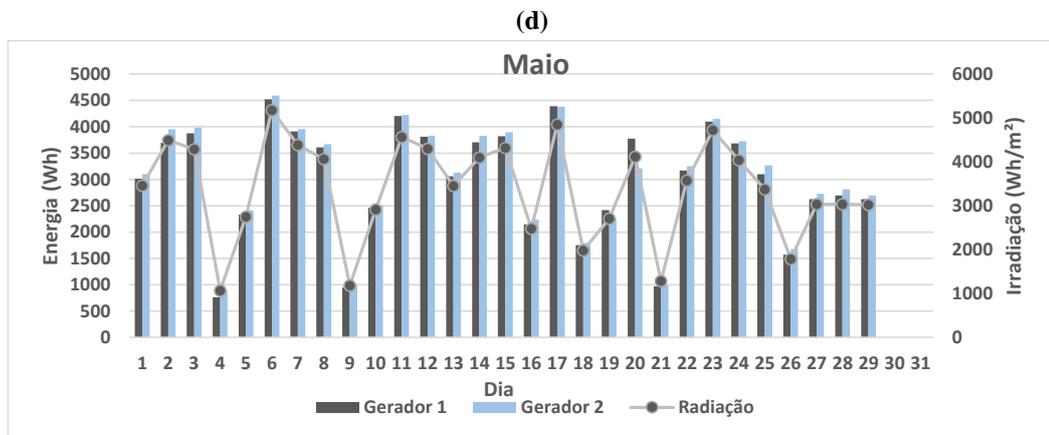
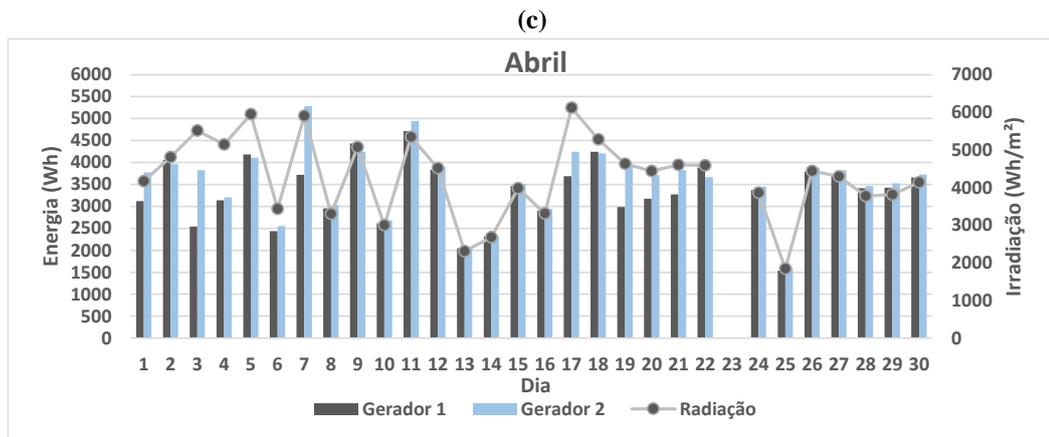
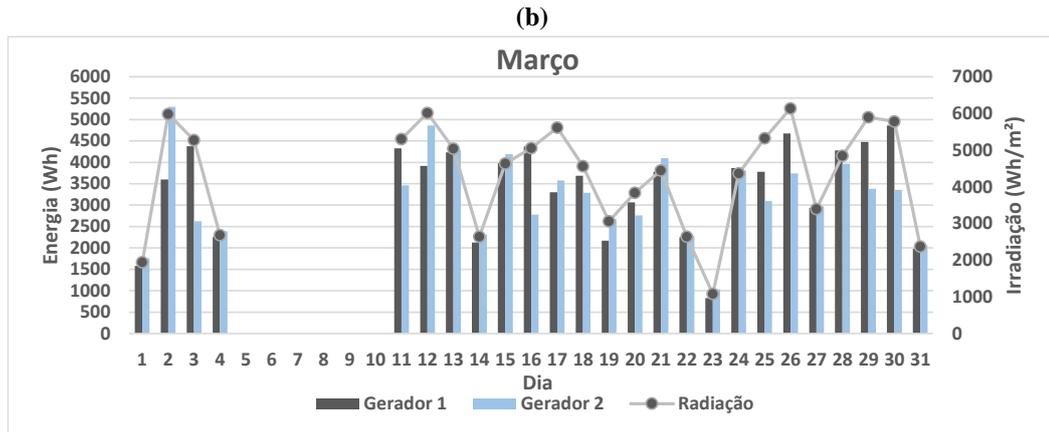
A energia elétrica deste sistema é suprida principalmente pela fonte solar, uma vez que o recurso solar é responsável, por mais de 99,9 % da produção de energia elétrica do SHI. Por este motivo, as análises referentes a energia solar são abordadas de forma mais incisiva do que as análises do recurso eólico.

3.1.3.1 Geração solar

Conforme mencionado no início deste capítulo, a medição da geração solar é realizada desde fevereiro deste ano, tendo uma quantidade razoável de dados para tal parâmetro. A Figura 3.7 mostra o gráfico de geração de energia elétrica para os dois geradores fotovoltaicos, juntamente com a irradiação diária medida no plano destes.

Figura 3.7 – Energia diária gerada (barras em preto e azul) e irradiação diária (linha cinza), em 2014 para os meses de: (a) fevereiro; (b) março; (c) abril; (d) maio; e (e) junho. eee



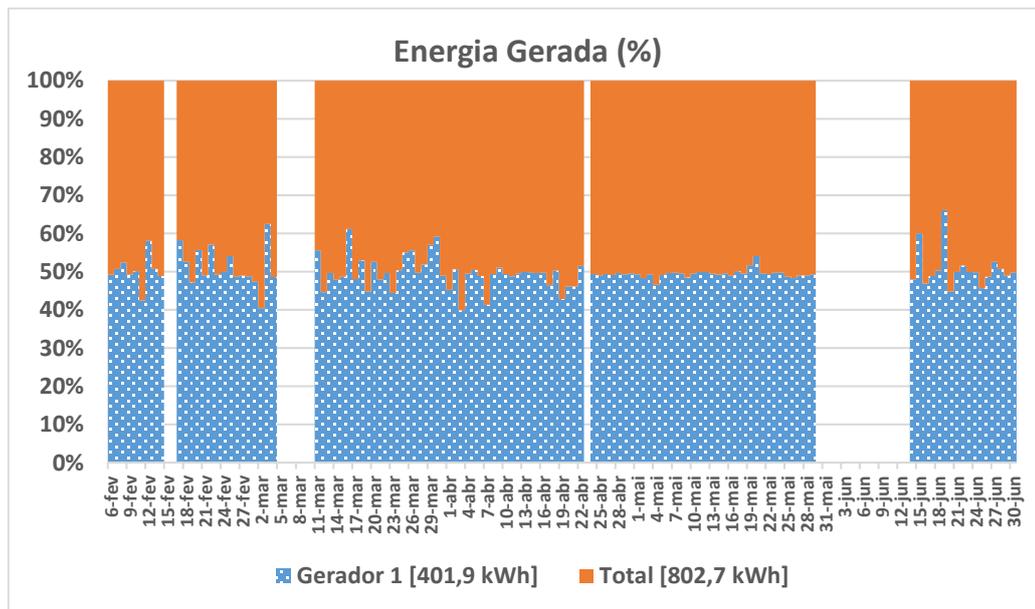


Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base na Figura 3.7 é possível observar que a geração fotovoltaica tende a acompanhar o perfil de irradiação diária. Contudo percebe-se também que em alguns dias há uma discrepância entre os valores gerados por parte dos dois geradores fotovoltaicos. Apesar de ambos terem a mesma configuração, o mesmo posicionamento e inclinação, em alguns dias a geração fotovoltaica é significativamente maior em um dos dois geradores fotovoltaicos.

Para melhor ilustrar este fato, é mostrado na Figura 3.8 o percentual diário de geração fotovoltaica. Sendo que a soma das duas gerações é igual a 100 % e qualquer diferença na geração de energia por um dos geradores FV desloca a área da interface da geração do gerador 1 e a geração total. Na Figura 3.8 é mostrada também o valor total de energia gerada pelos geradores fotovoltaicos durante o período de monitoração.

Figura 3.8 – Energia percentual gerada entre os geradores FV, entre fevereiro a junho de 2014.



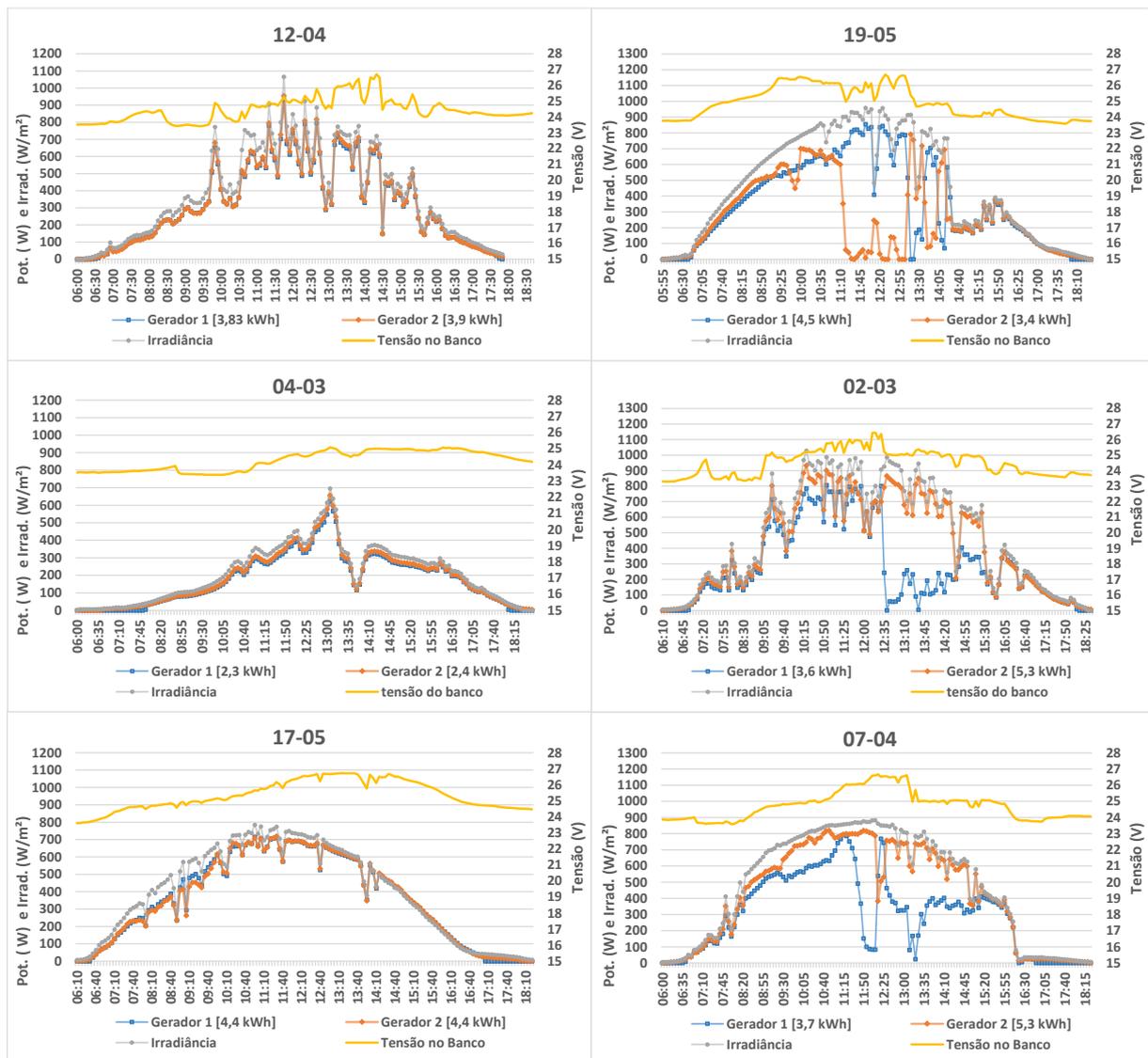
Fonte: Elaborado pelo autor.

Esta diferença de energia gerada em ambos os geradores fotovoltaicos pode ocorrer, em determinadas condições, devido à influência que um controlador de carga tende a exercer sobre o outro no momento em que um deles está injetando corrente no banco de baterias. No entanto, a energia total gerada por ambos os geradores se mostra bastante simétrica, sendo a diferença de aproximadamente 0,6 kWh (correspondente a apenas 0,07% do valor total gerado).

Apesar da pouca diferença, em termos globais, entre a energia gerada em ambos os geradores, a limitação em um dos geradores fotovoltaicos ocasiona a redução da captação do recurso, penalizando o sistema como um todo.

Para melhor exemplificar este problema, na Figura 3.9, são mostrados a geração fotovoltaica de cada subgerador, irradiação e a tensão do banco de baterias para seis dias distintos. No lado esquerdo da figura são apresentados dias nos quais não há limitação de geração FV. Já no lado direito da Figura 3.9 são mostrados dias distintos no qual há uma limitação de potência.

Figura 3.9 – Gráficos de geração FV com dias sem limitação de geração (lado esquerdo) e dias com limitação por um dos geradores (lado direito).



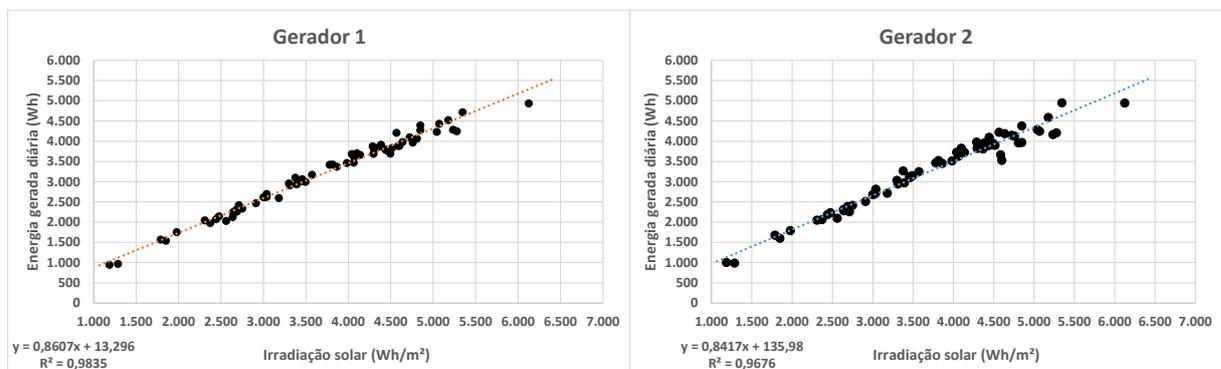
Fonte: Elaborado pelo autor.

Nos dias em que não há limitação, as duas linhas que representam as gerações praticamente se sobrepõem, mostrando que os dois subgeradores geraram praticamente a mesma quantidade de energia diária. O mesmo não acontece para um dia no qual há limitação, no exemplo da Figura 3.9, no lado direito é possível observar este acontecimento, geralmente quando o

recurso solar está no auge, começando próximo a 12:00 e terminando próximo de 15:00. Tais limitações penalizam a geração fotovoltaica, no qual é possível o leitor observar nos gráficos de potência gerada, no lado esquerdo, contribuindo para uma diferença de geração entre os geradores de aproximadamente 32%. Para os dias mostrados na Figura 3.9 o sistema deixou de gerar aproximadamente 3,3 kWh, uma perda de energia que, certamente, penaliza o sistema como um todo.

Apesar de ocorrer limitação nos geradores, é possível, com base nos dados de geração fotovoltaica e de irradiação solar, traçar uma linha de tendência que descreve o perfil de energia gerada em função da irradiação solar diária. A Figura 3.10 mostra a linha de tendência para ambos os geradores fotovoltaicos.

Figura 3.10 – Curva de energia fotovoltaica gerada em função da irradiação diária.

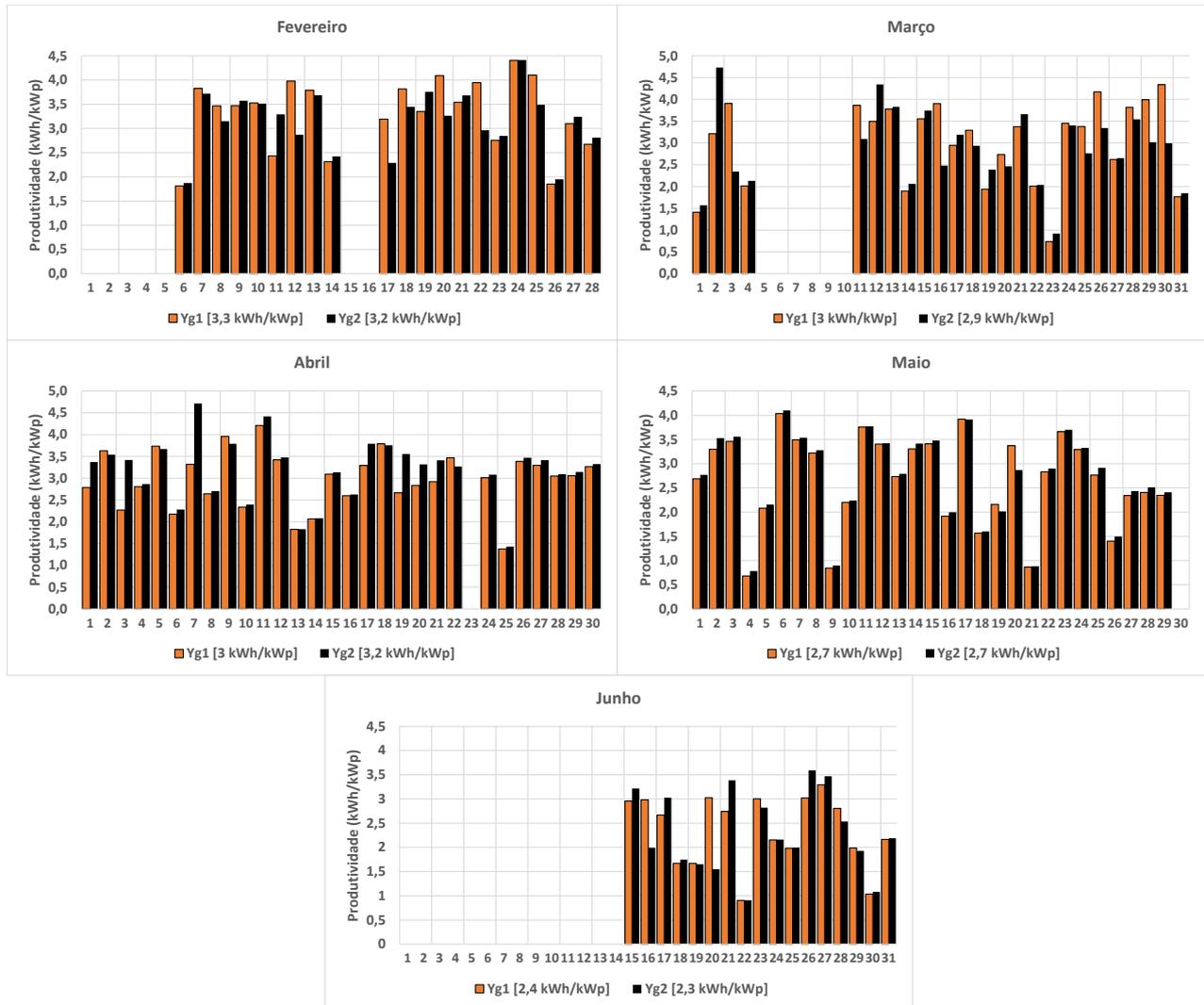


Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base na Figura 3.10 é possível estimar a geração solar em função da irradiação diária. Com base nos dados de irradiação solar e usando a equação dos gráficos, é possível fazer uma estimativa para outras regiões locais na qual se queria instalar um sistema idêntico.

