

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA  
NÍVEL MESTRADO**

**AUGUSTO HAFEMEISTER**

**INTERFACE DE SUPERVISÃO PARA UMA PLATAFORMA EXPERIMENTAL DE  
PESQUISA E ENSINO EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

**SÃO LEOPOLDO**

**2018**

Augusto Hafemeister

INTERFACE DE SUPERVISÃO PARA UMA PLATAFORMA EXPERIMENTAL DE  
PESQUISA E ENSINO EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Dissertação apresentada como requisito parcial  
para obtenção do título de Mestre em  
Engenharia Mecânica, pelo Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Mecânica da  
Universidade do Vale do Rio dos Sinos -  
UNISINOS

Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Arno Krenzinger – UFRGS

Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan – UNISINOS

Prof. Dr. Rodrigo Marques de Figueiredo – UNISINOS

**SÃO LEOPOLDO**  
**2018**

H138i Hafemeister, Augusto.  
Interface de supervisão para uma plataforma experimental de pesquisa e ensino em energia solar fotovoltaica / Augusto Hafemeister. – 2018.  
85 f. : il., mapa ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2018.  
“Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias”.

1. Energia solar. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Sistemas de energia fotovoltaica. 4. Células solares. I. Título.

CDU 523.72

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a **Deus** pela oportunidade de estudar, pela saúde para fazer sempre o melhor e também pelo amor para nunca desistir.

Agradeço aos meus **Pais** pelo apoio incondicional na busca da melhor formação educacional, depositando em mim a confiança de um futuro melhor e a oportunidade que eles não tiveram.

Agradeço a minha esposa **Vanessa**, que soube pacientemente dividir com os livros a minha companhia e me incentivar durante vários anos.

Agradeço ao **Prof. Dr. João Batista Dias**, o qual prontamente se disponibilizou a orientar este trabalho e sempre esteve à disposição para dúvidas e esclarecimentos.

Agradeço a todos os **colegas do laboratório** (bolsistas de graduação e mestrands) pelo auxílio em diversas etapas do trabalho.

Agradeço ao Programa de Bolsas de Estudos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (**CAPES**), através do Programa de Suporte à Pós-Graduação de Instituições de Ensino Particulares (**PROSUP**) e ao apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (**CNPq**) para a aquisição dos equipamentos.

Enfim, agradeço a **todos** que de alguma forma contribuíram para realização deste trabalho ou para a conclusão do mestrado.

## RESUMO

O presente trabalho apresenta o desenvolvimento de uma interface de supervisão para integrar duas topologias diferentes de sistemas fotovoltaicos instalados na Unisinos, viabilizando estudos locais e a distância, ou seja, permitindo que alunos e pesquisadores de outras comunidades acadêmicas possam visualizar dados em tempo real e fazer intercâmbio de informações e discussões à cerca deste assunto. Para atingir as metas estabelecidas, o sistema foi desenvolvido sobre o software *LabVIEW*<sup>®</sup>, sendo as medições das grandezas elétricas e térmicas enviadas automaticamente para o *Microsoft OneDrive*<sup>®</sup>, o qual está em sincronismo com o site da Plataforma Experimental de Pesquisa e Ensino em *ESFV*. Além da integração dos sistemas mencionados, implementou-se um hardware para ajustar o ângulo de inclinação de um módulo fotovoltaico, agregou-se um traçador de curvas I-V e P-V, o qual permite fazer análises em condições reais de operação e também foram instalados dois sensores para medir a irradiância no plano do gerador fotovoltaico, ambos com monitoramento de temperatura e devidamente calibrados. Contudo, o principal diferencial dessa pesquisa está nos resultados encontrados na utilização da interface, em que foi possível comparar a performance dos módulos variando o ângulo de inclinação, correlacionando-o com a irradiância e a temperatura em diferentes dias típicos. Para um caso específico, foi analisado o comportamento da curva I-V durante um período de sombreamento, onde a eficiência de conversão atingiu menos de 6% e a potência máxima entregue foi 40% menor, mesmo estando coberta apenas uma das 60 células que compõem o módulo. Esse fato reforça a importância da análise experimental da curva característica para avaliação da qualidade e do desempenho do sistema, bem como identificar defeitos nas células e/ou no diodo de *bypass*. Por fim, simulou-se um modelo matemático, com base nas características do módulo fotovoltaico utilizado, a fim de avaliar os impactos da variação de temperatura e irradiância e também validar os resultados encontrados na prática.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. Supervisão. Plataforma experimental de pesquisa e ensino.

## ABSTRACT

This work presents the development of a supervision interface to integrate two different topologies of photovoltaic systems installed in Unisinos, making possible local and distance studies, allowing students and researchers from other academic communities to view real time data and to exchange information and discussions on this subject. To achieve the established goals, the system was developed over *LabVIEW*<sup>®</sup> software, with measurements of electrical and thermal values automatically sent to *Microsoft OneDrive*<sup>®</sup>, which is in synchronism with the Photovoltaic Teaching and Research Experimental Platform website. In addition to the integration of the mentioned systems, a hardware was implemented to adjust the angle of inclination of a *PV* module, an I-V and P-V curve plotter was added, which allows to perform analyzes under real operating conditions and also installed two sensors to measure the irradiance in the plane of the *PV* generator, both with temperature monitoring and properly calibrated. However, the main difference of this research is in the results found in the use of the interface, in which it was possible to compare the performance of the modules by varying the angle of inclination, correlating it with the irradiance and the temperature on different typical days. For a specific case, the behavior of the I-V curve was analyzed during a shading period, where the conversion efficiency reached less than 6% and the maximum delivered power was 40% lower, even cover only one of the 60 cells that make up the module. This fact reinforces the importance of the experimental analysis of the characteristic curve to evaluate the quality and performance of the system, as well as to identify defects in the cells and/or bypass diode. Finally, a mathematical model was simulated, based on the characteristics of the *PV* module used, in order to evaluate the impacts of temperature and irradiance variation and to validate the results found in practice.

Keywords: *PV* system. Supervision. Teaching and research experimental platform.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Previsão do consumo mundial de energia por segmento.....	19
Figura 2.2 - Mapa de regiões propícias para energia fotovoltaica.....	21
Figura 2.3 - Média anual da irradiação global horizontal total diária. ....	23
Figura 2.4 - Estrutura simplificada de uma célula fotovoltaica.....	25
Figura 2.5 - Curva característica de um módulo fotovoltaico. ....	26
Figura 2.6 - Efeito da radiação incidente e da temperatura na curva de um módulo. ....	27
Figura 2.7 - Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica. ....	27
Figura 2.8 - Resultado na curva sobre a variação de $R_s$ e $R_p$ . ....	28
Figura 2.9 - Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	31
Figura 2.10 - Ângulos relacionados à posição solar.....	32
Figura 3.1 - Site da plataforma experimental de pesquisa e ensino em <i>ESFV</i> . ....	38
Figura 3.2 - Diagrama da microrrede híbrida. ....	39
Figura 3.3 - Módulos instalados. ....	40
Figura 3.4 - Quadro de comando. ....	40
Figura 3.5 - Módulos fotovoltaicos do <i>SFCR</i> . ....	42
Figura 3.6 - Componentes do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. ....	43
Figura 3.7 - Curvas I-V para múltiplas irradiâncias. ....	44
Figura 3.8 - Diagrama de blocos do modelo. ....	45
Figura 3.9 - Modelagem do módulo fotovoltaico modelo SE-P265NPB-A4. ....	45
Figura 3.10 - Curva I-V (digitalizada versus simulada). ....	46
Figura 3.11 - Posicionamento dos sensores de radiação. ....	47
Figura 3.12 - Circuito de leitura da irradiância e a placa final. ....	49
Figura 3.13 - Módulos posicionados para calibração. ....	50
Figura 3.14 - Curvas de calibração dos sensores de radiação. ....	51
Figura 3.15 - Diagrama de blocos do traçador de curvas. ....	52
Figura 3.16 - Câmera IP Intelbras. ....	53
Figura 3.17 - Identificação das partes mecânicas. ....	53
Figura 3.18 - Partes mecânicas do sistema de movimentação angular do módulo. ....	54
Figura 3.19 - Fonte de corrente do motor. ....	55
Figura 3.20 - Circuito de acionamento das bobinas do motor.....	55
Figura 3.21 - Unidade de controle do motor de passo.....	56
Figura 3.22 - Curvas de calibração da inclinação do módulo. ....	57

Figura 3.23 - Painel frontal e diagrama de blocos <i>LabVIEW</i> <sup>®</sup> .....	58
Figura 3.24 - Diagrama de ilustração da plataforma. ....	61
Figura 4.1 - Registros dos parâmetros medidos com estampa de tempo.....	63
Figura 4.2 - Supervisão da bateria na microrrede híbrida isolada. ....	63
Figura 4.3 - Supervisão do módulo fotovoltaico monocristalino. ....	64
Figura 4.4 - Supervisão do módulo fotovoltaico multicristalino.....	64
Figura 4.5 - Supervisão de todos as tensões ao mesmo tempo.....	65
Figura 4.6 - Supervisão das correntes elétricas fornecidas.....	65
Figura 4.7 - Tela de ajuste da inclinação. ....	67
Figura 4.8 - Temperaturas e inclinação do módulo fotovoltaico – 16/03/2018. ....	68
Figura 4.9 - Irradiâncias e inclinação dos módulos – 16/03/2018.....	68
Figura 4.10 - Irradiância em relação à inclinação dos módulos – 17/03/2018.....	69
Figura 4.11 - Visão aprox. irradiância em relação à inclinação dos módulos – 17/03/2018....	70
Figura 4.12 - Temperatura em relação à inclinação dos módulos – 17/03/2018.....	70
Figura 4.13 - Curvas I-V traçadas ao longo do dia – 17/03/2018. ....	71
Figura 4.14 - Efeitos da alteração da irradiância na curva I-V.....	72
Figura 4.15 - Efeitos da alteração da temperatura na curva I-V.....	72
Figura 4.16 - Sombreamento em um dos módulos fotovoltaicos causado pela luminária. ....	73
Figura 4.17 - Curvas I-V e P-V traçadas às 10h35.....	73
Figura 4.18 - Curvas I-V no período de sombreamento do módulo fotovoltaico. ....	74
Figura 4.19 - Curvas I-V e P-V traçadas às 11h15.....	74
Figura 4.20 - Análise do fator de forma e a inclinação do módulo no período.....	75
Figura 4.21 - Tensão no ponto de máxima potência e inclinação do módulo no período.....	76
Figura 4.22 - Máxima potência e irradiância no período – 17/03/2018.....	76
Figura 4.23 - Irradiância diária incidente nos módulos – 11/04/2018.....	77
Figura 4.24 - Temperatura diária nos módulos – 11/04/2018. ....	77
Figura 4.25 - Irradiância diária incidente nos módulos – 14/04/2018.....	78
Figura 4.26 - Temperatura diária nos módulos – 14/04/2018. ....	79
Figura 4.27 - Irradiância diária incidente nos módulos – 15/04/2018.....	79
Figura 4.28 - Temperatura diária nos módulos – 15/04/2018. ....	80



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Estudos sobre a orientação e inclinação do sistema fotovoltaico.....	33
Tabela 2.2 - Estudos sobre supervisão de sistemas fotovoltaicos. ....	35
Tabela 2.3 - Bancadas didáticas de sistemas fotovoltaicos. ....	36
Tabela 3.1 - Especificação dos principais componentes da microrrede híbrida.....	39
Tabela 3.2 - Características técnicas do módulo SE-P265NPB-A4. ....	41
Tabela 3.3 - Características elétricas do microinversor SUNNY BOY 240-US.....	41
Tabela 3.4 - Características técnicas do módulo sensor KM(P)5.....	48
Tabela 3.5 - Características técnicas do motor de passo .....	55

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i> (associação das indústrias fotovoltaicas europeias)
ESFV	Energia Solar Fotovoltaica
IEA	<i>International Energy Agency</i> (agência internacional de energia)
LabVIEW <sup>®</sup>	<i>Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench</i>
MATLAB <sup>®</sup>	<i>Matrix Laboratory</i> , produzido pela <i>Mathworks</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i> (ponto de máxima potência)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (rastreamento do ponto de máxima potência)
NOCT	<i>Normal Operation Cell Temperature</i> (temperatura normal de operação da célula)
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	<i>Photovoltaic</i> (fotovoltaico)
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados)
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectados à Rede
SIMULINK <sup>®</sup>	<i>Simulation and Model-Based Design</i> , produzido pela <i>Mathworks</i>
STC	<i>Standard conditions test</i> (condição padrão de teste)

## LISTA DE SÍMBOLOS

a	Fator de idealidade do diodo (valor entre 1 e 2)
$\alpha$	Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$ [A/K]
$\beta$	Inclinação [°]
$E_g$	Energia de <i>gap</i> ( $E_g = 1,12 \text{ eV}$ )
FF	Fator de forma
I	Corrente elétrica gerada pelo módulo fotovoltaico [A]
$I_D$	Corrente elétrica no diodo [A]
$I_{fv}$	Corrente elétrica gerada pela célula fotovoltaica [A]
$I_{MP}$	Corrente no ponto de máxima potência [A]
$I_{Rp}$	Corrente elétrica no resistor $R_P$ [A]
$I_S$	Corrente de saturação reversa do diodo [A]
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito da célula [A]
$I_{sn}$	Corrente de saturação reversa nominal do diodo [A]
k	Constante de Boltzmann ( $k = 1,381 \times 10^{-23} \text{ J/K}$ )
$\eta$	Eficiência de conversão do módulo [%]
N	Número de células fotovoltaicas em série no módulo
P	Potência elétrica [W]
q	Carga elementar do elétron ( $q = 1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$ )
$P_M$	Potência máxima [W]
$R_P$	Resistência paralela do modelo equivalente [ $\Omega$ ]
$R_S$	Resistência série do modelo equivalente [ $\Omega$ ]
G	Irradiância solar [ $\text{W/m}^2$ ]
$G_{ref}$	Irradiância solar de referência [ $\text{W/m}^2$ ]
$T_{amb}$	Temperatura ambiente [°C]
$T_{cel}$	Temperatura na junção P-N da célula fotovoltaica [K]
$T_{noc}$	Temperatura nominal de operação da célula [°C]
$T_{ref}$	Temperatura de referência [K]
$V_{MP}$	Tensão no ponto de máxima potência [V]
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto [V]
V	Tensão elétrica nos terminais da célula fotovoltaica [V]
$V_{tn}$	Tensão térmica nominal do módulo fotovoltaico [V]

$w_{\text{ard}}$	Incerteza de medição do Arduino [%]
$w_{\text{res}}$	Incerteza de medição com o resistor <i>shunt</i> [%]
$w_G$	Incerteza de medição combinada [%]