A produtividade diária dos geradores fotovoltaicos, calculada pela razão entre a energia diária que cada gerador produziu e a potência nominal do mesmo, é mostrada na Figura 3.11. Como os geradores FV do flutuante Base são idênticos (mesmo modelo de módulo, orientação e inclinação) nada mais natural que suas produtividades sejam similares.

Figura 3.11 – Produtividade diária dos geradores fotovoltaicos.

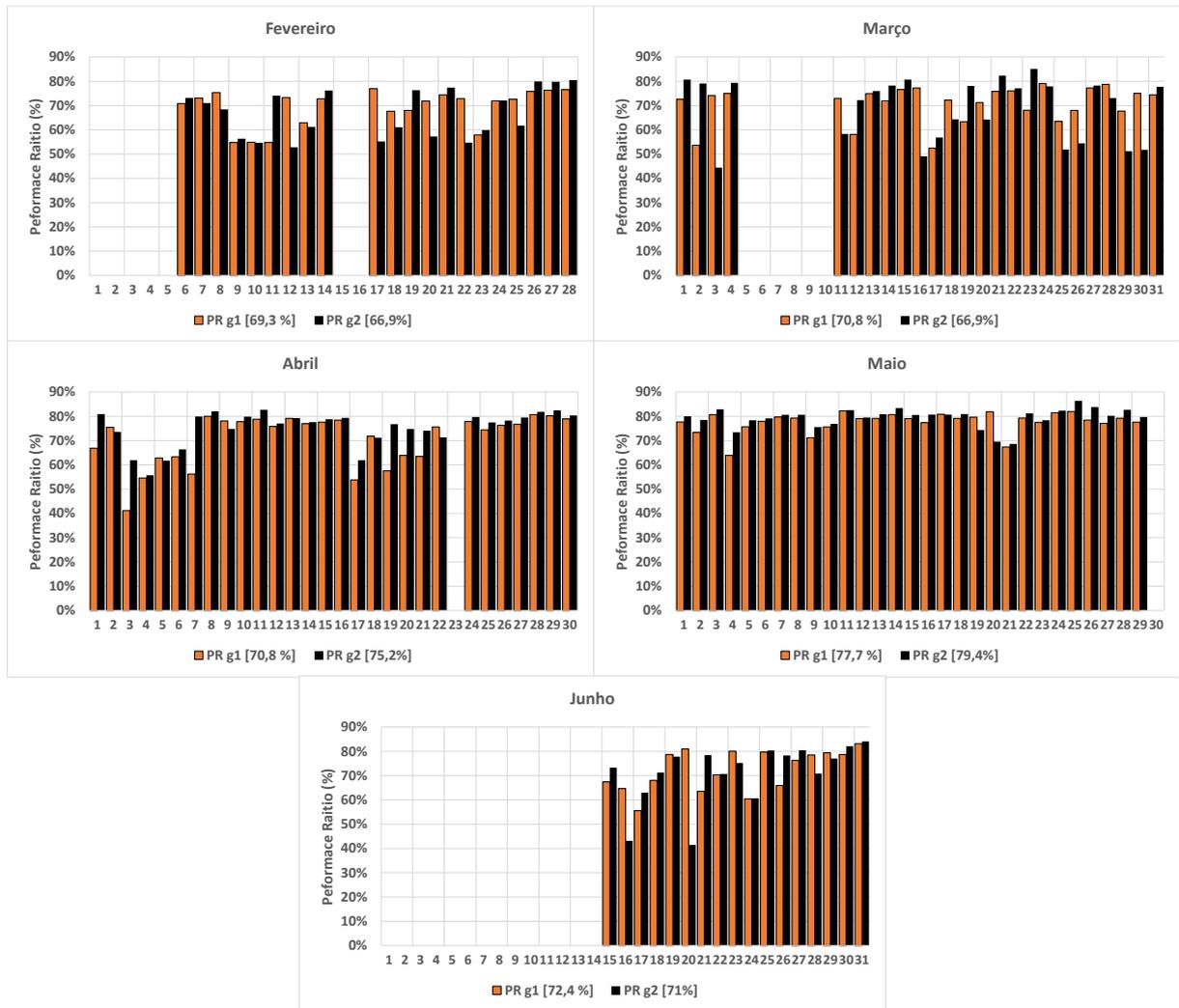


Fonte: Elaborado pelo autor.

A média de produtividade diária para ambos os geradores foi de aproximadamente 2,9 kWh/kWp. Sendo que na maioria dos dias analisados é observado, na Figura 3.11, que os dados tem valores bastantes similares, com algumas pequenas variações que podem ser decorrentes, por exemplo, do sombreamento da antena de rádio instalada no meio dos dois geradores, conforme mostrado na Figura 1.4. No entanto, existem alguns dias nos quais há uma grande variação nas produtividades de ambos os geradores. Nestes dias, provavelmente, houve limitação em algum dos geradores FV, conforme é indicado nos dias 02-03, 07-04 e 20-05.

Tomando como base os dados de irradiação e produtividade, é calculado o Rendimento global do sistema (em inglês, *Performance Ratio* - PR), um parâmetro bastante difundido nas aplicações com sistemas fotovoltaicos de uma maneira geral. O PR mostrado neste trabalho é somente para o gerador FV, sendo ilustrado na Figura 3.12.

Figura 3.12 – Rendimento global do sistema (PR) para o período em análise.

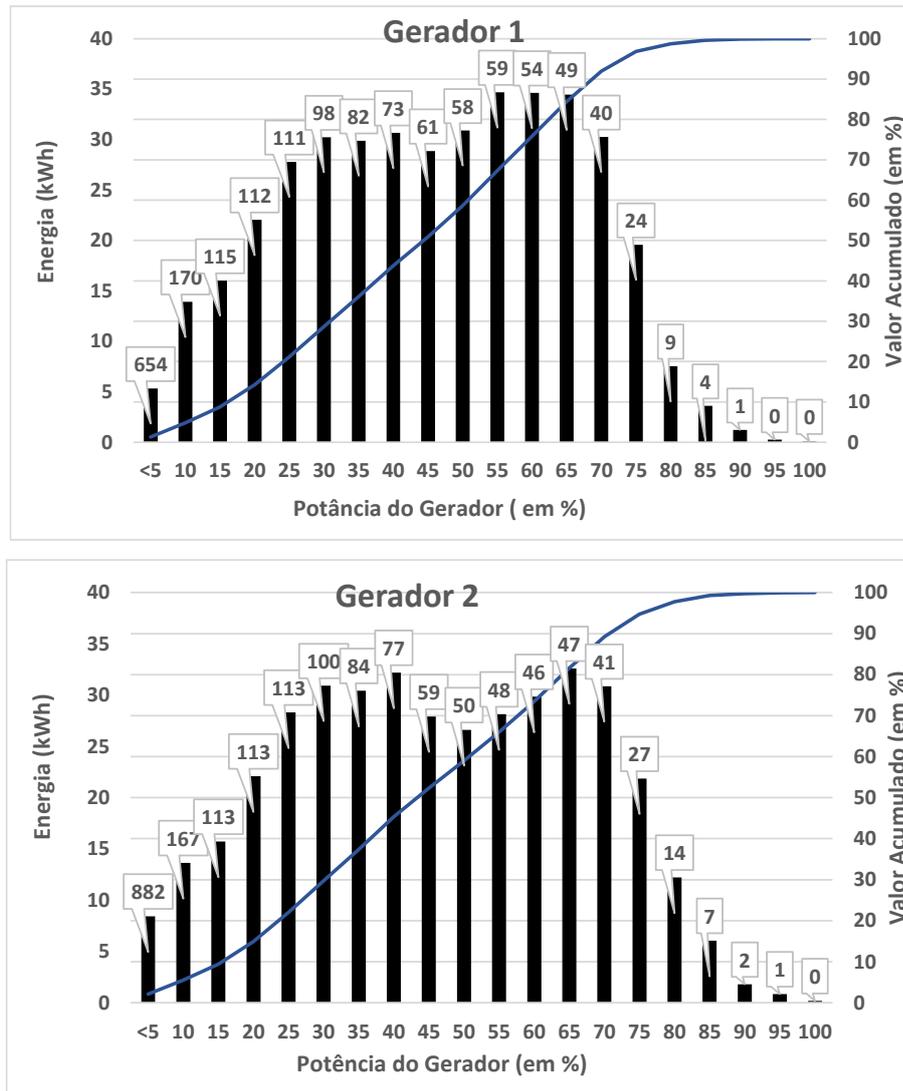


Fonte: Elaborado pelo autor.

A média do Rendimento Global do sistema ficou em torno de 72,4% para o gerador 1 e 72,9% para o gerador 2. Conforme pode ser observado na maioria dos dias (principalmente nos meses de março e abril), a média de ambos os geradores foram na mesma faixa de rendimento. No entanto, como era de ser esperado, os dias com limitação há uma diferença significativa nos dois os rendimentos globais.

Do ponto de vista da distribuição de frequência para os geradores do sistema, apresenta-se a Figura 3.13. Nela é mostrada a distribuição da potência em função da sua contribuição energética.

Figura 3.13 – Distribuição de frequência de potência em função da energia gerada para ambos subgeradores no período de fevereiro a junho de 2014.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As legendas destacadas acima de cada barra de dados, correspondem às horas nas quais a geração manteve-se dentro da faixa indicada no eixo de potência do gerador, considerando o período de análise diário entre 06:00 até 18:30 h. Observa-se na Figura 3.13 que a maior quantidade de horas está localizada na barra correspondente a valores de potência abaixo de 5 % da potência nominal dos geradores, no entanto, isso não significa que esta corresponda a faixa de maior contribuição energética, uma vez que a faixa entre 55 a 70 % para o gerador 1, já para o gerador 2 a faixa está entre 30 a 70 % a da potência nominal do equipamento corresponde a de maior contribuição. Nota-se também que é muito raro a geração chegar próxima a capacidade nominal do gerador fotovoltaico.

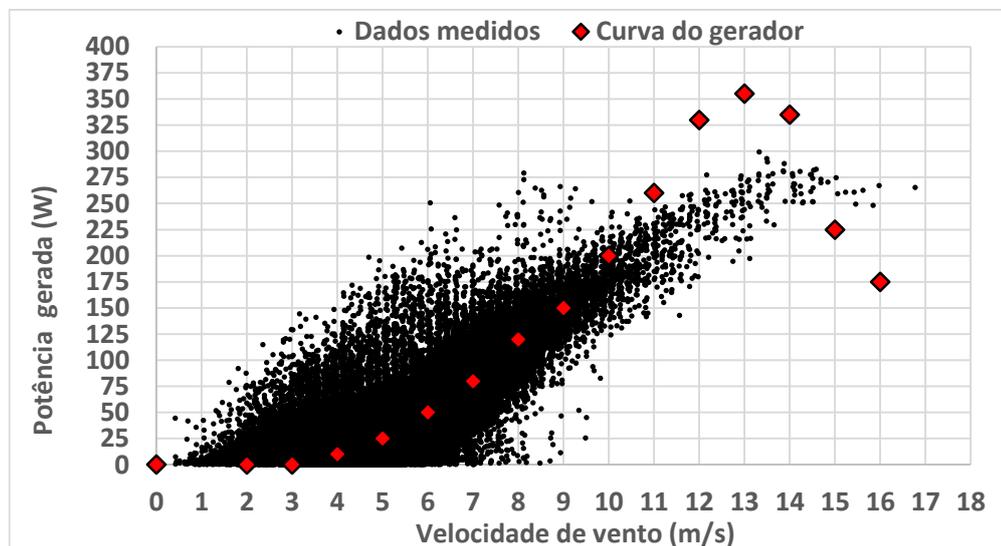
3.1.3.2. Geração eólica

Conforme é descrito no item 3.1.2, os dados de vento mostram que o recurso não tem bons indícios para seu aproveitamento. No entanto tentou-se utilizar um aerogerador de pequeno porte para testar seu funcionamento junto com a geração solar no flutuante Base.

Os dados de vento mostram que o recurso não tem uma intensidade significativa e um regime constante de vento. Em decorrência disso a geração eólica é praticamente nula. No entanto pode-se fazer uma análise pontual entre a potência instantânea e a velocidade de vento, conforme mostrada na

Figura 3.14.

Figura 3.14 – Valores instantâneos de potência do aerogerador em função da velocidade do Vento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A maioria dos pontos mostrados na

Figura 3.14 tende a seguir o perfil da curva de potência do aerogerador em função da velocidade de vento. No entanto, como estes pontos são instantâneos e não há um regime de vento definido, alguns pontos se deslocam da linha de tendência de geração de energia em função da inércia do rotor. Por exemplo, em uma rajada no qual a velocidade de vento alcance um pico de 12 m/s e instantaneamente cai para 6 m/s o ponto de potência registrado seria de aproximadamente 250 W para uma velocidade de 6 m/s, já a curva de potência do aerogerador indica 50 W para uma velocidade de 6 m/s. O mesmo ocorre a valores de geração na região abaixo de 3 m/s, pois a velocidade de partida o aerogerador é de aproximadamente 3,5 m/s. Ressalta-se ainda que os valores representados na

Figura 3.14, são esporádicos, o que do ponto de vista de geração de energia elétrica torna-se bem insignificante.

3.2. Balanço do fluxo de energia elétrica do flutuante

Neste tópico é analisado alguns parâmetros referentes a demanda do flutuante, bem como a abordagem da avaliação de desempenho do inversor, uma vez que o desempenho deste equipamento está diretamente relacionado com a demanda. Além disso, avalia-se a influência do sistema de monitoração instalado no consumo de energia elétrica do flutuante.

3.2.1. Balanço de energia e desempenho do inversor

A Tabela 3.1 contém os valores médios integrados para os cinco meses de monitoração do SHI. Estes dados estão relacionados ao balanço de energia entre a geração fotovoltaica, eólica e o inversor, onde são disponibilizados os seguintes parâmetros: geração FV (E_{FV1} e E_{FV2}), geração eólica (E_A), energia na entrada c.c. do inversor (E_{CC}), energia c.a. (E_{CA}) e eficiência do inversor (η_{INV}). Com base nos dados desses cinco meses de monitoração, observa-se a relação entre a geração FV e os consumos nos lados em c.c. e c.a. do inversor, que alcançam valores médios diários de 6,66 kWh, 8,91 kWh e 6,05 kWh, respectivamente.

Tabela 3.1 – Balanço de energia entre o gerador FV e o inversor, utilizando valores médios diários.

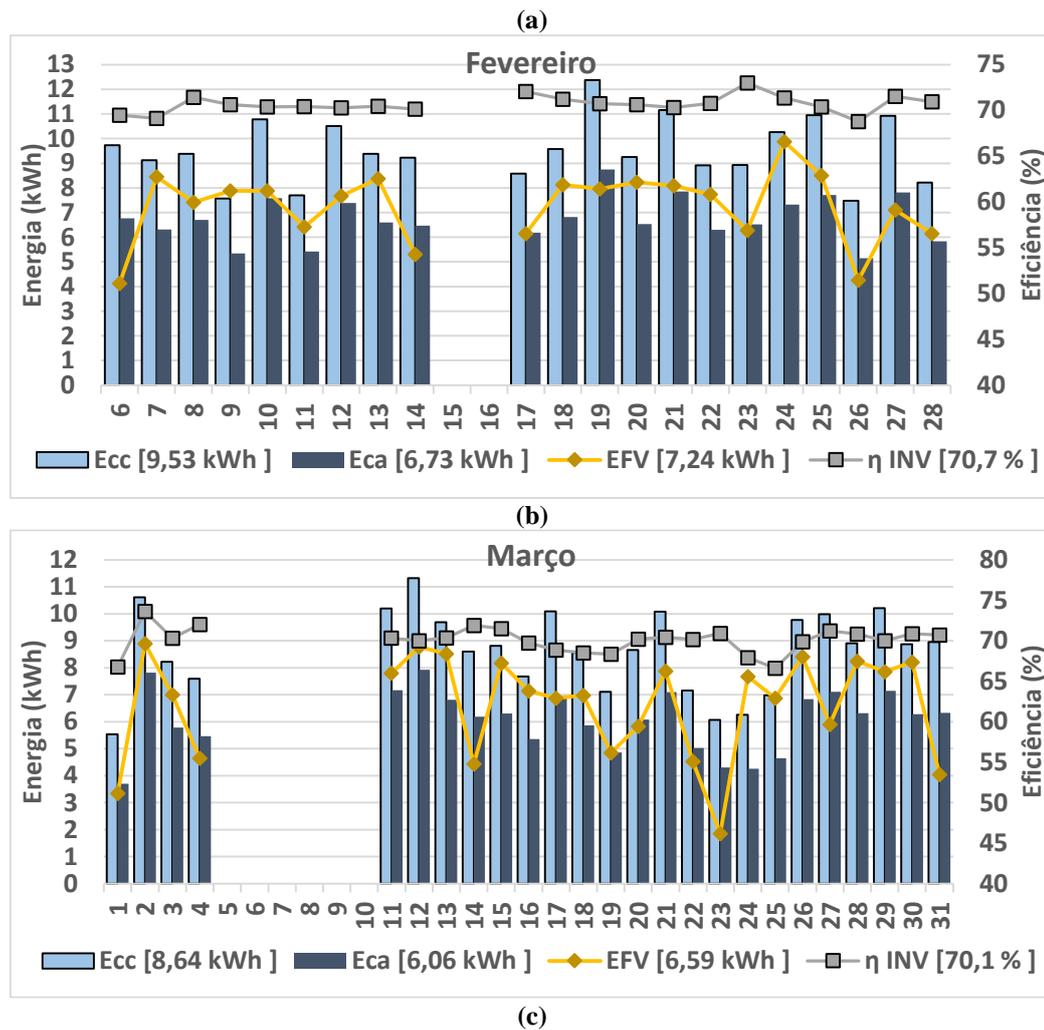
Parâmetro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Total	Média total
E_{FV1} (kWh)	3,70	3,39	3,33	2,99	3,30	16,71	3,34
E_{FV2} (kWh)	3,53	3,20	3,57	3,04	3,23	16,57	3,32
E_A (kWh)	0,00	0,00	0,015	0,015	0,024	0,054	0,011
E_{CC} (kWh)	9,53	8,64	9,303	8,75	8,36	44,57	8,91
E_{CA} (kWh)	6,73	6,06	6,48	5,86	5,14	30,27	6,05
η_{inv} (%)	70,7	70,2	69,6	67,0	61,4	-	67,9

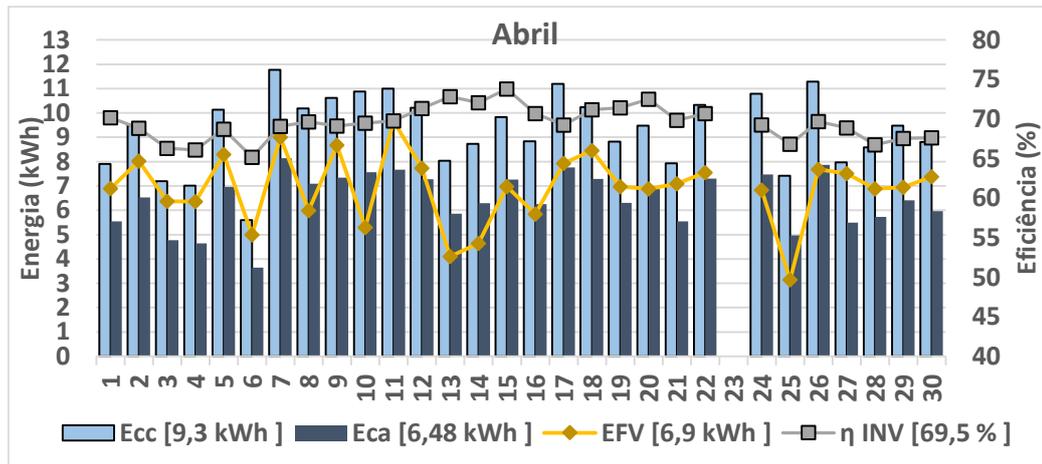
Fonte: Elaborado pelo autor.