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>14</b>
1.1 OBJETIVOS.....	15
<b>1.1.1 Objetivo Geral .....</b>	<b>15</b>
<b>1.1.2 Objetivos Específicos.....</b>	<b>15</b>
1.2 JUSTIFICATIVA .....	16
1.3 ESTRUTURA DA PESQUISA.....	17
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>18</b>
2.1 GERAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE ENERGIA .....	18
<b>2.1.1 Demanda de Energia Elétrica .....</b>	<b>18</b>
<b>2.1.2 Geração de Energia Elétrica .....</b>	<b>20</b>
<b>2.1.3 Geração de Eletricidade a partir da Energia Solar Fotovoltaica no Mundo.....</b>	<b>20</b>
<b>2.1.4 Geração de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil .....</b>	<b>22</b>
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	25
<b>2.2.1 Células Fotovoltaicas.....</b>	<b>25</b>
<b>2.2.2 Curvas Características.....</b>	<b>26</b>
<b>2.2.3 Modelo Equivalente.....</b>	<b>27</b>
<b>2.2.4 Associação de Células Fotovoltaicas .....</b>	<b>29</b>
2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	30
<b>2.3.1 Topologias e Tecnologias Atuais .....</b>	<b>30</b>
<b>2.3.2 Projeto e Instalação de um Sistema Fotovoltaico.....</b>	<b>32</b>
<b>2.3.3 Traçador de Curvas I-V .....</b>	<b>34</b>
<b>2.3.4 Sistemas de Supervisão .....</b>	<b>34</b>
<b>2.3.5 Bancadas Didáticas .....</b>	<b>35</b>
<b>3 MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>37</b>
3.1 PLATAFORMA EXPERIMENTAL DE PESQUISA E ENSINO EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	37
3.2 MICRORREDE HÍBRIDA ISOLADA.....	38
3.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	41
<b>3.3.1 Modelagem do Módulo Fotovoltaico .....</b>	<b>43</b>
<b>3.3.2 Sensores de Radiação .....</b>	<b>47</b>
<b>3.3.3 Integração do Traçador de Curvas I-V e P-V .....</b>	<b>51</b>
<b>3.3.4 Câmera de Monitoramento .....</b>	<b>52</b>

<b>3.3.5 Inclinação Automática .....</b>	<b>53</b>
3.4 DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE DA PLATAFORMA DE SUPERVISÃO ....	58
<b>3.4.1 Telas de Supervisão.....</b>	<b>58</b>
3.5 ESCOPO PARA EXECUÇÃO DOS TESTES .....	60
<b>4 RESULTADOS .....</b>	<b>62</b>
4.1 RESULTADOS DO SOFTWARE DE SUPERVISÃO.....	62
4.2 RESULTADOS DOS ENSAIOS .....	67
<b>4.2.1 Cenário 1 .....</b>	<b>67</b>
<b>4.2.2 Cenário 2 .....</b>	<b>69</b>
<b>4.2.3 Cenário 3 .....</b>	<b>77</b>
<b>4.2.4 Cenário 4 .....</b>	<b>78</b>
<b>4.2.5 Cenário 5 .....</b>	<b>79</b>
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>81</b>
5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	82
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>83</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O aumento acelerado da demanda de energia elétrica em todo o mundo, em contraste com a necessidade de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis, está fazendo com que os investimentos em fontes de energia renovável sejam cada vez maiores. A base mundial de geração de energia continua sendo as grandes usinas hidrelétricas, termelétricas a carvão, gás e petróleo e usinas nucleares, porém já se tem observado um crescimento expressivo nas fontes alternativas, como energia eólica e energia solar. Esse crescimento é motivado pela redução nos custos de implantação e a adesão às novas políticas para minigeração e microgeração residencial. Além disso, a solução adotada no passado para a formação das matrizes energéticas foi à geração centralizada associada a longas linhas de transmissão, fazendo com que o atendimento às comunidades localizadas em regiões rurais ou remotas continue a ser um desafio até os dias atuais. Por apresentar baixa densidade populacional, possui um perfil de carga irregular com baixa demanda, inviabilizando economicamente os projetos tradicionais e contribuindo para o desenvolvimento de sistemas de energia elétrica isolados.

De acordo com Luque e Hegedus (2011), as principais vantagens da energia solar fotovoltaica são:

- A energia do Sol é abundante e acessível;
- Os módulos fotovoltaicos não geram impactos ambientais quando em operação, ou seja, não contribuem para as mudanças globais do clima;
- Os módulos fotovoltaicos apresentam vida útil elevada, devido à inexistência de partes móveis (sem desgaste), podendo chegar a 30 anos de operação;
- Os equipamentos fotovoltaicos têm estrutura modular, ou seja, o sistema pode ser ampliado facilmente (dentro do limite técnico especificado pelo fabricante).

Durante os últimos anos, o custo de implantação de tecnologias de fontes renováveis reduziu significativamente, motivado pelas políticas de incentivo de países como, Alemanha, Espanha e Itália, e a instalação de novas fábricas nesse setor. No caso da energia solar, o preço do módulo fotovoltaico, que no passado sempre foi o alçômetro do não crescimento, está sendo reduzido rapidamente devido a um grande aumento na capacidade de produção e nos investimentos em pesquisa na área de nanotecnologia (KJAER, PEDERSEN e BLAABJERG, 2005). Ainda, a geração a partir de sistemas fotovoltaicos pode ser utilizada tanto para reduzir a dependência de outros tipos de energia, como também reduzir as perdas por transmissão (no caso da geração distribuída residencial) e auxiliar nos períodos de pico na rede de distribuição (TIRUMALA *et al.*, 2002).

Pensando nisso, torna-se relevante o estudo de técnicas que otimizem o processo de geração de energia solar fotovoltaica, como, por exemplo, avaliar os impactos da variação do ângulo de inclinação de um módulo, para uma determinada região, a partir da correlação entre irradiância solar, temperatura e grandezas elétricas; e também o desenvolvimento de ferramentas didáticas que possam auxiliar na pesquisa desta tecnologia por meio de acesso global, gerando uma espécie de rede de informações para debates nacionais e internacionais.

## 1.1 OBJETIVOS

Com base no contexto apresentado, este trabalho tem os seguintes objetivos definidos:

### 1.1.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma interface de supervisão para dois sistemas fotovoltaicos instalados na Unisinos, viabilizando estudos locais e a distância, além de implementar um ajuste eletrônico e mecânico da inclinação de um módulo e um traçador de curvas I-V e P-V.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Analisar o modelo de uma célula solar para geração de energia elétrica;
- Implementar o modelo matemático de um módulo fotovoltaico no *MATLAB/SIMULINK*<sup>®</sup> para avaliar os impactos da variação de temperatura e irradiância solar nas curvas I-V e P-V;
- Desenvolver um sistema para monitoração das variáveis térmicas e elétricas de um sistema fotovoltaico conectado à rede:
  - Hardware para aquisição dos valores de irradiância solar, temperatura, tensão e corrente; gerados por dois módulos fotovoltaicos e dois sensores de radiação;
  - Software de supervisão em *LabVIEW*<sup>®</sup>;
  - Posicionamento automático da inclinação de um módulo fotovoltaico;
  - Visualização em tempo real dos módulos através de uma câmera.
- Integrar na plataforma de supervisão um traçador de curvas I-V e P-V e uma microrrede híbrida isolada já existente no laboratório, disponibilizando os dados para acesso à distância.



- Analisar os dados disponibilizados pela interface em dias com características diferentes e correlacionar as variáveis térmicas com a inclinação do módulo fotovoltaico.
- Identificar e avaliar os impactos do sombreamento nas curvas I-V e P-V obtidas na prática.
- Validar os resultados encontrados nas curvas I-V em condições reais de operação, comparando com o modelo teórico simulado.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

As atividades em laboratório representam um papel importante nos cursos acadêmicos da área de ciências exatas, pois fazem com que os alunos e pesquisadores tenham contato com dispositivos reais e se aprofundem em seus estudos, dando-lhes a oportunidade para praticar o que lhes é passado na teoria. Esse fato faz com que aumente o interesse pelo assunto, compreendendo melhor os fenômenos físicos e as diferenças entre os modelos teóricos e a realidade. Além disso, o conhecimento sobre um determinado assunto somente é totalmente adquirido com a prática e uso imediato das tecnologias envolvidas.

A aquisição de competências por meio de experimentos laboratoriais é uma parte importante do ensino de engenharia (FEISEL e ROSA, 2005) e (WOLLENBERG e MOHAN, 2010). Contudo, o estudo de sistemas fotovoltaicos ainda precisa de infraestruturas que permitam o seu estudo prático (JUNIOR *et al.*, 2016). A necessidade de mão-de-obra especializada no setor cresce proporcionalmente ao aumento no interesse pela energia solar fotovoltaica. As plataformas remotas têm a vantagem de não precisar adotar simulações, idealizar ou modelar uma série de fenômenos reais muito importantes nos estudos de engenharia, como ruídos em medições, erros, incertezas de medição, comportamento climático, entre outros. Mesmo os laboratórios reais exigindo implementações, manutenções e gerenciamento de hardware e software, ainda sim propiciam uma experiência muito mais interessante e desafiadora para os usuários.

Portanto, frente ao imperativo crescimento das aplicações destes sistemas, faz-se necessário o desenvolvimento de mecanismos de difusão e capacitação, despertando o interesse de alunos desde o ensino médio até a pós-graduação e de pesquisadores. Trabalhos que busquem a difusão do conhecimento de sistemas fotovoltaicos são importantes como forma de capacitar recursos humanos para a área, além de ser fonte de divulgação da tecnologia (MACEDO *et al.*, 2016) e viabilizar intercâmbios de informações entre alunos e pesquisadores.

### 1.3 ESTRUTURA DA PESQUISA

Para a melhor compreensão da pesquisa, ela será dividida em cinco capítulos, estruturada na seguinte ordem:

- Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica: Neste capítulo é contextualizada a justificativa e descreve-se a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento deste trabalho.
- Capítulo 3 – Materiais e Métodos: Neste capítulo são apresentadas as características técnicas dos equipamentos utilizados no projeto, assim como a metodologia adotada para a modelagem, simulação, desenvolvimento e obtenção dos resultados.
- Capítulo 4 – Resultados: Neste capítulo são apresentados os testes realizados na plataforma de supervisão, a análise sobre os dados adquiridos e a comparação dos resultados práticos com o modelo teórico simulado.
- Capítulo 5 – Considerações Finais: Conclui-se sobre os pontos principais do trabalho e apresenta-se sugestões para trabalhos futuros.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Um tema que envolve geração de energia através de fontes renováveis requer um estudo sobre o atual panorama energético mundial e também do Brasil, sendo importante destacar o estado-da-arte da energia fotovoltaica, objeto de estudo do presente trabalho.

### 2.1 GERAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE ENERGIA

Apesar do Sol ser a principal fonte de energia de nosso planeta, apenas uma pequena parcela desse imenso potencial é explorada. Contudo, praticamente toda a energia utilizada pelo ser humano atualmente tem origem no Sol. Hoje em dia, o ser humano precisa da energia para quase tudo, seja no local de trabalho ou em sua própria casa, para utilizar eletrodomésticos, computadores, celulares, entre outros. Porém, essa utilização massiva tem um alto custo para o planeta, pois a matriz energética ainda depende muito de fontes não renováveis, as quais prejudicam o ecossistema. A relação direta existente entre a disponibilidade de eletricidade e a melhoria do desenvolvimento social reafirma a importância das fontes energéticas para a humanidade.

#### 2.1.1 Demanda de Energia Elétrica

O relatório anual *World Energy Outlook*, publicado pela *International Energy Agency* (IEA), é amplamente reconhecido por governos e empresas como a maior fonte de projeções globais, de médio e longo prazo, sobre energia. Segundo a publicação de 2012, a dinâmica do mercado de energia está cada vez mais sendo determinada pelas economias emergentes. A primeira das tendências fundamentais é que a necessidade de energia no mundo irá aumentar, devido à expansão prevista de, aproximadamente, 140%, na economia global – o equivalente a cerca de sete vezes a produção econômica atual dos Estados Unidos – e um aumento de 1,7 bilhões da população mundial (mais do que a população atual da China e dos Estados Unidos combinadas). A demanda global de eletricidade aumentou 40% entre 2000 e 2010, apesar de uma pequena queda em 2009, provocada pela crise econômica global. A necessidade por energia elétrica deve continuar a crescer mais rapidamente do que qualquer outra forma final de energia.

A maior parte do crescimento no uso da eletricidade até 2035 será nos países não membros da OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico, no qual o Brasil está presente. A demanda média anual de eletricidade per capita aumenta em três quartos, em média, nos países não membros da OCDE (1600 kWh em 2010 para 2800 kWh em 2035). Entre os setores de uso final, a indústria continua a ser o maior consumidor de energia elétrica, devido a sua crescente demanda de 2,3% ao ano, respondendo por mais de dois quintos do total em 2035. A demanda residencial cresce no mesmo ritmo anual, enquanto a demanda por serviços aumenta a uma taxa ligeiramente menor, de 1,9% ao ano. O setor de transportes cresce no ritmo mais rápido, 3,5% ao ano, devido ao aumento da implantação de veículos elétricos (trens representam o uso de eletricidade no setor de transportes). Mesmo assim, a participação do transporte na demanda total de eletricidade atinge apenas 2,1% em 2035 (em comparação com 1,5% em 2010). A Figura 2.1 apresenta a previsão do consumo mundial de energia até 2035, dividida em segmentos, sendo o fornecimento de energia elétrica definido como a produção bruta, incluindo o próprio uso dos geradores de energia, o suficiente para cobrir a demanda em usos finais (indústria, residencial, serviços, transporte e outros setores) e as perdas por transmissão e distribuição (IEA, 2012).

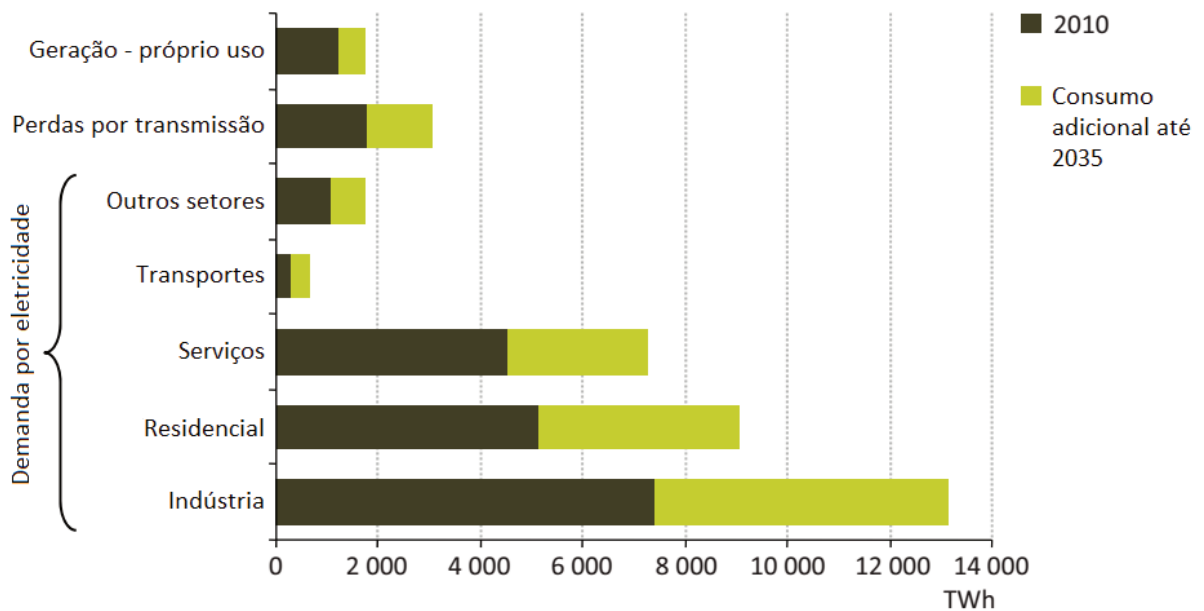


Figura 2.1 - Previsão do consumo mundial de energia por segmento.

Fonte: Adaptado de IEA, *World Energy Outlook 2012*.

### 2.1.2 Geração de Energia Elétrica

Ainda de acordo com o *World Energy Outlook 2012*, a geração bruta de eletricidade irá aumentar 70% em todo o mundo, ou 2,2% ao ano até 2035. Os combustíveis fósseis continuarão como principais, apesar de uma queda significativa da participação do carvão. Ao longo do período de projeção, a geração a partir do gás natural e de usinas hidrelétricas continuará aumentando, resultando em um declínio acentuado na geração de CO<sub>2</sub>.

#### 2.1.2.1 Reforma ou Aumento da Capacidade

Para suprir a crescente demanda de energia elétrica apresentada anteriormente, é preciso aumentar as fontes e planejar reformas para melhorar o rendimento das atuais. A capacidade global instalada está projetada para aumentar de 5429 GW em 2011 para cerca de 9340 GW em 2035. A maior parte das adições de capacidade bruta projetada para 2035 vem de usinas de carvão e gás e energia eólica. O aumento da capacidade global de energia solar fotovoltaica entre 2010 e 2035 é quase tão grande quanto a de energia hidrelétrica e é mais do que duas vezes e meia maior que o aumento líquido da capacidade nuclear. No entanto, a geração a partir da energia solar é consideravelmente menor do que o aumento na geração de energia nuclear, em cerca de metade, o que reflete o menor investimento nesse tipo de fonte renovável.

Com base no *World Energy Outlook 2012*, a principal fonte de geração de energia no Brasil continuará sendo as usinas hidrelétricas, seguidas pelas usinas a gás natural. Destaca-se também um aumento expressivo em parques de energia eólica e, principalmente, na energia solar.

### 2.1.3 Geração de Eletricidade a partir da Energia Solar Fotovoltaica no Mundo

A energia solar fotovoltaica representou apenas uma pequena fração do total da demanda mundial em 2010, porém a capacidade instalada tem crescido rapidamente nos últimos anos e deverá continuar assim no futuro. Segundo o *World Energy Outlook 2012*, a geração de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica em 2035 é 26 vezes maior que a de 2010, aumentando de 32 TWh para 846 TWh e passando a representar um pouco mais de 2% do total. Devido à redução de custos contínuos e apoio do governo, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica poderá aumentar de 67 GW em 2011 para pouco mais de 600 GW em 2035.

De acordo com o relatório *Global Market Outlook for Photovoltaic 2013-2017* controlado pela *European Photovoltaic Industry Association (EPIA)*, a tecnologia fotovoltaica tem crescido ao longo da última década a um ritmo notável – mesmo durante tempos econômicos difíceis – e está no caminho para se tornar uma importante fonte de geração de energia para o mundo. Em 2012, mais de 100 GW de energia fotovoltaica estão instalados globalmente, sendo uma quantidade capaz de produzir pelo menos 110 TWh, quantidade de energia suficiente para suprir cerca de 30 milhões de lares europeus.

Mesmo em uma fase economicamente difícil, a Europa progrediu rapidamente na última década em relação à conversão de energia solar fotovoltaica, sendo impulsionada pela rápida expansão de países como Espanha e Itália, além do alto nível de instalações na Alemanha que possui a maior capacidade instalada do mundo. Regionalmente, a Europa é seguida pelos países asiáticos e Austrália, depois pela América do Norte. Por último, o Oriente Médio e África que representam um potencial inexplorado para o médio prazo, e a América do Sul, onde a demanda de eletricidade crescerá significativamente nos próximos anos, levando ao surgimento de vários projetos na área (EPIA, 2013).

A previsão da evolução da energia fotovoltaica instalada no mundo demonstra que a participação das Américas será cada vez maior e pode-se destacar a importante participação do Brasil neste contexto. É importante salientar que muitos países da América Latina se encontram em posição privilegiada em relação ao Sol (fonte de energia solar) e possuem potencial imenso a ser explorado, conforme mostra a Figura 2.2.

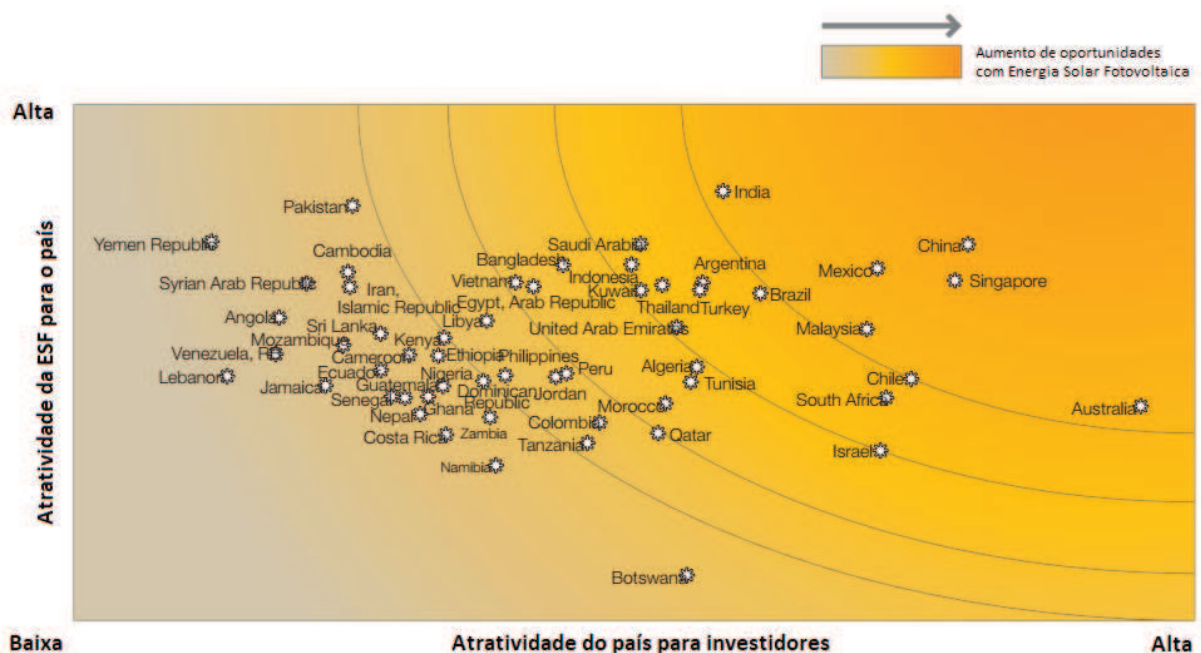


Figura 2.2 - Mapa de regiões propícias para energia fotovoltaica.

Fonte: Adaptado de EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaic 2013-2017*.

#### 2.1.4 Geração de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

De acordo com Luque e Hegedus (2011), os projetos envolvendo a aplicação de energia solar fotovoltaica em ambientes rurais do Brasil, iniciaram em 1992 com a criação do PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios, o qual foi restruturado em 2003 e se tornou o programa “Luz para Todos”. Estimava-se que até o final de 2008, a potência instalada nas áreas rurais do Brasil era de, aproximadamente, 20 MW, menos da metade do objetivo traçado pelo programa do governo. Contudo, o número de sistemas conectados à rede vem aumentando no Brasil e sua utilização teve e deverá ter um salto extraordinário nos próximos anos, devido à aprovação pela ANEEL da microgeração e minigeração a partir de fontes renováveis de energia.

O Brasil é privilegiado com elevadas taxas de irradiação solar, o que o torna propício para aplicação da energia solar fotovoltaica. As regiões nordeste e centro-oeste são as que possuem o maior potencial de aproveitamento da energia solar. Apesar da região sul ter o menor índice de irradiação do Brasil, ainda sim é maior do que muitos países da Europa, mesmo aqueles em que existe uma vasta aplicação de energia solar fotovoltaica. A melhor irradiação da Alemanha é de aproximadamente 3500 Wh/m<sup>2</sup>.dia (média anual), sendo que a irradiação diária no Brasil está entre 4500 e 6000 Wh/m<sup>2</sup>.dia, conforme ilustra a Figura 2.3. Esse fato demonstra que o Brasil tem um imenso potencial a ser explorado e poderá se tornar um dos principais líderes no emprego de energias renováveis alternativas, caso utilize de forma consciente toda sua estrutura.

De acordo com o atlas de energia elétrica do Brasil de 2005, existiram vários projetos para o aproveitamento da energia solar no Brasil, particularmente por meio de sistemas fotovoltaicos de geração de eletricidade, visando ao atendimento de comunidades isoladas da rede de energia elétrica e ao desenvolvimento regional. Além do apoio técnico, científico e financeiro recebido de diversos órgãos e instituições brasileiras (MME, Eletrobrás/CEPEL e universidades, entre outros), esses projetos tiveram o suporte de organismos internacionais, particularmente da Agência Alemã de Cooperação Técnica – GTZ e do Laboratório de Energia Renovável dos Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory*) – NREL/DOE.

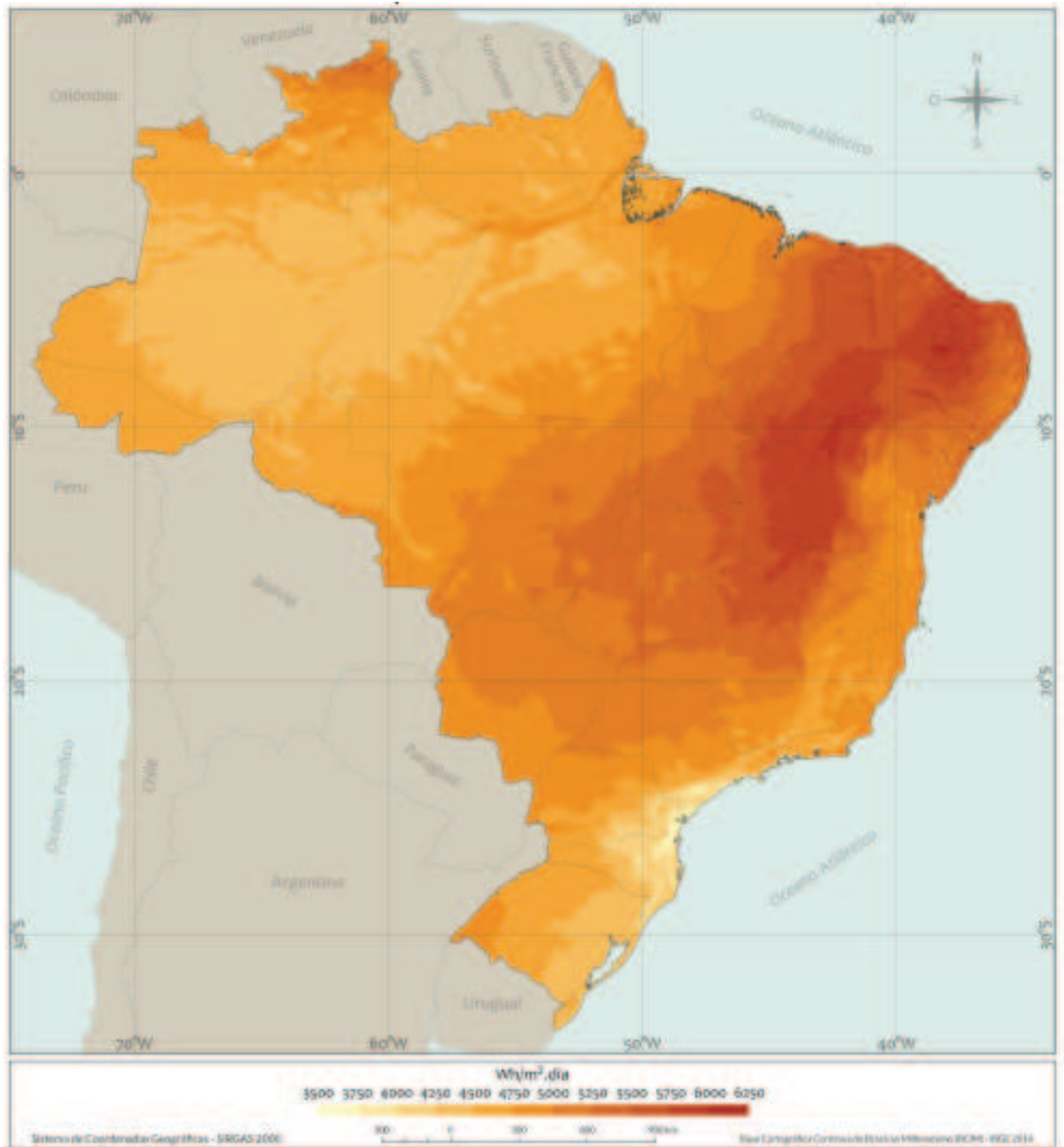


Figura 2.3 - Média anual da irradiação global horizontal total diária.

Fonte: Adaptado de INPE, Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.

Enfim, as políticas de incentivo à utilização de energia solar fotovoltaica no Brasil, através de minigeração e microgeração, vão aumentar a demanda por equipamentos e profissionais especializados, e, conseqüentemente, vão diminuir os custos de implantação do sistema. Como principais iniciativas, pode-se destacar a adesão de diversos estados brasileiros ao convênio ICMS 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), o qual isenta de ICMS as operações internas relativas à circulação de energia elétrica. Até o início de 2018, assinaram o convênio Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso,



Minas Gerais, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal.

#### 2.1.4.1 Resolução Normativa nº 482/2012 – ANEEL

Em 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – lançou a resolução nº 482/2012, a qual visa estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de energia elétrica e também o sistema de compensação. Embora o Brasil ainda esteja muito defasado em relação aos países de primeiro mundo, a resolução normativa nº 482/2012 foi um marco para a história do país, pois o governo autorizou e está incentivando as residências à geração de energia renovável. Contudo, o processo ainda não estava muito bem desenvolvido e deixava margem para dúvidas em relação à tributação sobre a energia gerada. O produtor tinha o prazo de 36 meses para utilizar os créditos gerados para a rede de distribuição, após os mesmos seriam descartados sem remuneração pela energia produzida. Para controle mensal, as concessionárias devem informar o saldo positivo de energia ativa em quilowatt-hora (kWh) e também o total de créditos a serem expirados no próximo ciclo. De acordo com a resolução, as distribuidoras de energia elétrica do Brasil teriam o prazo de 240 dias, após a data da publicação, para adequar os seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

#### 2.1.4.2 Resolução Normativa nº 687/2015 – ANEEL

Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da microgeração e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015, revisando a então resolução nº 482/2012. Dentre as melhorias implementadas, destaca-se o prazo de validade dos créditos que passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios, sendo a

energia gerada repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores. Além disso, agora existe a possibilidade de que diversos interessados se unam em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos cooperados. Com relação aos procedimentos necessários para se conectar a micro ou minigeração distribuída à rede da distribuidora, a ANEEL estabeleceu regras que simplificam o processo: foram instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor e o prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias.

## 2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico é o fenômeno físico que permite a conversão direta da radiação solar em eletricidade, sendo que tudo ocorre quando a radiação solar incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas.

### 2.2.1 Células Fotovoltaicas

O semicondutor mais utilizado para produzir o efeito fotovoltaico é o silício, sendo que suas células se caracterizam por possuir camadas de material semicondutor tetravalente. A Figura 2.4 ilustra a estrutura de uma célula fotovoltaica composta por duas camadas de material semicondutor “P” e “N”, uma grade de coletores metálicos superior e uma base metálica inferior, os quais são os terminais elétricos por onde é coletada a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico.