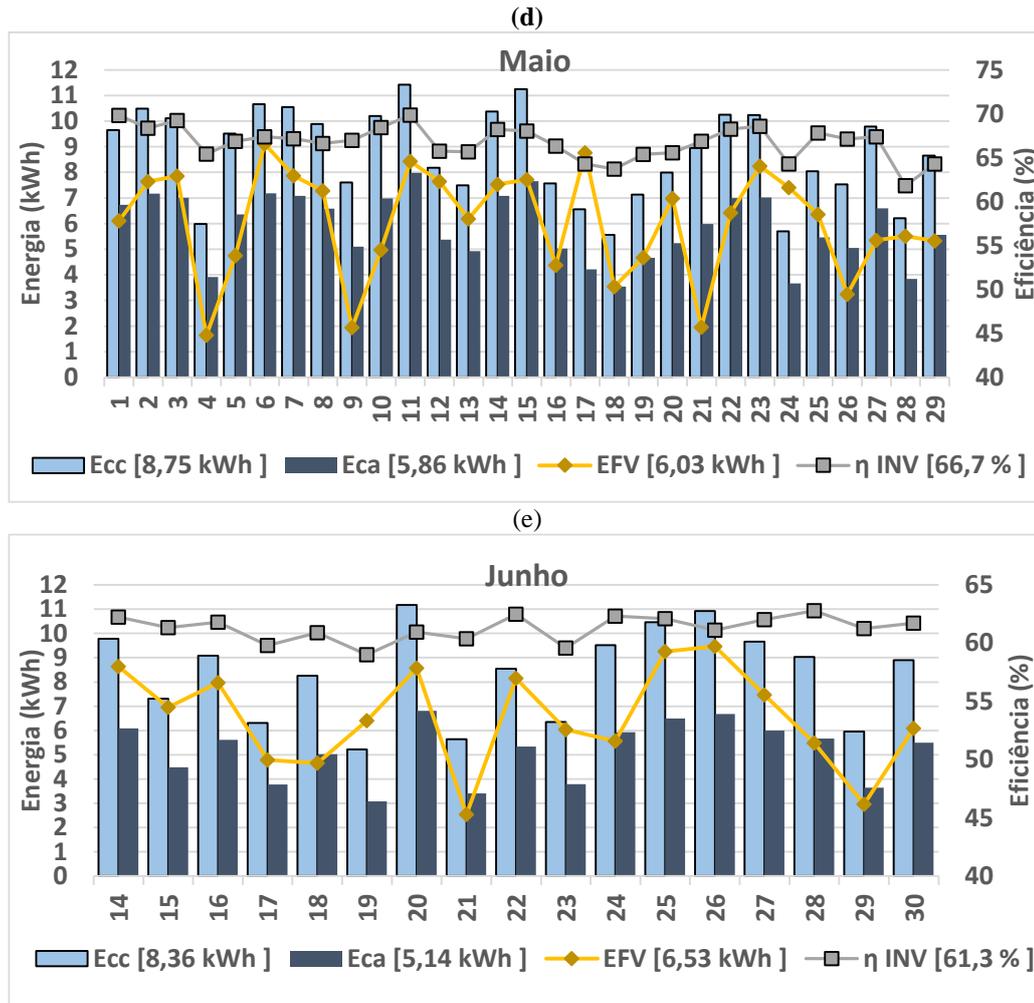
Observa-se que a média total da geração FV (6,658 kWh) é inferior ao consumo médio mensal c.c. requisitada pelo inversor (8,914 kWh) para suprir o consumo médio diário da carga c.a. (6,054 kWh). Já a energia gerada pelo aerogerador é praticamente desprezível se comparada com a geração FV.

No que se refere ao fluxo de energia consumida, apesar de não haver diferenças superiores a 1 kWh nos valores médios ao longo dos meses, o mesmo não se pode afirmar com relação as variações diárias que, dependendo das atividades desenvolvidas no flutuante Base e principalmente com relação aos finais de semana, podem ter diferenças bem mais expressivas, tal como mostra a Figura 3.15.

Figura 3.15 – Balanço entre a geração FV e o consumo: potência c.c., c.a. e eficiência do inversor, além da geração FV diária.





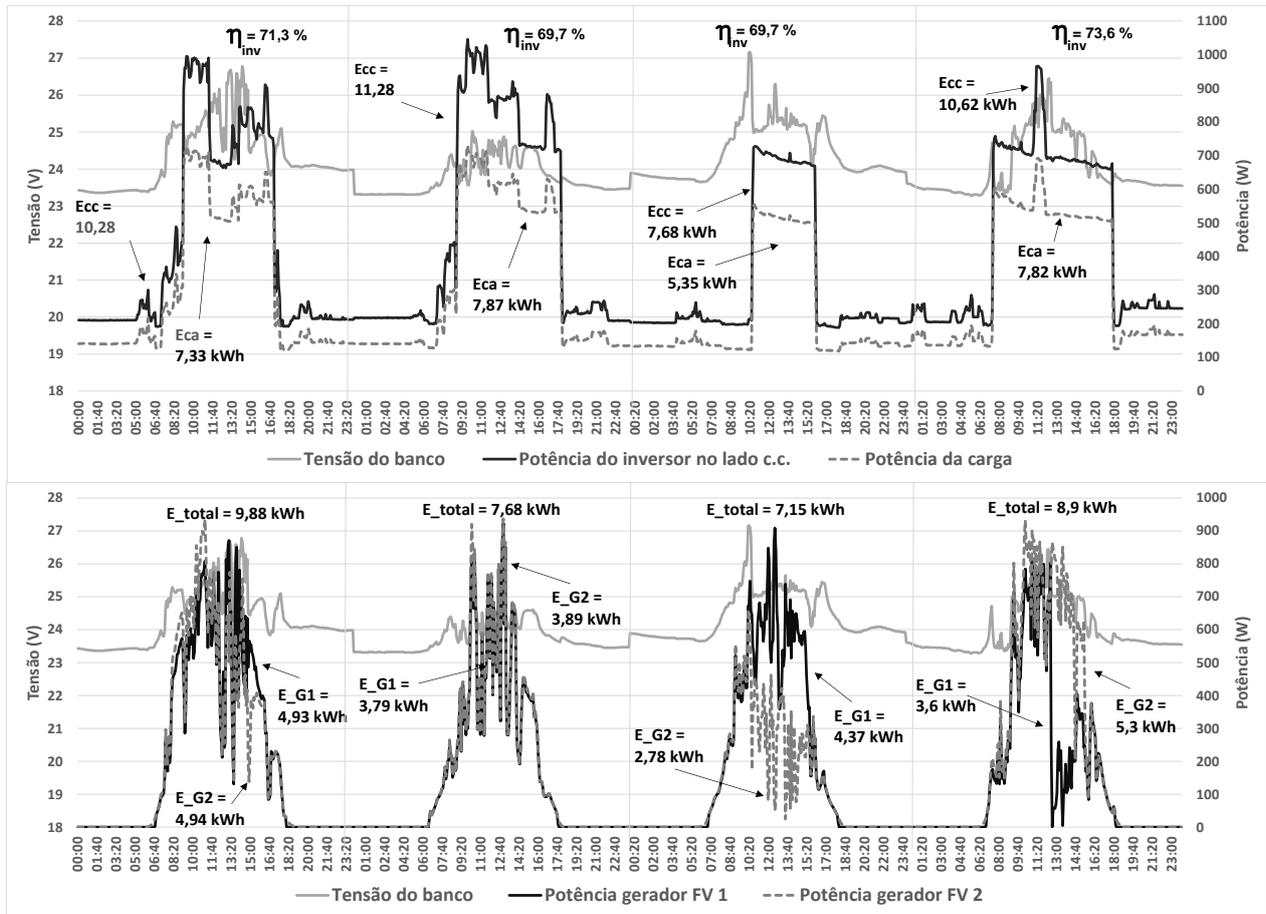


A Figura 3.15 mostra detalhadamente os resultados experimentais diários relacionados aos balanços de energia elétrica, tanto da carga e quanto da geração FV, para os meses em monitoração do SHI. Observe que nas legendas dos gráficos mostrados na Figura 3.15 estão representados os valores médios diários para cada parâmetro.

A demanda em c.c. solicitada pelo inversor e a demanda requerida pela carga c.a. diariamente podem ser visualizadas na Figura 3.15, além da produção diária total do gerador FV e da eficiência do inversor. Percebe-se que, embora a média diária da energia produzida pelo gerador seja expressiva, ela não é suficiente para atender o consumo de energia c.c. do inversor.

No que se refere ao fluxo de energia no inversor durante as 24 horas de funcionamento do equipamento, a Figura 3.16 ilustra quatro situações distintas em termos do perfil diário da curva de carga e geração do sistema.

Figura 3.16 – Perfil diário da curva de carga, geração FV do sistema e tensão do banco de baterias para quatro dias distintos.

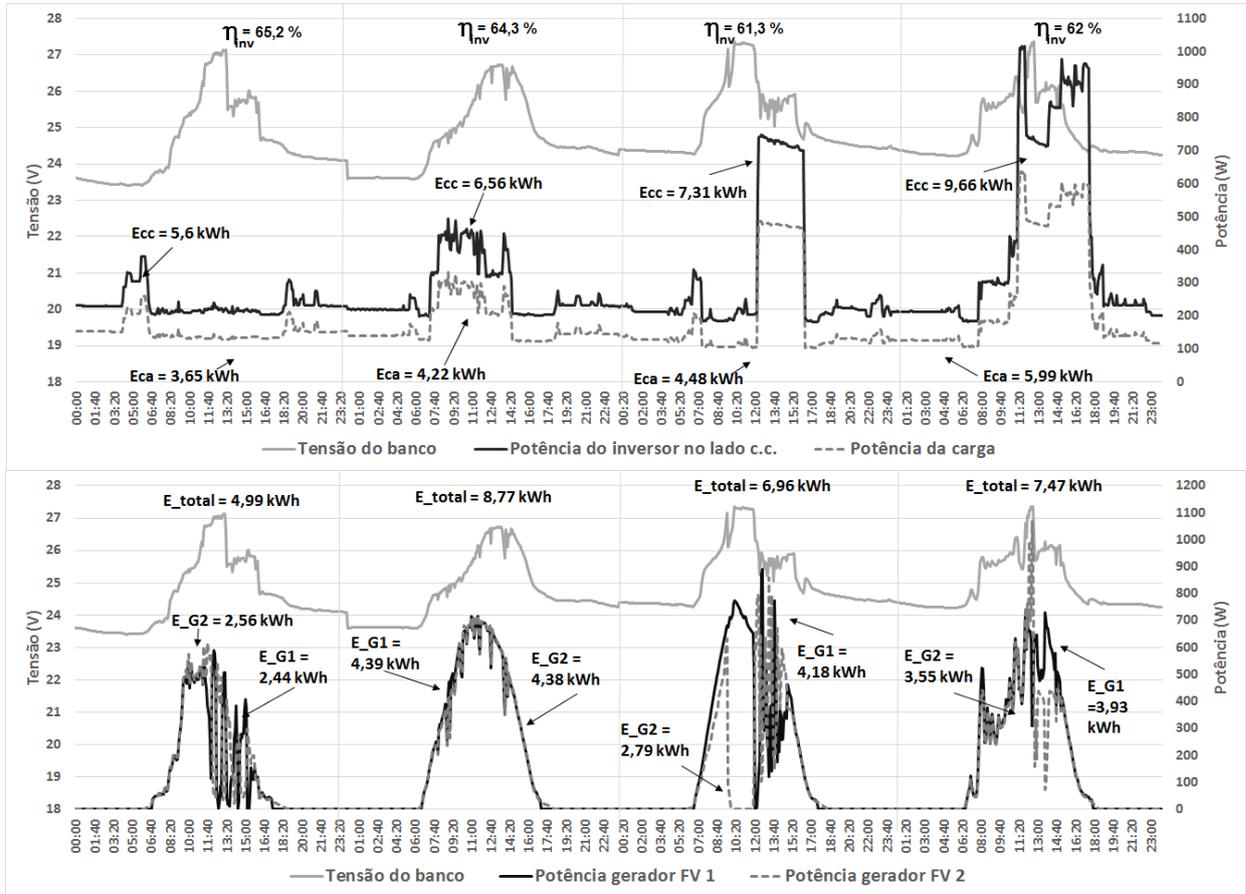


Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que em certos dias, durante o período da madrugada, o sistema atende uma carga c.a. inferior a 150 W, cerca de apenas 10 % da potência do inversor, forçando o equipamento a operar com baixo rendimento, o que, junto com outros fatores ambientais (como, por exemplo, a temperatura ambiente), pode explicar o valor médio da eficiência de conversão c.c.-c.a. do inversor da ordem de 68 %, bem inferior aos valores fornecidos pela curva de eficiência que consta no manual do equipamento, onde valores superiores a 90 % são atingidos com 10% da potência nominal do inversor. No tópico 3.2.1.1 é feita uma análise do inversor, levando em consideração a influência da temperatura para o processo de conversão c.c.-c.a.

Na Figura 3.16 também é observado uma maior quantidade de consumo c.a. no período entre 9 horas até as 17 horas. Isto se deve porque neste período é ligado o refrigerador, que corresponde a uma das maiores cargas do flutuante Base. Vale lembrar que o mesmo é desligado após este período. A Figura 3.17 mostra outras situações onde são detalhados os resultados experimentais relacionados aos perfis, tanto da carga quanto da geração FV.

Figura 3.17 – Perfil diário da curva de carga, geração FV do sistema e tensão do banco de baterias para outros quatro dias distintos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Observando a Figura 3.17, nota-se que, nesses quatro dias distintos, o inversor opera com uma eficiência ainda menor que o valor médio mencionado anteriormente. Isto se deve ao fato de que estes são dias de finais de semana, onde há pouco consumo do lado c.a. Ressalta-se ainda, que os dois primeiros dias são referentes ao sistema com a capacidade de 2,08 kWp, e os demais dias da Figura 3.17 correspondem ao sistema já operando com a nova capacidade de 2,6 kWp.

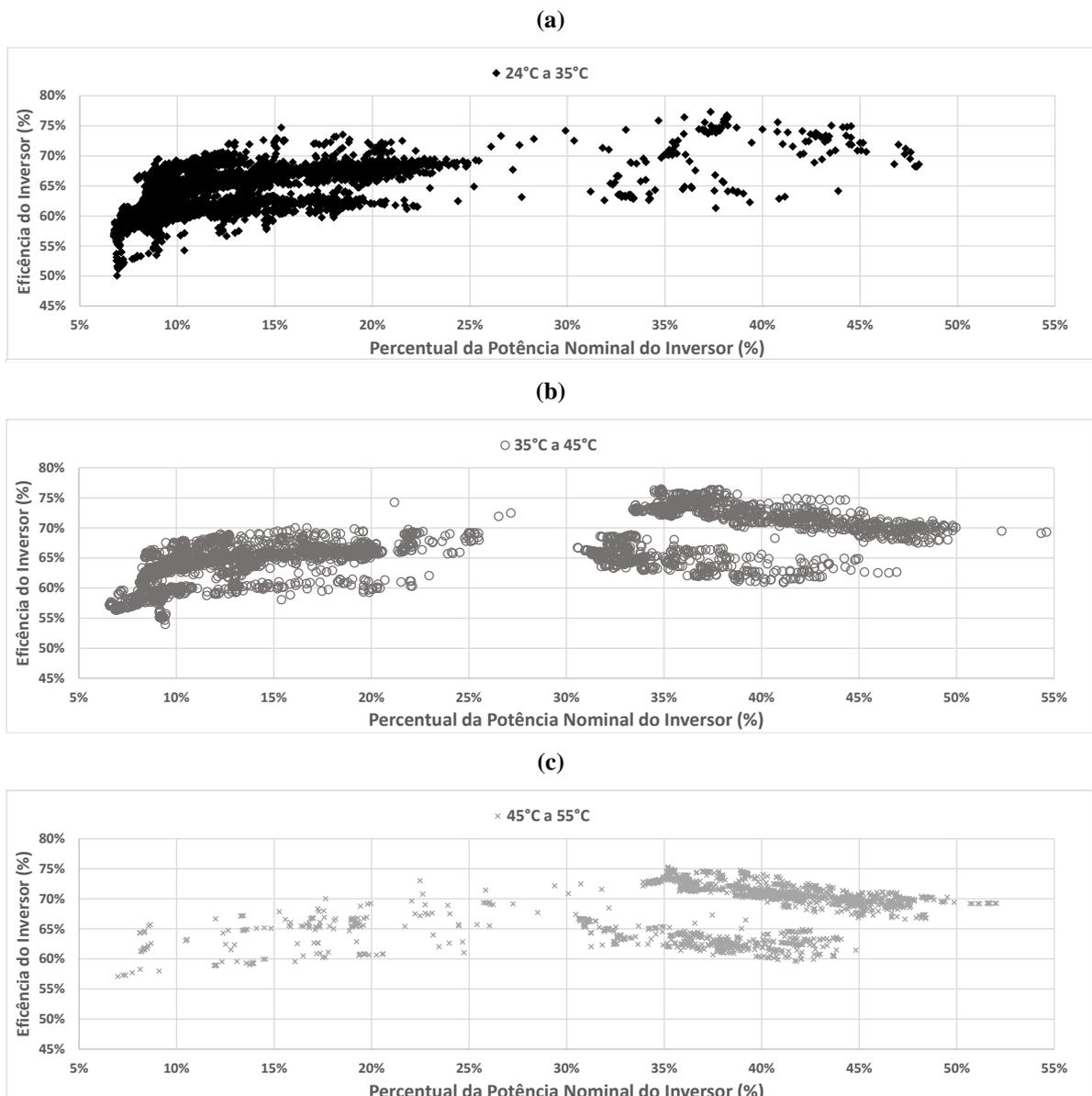
Outro parâmetro a ser observado na Figura 3.16 e Figura 3.17 refere-se a tensão de operação do banco de baterias. Quando há muita geração e pouco consumo do lado c.a., o nível de tensão do banco de baterias aumenta rapidamente, conforme pode ser observado nos três primeiros dias da Figura 3.17. Estas variações de tensão podem causar variações na energia gerada por parte da atuação dos controladores de carga a medida que se atinge tensões mais elevadas. Este fato é observado na maioria dos gráficos referentes a geração de energia por parte dos geradores FV, tanto na Figura 3.16 quanto na Figura 3.17.