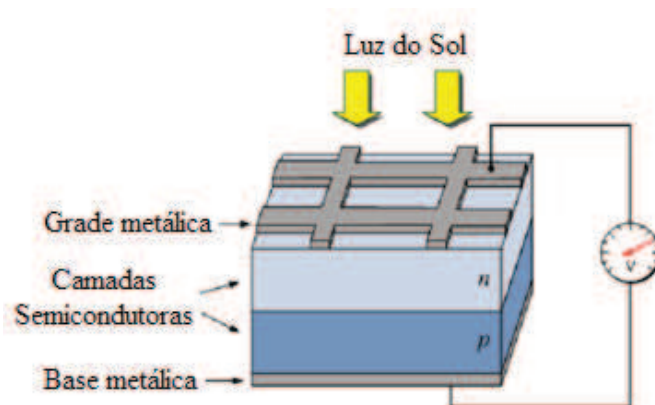


Figura 2.4 - Estrutura simplificada de uma célula fotovoltaica.

Fonte: Adaptado de ESTRUTURA... (2011)

Atualmente, as células fotovoltaicas apresentam eficiência de conversão de até 28% na superfície terrestre, fabricadas de arseneto de gálio, mas o seu alto custo limita a produção dessas células para o uso específico na indústria espacial. É importante salientar que, por não gerar impactos ambientais durante a operação, a célula fotovoltaica solar é considerada uma forma de produção de energia limpa. Neste trabalho não se pretende evidenciar as características dos principais tipos de células fotovoltaicas, que são silício monocristalino, silício multicristalino, silício amorfo e filmes finos.

### 2.2.2 Curvas Características

Uma célula fotovoltaica típica de silício mono ou multicristalino e com radiação solar intensa produz uma tensão de 0,4 a 0,7 V, tipicamente 0,6 V, e uma intensidade de corrente que pode chegar à 10 A, nas células com maior dimensão. Para se obter uma tensão maior, ligam-se as células em série e, para se obter maior corrente, ligam-se em paralelo. Este conjunto de células constitui um módulo fotovoltaico. Por exemplo, um módulo de silício mono ou multicristalino com 36 células associadas em série obtém-se, na condição padrão de teste (STC), uma tensão de 21,6 V.

Um módulo fotovoltaico não se comporta como uma fonte elétrica convencional, pois a tensão de saída não é constante e depende também da corrente. A carga que está conectada aos terminais do módulo também impacta no resultado, pois quanto maior for a corrente consumida, menor será a tensão. O comportamento do módulo fotovoltaico é algo entre uma fonte de corrente e tensão, conforme mostra a Figura 2.5. Para cada curva de tensão versus corrente, existe uma curva de tensão versus potência gerada. No exemplo mostrado na Figura 2.5, existe um ponto identificado como  $M_{PP}$  (*Maximum Power Point*), ou seja, esse local representa a melhor relação de tensão e corrente elétrica gerada pelo módulo fotovoltaico.

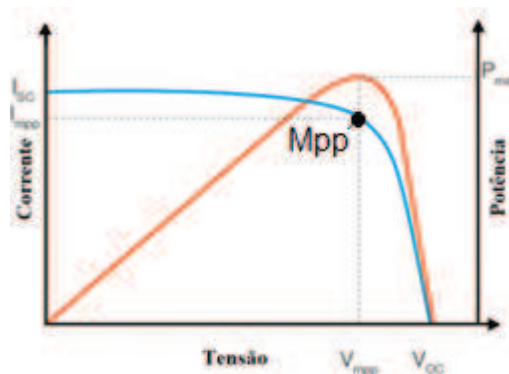


Figura 2.5 - Curva característica de um módulo fotovoltaico.

Fonte: Adaptado de CUPERTINO *et al.* (2012).

Quando o ambiente apresenta baixa intensidade de radiação solar, a geração de energia a partir de módulos fotovoltaicos é severamente prejudicada, pois a corrente elétrica gerada depende diretamente desta intensidade que incide sobre o módulo. O impacto sobre a potência gerada, devido às variações na radiação solar incidente e na temperatura, pode ser visualizado na Figura 2.6. Conclui-se através dos gráficos que, quanto menor a intensidade da radiação, menor é a corrente, mantendo-se a tensão quase estabilizada. Por outro lado, quando a temperatura do módulo está muito elevada, a tensão tende a reduzir, mantendo a corrente levemente aumentada.

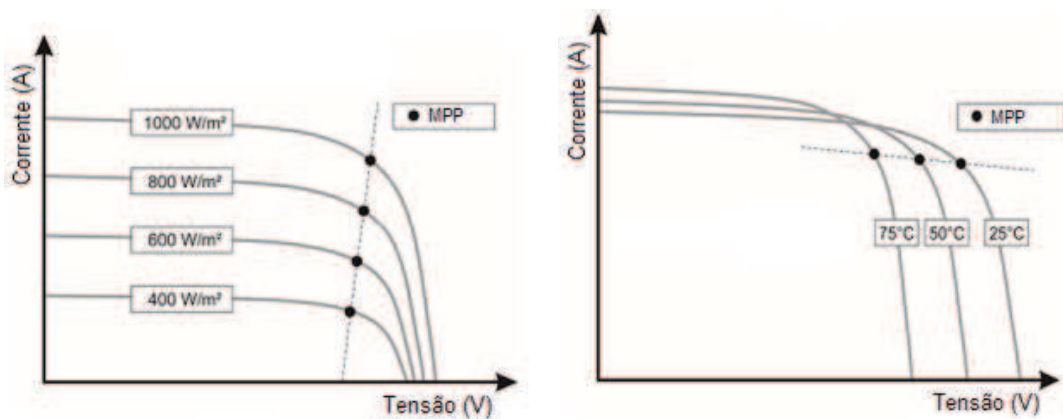


Figura 2.6 - Efeito da radiação incidente e da temperatura na curva de um módulo.

Fonte: Adaptado de CUPERTINO *et al.* (2012).

### 2.2.3 Modelo Equivalente

Conforme ilustra a Figura 2.7, uma fonte de corrente  $I_{fv}$  com um diodo em paralelo é a representação mais simples de uma célula fotovoltaica. O valor de  $I_{fv}$  é proporcional ao nível de radiação solar incidente e temperatura sobre a célula. A tensão de saída  $V$  apresenta um comportamento não linear devido à presença do diodo no modelo equivalente.

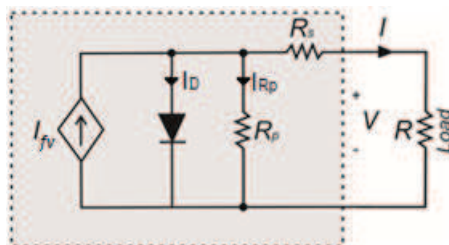


Figura 2.7 - Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica.

Fonte: Adaptado de CUPERTINO *et al.* (2012).

A resistência série  $R_S$  surge devido às soldas internas no substrato do material semiconductor e a junção nos terminais externos de saída, além da resistência do próprio material semiconductor. A resistência paralela  $R_P$  modela as correntes de fuga na superfície do material, a qual devido ao seu alto valor, pode ser desconsiderada na maioria das vezes. Tanto  $R_S$  como  $R_P$  influenciam diretamente na curva tensão versus corrente da célula, conforme mostra a Figura 2.8.

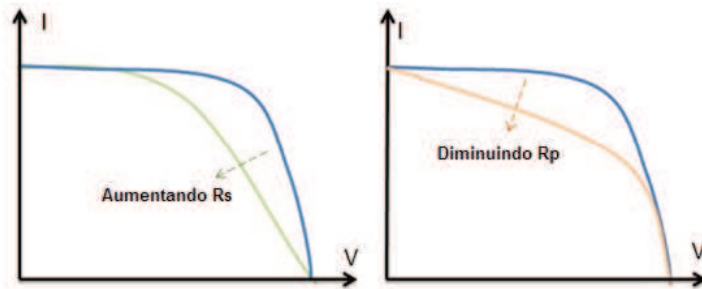


Figura 2.8 - Resultado na curva sobre a variação de  $R_S$  e  $R_P$ .

Para se obter o modelo equivalente da célula fotovoltaica, basta aplicar a Lei de Kirchoff para descobrir a corrente gerada (KUMAR, 2012), conforme a Eq. (2.1).

$$I = I_{fv} - I_D - I_{R_P} \quad (2.1)$$

A corrente fotogerada  $I_{fv}$  é dada pela Eq. (2.2).

$$I_{fv} = I_{sc} \frac{G}{G_{ref}} [1 + (T_{cel} - T_{ref}) \alpha] \quad (2.2)$$

onde  $I_{sc}$  é a corrente de curto-circuito da célula,  $G$  a irradiância incidente,  $G_{ref}$  a irradiância de referência,  $T_{cel}$  a temperatura na junção “P-N” da célula,  $T_{ref}$  temperatura de referência e  $\alpha$  o coeficiente de temperatura de  $I_{sc}$ .

A temperatura da célula fotovoltaica é representada pela Eq. (2.3).

$$T_{cel} = T_{amb} + G \left( \frac{T_{noc} - 20}{800} \right) \quad (2.3)$$

onde  $T_{amb}$  é a temperatura do ar ambiente e  $T_{noc}$  a temperatura nominal de operação da célula.

A corrente que circula através do diodo, em função da tensão, é dada pela Eq. (2.4).

$$I_D = I_S \left( e^{\left( \frac{q}{akT_{cel}} \right) (V + R_S I)} - 1 \right) \quad (2.4)$$

onde  $I_S$  é a corrente de saturação reversa do diodo,  $V$  a tensão nos terminais da célula fotovoltaica,  $q$  a carga elementar do elétron,  $a$  o fator de idealidade do diodo e  $k$  a constante de Boltzmann.

A corrente de saturação reversa do diodo  $I_S$  depende da variação de temperatura. Esta corrente é obtida através da Eq. (2.5) (LYDEN, 2012).

$$I_S = I_{Sn} \left( \frac{T_{cel}}{T_{ref}} \right)^3 \left( e^{\left[ \frac{qE_g}{ak} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_{cel}} \right) \right]} \right) \quad (2.5)$$

onde  $I_{Sn}$  é a corrente de saturação reversa nominal do diodo e  $E_g$  a energia de *gap*.

A corrente de saturação reversa nominal do diodo  $I_{Sn}$  é obtida através da Eq. (2.6) (KUMAR, 2012).

$$I_{Sn} = \frac{I_{sc}}{\left[ e^{\left( \frac{V_{oc}}{aV_{tn}} \right) - 1} \right]} \quad (2.6)$$

onde  $V_m$  é a tensão térmica nominal do módulo fotovoltaico e  $V_{oc}$  a tensão de circuito aberto.

Por sua vez, a tensão térmica do dispositivo é representada de acordo com a Eq. (2.7).

$$V_{tn} = \frac{NkT_{ref}}{q} \quad (2.7)$$

onde  $N$  é o número de células fotovoltaicas.

A corrente que circula pela resistência em paralelo  $I_{Rp}$  é expressa pela Eq. (2.8).

$$I_{Rp} = \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.8)$$

## 2.2.4 Associação de Células Fotovoltaicas

Os geradores fotovoltaicos são constituídos pela associação de módulos fotovoltaicos, que por sua vez são formados pela associação de células fotovoltaicas. As associações que podem ser efetuadas são do tipo série, paralelo ou misto (série/paralelo). A escolha mais adequada para o gerador depende da tensão de operação dos equipamentos de potência que serão interligados ao mesmo. A tensão desejada é obtida a partir da associação em série e a capacidade de corrente pode ser aumentada associando vários módulos em paralelo.

## 2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Uma das grandes vantagens da energia solar é a possibilidade de utilização de forma distribuída, promovendo o desenvolvimento econômico e social em diversas regiões, sem a necessidade de impactar o meio ambiente para a passagem de linhas de transmissão.

Segundo as normas estabelecidas pela ANEEL, os sistemas fotovoltaicos são divididos de acordo com a sua capacidade:

- **Sistemas de Minigeração:** Utilizados nas indústrias e estabelecimentos comerciais para suprir a demanda necessária e fornecer energia durante os períodos em que a concessionária deixa de operar (potência superior a 100 kW).
- **Sistemas de Microgeração:** Pequenos sistemas, com potência inferior a 100 kW, instalados em locais de menor consumo de eletricidade. Nesta categoria encaixam-se os sistemas fotovoltaicos instalados nos telhados de residências, os quais podem suprir totalmente o consumo de eletricidade e tornar a residência autossuficiente em energia elétrica. Esses sistemas são fáceis de instalar e também modulares, ou seja, para expandir o sistema basta adicionar conjuntos de módulos e inversores em paralelo. A disseminação desse tipo de sistema em todas as residências do Brasil pode contribuir fortemente com a geração de eletricidade em nível nacional e reduzir as emissões de gás carbônico, causados pelo uso de combustíveis fósseis e outras fontes tradicionais de energia.

### 2.3.1 Topologias e Tecnologias Atuais

A classificação varia conforme a configuração de instalação dos sistemas fotovoltaicos, que podem ser divididas nas categorias descritas a seguir:

#### 2.3.1.1 Sistemas Conectados à Rede

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (*Grid-Tie*) opera em paralelo com a rede de distribuição. A Alemanha é um dos países pioneiros na utilização de energia solar distribuída, promovendo programas governamentais de incentivo a utilização dessa forma limpa de energia. Sendo assim, diversas residências podem ser consideradas sustentáveis energeticamente.

Esse tipo de sistema injeta a energia produzida diretamente na rede elétrica e, devido a esta transferência, não necessita de elementos de armazenamento (PANDA, PATHAK e SRIVASTAVA, 2012). Além disso, pode ser considerado como uma fonte complementar, seguindo a tendência de descentralização da produção de energia elétrica (DIAS, 2006). A Figura 2.9 representa o painel fotovoltaico conectado diretamente ao inversor e este, por sua vez, conectado à rede elétrica. Nesse caso, o algoritmo do rastreador do ponto de máxima potência (*MPPT*) e os filtros são implementados diretamente no inversor. Em aplicações onde o sistema fotovoltaico está conectado diretamente à rede elétrica, o nível de tensão gerado deve ser o mais estável possível, devido a sua interação com um sistema existente. Se isso não ocorrer, um sistema de proteção pode ser ativado a fim de desligá-lo da rede (MASTERS, *apud* CUPERTINO *et al.*, 2012).

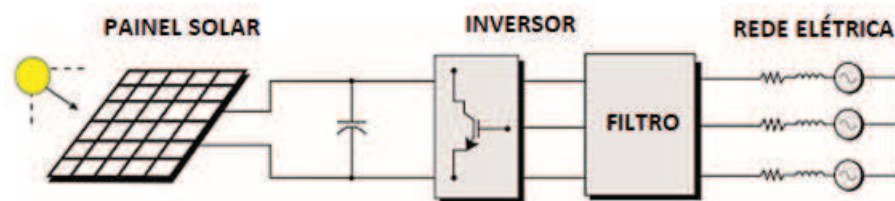


Figura 2.9 - Sistema fotovoltaico conectado à rede.

Fonte: Adaptado de CUPERTINO *et al.* (2012).

Existem vários estudos na literatura sobre o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A maioria de seus objetivos é controlar a potência ativa e reativa injetada na rede (LO, LEE e WU, 2008; MEZA *et al.*, 2012); reduzir a distorção harmônica (MEZA *et al.*, 2012); ou fazer o rastreamento do ponto de potência máxima do sistema solar (LO, LEE e WU, 2008; MEZA *et al.*, 2012; WAI e WANG, 2008).