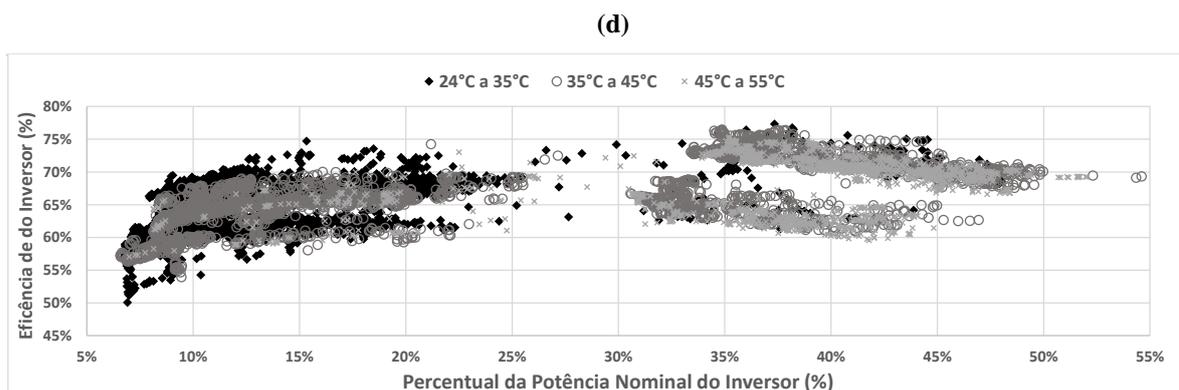
3.2.1.1. Curva de eficiência do inversor e influência da temperatura

Os dados de eficiência mostrados na Tabela 3.1 revelam que a eficiência medida em campo (68 %) é bem inferior ao valor máximo de 93 % fornecido pelo manual do equipamento. Resultados similares também foram constatados por Maia et al. (2013), onde valores da ordem de 71 % foram constatados para um inversor de 350 VA.

Para melhor explicar os valores de eficiência expostos na Figura 3.15, é mostrado na Figura 3.18 um gráfico de eficiência em função da potência nominal do inversor para três faixas de temperatura.

Figura 3.18 – Eficiência do inversor em função de sua potência nominal, considerando as três faixas de temperatura de operação do mesmo.





Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados mostrados na Figura 3.18(a) para a faixa de temperatura de 24 °C a 35 °C mostram uma maior concentração dos pontos na região de operação do inversor abaixo de 25% de sua capacidade nominal. Considerando a faixa de temperatura e a potência de operação do equipamento, a maior parte destes pontos estão no período noturno na qual há apenas o consumo, em c.a., das lâmpadas, do computador de monitoração e rádio de comunicação. Observa-se ainda que a eficiência máxima de operação que o equipamento pôde alcançar foi de 77,3 % e que o inversor trabalhava com uma temperatura de aproximadamente 31 °C.

No que se refere a faixa de 35 °C a 45°C, Figura 3.18(b), nota-se que esta corresponde a faixa em que maior parte do tempo o inversor trabalha. Já a faixa de temperatura de 45°C até 55 °C, Figura 3.18 (c), indica uma operação predominante do equipamento em potências acima de 30 % da potência nominal do inversor. É observado ainda que com o aumento da temperatura, a eficiência do equipamento tende a cair.

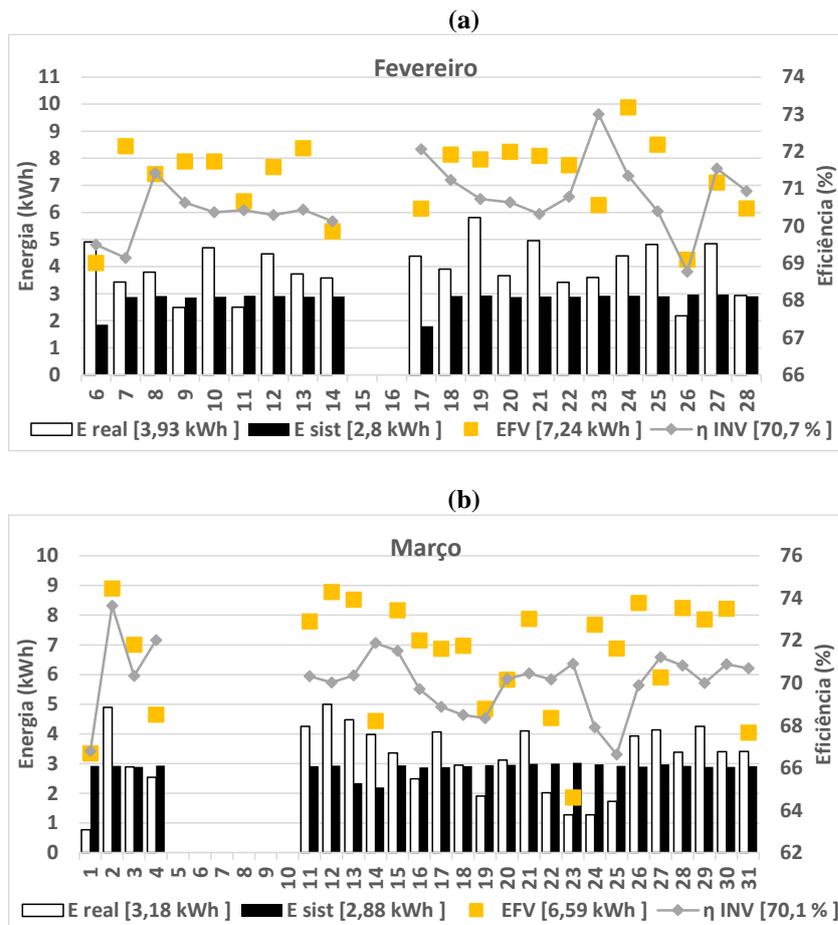
Uma informação interessante mostrada na Figura 3.18 (d) é a aparente subutilização do equipamento, uma vez que a potência nominal do mesmo não ultrapassa os 55%. Vale lembrar que os dados expostos são médias, de 5 minutos, dos valores instantâneos e por isso os dados mostrados são menores que os valores de pico. Outro ponto que deve ser levantado é que no flutuante existe um refrigerador, equipamento que quando ligado demanda aproximadamente 6 vezes a sua demanda nominal em alguns milissegundos, e o mesmo foi crucial na escolha do inversor. Inversores com capacidade de pico inferior à exigida pelo freezer tendem a se proteger desconectando a saída c.a.

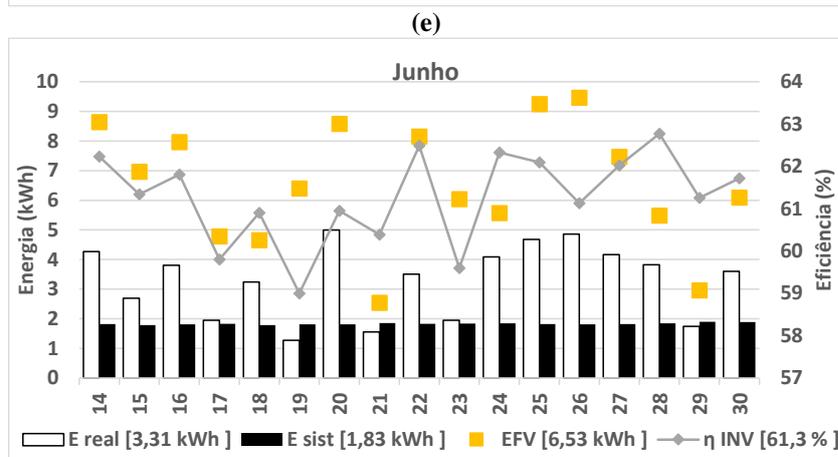
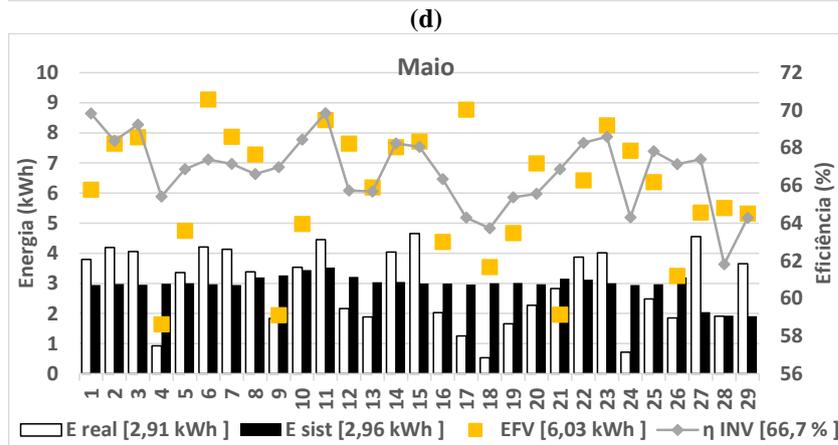
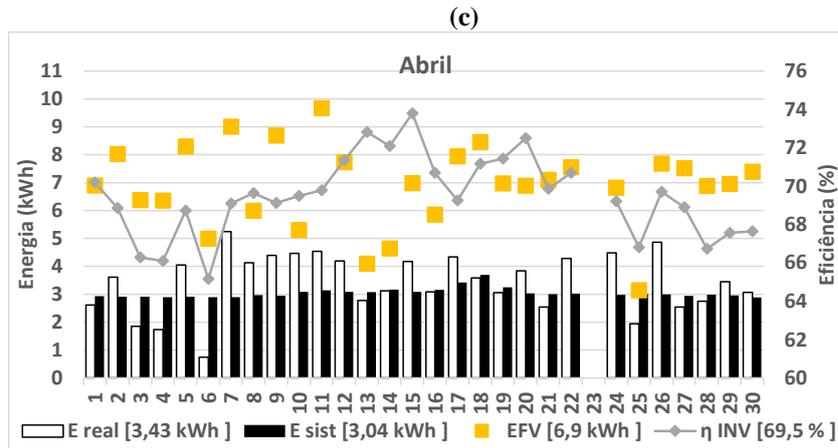
3.2.2. Consumo do sistema de monitoração

O grande problema do sistema de monitoração do flutuante Base é o consumo do mesmo. Conforme mostrado no item 2.5.3, a quantidade de energia gasta para manter o sistema de monitoração funcionando é preocupante, ainda mais para um sistema no qual qualquer energia gerada é de extrema importância para o flutuante.

A Figura 3.19 é muito similar a Figura 3.15, mostrando a relação entre a energia gerada (em amarelo), a eficiência de conversão (cinza) e o consumo do sistema de aquisição de dados (preto). No entanto, as barras de energia representam, respectivamente, a energia que o flutuante Base efetivamente consumiu (barra sinalizada na cor branca) e a energia consumida apenas pelo sistema de monitoração (barra em preto). Ainda na Figura 3.19, os valores mostrados nas legendas de cada gráfico representam as médias diárias mensais para cada mês de dados.

Figura 3.19 – Balanço entre a geração FV, consumo do sistema de monitoração (preto), consumo real do sistema (Branco) e eficiência do inversor.





Fonte: Elaborado pelo autor.

Com a Figura 3.19 é possível observar o quanto de energia é consumida por parte do sistema de monitoração. Estes dados são considerados preocupantes, tendo em vista que o sistema não foi projetado para este consumo. A Tabela 3.2 resume os seguintes parâmetros: geração FV (E_{FV1} e E_{FV2}), geração Eólica (E_A), energia na entrada c.c. do inversor (E_{CC}), energia c.a. total do sistema (E_{CA}), energia c.a. consumida apenas pelo sistema de monitoração (E_{SIST}) e eficiência do inversor (η_{INV}).

Tabela 3.2 – Balanço de energia entre geração FV e o consumo (mostrando consumo total e o consumo do sistema de monitoração), utilizando valores acumulativos.

Parâmetro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Total	Média mensal
E_{FV1}(kWh)	77,776	84,677	96,643	86,754	56,086	401,935	80,387
E_{FV2}(kWh)	74,199	80,050	103,469	88,121	54,924	400,763	80,153
E_A(kWh)	0,000	0,000	0,432	0,442	0,412	1,286	0,257
E_{CC}(kWh)	200,029	215,909	269,792	253,612	142,110	1081,452	216,290
E_{CA}(kWh)	141,378	151,601	187,781	170,038	87,312	738,111	147,622
E_{sist}(kWh)	58,868	71,982	88,290	85,766	31,104	336,011	67,202
η_{inv}(%)	70,7	70,2	69,6	67,0	61,4	68,3	68,3

Observa-se que apenas o consumo por parte do sistema de monitoração (336,011 kWh) é responsável por quase metade do consumo total do sistema (738,111 kWh). Estes resultados mostram o quanto é preocupante o consumo do sistema de monitoração.

Para melhor ilustrar ao leitor como o SHI do flutuante Base está sofrendo com este problema, é mostrada na seção 3.3 o comportamento do banco de baterias para o período em análise.

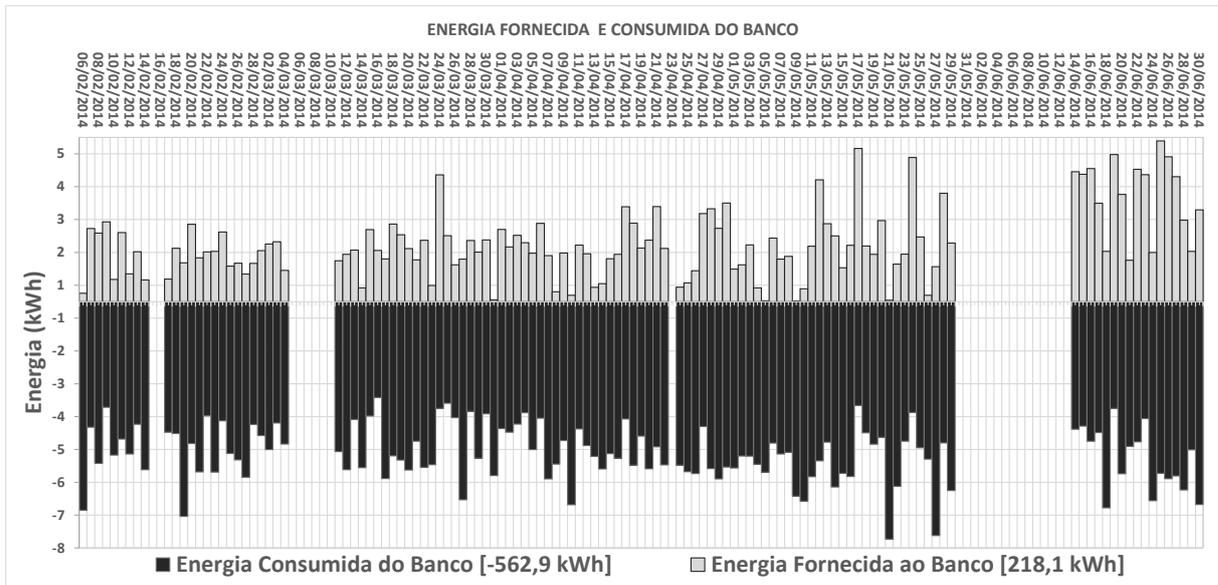
3.3. Análise do banco de baterias

Uma análise importante para este tipo de sistema é feita com relação ao banco de baterias. Pois esta é a fonte de armazenamento de energia na qual o inversor utiliza quando há pouca geração ou no período noturno, sendo necessário que o sistema de geração faça a reposição da energia utilizada. Conforme mostrado no item 3.2, o sistema de monitoração é uma carga extra que causa impactos ao sistema como um todo. Neste contexto, o banco de baterias é penalizado, uma vez que não há o aumento de módulos suficientes para garantirem tal consumo e nem foi aumentada a capacidade de armazenamento do banco.

3.3.1. Energia consumida e acumulada

Com base na medição de energia elétrica de entrada e energia de saída do banco de baterias, foi possível verificar o comportamento deste parâmetro para o período de medição. A Figura 3.20 mostra a energia acumulada e a energia consumida do banco de baterias para o período de fevereiro a junho de 2014.

Figura 3.20 – Energia fornecida ao banco de baterias (parte superior) e a energia consumida do banco de baterias (parte inferior) para todo o período de análise.



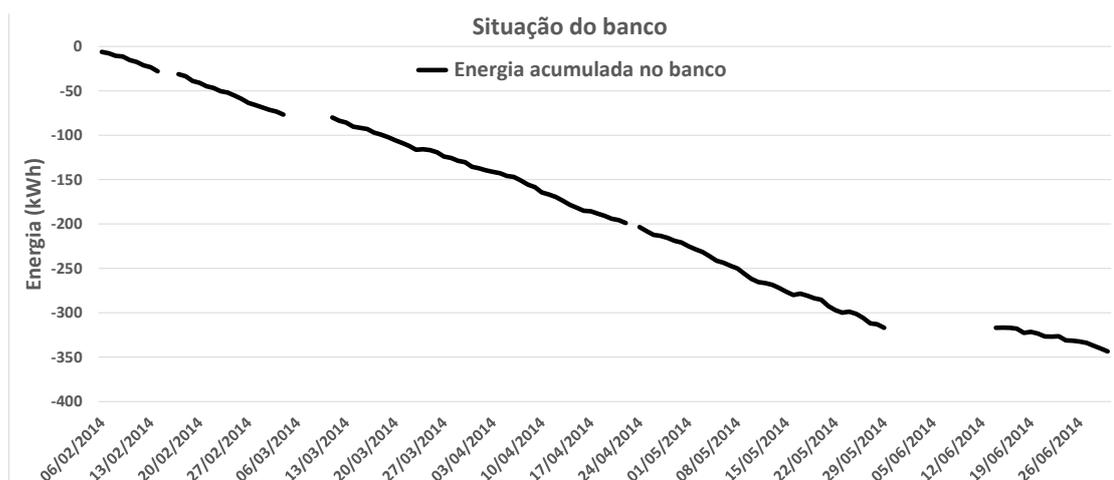
Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme mostrado na Figura 3.20, os valores de energia consumida do banco de baterias (562,9 kWh) e fornecida ao banco de baterias (218,1 kWh) mostram um desbalanceamento de carga no sistema. A energia total do banco, a diferença entre a energia fornecida e a energia consumida, mostra um *déficit* de 344,8 kWh desde que os dados foram medidos. Esta situação mostrada na Figura 3.20 pode trazer consequências nocivas ao banco de baterias em um médio período de tempo, como por exemplo a redução de sua vida útil e o desligamento do sistema em alguns períodos do dia.

Vale lembrar que a partir de junho foram acrescentados quatro módulos fotovoltaicos ao sistema (dois módulos para cada gerador FV), por isso nota-se que os dados a partir de 14 de junho mostram-se mais balanceados (entre energia fornecida e a energia consumida) do que os dados anteriores a esta data. Porém, a quantidade de módulos inseridos no sistema não é, com base nos resultados dos cálculos apresentados no item 2.5.3, suficiente para equilibrar a relação consumo-geração do sistema.

Em termos gerais, a energia acumulada no banco de baterias vem sofrendo um *déficit* diário. A Figura 3.21 mostra como o sistema de armazenamento está em uma situação crítica.

Figura 3.21 – Déficit de energia diário do banco.



Fonte: Elaborado pelo autor.

É visível no gráfico mostrado na Figura 3.21 que o banco está em uma situação crítica, na qual só é retirada, ao longo dos dias, energia do mesmo. No entanto, observa-se que a partir do dia 14 de maio de 2014 há uma redução neste déficit, porém não é suficiente para estabilizar a relação entre energia acumulada e energia consumida.

As baterias não são 100% eficientes, sendo este rendimento proporcional à corrente drenada ou injetada, pois uma parte da energia é dissipada na forma de calor nas resistências internas à bateria. Sendo caracterizada, por exemplo, um rendimento típico de uma bateria de chumbo-ácido de 85% e de uma bateria de níquel-cádmio de 65%. Os cinco métodos mais utilizados na literatura, para se calcular a eficiência de carga e descarga de um banco baterias, podem ser encontrados em Coelho (2001), Alvarez, et al., (2003), Yifeng e Limin (2010) e Fent (1994). Apesar desses métodos não serem aplicados neste trabalho, as informações apresentadas aqui, permitem o desenvolvimento de análises diretamente relacionadas com as perdas no banco de baterias.

Considerando a situação atual do sistema, mostrada na Tabela 3.2, observa-se que a geração total de energia FV foi de aproximadamente 802,7 kWh e o consumo refletido para o lado c.c., por parte do inversor, foi de 1081,4 kWh. Isto mostra uma diferença entre o que é consumido e o gerado de aproximadamente 278,7 kWh, que seria equivalente dizer que toda a energia gerada fosse consumida diretamente pelo inversor. No entanto, os dados mostrados no item 3.3.1, obtidos dos fluxos de potência no banco de baterias, indicam que há um déficit ainda maior de 344,8 kWh. Isso é explicado pelo fato de que nem toda a energia gerada é demandada diretamente pelo inversor, e parte sofre influência do processo de carga a descarga do banco de baterias.

CONCLUSÕES

O sistema de monitoração implantado mostrou-se uma importante ferramenta de análise da qualidade da operação do SHI, ajudando a entender a operação dessa aplicação em um ambiente quente e úmido como o da região Amazônica.

Apesar do curto tempo de monitoração, os dados experimentais tornaram possível verificar uma eficiência média do inversor no SHI de aproximadamente 67,9 %, semelhante a resultados obtidos em outros trabalhos, onde os valores de eficiência de conversão c.c.-c.a. estão bem inferiores aos 85 % geralmente disseminados para projetos no Brasil. Isso pode significar que, ou o dimensionamento do inversor merece ser mais criterioso e otimizado, ou as condições de operação impostas ao equipamento, que o obrigam a operar com baixa eficiência, deva ser considerada na etapa de projeto.

Na primeira situação, para se especificar de forma adequada o inversor necessita-se de um conhecimento mais aprofundado da demanda de energia elétrica do local, tal como os resultados de demanda diária apresentados aqui. O problema é que esses resultados não são muito comuns na etapa de projeto desses sistemas, onde, na maioria das vezes, os valores de demanda são estimados. Além disso, mesmo conhecendo-se de forma detalhada a demanda de energia do local, esbarra-se na dificuldade da disponibilidade de mercado, ou seja, de se encontrar equipamentos adequados para um perfil de demanda específico. Na segunda situação, o inversor forçado a operar com baixa eficiência, resta considerar essa condição na etapa de dimensionamento do sistema, ou seja, eficiências de conversão c.c.-c.a. menores do que é usualmente considerado.

Com relação a instalação do sistema de aquisição de dados, a utilização do inversor de onda senoidal e a utilização do sistema de aterramento contribuíram significativamente para redução das interferências na medição das variáveis de interesse. Ressalta-se ainda que, apesar dos transduses utilizados na aquisição dos dados possuírem uma calibração prévia fornecida pelo fabricante, é de extrema importância a realização de uma calibração customizada destes dispositivos após sua instalação num sistema real, afim de aumentar a confiabilidade dos resultados obtidos durante o monitoramento do sistema.

Já o sistema de monitoração, este se mostra uma poderosa ferramenta de aprendizado e divulgação, com o acompanhamento, através de uma interface gráfica bem ilustrativa, do que está acontecendo com os parâmetros elétricos medidos no SHI. No entanto, em um monitoramento via *datalogger*, os esforços com configuração e manutenção, seriam extremamente minimizados, porém o acompanhamento em tempo real da quantidade de variáveis a serem visualizadas seria bastante comprometida, uma vez que, na maioria destes equipamentos existentes no mercado, a interface de comunicação homem-máquina é bastante limitada.

Por outro lado, quando se avalia do ponto de vista do consumo de energia elétrica por parte do sistema de monitoração, este é consideravelmente maior que os *dataloggers* tradicionais, tornando-se um ponto delicado na decisão da estratégia de aquisição de dados adotada.

Ao mesmo que a monitoração adotada neste trabalho possibilita, de forma bem flexível e didática, um detalhamento de todo o sistema, desde a disponibilidade do recurso até os fluxos de potência em todas as partes do sistema, torna-se um consumo excedente que o sistema atual não consegue suprir, sendo necessário o redimensionamento da geração fotovoltaica e do sistema de armazenamento, conforme sugerido neste trabalho.

Questões importantes foram levantadas neste trabalho sendo que duas merecem destaque: A primeira relacionada a limitação de potência impostas pelos controladores de carga durante a geração e a segunda, está associada a metodologia para estimativa do déficit real do banco de baterias proposta neste trabalho.

A configuração composta por vários controladores de carga em paralelo merece ser avaliada com mais detalhes, uma vez que as limitações impostas por estes equipamentos, conseqüentes da influência exercida pelos demais controladores que compõem o sistema de geração, pode ser tão significativa, que justificaria a utilização de um único controlador de carga de maior potência no sistema.

A avaliação do balanço de energia das baterias em situações reais de operação também é uma contribuição deste trabalho que merece ser replicada em outros sistemas, com outras condições de operação e outros modelos de baterias.

Como sugestões de trabalhos futuros, propõem-se:

- Avaliação de desempenho do sistema em um intervalo de tempo mais longo (pelo menos um ano);

- Avaliação de outras tecnologia de baterias;
- Análise de desempenho de outros inversores e aerogeradores existentes no mercado;
- A análise de desempenho da operação do sistema com um único gerador fotovoltaico conectado a um único controlador de carga;
- Ampliação das análise para outras bases de apoio a pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alvarez, J. *et al.* **A fully digital smart and fast lead-acid battery charge system.** Power Electronics Specialist Conference, PESC '03, v. 2, p. 913-917, 2003.

Atlas brasileiro de energia solar / Pereira, E. B.; Martins F. R.; Abreu, S. L. e Rütther R. – São José dos Campos: INPE, 2006.

Barra L.; Catalanotti S.; Fontana F.; Lavorante F. **An analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant.** Solar Energy, Volume 33, pp. 509-514, 1984.

Benatiallah A.; Mostefaoui R.; Boubekri M. **A Comparison of Simplified and Statistical Methods of Sizing Photovoltaic Installation for a Remote Dwelling in the Saharan Region.** Journal of the Human-Environmental System, 2005.

Braga Junior, W.; Cavalcante, R. L.; Pinho, J. T.; Macêdo, W. N. **Difusão de Conhecimentos em Energia Solar na Região Norte do Brasil.** In: COBENGE, 2013, Gramado. XII Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia, 2013.

Chel, A.; Tiwari, G. N. **A case study of a typical 2.32 kWp stand-alone photovoltaic (SAPV) in composite climate of New Delhi (India).** Applied Energy 2011; 88: 1415–1426.

Coelho, K. D. **Estudo de uma fonte ininterrupta de corrente continua de baixa potencia gerenciada por um microcontrolador.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

Copetti, J.; Maccagan, M. **Baterias em sistemas solares fotovoltaicos.** I CBENS – I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Brasil, 2007.

Diaz, P. **Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos: aplicación a la electrificación rural.** Tese de Doutorado, Universidad Politécnica de Madrid, Espanha, 2003.

Fent, D. G. **An Automatic Universal Boost Charging Algorithm for Lead Acid Batteries.** Telecommunications Energy Special Conference, TELESCON, p. 453-456, 1994.

Ibrahim, D. **Microcontroller-Based Temperature Monitoring and Control**. 234 pages. Publisher: Newnes; 1 edition. October 8, 2002.

International Energy Agency—IEA. **Use of appliances in stand-alone PV power supply systems: problems and solutions**. Report IEA PVPS T3-09, 2002.

Jantsch, M.; Schmidt, H.; Schmid, J. **Results of the Concerted Action on Power Conditioning and Control**. 11 E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Suíça, pp. 1589-1593, 1992.

Jossen, A.; Garche, J.; Sauer, D. **Operation conditions of batteries in PV applications**. Solar Energy, 76(6), pp. 759-769, 2004.

Macêdo, W. N.; Galhardo, M. A. B.; Pinho, J. T.; Modesto, J.; Penha, J.; Oliveira, L. G. **M. Reestruturação de um Sistema Fotovoltaico Autônomo em uma Base de Pesquisa de Unidade de Conservação Ambiental**. In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010, Belém. Anais do III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010.

Macêdo, W. N.; Galhardo, M. A. B.; Almeida, M. P.; Neto, A. F. de C. P.; Pinho, J. T.; Modesto, J.; Penha, J.; Brito, O. **Revitalization and Analysis of Operation of the Autonomous Photovoltaic System of the Uacari Floating Lodging House, Amazon-Brazil**. Progress in Photovoltaics, v. 19, p. n/a, 2011.

Macêdo, W. N.; Figueiredo, T.; Filho, G.; Galhardo, M. A. B.; Pinho, J. T.; Almeida, Marcelo P. **Application of Photovoltaic Systems in Community Radios Located in Remote Conservation Units in the Amazon**. In: Small PV-Applications - Rural Electrification and Commercial Use, 2009, Ulm. Small PV-Applications, 2009.

Macêdo, W. N.; Galhardo, M. A. B.; Pinho, J. T.; Modesto, J.; Penha, J.; Brito, O. **Problemas e Soluções em Sistemas Fotovoltaicos Autônomos na Amazônia: O Estudo de Caso da Pousada Flutuante Uacari**. In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferencia Latinoamericana de la ISES, 2008, Florianópolis. Anais do II CBENS e III SES, 2008.

Maia, K. C. S., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Nascimento, A. R. C., Pinho, J. T., 2013. **Experimental Results of a Solar Home System Operating with OPzV Batteries under the Amazon Region Conditions**. In: Small PV-Applications, 2013, Ulm. 3rd Symposium Small PV-Applications - OTTI, 2013. p. 93-98.

Manual do Equipamento, Aerogerador ENERSUD Modelo NOTUS 138. Disponível em: <http://enersud.com.br/?page_id=137>

Manual do Equipamento, Célula de referência TRITEC modelo SPEKTRON-210. Disponível em: <http://www.tritec-energy.com/common/pdf/tritec/Spektron-210_en.pdf>

Manual do Equipamento, FRONIUS Sensores de temperatura e velocidade de vento. Disponível em: <http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-07A16943-AEE71681/fronius_international/hs.xsl/83_16139_ENG_HTML.htm>

Manual do Equipamento, Inversor de Tensão ATERSA Modelo Tauro BC 1524. Disponível em: <<http://www.atersa.com/img/20131126123359.pdf>>

Manual do Equipamento, Placa USB NI-6218. Disponível em: <<http://www.ni.com/pdf/manuals/371931f.pdf>>

Manual do Equipamento, Transdutor de Tensão SECON modelo 150V010VLF-127AC. Disponível em: <http://www.secon.com.br/pdf/140512083329_TRANSDUTOR-TENSAO-V010VLF.pdf>

Manual do Equipamento, Transdutor de Tensão SECON modelo 50V010VLF-127AC. Disponível em: <http://www.secon.com.br/pdf/140512080446_TRANSDUTOR-TENSAO-V010VDC.pdf>

Messenger, R. and Ventre, J. (2000) **Photovoltaic Systems Engineering**, CRC Press, New York (USA).

Mocelin, A. R.; Zilles, R.; Morante, F. **Resultados Operacionais da Implantação de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares**. I CBENS – I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Brasil, 2007.

Montenegro, A.; Monteiro, C.; Borges, E.; Klaus, W.; Schwab, T.; Urbanetz Jr.; Nascimento, L.; Ruther, R. **Análise de dados de monitoramento de sistemas fotovoltaicos domiciliares instalados no Acre**. Anais do II Congresso Brasileiro de Energia Solar ABENS & III Conferencia Latinoamericana da International Solar Energy Society. Florianópolis, v.1. P.1-12, 2008.

Moura. Manual Técnico Moura Acumuladores. [S.l.]. 2011.

National Instruments Corporation, 2001. **Manual de treinamento do LabVIEW**. 338 p.

Nieuwenhout, F.D. J.; Dijk, A. V.; Lasschuit, P.E.; et al. **Experience with solar home systems in developing countries: a review**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2001; 9: 455–474.

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

Pontes, S. N. **Concepção e Projeto de Um Sistema Fotovoltaico autônomo do Tipo SIGFI 45**. Trabalho de Conclusão de curso, Universidade Federal do Pará, 2013.

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.

Wiles, J.C.; Brooks, B.; Schultre, B. **PV installations, a progress report**. Conference Record of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002.

Yifeng, G.; Limin, H. **The Charging Technology for Lead-Acid Battery with a Negative Pulse**. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), p. 1-3, 2010.

ANEXOS

Anexo 1 – Datasheet do Módulo KC130 TM



MODEL
KC130TM

THE NEW VALUE FRONTIER



KC130TM

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE



LISTED

HIGHLIGHTS OF KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULES

Kyocera's advanced cell processing technology and automated production facilities produce a highly efficient multicrystal photovoltaic module.

The conversion efficiency of the Kyocera solar cell is over 16%. These cells are encapsulated between a tempered glass cover and a pottant with back sheet to provide efficient protection from the severest environmental conditions.

The entire laminate is installed in an anodized aluminum frame to provide structural strength and ease of installation.



APPLICATIONS

- Microwave / Radio repeater stations
- Electrification of villages in remote areas
- Medical facilities in rural areas
- Power source for summer vacation homes
- Emergency communication systems
- Water quality and environmental data monitoring systems
- Navigation lighthouses, and ocean buoys
- Pumping systems for irrigation, rural water supplies and livestock watering
- Aviation obstruction lights
- Cathodic protection systems
- Desalination systems
- Railroad signals
- etc.

QUALIFICATIONS

- **MODULE** : UL 1703 certified
Hazardous Locations Class 1, Div 2, Groups A, B, C and D
- **FACTORY** : ISO9001 and ISO 14001

QUALITY ASSURANCE

Kyocera multicrystal photovoltaic modules have passed the following tests.

- Thermal cycling test
- Thermal shock test
- Thermal / Freezing and high humidity cycling test
- Electrical isolation test
- Hail impact test
- Mechanical, wind and twist loading test
- Salt mist test
- Light and water-exposure test
- Field exposure test

LIMITED WARRANTY

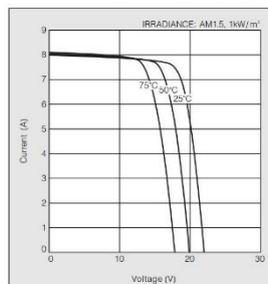
※ 1 year limited warranty on material and workmanship

※ 20 years limited warranty on power output: For detail, please refer to "category IV" in Warranty issued by Kyocera

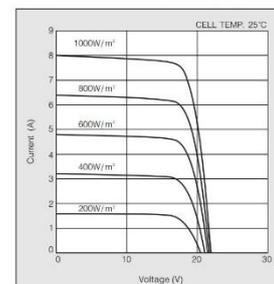
(Long term output warranty shall warrant if PV Module(s) exhibits power output of less than 90% of the original minimum rated power specified at the time of sale within 10 years and less than 80% within 20 years after the date of sale to the Customer. The power output values shall be those measured under Kyocera's standard measurement conditions. Regarding the warranty conditions in detail, please refer to Warranty issued by Kyocera)

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC130TM at various cell temperatures



Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC130TM at various irradiance levels

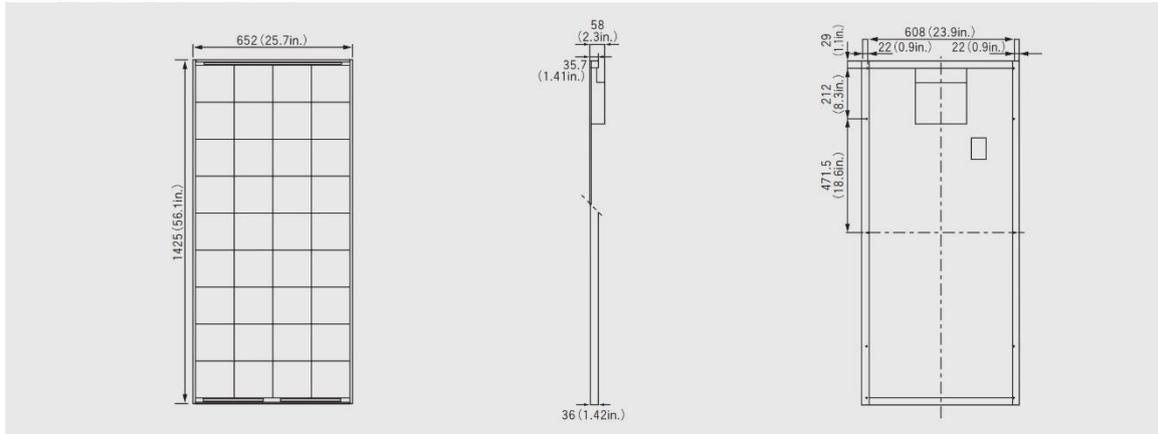


SPECIFICATIONS

KC130TM

Physical Specifications

Unit : mm (in.)