### 2.3.1.2 Sistemas Isolados

O sistema fotovoltaico isolado (*Off-Grid*), requer componentes como banco de armazenamento de energia, de modo a permitir que a energia gerada possa ser posteriormente utilizada nos períodos de baixa irradiação solar ou à noite. Os sistemas autônomos são considerados atraentes e economicamente viáveis de geração de energia elétrica para comunidades em localidades remotas ou isoladas, distantes da rede de distribuição.



### 2.3.1.3 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos são caracterizados pela utilização de diversas fontes de geração de energia elétrica como: solar, eólica, pilhas combustível, geradores à combustível, entre outras. Esse fato permite a otimização do sistema fotovoltaico e dos elementos armazenadores de energia, fazendo com que as fontes complementares possam garantir a produção de energia elétrica durante a noite ou em dias de pouca radiação solar.

### 2.3.2 Projeto e Instalação de um Sistema Fotovoltaico

O projeto e a instalação de um sistema fotovoltaico envolvem inúmeras variáveis, sejam elas as condições atmosféricas do ambiente e também a localização geográfica da futura instalação. Um dos principais requisitos é o cálculo da inclinação dos módulos para ter o melhor aproveitamento da energia solar ao longo do dia, e também evitar que obstáculos possam fazer sombras e prejudicar a qualidade da energia gerada. Atualmente, já existem estudos e algumas aplicações sobre rastreamento solar (*Solar Tracking*), o qual trata de motores que movimentam os módulos de acordo com a posição do Sol durante o dia. A Figura 2.10 mostra os ângulos relacionados à posição solar, sendo a inclinação representada pela letra grega  $\beta$ .

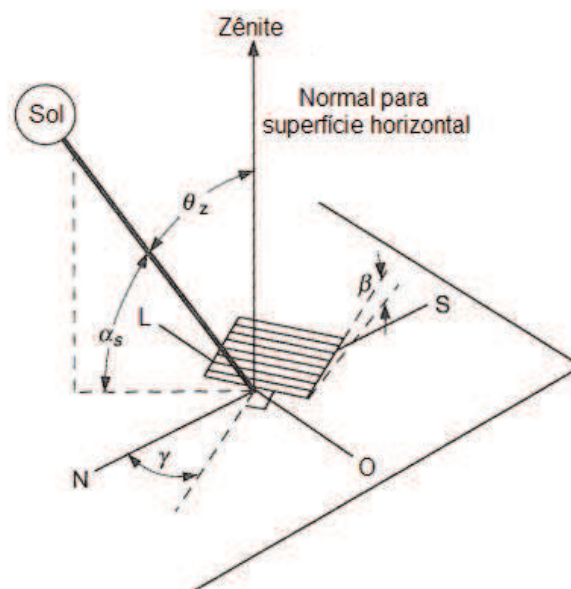


Figura 2.10 - Ângulos relacionados à posição solar.

Fonte: Adaptado de DUFFIE e BECKMAN (2013).

A inclinação e orientação ótimas dependem do clima local, do perfil de consumo da carga e da latitude. Geralmente, uma superfície com ângulo de inclinação igual à latitude de um local recebe irradiação máxima. Contudo, alguns locais experimentam um padrão climático onde o inverno geralmente é mais nublado do que o verão ou a irradiação média da manhã e da tarde não são simétricas (MONDOL, YOHANIS e NORTON, 2007). Normalmente, durante o verão, a radiação incidente é maximizada para uma superfície com inclinação  $10^\circ$  a  $15^\circ$  inferior à latitude e, durante o inverno,  $10^\circ$  a  $15^\circ$  maior do que a latitude (DUFFIE e BECKMAN, 2013). Vários estudos foram realizados para investigar o efeito da orientação e inclinação sobre o desempenho do sistema fotovoltaico, conforme mostra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Estudos sobre a orientação e inclinação do sistema fotovoltaico.

Autor	Resultados
Balouktsis, Tsanakas e Vachtsevanos (1987)	Estimaram que a produção anual poderia ser de 94 a 96% da produção máxima possível, caso o ângulo de inclinação fosse ajustado uma vez por ano. Ademais, a produção de energia poderia ser 99% da máxima, se o ângulo fosse ajustado duas vezes por ano.
Akhmad <i>et al.</i> (1994)	Observaram que a tensão no ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ ) reduziu a metade quando o ângulo de azimute estava entre $0^\circ$ e $15^\circ$ , enquanto que a potência de saída diminuiu 75% quando o módulo fotovoltaico foi orientado $90^\circ$ a leste e a oeste a partir do Sul (hemisfério norte).
Helmke, Jantsch e Ossenbrink (1995)	Observaram que a potência de pico foi maior no inverno do que o verão para uma superfície vertical virada para o sul devido ao menor ângulo do Sol no hemisfério norte.
Oladiran (1995)	Relatou que a irradiação média anual diminuiu com ângulo de azimute para uma superfície com inclinação de $10^\circ$ acima do ângulo de latitude, mas aumentou para uma superfície com inclinação $10^\circ$ inferior ao ângulo de latitude.
Nakamura <i>et al.</i> (2001)	Relataram que a eficiência diminuiu 1% para uma superfície horizontal do que para uma superfície inclinada $30^\circ$ , devido à variação do ângulo incidente solar, do espectro solar e da sujeira na superfície do módulo para uma localização a $34,451^\circ$ N de latitude e longitude $137,41^\circ$ .
Soleimani, Farhangi e Zabihi (2001)	Um estudo experimental mostrou que, para uma localização com latitude $35,71^\circ$ N e longitude $51,41^\circ$ , a energia máxima foi produzida por uma superfície com ângulo de inclinação de $29^\circ$ .
Kacira <i>et al.</i> (2004)	Descobriram que, para um local com $37^\circ$ N de latitude e $38^\circ$ de longitude, o ângulo de inclinação ideal variou de $13^\circ$ a $61^\circ$ do verão ao inverno.
Mondol, Yohanis e Norton (2007)	Observaram que, para um local com latitude $54,52^\circ$ N e longitude $6,17^\circ$ W, a irradiação anual máxima e a produção de energia ocorreram para uma superfície orientada para o sul e inclinada em $30^\circ$ . Na análise mensal, o ângulo de inclinação variou de $10^\circ$ em junho para $70^\circ$ em dezembro e sazonalmente de $20^\circ$ no verão para $60^\circ$ no inverno.

Fonte: Adaptado de MONDOL, YOHANIS e NORTON (2007).

### 2.3.3 Traçador de Curvas I-V

Os fabricantes dos módulos fotovoltaicos fornecem as curvas I-V características de seus produtos considerando a condição padrão de teste (STC). Quando o módulo é posto em operação nas condições reais, muitas variáveis podem modificar o formato da sua curva tensão-corrente, reduzindo a potência fornecida (HERNDAY, 2011). A obtenção das curvas I-V de um módulo ou arranjo se torna ainda mais importante quando este está sujeito a sombreamentos parciais. A curva contém todo o comportamento do gerador fotovoltaico pois apresenta, desde a condição de circuito aberto até a condição de curto-circuito, passando por todos os pontos de operação possíveis. A análise experimental da curva característica permite realizar a avaliação da qualidade e do desempenho do sistema, pois a partir dela determinam-se além de  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ , e a máxima potência  $P_M$ , além do fator de forma  $FF$  e da eficiência de conversão  $\eta$ . Além disso, também é possível identificar defeitos nas células que compõem o módulo e/ou no diodo de *bypass*. Estes possíveis defeitos apresentam-se como descontinuidades na tendência natural do traçado da curva característica (OLIVEIRA, PRIEB e KRENZINGER, 2018).

Equipamentos para traçar curvas I-V de módulos ou arranjos estão disponíveis comercialmente e, graças à contínua redução de custos, têm sido cada vez mais aplicados nos locais de instalação, como ferramenta de diagnóstico: sua aplicação já não é mais restrita apenas aos laboratórios de pesquisa e aos testes feitos pelos fabricantes de módulos em seus produtos (HERNDAY, 2011).

### 2.3.4 Sistemas de Supervisão

O monitoramento e a análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos se tornaram extremamente críticos devido ao aumento do custo de operação e manutenção. Os dados climáticos no local e os dados de produção dos módulos e inversores devem ser coletados continuamente para monitoramento e análise de desempenho (PRASAD e RANI, 2014). Alguns estudos foram realizados utilizando sistemas de supervisão monitorando e controlando módulos fotovoltaicos, conforme mostra a Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Estudos sobre supervisão de sistemas fotovoltaicos.

Autor	Descrição
Watjanatepin e Boonmee (2010)	Sistema de monitoramento para energias renováveis (solar e eólica), sendo o software desenvolvido em <i>LabVIEW</i> <sup>®</sup> e o hardware constituído por uma estação meteorológica, sensores, controladores e dispositivos de interface.
Prasad e Rani (2014)	Implementação de um protótipo para monitoração e otimização de um sistema fotovoltaico incluindo a aquisição de dados, estação de supervisão para monitoramento e controle no nível da planta e um sistema de suporte a decisão para a estação central de controle.
Sureshgoud e Rao (2014)	Desenvolvimento de um sistema para monitoração de energias renováveis em um software <i>LabVIEW</i> <sup>®</sup> , incluindo circuitos eletrônicos para medição de grandezas meteorológicas (temperatura e umidade relativa) e elétricas (tensão e corrente).
Pasc e Dumitru (2016)	Simulação de um controlador <i>MPPT</i> para um sistema fotovoltaico, correlacionado com a radiação solar, curva de potência da carga e comportamento das baterias. A supervisão da aplicação foi desenvolvida no software CitectSCADA.
Jhamnani e Dalal (2017)	Desenvolvimento de um sistema <i>SCADA</i> (principal) e um sistema de controle (secundário) de uma planta solar para monitoramento contínuo de vários parâmetros. A aquisição dos dados foi feita por um controlador lógico programável e o software desenvolvido na plataforma Opto22.

### 2.3.5 Bancadas Didáticas

A aquisição de competências por meio de experimentos laboratoriais é uma parte importante do ensino de engenharia (FEISEL e ROSA, 2005), (WOLLENBERG e MOHAN, 2010). Contudo, o estudo de sistemas fotovoltaicos ainda precisa de infraestruturas que permitam o seu estudo prático (JUNIOR *et al.*, 2016). A necessidade de mão-de-obra especializada no setor cresce proporcionalmente ao aumento no interesse pela energia solar fotovoltaica. Portanto, frente ao imperativo crescimento das aplicações conectadas à rede no país, faz-se necessário o desenvolvimento de mecanismos de difusão e capacitação, despertando o interesse de alunos desde o ensino médio até a pós-graduação e de pesquisadores. Trabalhos que busquem a difusão do conhecimento de sistemas fotovoltaicos são importantes como forma de capacitar recursos humanos para a área, além de ser fonte de divulgação da tecnologia (MACEDO *et al.*, 2016). A Tabela 2.3 apresenta estudos envolvendo a criação de materiais didáticos relacionados a sistemas fotovoltaicos.

Tabela 2.3 - Bancadas didáticas de sistemas fotovoltaicos.

Autor	Descrição
Macedo <i>et al.</i> (2016)	Bancada didática para demonstração da conexão e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão. Construiu-se um kit itinerante, permitindo a mobilidade e seu uso em diferentes locais.
Junior <i>et al.</i> (2016)	Interface de monitoramento e controle para uma bancada de módulos fotovoltaicos em escala reduzida, incluindo a aquisição das variáveis térmicas e elétricas, além do software <i>LabVIEW</i> <sup>®</sup> para supervisão.
Bator (2016)	Desenvolvimento de um ambiente virtual como metodologia complementar de aprendizagem da energia solar fotovoltaica. Tal metodologia foi criada a partir das análises elétrica e energética de uma microrrede híbrida fotovoltaica isolada, com estocagem de energia, em funcionamento na Unisinos. A partir das análises, foram elaboradas atividades práticas voltadas ao tema como parte fundamental da aprendizagem.
Dias, Dias e Dai-Prá (2016)	Desenvolvimento e implementação de um sistema de aquisição de dados para uma microrrede fotovoltaica de 1080 W pico conectada à rede. A mesma é constituída de sensores de corrente e tensão, assim como sensores de temperatura e irradiância. Todas as variáveis envolvidas no processo são tratadas e manipuladas no microcontrolador Arduino, sendo esses dados mostrados em tempo real em um display de cristal líquido e armazenados em um cartão de memória.
Tiggemann, Dias e Dai-Prá (2016)	Desenvolvimento de uma microrrede híbrida isolada, monitorada remotamente via internet, a qual permite visualização de medições elétricas, produção de energia e execução de ações remotas. O sistema consiste em duas tecnologias de módulos fotovoltaicos, mono e multicristalinas, totalizando 570 W pico, conectadas a um banco de baterias de 200 Ah em 24 V e um inversor sinusoidal puro de 1 kW para fornecer energia a cargas de corrente alternada em 220 V.
Abe <i>et al.</i> (2018)	Desenvolvimento de um traçador de curvas I-V para avaliar e quantificar as perdas por sombreamentos parciais em arranjos fotovoltaicos ligados a microinversores conectados à rede elétrica da concessionária.
Graosque e Dias (2018)	Instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede composto por dois arranjos com microinversores, um na configuração clássica e outro usando estocagem. Foi desenvolvida uma unidade de aquisição e controle de dados, que tem a função de gerenciar o sistema como um todo, sendo observado que a estocagem de energia em <i>SFCR</i> é bastante eficaz, principalmente para a redução da flutuação de potência entregue à rede elétrica pelo microinversor.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

O presente trabalho tem por objetivo desenvolver uma interface de supervisão para integrar duas topologias diferentes de sistemas fotovoltaicos instalados na Unisinos, viabilizando estudos locais e a distância. Além disso, implementar um ajuste eletrônico e mecânico da inclinação do módulo e um traçador de curvas I-V e P-V. Para viabilizar o projeto, a seguinte metodologia foi adotada, começando pela apresentação da plataforma experimental de pesquisa e ensino em energia solar fotovoltaica, descrição dos sistemas instalados e quais procedimentos foram adotados para elaborar este trabalho.

#### 3.1 PLATAFORMA EXPERIMENTAL DE PESQUISA E ENSINO EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O Brasil possui um enorme potencial solar disponível para conversão, tanto para energia térmica quanto para energia elétrica, conforme visto anteriormente na revisão bibliográfica. O uso da fonte solar fotovoltaica para produção de energia elétrica e para o desenvolvimento desta tecnologia está aumentando em grande escala no mundo inteiro.

Na Unisinos, projetos de pesquisa e a formação de recursos humanos, estão em constante desenvolvimento, através da contribuição de alunos de mestrado, iniciação científica e trabalhos de conclusão de curso. Dessa forma criou-se a Plataforma Experimental de Pesquisa e Ensino em Energia Solar Fotovoltaica, a qual visa realizar estudos locais e, inclusive, entre comunidades acadêmicas de outros lugares. Tal plataforma permite a realização de atividades interativas, utilizando os sistemas fotovoltaicos em operação instalados na universidade. As atividades práticas são realizadas mediante acesso virtual de medições através de um site, permitindo ao pesquisador e/ou estudante fazer análises de comportamento elétrico e energético dos principais componentes do sistema, bem como novas experiências acerca deste assunto. No site da plataforma é possível também encontrar informações gerais sobre estes sistemas geradores de energia elétrica, trabalhos realizados e em execução, conforme mostra a página inicial exibida na Figura 3.1.