Specifications

Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (P _{max})	130W (+10%/−5%)
Maximum Power Voltage (V _{mpp})	17.6V
Maximum Power Current (I _{mpp})	7.39A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	21.9V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.02A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of V _{oc}	−8.21×10 ^{−2} V/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	3.18×10 ^{−3} A/°C
*STC : Irradiance 1000W/m ² , AM1.5 spectrum, module temperature 25°C	
Electrical Performance at 800W/m ² , NOCT, AM1.5	
Maximum Power (P _{max})	92W
Maximum Power Voltage (V _{mpp})	15.5V
Maximum Power Current (I _{mpp})	5.94A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	19.9V
Short Circuit Current (I _{sc})	6.47A
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 47°C	

Cells	
Number per Module	36
Module Characteristics	
Length × Width × Depth	1425mm(56.1in.)×652mm(25.7in.)×38mm(2.3in.)
Weight	11.9kg(26.8lbs.)
Junction Box Characteristics	
Length × Width × Depth	170.6mm(6.7in.)×191.6mm(7.5in.)×51.5mm(2.0in.)
IP Code	IP65
Reduction of Efficiency under Low Irradiance	
Reduction	4.3%
Reduction of efficiency from an irradiance of 1000W/m ² to 200W/m ² (module temperature 25°C)	

Please contact our office for further information



KYOCERA Corporation

KYOCERA Corporation Headquarters

CORPORATE SOLAR ENERGY DIVISION
6 Takeda Tobadono-cho
Fushimi-ku, Kyoto
612-8501, Japan
TEL:(81)75-604-3476 FAX:(81)75-604-3475
<http://www.kyocera.com>

● KYOCERA Solar, Inc.

7812 East Acoma Drive
Scottsdale, AZ 85260, USA
TEL:(1)480-948-8003 or (800)223-9580 FAX:(1)480-483-6431
<http://www.kyocerasolar.com>

● KYOCERA Solar do Brasil Ltda.

Av. Guignard 661, Loja A
22790-200, Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro, Brazil
TEL:(55)21-2437-8525 FAX:(55)21-2437-2338
<http://www.kyocerasolar.com.br>

● KYOCERA Solar Pty Ltd.

Level 3, 6-10 Talavera Road, North Ryde
N.S.W. 2113, Australia
TEL:(61)2-9870-3948 FAX:(61)2-9888-9588
<http://www.kyocerasolar.com.au/>

● KYOCERA Fineceramics GmbH

Fritz Müller strasse 107, D-73730 Esslingen, Germany
TEL:(49)711-93934-917 FAX:(49)711-93934-950
<http://www.kyocerasolar.de/>

● KYOCERA Asia Pacific Pte. Ltd.

298 Tiong Bahru Road, #13-03/05
Central Plaza, Singapore 168730
TEL:(65)6271-0500 FAX:(65)6271-0600

● KYOCERA Asia Pacific Ltd.

Room 801-802, Tower 1 South Seas Centre, 75 Mody Road,
Tsimshatsui East, Kowloon, Hong Kong
TEL:(852)2-7237183 FAX:(852)2-7244501

● KYOCERA Asia Pacific Ltd. Taipei Office

10 Fl., No.66, Nanking West Road, Taipei, Taiwan
TEL:(886)2-2555-3609 FAX:(886)2-2559-4131

● KYOCERA(Tianjin) Sales & Trading Corporation

19F, Tower C HeQiao Building 8A GuangHua Rd.,
Chao Yang District, Beijing 100026, China
TEL:(86)10-6583-2270 FAX:(86)10-6583-2250

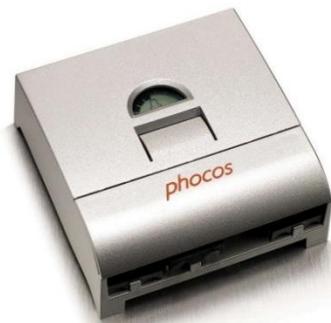
Anexo 2 – Datasheet do controlador Phocos CX40

Datasheet_CX_POR

Final Version

CX10, CX20, CX40

Controlador de Carga com "display" LCD



- Indic. estado de carga através de "display" LCD
- Indicação de carga e de descarga
- Alarme acústico antes da desconexão das cargas
- Indicação de estado da carga/ consumidor
- 5 Algoritmos para desconexão
- Controle PWM a 3 estágios (regulador série)
- Compensação de temperatura integrada
- Terminais de conexão cobertos (até 16mm²)
- Proteção eletrônica total
- Função noite/dia programável

A série CX é uma sofisticada família de controladores solares com inúmeras características especiais para sua classe de preço. Além de um perfeito controle PWM de carga, com compensação de temperatura integrada, encontra-se disponível também uma série de funções de indicação, de programação e de segurança. O estado de carga da bateria é sinalizado através de um gráfico de barras permanentemente aparente assim como dos fluxos de energia entrando ou saindo da bateria e ainda do estado das cargas (por ex. sobrecarga, curto-circuito na carga). A proteção contra descarga profunda pode ser configurada em três diferentes formas: tensão constante, estado de carga ou adaptativa (Fuzzy logic, para preservar a bateria). Funções de alarme acústico bem como suporte à entrada de dados estão disponíveis neste controlador. Além disso encontra-se disponível também a função programável noite/dia. Em versão especial está disponível também uma saída para uso do excesso de Energia, destinada a consumidores específicos Phocos (por ex. refrigeradores). Um gabinete extremamente compacto foi preparado para permitir sua montagem sobre trilho DIN (o adaptador está disponível como acessório).

TIPO	CX10	CX20	CX40
Máx.corrente de módulo	10A	20A	40A
Máx.corrente de carga	10A	20A	40A
Tensão de sistema	12/24V	12/24V	12/24V
Máximo nível de umidade, armazenagem ou em operação	95%	95%	95%
MTBF	Superior a 36 anos		
Consumo próprio	<4mA		
Dimensões(LxAxP)	92x93x38 mm		
Grau de Proteção	IP22		

20090708
Sujeito a alterações sem aviso prévio

www.phocos.com

Phocos AG, Germany
info@phocos.com

Phocos China Ltd., China
Info-china@phocos.com

Phocos India Solar Pvt. Ltd., India
Info-india@phocos.com

Phocos Latin America S.R.L., Bolivia
Info-latinamerica@phocos.com

Phocos Rep. Office Australia, Australia
Info-australia@phocos.com

Phocos Bangladesh
Info-bangladesh@phocos.com

Phocos Rep. Office Brazil, Brazil
Info-brazil@phocos.com

Phocos Japan
Info-japan@phocos.com

Phocos Rep. Office Eastern Africa, Kenya
Info-easternafrica@phocos.com

Phocos Mongolia
Info-mogolia@phocos.com

Phocos Eastern Europe S.R.L., Romania
Info-easterneurope@phocos.com

Phocos SEA Pte Ltd, Singapore
Info-sea@phocos.com

Phocos Rep. Office South Africa
Info-sadc@phocos.com

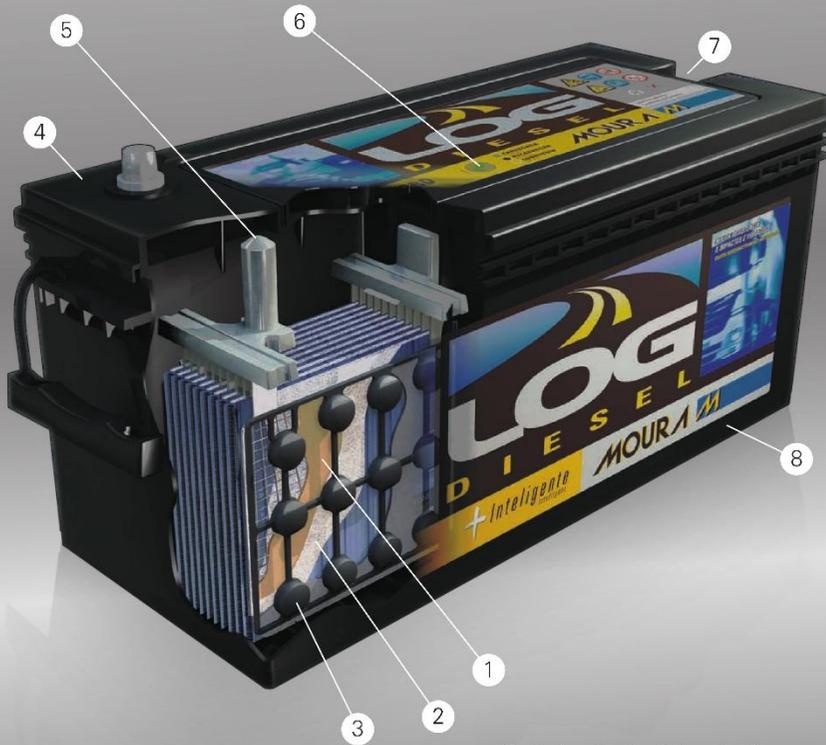
Phocos USA
Info-usa@phocos.com

Anexo 3 – Folheto da Bateria LogDiesel

Bateria Log Diesel

A Bateria ideal para caminhões, ônibus e tratores

Desenvolvida para atender a crescente demanda dos sistemas eletrônicos embarcados, a LOG Diesel é a bateria ideal para equipar caminhões, ônibus e tratores movidos a óleo diesel porque atende às especificações mais exigentes destas categorias. Ela oferece maior resistência às vibrações intensas das longas jornadas de trabalho - típicas das operações de transporte profissional de carga e de passageiros. Esforços semelhantes também são exigidos das baterias nas operações agrícolas e de construção civil.



Original de Montadoras



ELEMENTO BLINDADO

MAIOR REDE DE ASSISTÊNCIA TÉCNICA. GARANTIA É MOURA.

- | | |
|--|---|
| <p>FIBRAS FLEXÍVEIS</p> <p>1 Garantem maior flexibilidade, resistência a impactos e evitam o surgimento de fissuras nas placas.</p> | <p>CONECTORES ELÉTRICOS INTERNOS</p> <p>5 Maior robustez. Dura mais diante da precária conservação de ruas e rodovias. Alta condutividade, garantindo melhores partidas.</p> |
| <p>FIBRAS LAMINADAS</p> <p>2 Permitem uma alta compressão entre as placas, mantendo o volume ideal de eletrólito entre elas. Garante maior vida útil.</p> | <p>VISOR DE CARGA</p> <p>6 Indica o estado de carga da bateria. Maior facilidade e comodidade.</p> |
| <p>SUORTE DE COMPRESSÃO</p> <p>3 Assegura uma alta taxa de compressão e preserva a integridade das placas. Responsável pelo dobro da durabilidade em relação as baterias convencionais.</p> | <p>RESPIRADOR E PASTILHA ANTICHAMAS</p> <p>7 Maior segurança e confiabilidade durante o uso. Permite o fluxo de gases e impede a penetração de centelhas.</p> |
| <p>TOTALMENTE LIVRE DE MANUTENÇÃO</p> <p>4 Não requer reposição de água e evita vazamentos que podem provocar corrosão ou contaminação do meio ambiente.</p> | <p>CAIXA E REFORÇO LATERAL EM POLIPROPILENO</p> <p>8 Alta resistência a impactos, preservando a integridade dos componentes internos da bateria.</p> |

A Confiabilidade é a Referência da LOG Diesel

Os transportes profissionais operam em jornadas muito maiores do que as dos veículos de passeio, chegando a percorrer anualmente distâncias entre 7 e 9 vezes superiores às dos automóveis particulares. Consequentemente os componentes desses veículos, inclusive a bateria, estão expostos a uma intensidade e frequência de esforços muito maiores.

Testes comparativos de campo comprovam que a Log Diesel suporta 2x mais vibrações que as baterias convencionais.

Maior Quilometragem



Anexo 4 – Datasheet do transdutor de tensão modelo 50V010VDC



1/1

LINHA V010VDC

Os transdutores da LINHA V010VDC se caracterizam por realizarem, com total isolamento galvânico (óptico), medidas de sinais em tensão DC. Montados em um encapsulamento padrão DIN para fixação em fundo de painel, possuem uma saída do tipo (0 – 10)Vdc proporcional.

Características Técnicas:

- Transdutor de tensão
- Tipo de medida: DC instantânea (DC)
- Erro máximo: $\pm 1\%$ de $V_{m\acute{a}x}$
- Saída: (0 – 10)Vdc proporcional
- Função de transferência
 $Saída = 10 \cdot v_p / v_{m\acute{a}x}$
 Onde: $v_{m\acute{a}x}$ = tensão máxima medida
 v_p = tensão medida
- $S_{m\acute{a}x}$ (saída): < 13Vdc (p/ tensões maiores que $v_{m\acute{a}x}$)
- Corrente máxima na saída: 2mA
- Tensão de isolamento: 1kV
- Tempo de resposta: ≤ 10 ms
- Faixa de temperatura: -10°C à 70°C
- Peso: 300 g

Modelo	Faixa de Medida (Vdc)
10V010VDC-XX	0 – 10
25V010VDC-XX	0 – 25
50V010VDC-XX	0 – 50
75V010VDC-XX	0 – 75
100V010VDC-XX	0 – 100
150V010VDC-XX	0 – 150
200V010VDC-XX	0 – 200
250V010VDC-XX	0 – 250
300V010VDC-XX	0 – 300
350V010VDC-XX	0 – 350
400V010VDC-XX	0 – 400
450V010VDC-XX	0 – 450
500V010VDC-XX	0 – 500
550V010VDC-XX	0 – 550
600V010VDC-XX	0 – 600
650V010VDC-XX	0 – 650
750V010VDC-XX	0 – 750
1000V010VDC-XX	0 – 1000

T1

Diagrama de Conexões:



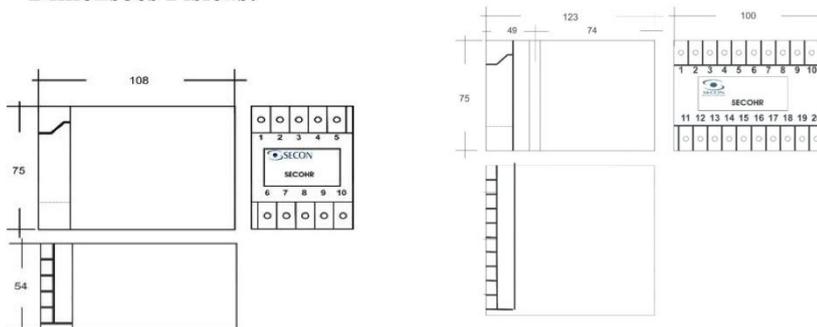
XX	Tipo de Alimentação ($\pm 10\%$)	Características	Encapsulamento	Corrente de Consumo (Máxima)
24VDC	24Vdc ($\pm 10\%$)	(GND da saída em comum com o -V da alimentação)	Tipo2	150mA
E24VDC	24Vdc ($\pm 10\%$)	Total isolamento	Tipo2	150mA
125V	(100 – 350)Vdc (90 – 240)Vac (60Hz)	Total isolamento	Tipo2	70mA
127VAC	127Vac ($\pm 10\%$) (60Hz)	Total isolamento	Tipo1	50mA
220VAC	220Vac ($\pm 10\%$) (60Hz)	Total isolamento	Tipo1	25mA

T2

Observação:

- Para saber o código final do produto, substituir XX em T1 conforme T2.
- Podem ser fornecidos para outras faixas de medida, tipos de saída e de alimentação (sob consulta).

Dimensões Físicas:



Terminais de saída: Caixa DIN de 10 terminais para fixação em trilho (35mm). Todas as dimensões em milímetros.

Av: Da Azenha, nº 1676 Lj 7
 CEP 90160-007, Porto Alegre RS
comercial@secon.com.br

05/14

Fone: (051) 3223-0608
www.secon.com.br

Anexo 5 – Datasheet do transdutor de tensão modelo 150V010VLF



1/1

LINHA V010VLF

Os transdutores da LINHA V010VLF se caracterizam por realizarem, com total isolamento galvânico, medidas de sinais em tensão AC (senoidal; 40Hz à 500Hz). Montados em um encapsulamento padrão DIN para fixação em fundo de painel, possuem uma saída do tipo (0 – 10)Vdc proporcional RMS.

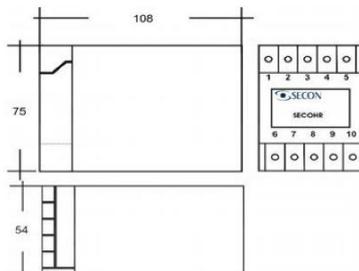
Características Técnicas:

- Transdutor de tensão
- Tipo de medida: AC com frequência variada (LF)
- Erro máximo: $\pm 1\%$ de $V_{m\acute{a}x}$
- Saída: (0 – 10)Vdc proporcional RMS
- Função de transferência
 $Saída = 10 \cdot V_p / V_{m\acute{a}x}$
 Onde: $V_{m\acute{a}x}$ = tensão máxima medida
 V_p = tensão medida
- $S_{m\acute{a}x}$ (saída): < 13Vdc (p/ tensões maiores $V_{m\acute{a}x}$)
- Corrente máxima na saída: 2mA
- Tensão de isolamento: 1kV
- Faixa de frequência: 50Hz à 500Hz
- Tempo de resposta: < 1s
- Faixa de temperatura: -10°C à 70°C
- Peso: 300 g

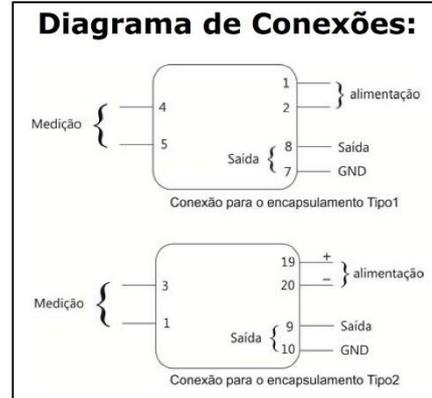
Modelo	Faixa de Medida (Vac)
10V010VLF-XX	0 – 10
25V010VLF-XX	0 – 25
50V010VLF-XX	0 – 50
75V010VLF-XX	0 – 75
100V010VLF-XX	0 – 100
115V010VLF-XX	0 – 115
150V010VLF-XX	0 – 150
200V010VLF-XX	0 – 200
250V010VLF-XX	0 – 250
300V010VLF-XX	0 – 300
350V010VLF-XX	0 – 350
400V010VLF-XX	0 – 400
450V010VLF-XX	0 – 450
500V010VLF-XX	0 – 500
550V010VLF-XX	0 – 550
600V010VLF-XX	0 – 600
650V010VLF-XX	0 – 650
750V010VLF-XX	0 – 750
1000V010VLF-XX	0 – 1000

T1

Dimensões Físicas:



Terminais de saída: Caixa DIN de 10 terminais para fixação em trilho (35mm). Todas as dimensões em milímetros.