Figura 3.1 - Site da plataforma experimental de pesquisa e ensino em *ESFV*.

Fonte: Adaptado de BATOR (2016).

Com base nisso, identificou-se a necessidade de desenvolver uma interface de supervisão e controle para que os pesquisadores possam acessar dados práticos em tempo real, permitindo, por exemplo, que o usuário identifique os impactos de uma determinada inclinação ou da temperatura na geração de energia, avalie o comportamento da curva I-V do módulo, verificando se há sombreamento, bem como as perdas relacionadas. Também é possível observar o estado de carga do banco de baterias, ou até mesmo acompanhar a temperatura de uma célula do módulo e irradiância solar que está incidindo sobre o mesmo em tempo real.

### 3.2 MICRORREDE HÍBRIDA ISOLADA

A microrrede híbrida isolada, instalada no laboratório C02 110 (LabESFV – Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica Unisinos), foi dimensionada para atender cargas que, somadas, não ultrapassem 1 kW. Com um banco de baterias inicial de 200 Ah em 24 V e com uma potência fotovoltaica total, na condição padrão, de 570 W pico, o sistema utiliza duas tecnologias de módulos fotovoltaicos, monocristalino e multicristalino. A Tabela 3.1 lista os principais equipamentos que constituem a microrrede.

Tabela 3.1 - Especificação dos principais componentes da microrrede híbrida.

Equipamento	Quantidade	Código
Módulo fotovoltaico monocristalino - 150 W pico	2	HSPV-150 Wp-36M
Módulo fotovoltaico multicristalino - 135 W pico	2	Kyocera modelo KD135SX-UPU
Controlador de Carga com <i>MPPT</i> - 20 A	2	Tracer-2210RN
Inversor senoidal puro - 1 kW	1	Inversor Senoidal SP05 1 kW / 24 V
Bateria selada - 12 V / 50 Ah	8	Bateria Moura 12 V / 50 Ah
Sensor de radiação solar e temperatura	1	Sunny Sensorbox
Controlador Arduíno	1	MEGA 2560 R3

Fonte: Adaptado de TIGGEMANN, DIAS e DAI-PRÁ (2016).

O diagrama de interligação destes equipamentos pode ser visto na Figura 3.2, sendo importante destacar a utilização da rede elétrica da concessionária como gerador auxiliar.

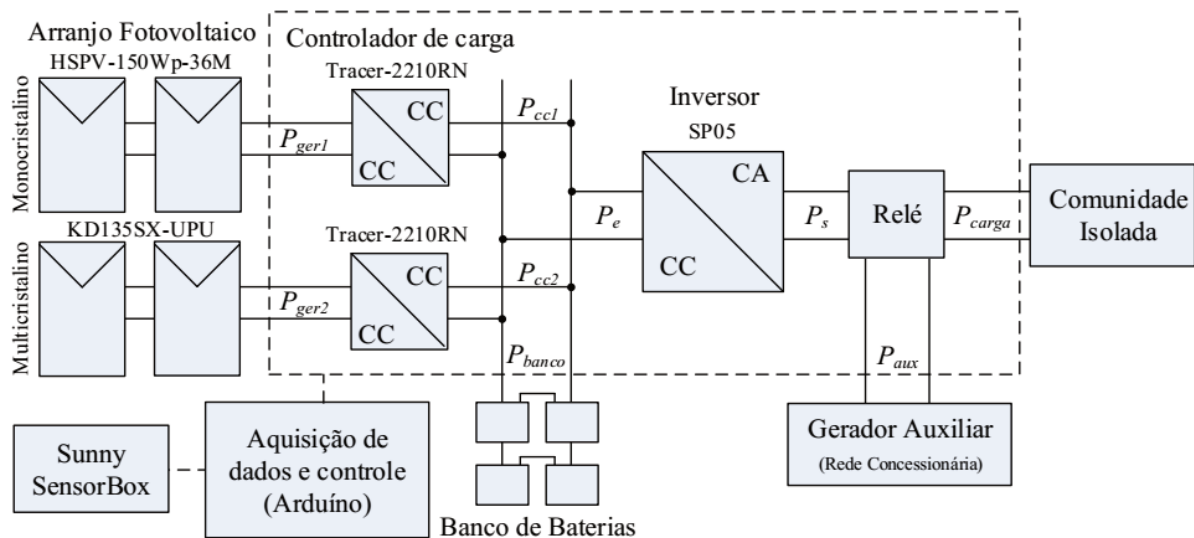


Figura 3.2 - Diagrama da microrrede híbrida.

Fonte: TIGGEMANN, DIAS e DAI-PRÁ (2016).

A Figura 3.3 mostra os módulos da microrrede instalados próximos ao laboratório C02 110 (LabESFV – Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica Unisinos) e a Figura 3.4 apresenta o quadro de comando, onde (1) é o microcontrolador Arduino, ajustado para comunicar com a interface da plataforma via USB, (2) é o disjuntor e os bornes de conexão, (3) é o fusível, (4) é o inversor sinusoidal de 1000 W, (5) são os controladores de carga *MPPT*, (6) são os cabos de potência e (7) é o banco de baterias 24 V / 200 Ah.





Figura 3.3 - Módulos instalados.

Fonte: Adaptado de TIGGEMANN, DIAS e DAI-PRÁ (2016).

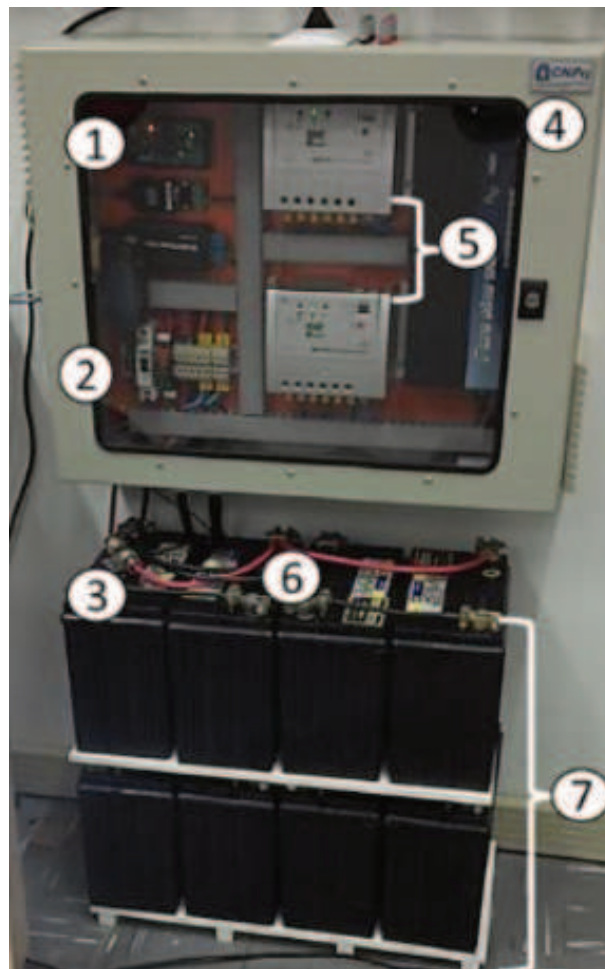


Figura 3.4 - Quadro de comando.

Fonte: TIGGEMANN, DIAS e DAI-PRÁ (2016).

### 3.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

O sistema fotovoltaico conectado à rede instalado no laboratório C02 110 (LabESFV – Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica Unisinos) é composto por dois módulos de 60 células de silício multicristalino, sendo cada um com potência nominal de 265 W pico na condição padrão de teste (1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de 25°C e AM 1,5), conforme Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Características técnicas do módulo SE-P265NPB-A4.

Parâmetros Físicos, Coeficientes de Temperatura e Características Elétricas	
Temperatura nominal de operação da célula ( <i>TNOC</i> )	45 ± 2°C
Coeficiente de temperatura de <i>P<sub>M</sub></i>	-0,42 %/ °C
Coeficiente de temperatura de <i>V<sub>oc</sub></i>	-0,31 %/ °C
Coeficiente de temperatura de <i>I<sub>SC</sub></i>	+0,05% / °C
Potência máxima ( <i>P<sub>M</sub></i> )	265 W
Tensão de circuito aberto ( <i>V<sub>OC</sub></i> )	37,81 V
Corrente de curto-circuito ( <i>I<sub>SC</sub></i> )	9,24 A
Eficiência do módulo	16,2%
Tensão ponto de máxima potência ( <i>V<sub>MP</sub></i> )	30,71 V
Corrente ponto de máxima potência ( <i>I<sub>MP</sub></i> )	8,63 A

Fonte: Adaptado de SUNEDISON, 2015.

Além disso, o sistema possui dois microinversores, os quais são utilizados para converter a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada no padrão da rede elétrica da concessionária. O modelo do microinversor é o *SUNNY BOY 240-US*, do fabricante SMA, e as características elétricas são descritas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Características elétricas do microinversor SUNNY BOY 240-US.

Características Elétricas	Valor
Potência máxima de entrada	300 W
Faixa de tensão no Ponto de Máxima Potência	23 a 32 V
Corrente máxima de entrada	12 A
Potência nominal de saída	240 W
Tensão nominal de saída	240 V
Faixa de tensão de saída	211 a 264 V
Faixa de frequência de saída	45,5 Hz ... 63 Hz
Máxima eficiência	95,9 %

Fonte: Adaptado de SMA (2014a).

Os módulos e os sensores de radiação estão instalados no pátio em frente à janela do laboratório C02 110 (LabESFV – Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica Unisinos), conforme mostra a Figura 3.5.

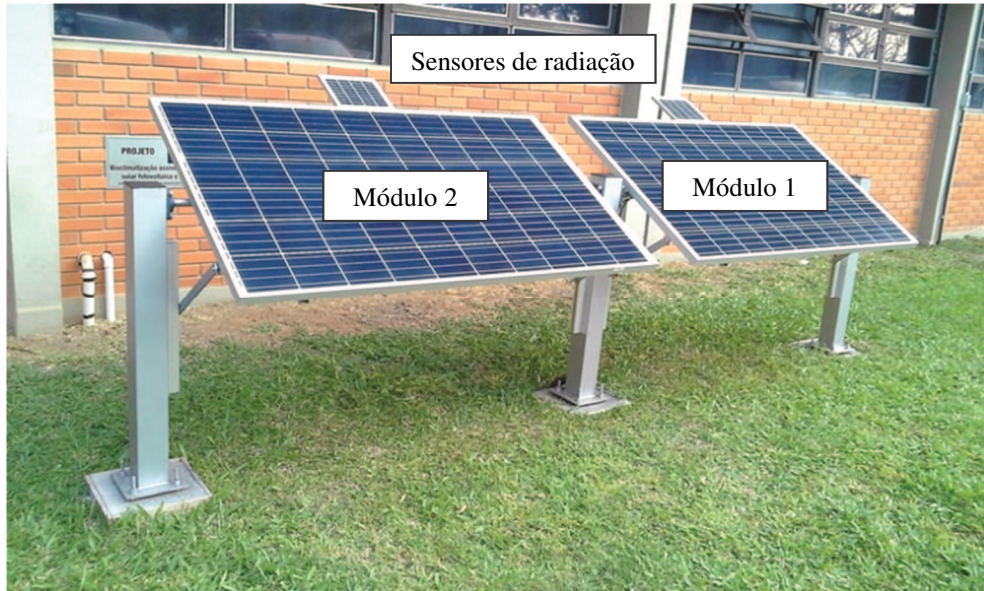


Figura 3.5 - Módulos fotovoltaicos do *SFCR*.

Fonte: Adaptado de GRAOSQUE e DIAS (2018).

Os demais componentes que compõem o sistema fotovoltaico conectado à rede, Figura 3.6, estão instalados dentro do laboratório, como os microinversores, controladores de carga, *SUNNY MULTIGATE*, traçador de curva I-V, unidade de medição e controle, hardware dos sensores de radiação e quadro de comando. É importante destacar que a unidade de medição e controle foi ajustada para comunicar com a interface da plataforma em questão.

O *SUNNY MULTIGATE* é um equipamento que faz a conexão e a sincronização dos microinversores à rede elétrica. A partir do mesmo é possível acessar os dados de potência instantânea, energia produzida individualmente pelos módulos e também o valor total fornecido à rede elétrica. Entre as especificações técnicas do equipamento, destaca-se a frequência de operação, a qual deve ser de 60 Hz para fazer o sincronismo com a rede elétrica, a eficiência de 99,9 % e a faixa de tensão de saída de 211 V até 264 V (SMA, 2014b).

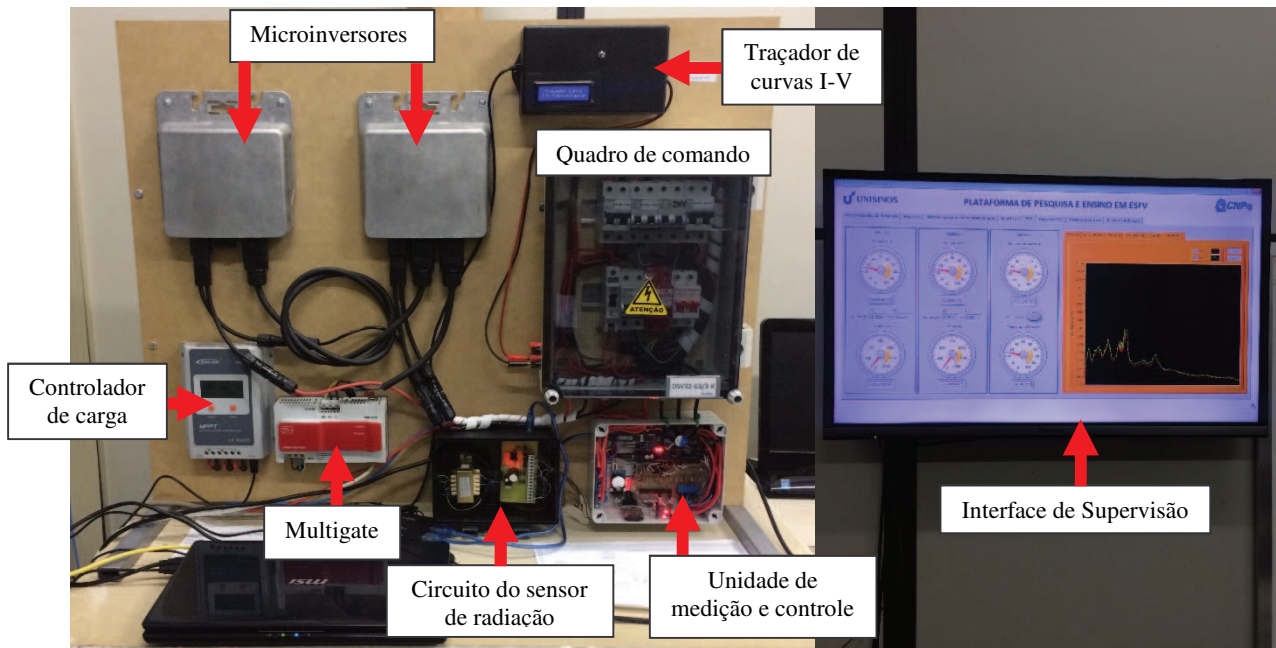


Figura 3.6 - Componentes do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

Fonte: Adaptado de GRAOSQUE e DIAS (2018).

### 3.3.1 Modelagem do Módulo Fotovoltaico

A modelagem do módulo fotovoltaico foi realizada com o *SIMULINK*<sup>®</sup>, que é uma ferramenta integrada ao software *MATLAB*<sup>®</sup>, utilizado para modelagem, simulação e análise de sistemas dinâmicos, sendo estes lineares ou não lineares. O software efetua amostragens destes sistemas em tempo contínuo, discreto ou uma combinação de ambos.

A curva característica de corrente em função da tensão (I-V) de uma célula fotovoltaica pode ser obtida através de um conjunto de equações já apresentadas na seção 2.2.3 Modelo Equivalente, desde que sejam conhecidas as características dos componentes elétricos que representam o seu circuito elétrico equivalente, conforme ilustrado anteriormente na Figura 2.7. Então, se faz necessária a análise das características técnicas das células, ou módulos fotovoltaicos, que são utilizados no desenvolvimento desse trabalho, apresentadas na Tabela 3.2.

Assim como as características técnicas, a curva de corrente em função da tensão também é apresentada na especificação técnica do módulo fotovoltaico, sendo determinada sob a condição padrão de teste (*STC*). A Figura 3.7 apresenta a curva I-V referente ao módulo fotovoltaico modelo SE-P265NPB-A4, para múltiplas irradiâncias.

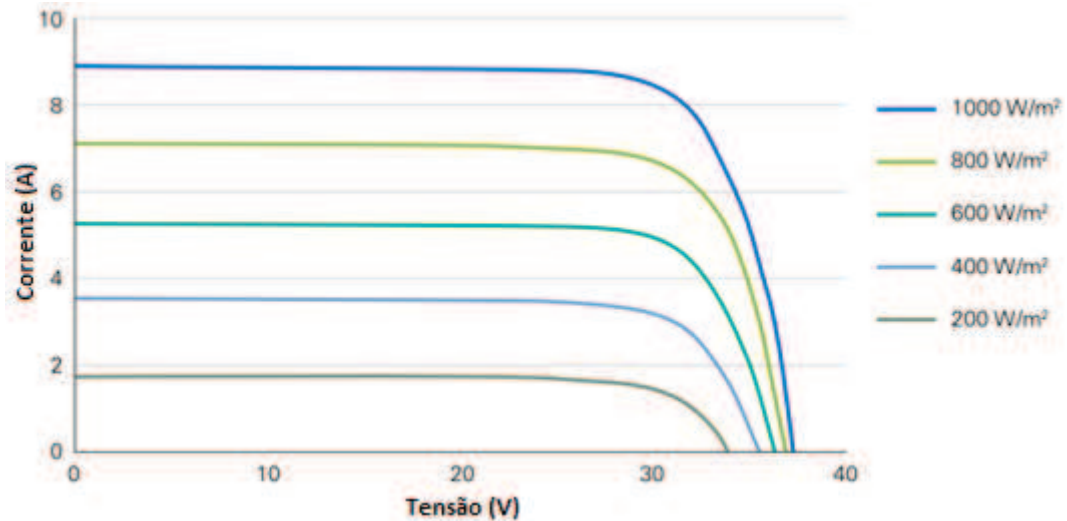


Figura 3.7 - Curvas I-V para múltiplas irradiâncias.

Fonte: Adaptado de SUNEDISON, 2015.

Para a modelagem do sistema, se faz necessário o uso da Eq. (2.1), onde a corrente da célula fotovoltaica é obtida através da corrente foto gerada  $I_{fv}$ , da corrente do diodo  $I_D$  e da corrente da resistência em paralelo  $I_{Rp}$ . A corrente foto gerada  $I_{fv}$  é calculada como segue:

$$I_{fv} = 9,24 \frac{G}{1000} [1 + (T_{cel} - 298)1,2612]$$

A corrente do diodo  $I_D$ , que é obtida da Eq. (2.4), depende dos resultados das Eq. (2.5), (2.6) e (2.7). De acordo com a curva do módulo, a temperatura da célula na condição padrão de teste para  $G = 1000 \text{ W/m}^2$  é  $T_{cel} = 25^\circ\text{C}$ . Vale lembrar que a temperatura da célula varia de acordo com a irradiância solar incidente no módulo. Seguem os valores iniciais do modelo e suas respectivas constantes:

$$V_{tn} = 1,54 \text{ V}$$

$$I_{Sn} = 2,80 \times 10^{-8} \text{ A}$$

$$I_S = 2,80 \times 10^{-8} \text{ A}$$

$$I_D = 2,80 \times 10^{-8} \times \left( e^{\left( \frac{1,6 \times 10^{-19}}{5,14 \times 10^{-21}} \right) \times (V_{PV} + R_S \times I)} - 1 \right)$$

Finalmente, a corrente que circula pela resistência paralela  $I_{Rp}$  pode ser calculada através da Eq. (2.8). Com essas equações, já é possível realizar a modelagem que representa o módulo fotovoltaico SE-P265NPB-A4 diretamente no *SIMULINK*<sup>®</sup>. As constantes e referências foram salvas em script no *MATLAB*<sup>®</sup> e o modelo foi desenvolvido em função da irradiância solar, tendo como saída os valores de tensão, corrente e potência, conforme mostra a Figura 3.8 e a Figura 3.9.

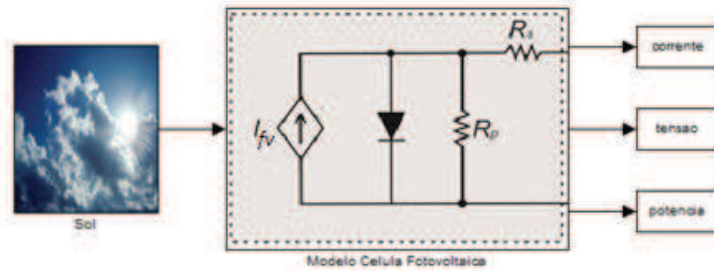


Figura 3.8 - Diagrama de blocos do modelo.

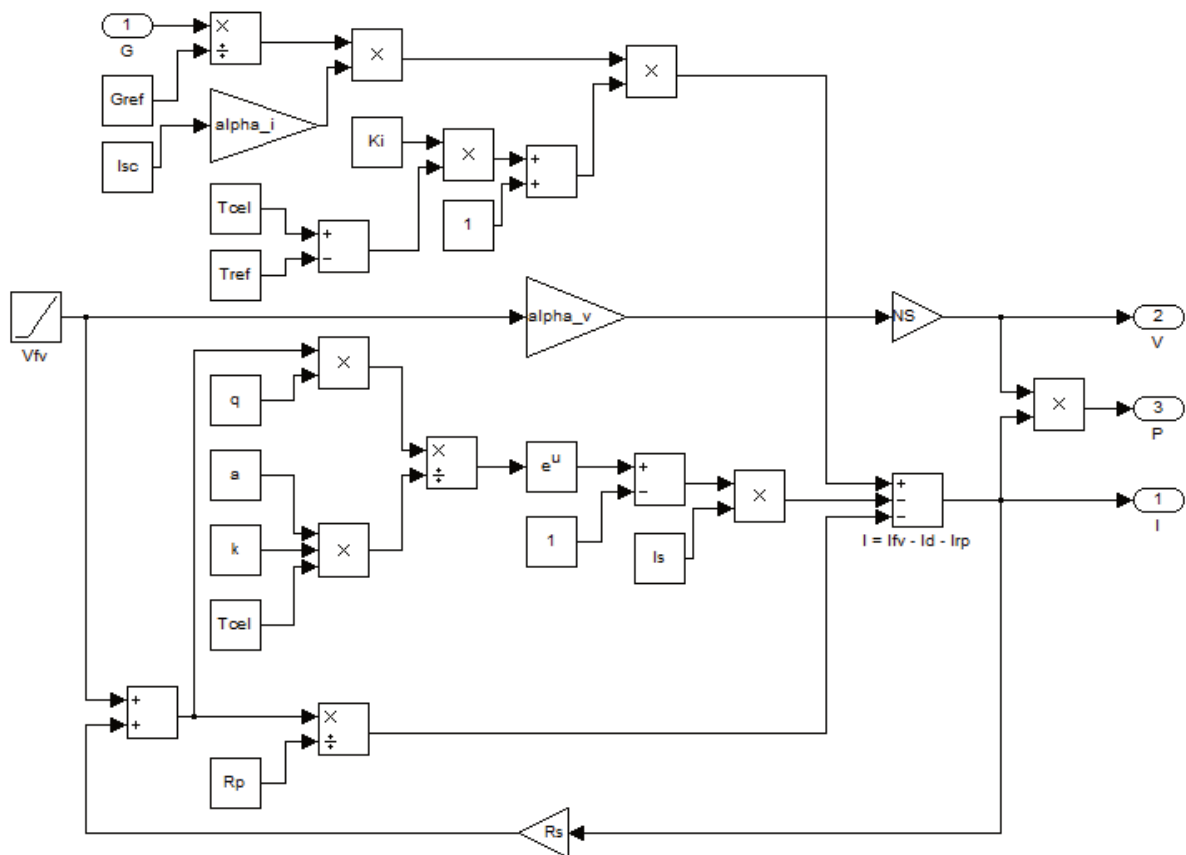


Figura 3.9 - Modelagem do módulo fotovoltaico modelo SE-P265NPB-A4.

### 3.3.1.1 Obtenção de $R_S$ e $R_P$

Como os fabricantes dos módulos fotovoltaicos não disponibilizam alguns dados intrínsecos do modelo equivalente, torna-se necessária à análise de imagem da curva I-V para identificação do valor aproximado das resistências  $R_S$  e  $R_P$  e assim ser possível simular o modelo. Entende-se que dessa forma será possível encontrar os valores aproximados, contudo sem exatidão. Inicialmente, foi realizada a digitalização da curva disponibilizada na folha de dados, para remover quaisquer informações que não sejam referentes à curva, como legendas, escalas, valores, entre outros. Após, a mesma foi salva em formato *bitmap* monocromático (BMP) e também com a menor resolução possível. Com o auxílio do *MATLAB*<sup>®</sup>, através da função *imread*, foi gerada uma matriz com valores de tonalidades de cinza (entre 0 e 255) da imagem. Então, para converter os valores da imagem em preto e branco puro, correspondendo aos valores *true* (1) e *false* (0), foi aplicada a função *im2bw*. Ao final, os valores da matriz foram copiados para uma planilha do *Microsoft Excel*<sup>®</sup>, sendo aplicada uma condição de colorir de preto as células *false* (0) e de branco as células *true* (1). Com o desenho da curva na planilha, basta fazer a conversão para os valores de corrente e tensão reais, visto que, os valores das grandezas nas extremidades do gráfico já são conhecidos ( $I_{SC} = 9,24$  A e  $V_{OC} = 37,81$  V). Com o auxílio do modelo criado no *SIMULINK*<sup>®</sup>, foram geradas diferentes condições de  $R_S$  e  $R_P$  e, ao final, criou-se um gráfico comparando a curva I-V do fabricante com as simulações, conforme mostra a Figura 3.10.

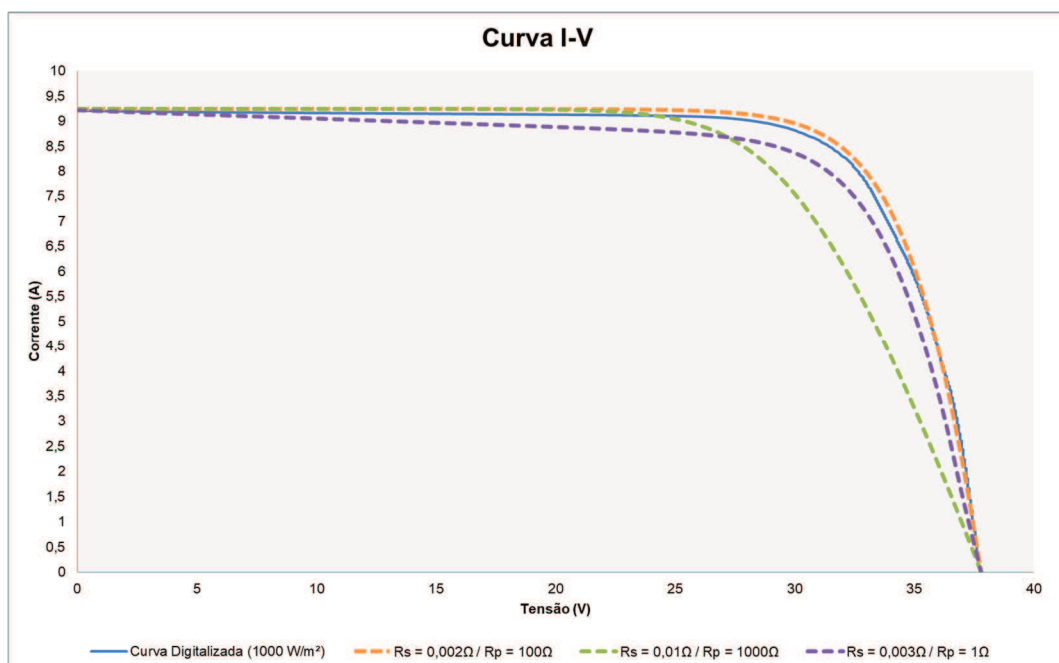


Figura 3.10 - Curva I-V (digitalizada versus simulada).

Pode-se observar que o modelo apresentou o mesmo comportamento descrito pela Figura 2.8, ou seja, aumentando  $R_S$  a curva ficou mais acentuada e diminuindo  $R_P$ , o “joelho” foi deslocado para baixo. Enfim, os resultados mostram que o modelo está correto e as resistências utilizadas nas simulações serão  $R_S = 0,002 \Omega$  e  $R_P = 100 \Omega$ , pois apresentaram um resultado muito semelhante à curva do fabricante (digitalizada).

### 3.3.2 Sensores de Radiação

A irradiância solar é uma das principais grandezas que devem ser monitoradas em uma instalação fotovoltaica, ainda mais se tratando de uma plataforma de ensino. Como sensores comerciais são demasiadamente caros para serem incorporados à pesquisa, optou-se por desenvolver medidores utilizando módulos fotovoltaicos de 5 W já disponíveis no laboratório. Ademais, a temperatura dos módulos e sensores também é relevante para os ensaios realizados nos sistemas instalados.

#### 3.3.2.1 Projeto Mecânico

O primeiro passo foi a instalação dos módulos sensores de radiação de 5 W junto aos módulos fotovoltaicos de 265 W, mantendo a mesma inclinação, conforme mostra a Figura 3.11.

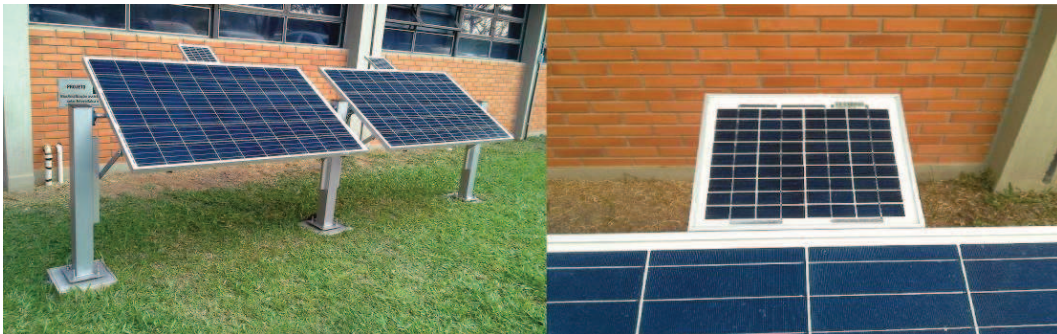


Figura 3.11 - Posicionamento dos sensores de radiação.