XX	Tipo de Alimentação ($\pm 10\%$)	Características	Encapsulamento	Corrente de Consumo (Máxima)
24VDC	24Vdc ($\pm 10\%$)	(GND da saída em comum com o -V da alimentação)	Tipo2	150mA
E24VDC	24Vdc ($\pm 10\%$)	Total isolamento	Tipo2	150mA
125V	(100 – 350)Vdc (90 – 240)Vac (60Hz)	Total isolamento	Tipo2	70mA
127VAC	127Vac ($\pm 10\%$) (60Hz)	Total isolamento	Tipo1	50mA
220VAC	220Vac ($\pm 10\%$) (60Hz)	Total isolamento	Tipo1	25mA

T2

Observação:

- Para saber o código final do produto, substituir XX em T1 conforme T2.
- Podem ser fornecidos para outras faixas de medida, tipos de saída e de alimentação (sob consulta).

Av: Da Azenha, nº 1676 Lj 7
 CEP 90160-007, Porto Alegre RS
comercial@secon.com.br

05/14

Fone: (051) 3223-0608
www.secon.com.br

Anexo 6 – Datasheet do transdutor de corrente DHR-C10



AC/DC Current Transducer DHR-C10

The transducer for the electronic measurement of DC & distorted AC waveform currents, with galvanic isolation between the primary circuit (power) and the secondary circuit (measurement). True RMS 0-10V voltage output.



Electrical data				
Primary DC & AC Current	Nominal Max. Peak Value ¹⁾	Primary AC Current I _p (A)	Output voltage (Analog) V _{OUT} (VDC)	Type
I _{PN} (A.t.RMS)				
	100	600	0-10	DHR 100 C10
	200	600	0-10	DHR 200 C10
	300	1000	0-10	DHR 300 C10
	400	1000	0-10	DHR 400 C10

R _L	Load resistance	≥ 10	kΩ
V _C	Supply voltage ²⁾	+ 20 .. 50	V DC
I _C	Current consumption	30	mA
V _{SL}	Output voltage limitation (0 - 10 V)	< 14	V
I _p	Overload capability (Ampere Turns)	30000	A.t

Performance data			
X	Accuracy @ I _{PN} , T _A = 25°C (excluding offset)	< ± 1	% of I _{PN}
ε _L	Linearity error (1% of I _{PN} .. ± I _{PN})	< ± 1.0	% of I _{PN}
V _{OE}	Electrical offset voltage, T _A = 25°C	< ± 1.0	% of I _{PN}
TCV _{OC}	Temperature coefficient of V _{OC} (0 .. +60 °C)	± 2.0	mV/K
		± 4.0	mV/K
TCV _{OUT}	Temperature coefficient of V _{OUT} (% of reading)	± 0.1	%/K
		< 150	ms
t	Response time to 90 % of I _{PN} step	< 150	ms
BW	Frequency bandwidth (± 1 dB)	DC 20 .. 6000	Hz

General data			
T _A	Surrounding operating temperature	- 40 .. + 70	°C
T _S	Surrounding storage temperature	- 40 .. + 85	°C
m	Mass	260	g
IPxx	Protection degree	IP20	

Notes ⁻¹⁾ The Max. Peak AC Current is the highest peak level of the primary signal that is taken into account for accurate True RMS calculation. Yet the device is designed for maximum continuous True RMS value equal to I_{PN} whereas the output is limited by the above specified output limitation.

⁻²⁾ According to the UL 508 Standard for Safety for Industrial Control Equipment, the supply voltage must not exceed 42VDC.

I_{PN} = 100 .. 400 A



Features

- VFD and SCR waveforms current measurement
- True RMS output
- Panel mounting
- Eliminates insertion loss
- Isolated plastic case recognized according to UL94-V0

Advantages

- Large aperture for cable up to Ø32mm
- High isolation between primary and secondary circuits
- Easy installation

Applications

- **VFD Controlled Loads**
VFD output indicates how the motor and attached load are operating.
- **SCR Controlled Loads**
Accurate measurement of phase angle fired or burst fired (time proportioned) SCRs. Current measurement gives faster response than temperature measurement.
- **Switching Power Supplies and Electronic Ballasts**
True RMS sensing is the most accurate way to measure power supply or ballast input power.

Application domain

- Energy and Automation



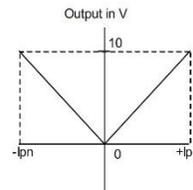
Current Transducer DHR-C10

Isolation characteristics			
V _b	Rated isolation voltage rms ⁻³⁾ according to the standard IEC 61010-1 and with the following conditions: - Reinforced isolation - Over voltage category CAT III - Pollution degree PD2 - Heterogeneous field	300	V
V _d	Rms voltage for AC isolation test ⁻⁴⁾ , 50 Hz, 1min	4.0	kV
V _w	Impulse withstand voltage ⁻⁴⁾ , 1.2/50 μS	7.3	kV
dCp	Creepage distance	7.2	mm
dCI	Clearance distance	7.2	mm
CTI	Comparative tracking index (Group I)	> 600	

Notes ⁻³⁾ Between primary conductor voltage and ground. The voltage category could be improved according to the insulation characteristic given by the cable manufacturer. The UL 508 Standard for Safety for Industrial Control Equipment requires that only insulated conductors are used as primary circuit with this transducer.

⁻⁴⁾ Between primary (completely filling the aperture) and secondary.

Transfer characteristics





Current Transducer DHR-C10

Safety and warning notes

In order to guarantee safe operation of the transducer and to be able to make proper use of all features and functions, please read these instructions thoroughly!
 Safe operation can only be guaranteed if the transducer is used for the purpose it has been designed for and within the limits of the technical specifications.
 Ensure you get up-to-date technical information that can be found in the latest associated datasheet under www.lem.com.



Caution! Risk of danger

Ignoring the warnings can lead to serious injury and/or cause damage!
 The electric measuring transducer may only be installed and put into operation by qualified personnel that have received an appropriate training.
 The corresponding national regulations shall be observed during installation and operation of the transducer and any electrical conductor.
 The transducer shall be used in electric/electronic equipment with respect to applicable standards and safety requirements and in accordance with all the related systems and components manufacturers' operating instructions.



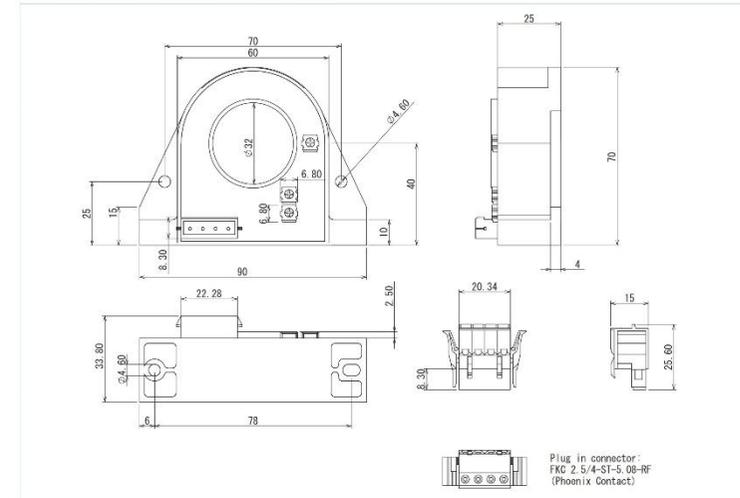
Caution! Risk of electrical shock

When operating the transducer, certain parts of the module may carry hazardous live voltage (e.g. primary conductor, power supply).
 The user shall ensure to take all measures necessary to protect against electrical shock.
 The transducer is a built-in device containing conducting parts that shall not be accessible after installation.
 A protective enclosure or additional insulation barrier may be necessary.
 The transducer shall not be put into operation if the jaw opening is open (split core version) or the installation is not completed.
 Installation and maintenance shall be done with the main power supply disconnected except if there are no hazardous live parts in or in close proximity to the system and if the applicable national regulations are fully observed.

Safe and trouble-free operation of this transducer can only be guaranteed if transport, storage and installation are carried out correctly and operation and maintenance are carried out with care.



Dimensions DHR-C10 (in mm. 1 mm = 0.0394 inch)



Connections

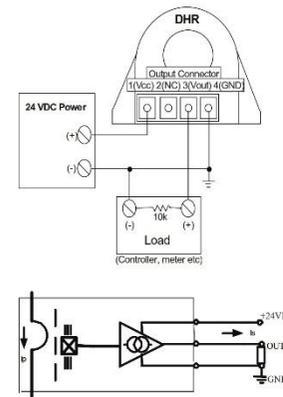
- Wires up to Ø 2 mm
- Female connector provided (spring terminal blocks)
- User-friendly spring-cage connection for no-tool direct conductor connection

Mechanical characteristics

- General tolerance ±1 mm
 - Primary aperture Ø 32.0 mm
 - Panel mounting 4 holes Ø 4.6 mm
 - Distance between holes 70.0 mm & 78 mm (see above dimensions)
- For panel mounting, use M4 screws (not supplied) with appropriate length to panel's thickness, and tighten to 0.75Nm +/-20% torque.

Remarks

- The temperature of the primary busbar can not exceed 90 °C.
- Dynamic performances are the best with a primary busbar completely filling the primary aperture.
- This is a standard model. For different versions (supply voltages, different outputs, bidirectional measurements...), please contact us.



Anexo 7 – Datasheet do sensor de direção de vento modelo EN-024



SENSOR DE DIREÇÃO DO VENTO MODELO EN-024



DESTAQUES

O Sensor de Direção do Vento, construído com alumínio anodizado e inox, é preciso, confiável e durável. É projetado para operação desacompanhada de longa duração em ambientes tropicais e poluídos.

- Testado individualmente em túnel de vento
- Velocidade de até 160 km/h
- Erro menor que 3° (graus)
- De fácil instalação

FUNCIONAMENTO

O Sensor possui um potenciômetro com enrolamento de precisão para alta resolução. O potenciômetro está diretamente acoplado à biruta.

O potenciômetro é blindado e atende às especificações militares dos EUA, para poeira, spray de sal, areia e fungos.

DADOS TÉCNICOS

Materiais de construção	Alumínio anodizado e aço inoxidável
Faixa de velocidade de operação	0 a 160 km/h
Velocidade de partida	0,5 m/s (1,6 km/h)
Erro	< 3° (graus)
Amortecimentos	0,25
Temperatura de operação	- 10 a +70°C
Faixa de operação	0 a 360°
Peso	< 0,5 kg
Conexão elétrica	Engate com multipino rosqueado
Fixação	Mediante "T" em barra horizontal

APÊNDICE

Apêndice 1

Este apêndice mostra o detalhes do sistema de aquisição de dados feito em LabVIEW. Com os detalhes mostrados neste trabalho será possível, junto com um conhecimento básico em LabVIEW (sugere-se a leitura do *Manual de treinamento do LabVIEW*, edição de 2001), entender a programação feita e, talvez, reproduzir um sistema de aquisição similar ao mostrado neste documento.

A programação feita em LabVIEW é separada basicamente em dois tipos, uma parte dela é feita no painel frontal (onde são mostrados os valores dos dados medidos) e outra parte é feita no diagrama de blocos (onde se encontra programação feita em diagrama de blocos para o sistema).

No painel frontal, mostrado na figura abaixo é exibida a página principal, estão alocados os gráficos e os indicadores numéricos dos dados medidos e calculados no diagrama de blocos.

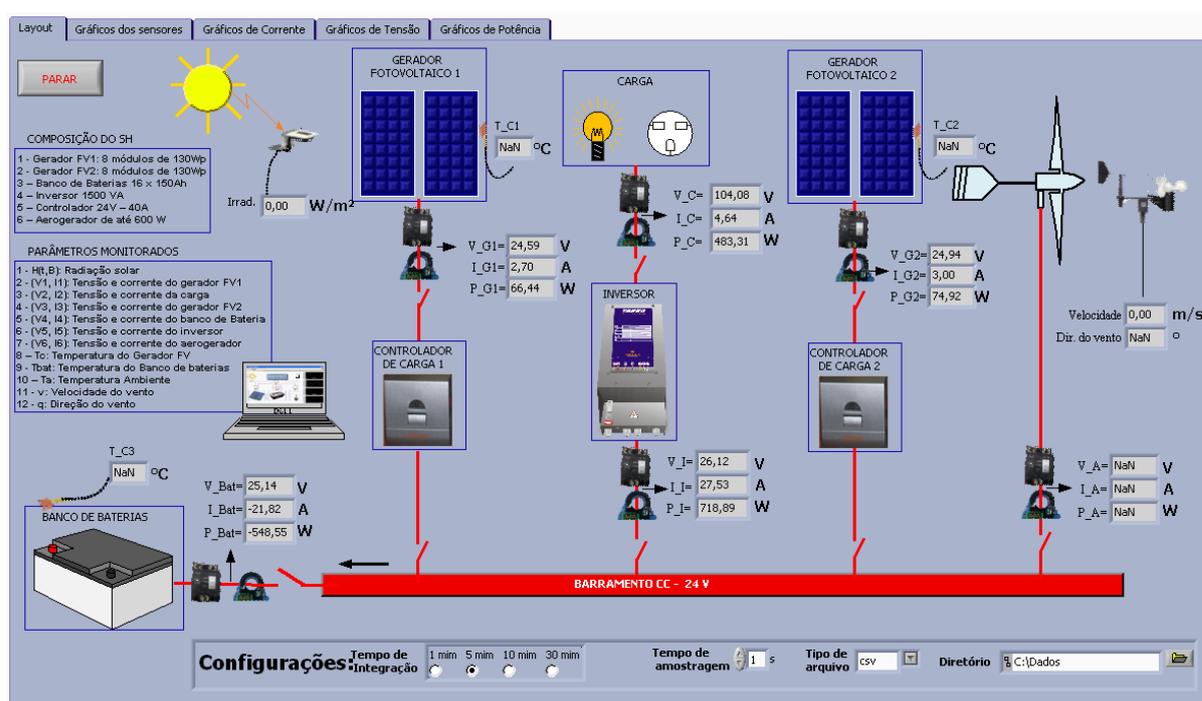


Figura A.1 – Painel frontal do programa de monitoração, *layout* principal.

Vale lembrar que todos os desenhos mostrados nesta figura foram feitos fora a parte e foram introduzidos na interface gráfica para comport o esquema principal a fim de ilustrar de forma simples o sistema instalado no flutuante Base. Observe também que na figura A.1 acima existem abas para mostrar os dados gráficos dos sensores e parâmetros elétricos do sistema.

Estas abas foram feitas usando o *Tab Control* () , localizado na paleta de controle *Classic* » *Containers* do painel frontal. Com esta ferramenta foi possível compactar os dados gráficos em uma única região. Nas figuras subsequentes, é mostrada as duas abas seguintes do *layout*.

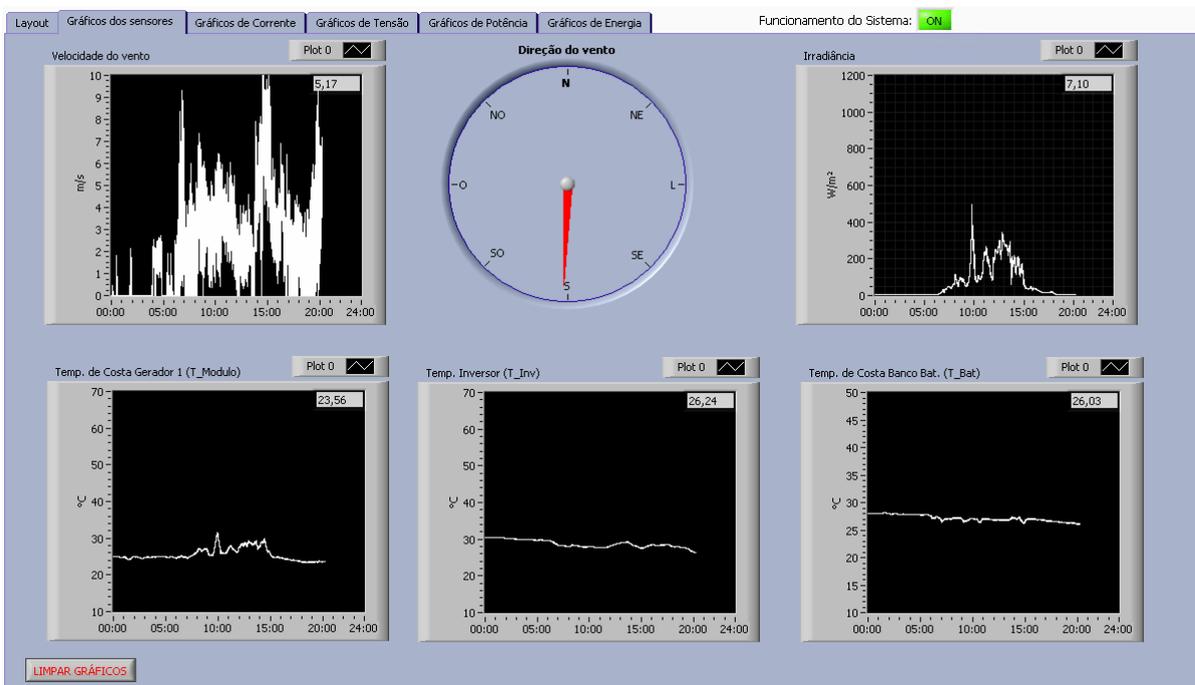


Figura A.2 – Painel frontal do programa de monitoração, aba de gráficos dos sensores.

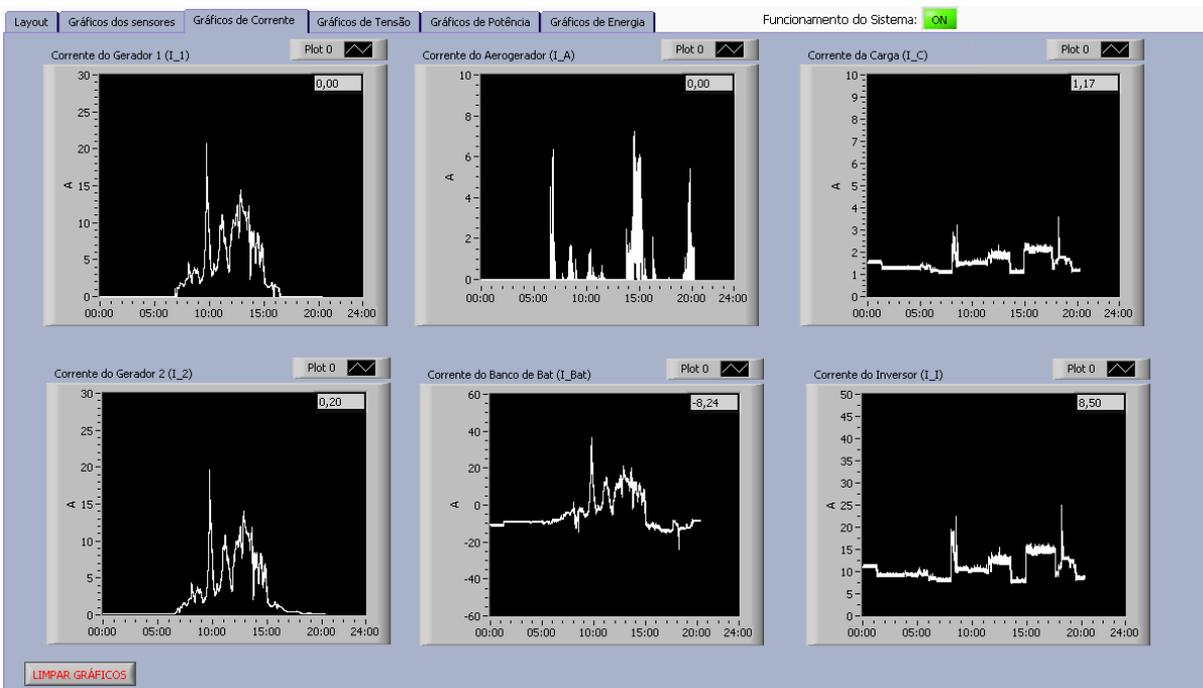


Figura A.3 – Painel frontal do programa de monitoração, aba de gráficos de corrente.

As abas dos gráficos de tensão, potência e energia são similares à aba de corrente. Em todos os gráficos feitos neste trabalho foram utilizados a ferramenta *Waveform Chart* (). Já para o indicador de direção do vento foi utilizado o indicador numérico *Gauge* () com algumas modificações.

A segunda e mais demorada etapa de construção do programa foi a construção do diagrama de bloco. Este diagrama é mais complexo e necessita, para melhor entendimento, ser subdividido em 5 partes principais: *star-up*, aquisição, conversão, médias e armazenamento. Conforme mostrado no capítulo 2, o fluxograma principal deste programa se baseia em um *loop* principal (responsável por fazer as médias e o armazenamento dos dados gerados no *loop* secundário) e um *loop* secundário (no qual tem a função de adquirir os dados e calcular os valores das variáveis conforme os sinais de entrada).

No *loop* principal tem um *Case Structure* () que possui uma estrutura *default* (usado apenas quando o programa é iniciado, nele são configurados alguns parâmetros iniciais do programa), mostrado na figura A.4, uma estrutura para ler os arquivos e outra para salvar, conforme mostrada nas figuras A.5 e A.6.

A figura A.4 mostra dois detalhes importantes para a configuração inicial do programa. O primeiro detalhe mostra a sub-rotina responsável por carregar as configurações iniciais do programa. Note que esta sub-rotina verifica se já existe uma configuração pré-existente no computador e a utiliza. Caso não exista nenhum arquivo de configuração inicial, o próprio programa se encarrega de criar e salvar as configurações *default*. Já o detalhe 2 mostra o esquema utilizado para limpar e mostra o algoritmo criado pra inserir pontos nulos no gráfico até a hora local que o programa foi iniciado.

A figura A.5, da mesma forma que a figura A.4, pode ser subdividida em três detalhes. No primeiro detalhe é mostrada a parte referente à aquisição, onde utiliza-se a *VI DAQ Assistant* () de fácil configuração da placa NI-6218, sendo a mesma configurada para ler 18 canais com sinais de tensão, a 500 amostras por segundo. Cada canal, conjunto de amostras, é desmembrado da matriz de dados através de duas subVI's, *WDT Index Channel* () e *Get Waveform Components* () , e na sequência é tirada uma média das 500 amostras este valor é repassado para o detalhe 2.

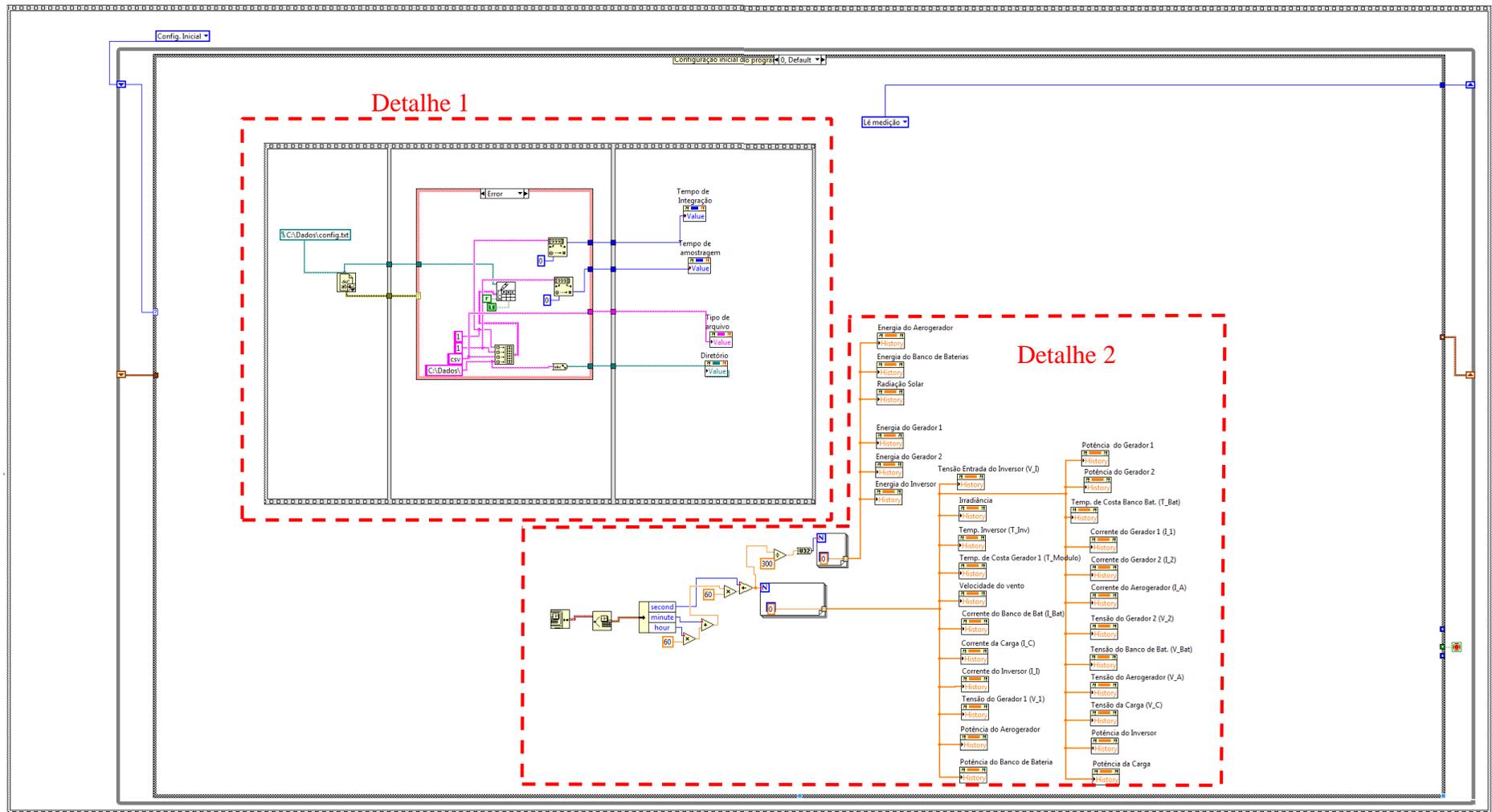


Figura A.4 – Diagrama de blocos do programa de monitoração, aba de configuração inicial.

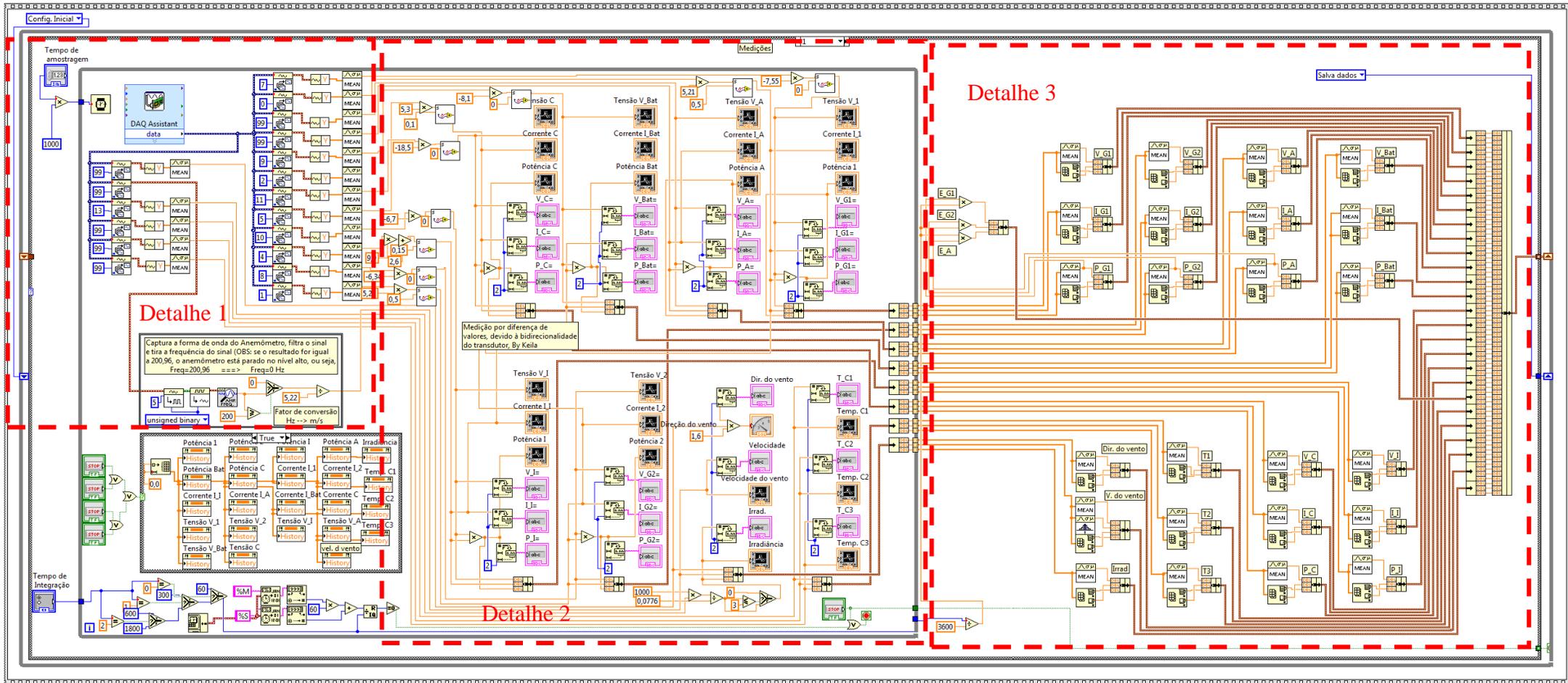


Figura A.5 – Diagrama de blocos do programa de monitoração, aba de tratamento dos sinais.

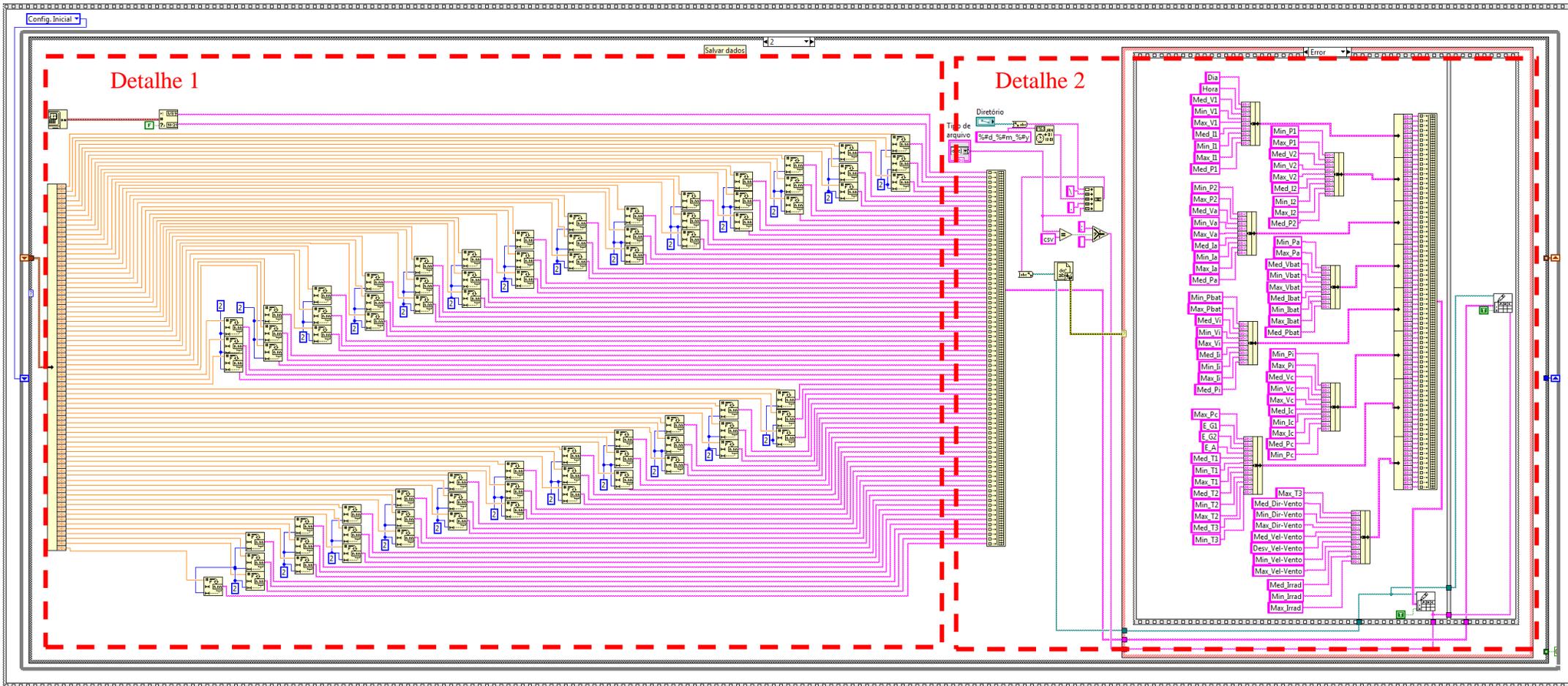


Figura A.6 – Diagrama de blocos do programa de monitoração, aba para salvar os dados.

Ainda no detalhe 1, tem uma esquema criado especialmente para o cálculo da velocidade do vento. Com base nos dados do fabricante, no qual o dado de saída no anemômetro é uma onda quadrada e a frequência tem uma variação proporcional com a velocidade do vento, utilizou-se a VI *DWDT Analog to Digital* () e o VI *DWDT Digital to Analog* () para extrair a forma de onda quadrada sem os ruídos. Em seguida usou-se a VI *Extract Single Tone Information 1 Chan* () para extrair a frequência do sinal. Por fim é multiplicado pelo valor do seu parâmetro de calibração. Além dessas configurações, existe um *Case Structure* associado ao sinal de erro da VI *DAQ Assistant*, que salvará, caso ocorra um erro, o horário que o mesmo ocorreu. Este pequeno esquema é muito útil na detecção de alguma falha na aquisição.

Já no detalhe 2 são mostradas as VI usadas para conversão dos sinais de tensão aquisitados na placa NI-6218. Observe que os sinais de cada dado vão para uma subVI, denominada $AX+B$ () , que capta o sinal de tensão e, através da função linear, descrita no capítulo 2, converte, para cada sensor, no sinal medido na entrada de cada transdutor. Após este passo, o sinal é amostrado tanto no display gráfico (*waveform chart*) quanto no *display string*, sendo necessário que o sinal em formato numérico seja convertido para string.

Para compactar o programa criou-se uma SubVI que faz a conversão de 3 sinais numéricos para seu valores em *string* () . Realizada a conversão e visualização do sinal, estes são exportados, com os dados concatenados, para fora do *loop* secundário. Vale lembrar que a duração deste *loop* é de aproximadamente 1 segundo e na região no qual não foi delimitada pelos detalhes um e dois dentro do *loop* secundário correspondem a uma sub-rotina para limpar, de acordo com a preferência do usuário, os gráficos e outra sub-rotina para verificar se já está no período de integração. Em caso afirmativo, o *loop* é reiniciado novamente, passando para o detalhe 3.

No detalhe 3, os dados concatenados aquisitados a casa segundo passam por uma subVI () criada para realizar médias, obter o menor valor, obter o maior valor e os dados são passados, através de um *shift registre* para serem salvos em arquivo. Ainda no detalhe 3 da figura A.5, na parte inferior, é calculada os valores de energia da geração, do consumo, do banco de baterias e do inversor.

Já na segunda etapa, mostrada na figura A.6, no detalhe 1, os dados tratados na etapa anterior são convertidos em formato *string*, necessário para armazenar os dados no arquivo. No detalhe 02 da mesma figura é mostrada a indexação dos dados e salvos em um arquivo de dados.

Note a função *case structure* novamente presente neste detalhe. Nela é feito uma prévia verificação para saber se já existe um arquivo de dados no local, caso contrário é criado um novo arquivo no formato inserido pelo usuário (a extensão padrão é “.DAT”) para salvar os dados.

Todo o processo mostrado neste apêndice é contínuo, ou seja, cada vez que o programa acaba a execução de um *loop*, passa-se automaticamente para o próximo *loop* e, após salvar os arquivos, volta-se novamente para o processo de captura de novos dados, conforme mostrada na figura A.5.