Fonte: Adaptado de GRAOSQUE (2017).



### 3.3.2.2 Projeto de Hardware

A temperatura dos módulos fotovoltaicos de 265 W e dos sensores de radiação de 5 W é obtida por meio de sensores do tipo LM35, posicionados no centro dos mesmos, conectados diretamente a um controlador Arduíno. Através das características técnicas do módulo KOMAES KM(P)5, descritas na Tabela 3.4, foi possível especificar o circuito de leitura da irradiância.

Tabela 3.4 - Características técnicas do módulo sensor KM(P)5.

Parâmetros Físicos, Coeficientes de Temperatura e Características Elétricas	
Tecnologia	Multicristalino
Número de células	36
Temperatura nominal de operação da célula ( $T_{NOC}$ )	$47 \pm 2^\circ\text{C}$
Coeficiente de temperatura de $P_M$	$-0,5 \%/^\circ\text{C}$
Coeficiente de temperatura de $V_{OC}$	$-0,34 \%/^\circ\text{C}$
Coeficiente de temperatura de $I_{SC}$	$+0,05\% / ^\circ\text{C}$
Potência máxima ( $P_M$ )	5 W
Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ )	21,52 V
Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ )	0,31 A
Eficiência do módulo	8,49%
Tensão ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ )	17,56 V
Corrente ponto de máxima potência ( $I_{MP}$ )	0,286 A

Fonte: Adaptado de KOMAES, 2018.

Sabe-se que quando a temperatura do módulo for igual a  $25^\circ\text{C}$  e a corrente de saída for igual a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) especificada pelo fabricante, a irradiância solar é igual a  $1000 \text{ W/m}^2$ . Sendo assim, é possível descobrir a irradiância em função destes parâmetros a qualquer momento. Para que fosse possível medir a corrente gerada elaborou-se o circuito da Figura 3.12, composto por um resistor *shunt* de  $0,015 \Omega$  monitorado por um amplificador operacional em modo diferencial com ganho de 820 vezes. Nessa configuração os ruídos de modo comum são eliminados na entrada e o valor elevado do ganho se faz necessário pois a tensão sobre o resistor é muito pequena. As duas saídas do amplificador operacional são ligadas nas entradas analógicas do controlador Arduíno.

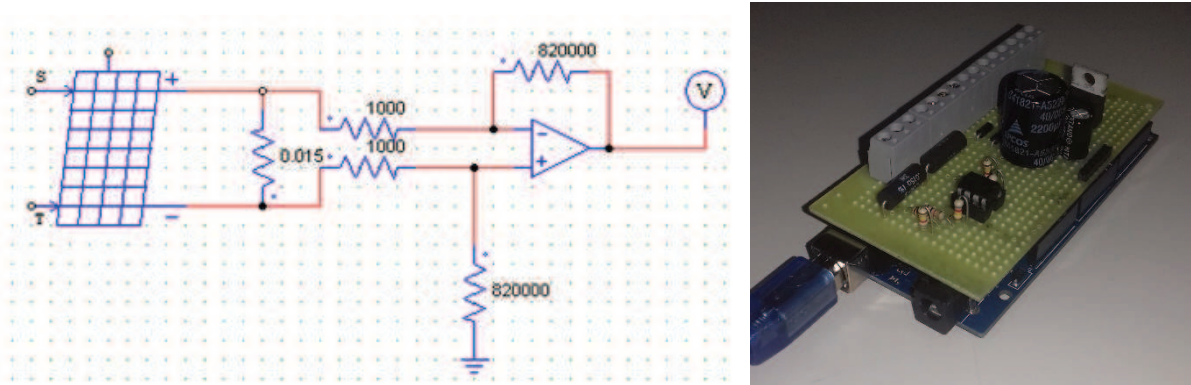


Figura 3.12 - Circuito de leitura da irradiância e a placa final.

### 3.3.2.3 Projeto de Software

O hardware do sensor de radiação conta com uma plataforma de desenvolvimento livre Arduino, que possui um microcontrolador ATmega 2560. O algoritmo desenvolvido no software adquire o valor das seis entradas analógicas (quatro temperaturas e duas irradiâncias) a cada segundo e aguarda o comando de enviar os valores pela serial (interface USB). Assim que recebe a ordem, a lógica divide a soma dos valores lidos no período pela quantidade de amostras. Como a plataforma experimental de pesquisa está ajustada para exibir dados a cada 60 segundos, são lidos 60 valores e a média dos mesmos é registrada na base. Dessa forma, caso ocorra algum sombreamento exatamente no momento da aquisição, a amostra não é comprometida, pois é a média que será registrada.

### 3.3.2.4 Calibração e Análise das Incertezas

Para fins de calibração dos sensores de radiação foi utilizada a estação meteorológica instalada na Unisinos. Inicialmente, os dois módulos fotovoltaicos, em conjunto com os sensores de radiação, foram posicionados paralelamente à superfície, resultando em um ângulo de inclinação igual a zero, conforme mostra a Figura 3.13.

Como padrão para as medidas, foi utilizado um dia de céu claro (11 de março de 2018), das 11h às 14h. O próximo passo foi tabular as medidas de irradiâncias dos módulos 1 e 2, de acordo com a plataforma, e também os valores de irradiância da estação meteorológica da Unisinos, a qual fica a uma distância de, aproximadamente, 20 metros. Com base nesses dados, projetou-se as curvas de calibração, conforme a Figura 3.14, e descobriu-se o valor das constantes de calibração para cada módulo individualmente. Após, os valores foram introduzidos na interface da plataforma de supervisão.



Figura 3.13 - Módulos posicionados para calibração.

Cada medida realizada possui um intervalo de incerteza, devido à sensibilidade do circuito de medição e a exatidão de medida do microcontrolador. A exatidão de medição nas entradas analógicas do microcontrolador Arduino é de  $\pm 0,3 \%$  e a tolerância do resistor *shunt* é de  $\pm 1 \%$ . A incerteza combinada do hardware na medição da irradiância é calculada pela Eq. (3.1), onde  $w_{ard}$  é a incerteza obtida com a medição do Arduino e  $w_{res}$  é a incerteza obtida na medição com o resistor *shunt*. O valor calculado foi  $w_G \pm 1,04 \%$ .

$$w_G = \sqrt{w_{ard}^2 + w_{res}^2} \quad (3.1)$$

Considerando que a incerteza de medição da estação meteorológica é de  $\pm 5 \%$ , a incerteza combinada total será  $w_T \pm 5,11 \%$ , correspondendo a uma irradiância lida de  $1000 \pm 51 \text{ W/m}^2$ , obtida pela Eq. (3.2)

$$w_T = \sqrt{w_G^2 + w_{estação}^2} \quad (3.2)$$

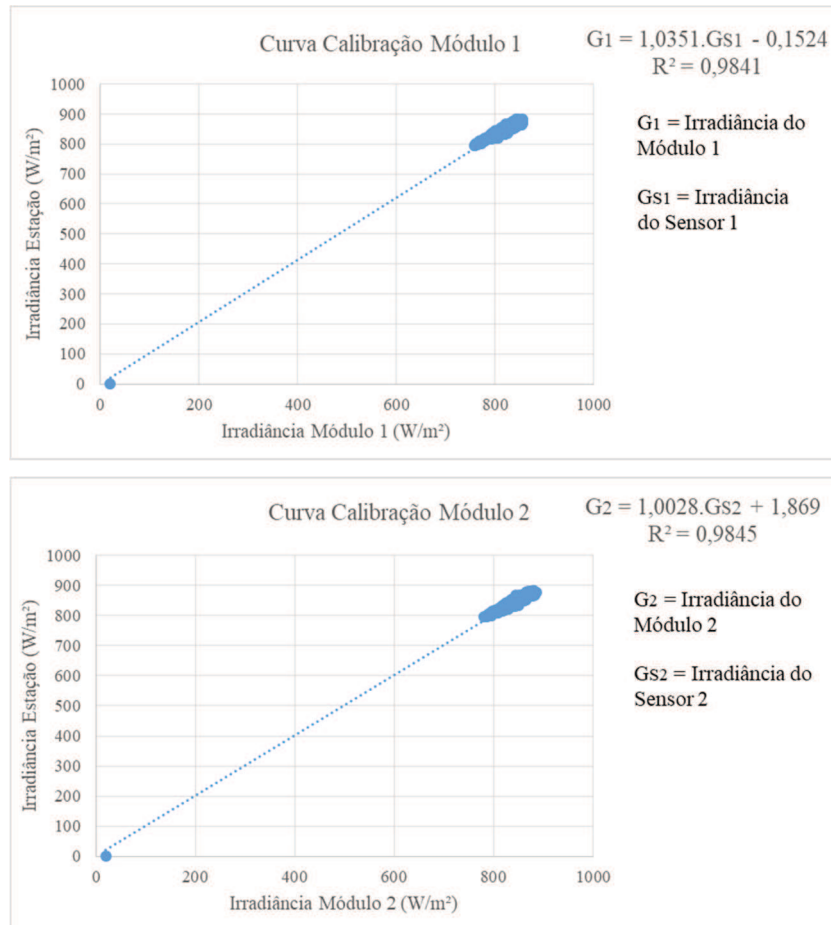


Figura 3.14 - Curvas de calibração dos sensores de radiação.

De acordo com o fabricante, o sensor de temperatura LM35 não necessita de qualquer calibração externa para fornecer com exatidão valores de temperatura com variações de até  $\frac{3}{4}$  °C dentro da faixa de -55 °C a 150 °C. Ou seja, a maior variação na temperatura lida será de  $\pm 0,75$  °C. Sabe-se de diversos estudos que a temperatura do módulo é diferente em cada célula que o compõe, principalmente que a temperatura nas bordas é inferior às células no centro do módulo. Neste trabalho, a medida da temperatura é realizada em apenas uma das células centrais, a qual apresenta o maior valor, conforme estudos preliminares utilizando um termômetro digital (pirômetro). Este valor foi considerado como a temperatura do módulo.

### 3.3.3 Integração do Traçador de Curvas I-V e P-V

A interface de supervisão também conta com um traçador de curvas I-V e P-V no sistema fotovoltaico conectado à rede, conforme mostra a Figura 3.6. O hardware utiliza o método da carga capacitiva e foi desenvolvido em outro projeto no laboratório. Agora, o mesmo foi integrado ao sistema para oferecer um melhor controle sobre os testes realizados.

Para o correto funcionamento do traçador, cabe à etapa de controle realizar as funções de acionamento das chaves de carga e descarga do capacitor, além de receber sinais de medição e realizar comunicação com o computador. Para esta etapa, o traçador utiliza um microcontrolador ARM M4, que possui pinos de entrada analógica para medição de sinais externos, saídas digitais para acionamento da etapa de potência, comunicação serial para comunicação com o computador, além de várias outras funcionalidades. O diagrama simplificado de hardware é apresentado na Figura 3.15. Após a aquisição dos valores, os mesmos são enviados à interface da plataforma através da USB (representado por PC).

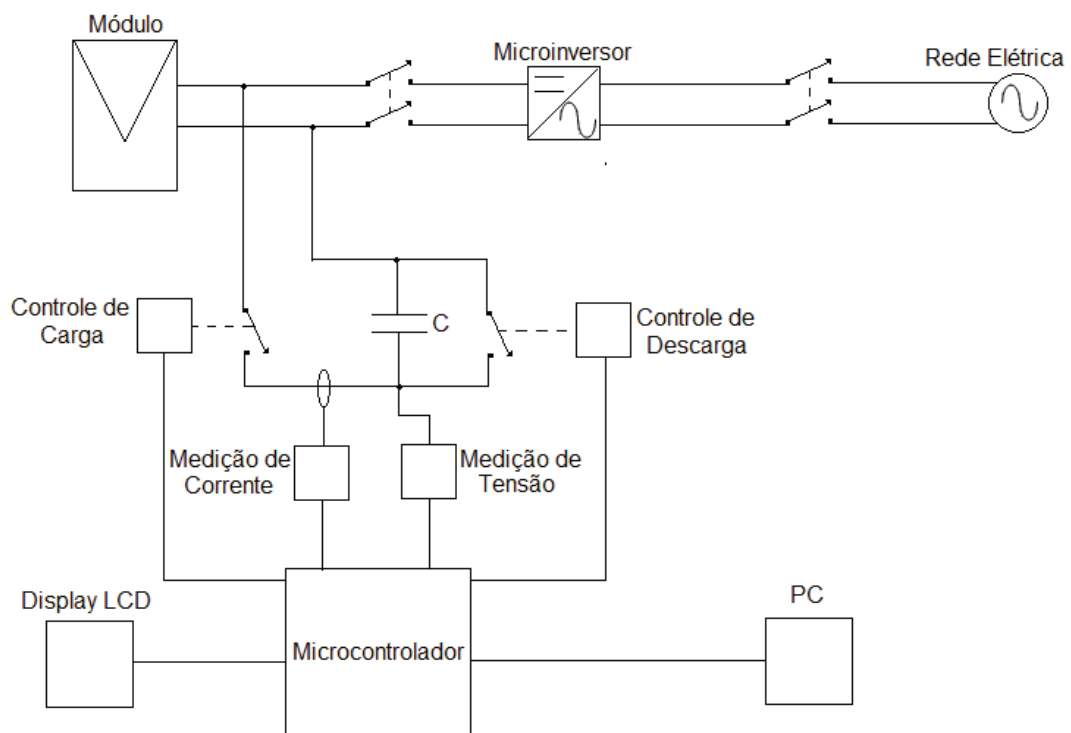


Figura 3.15 - Diagrama de blocos do traçador de curvas.

Fonte: Adaptado de ABE *et al.* (2018).

### 3.3.4 Câmera de Monitoramento

A fim de monitorar em tempo real a posição dos módulos fotovoltaicos do sistema conectado à rede, instalou-se uma câmera IP ligada ao computador da plataforma, conforme a Figura 3.16. Esse tipo de câmera assume um endereço IP da rede Ethernet e então é possível acessar o seu conteúdo. Além das imagens, é possível tirar fotos e fazer vídeos dos períodos desejados.



Figura 3.16 - Câmera IP Intelbras.

Fonte: INTELBRAS (2018).

### 3.3.5 Inclinação Automática

Para realizar o ajuste eletrônico da inclinação, fez-se necessário o desenvolvimento de um sistema que possibilitasse o controle preciso remotamente.

#### 3.3.5.1 Projeto Mecânico

A mecânica desenvolvida para o sistema é baseada no acoplamento de uma barra com rosca sem fim em um motor de passo. Dessa forma, quando o motor gira, o mesmo desloca a posição de uma porca, que está fixada no braço de inclinação do módulo fotovoltaico.

Os módulos fotovoltaicos foram fixados em um eixo, onde é possível ajustar o ângulo de inclinação, conforme mostra a Figura 3.17. Os eixos foram fixados em dois mancais com rolamento e os tubos para fixação da estrutura no chão foram colocados em sapatas de concreto.



Figura 3.17 - Identificação das partes mecânicas.

Fonte: Adaptado de GRAOSQUE (2017).

O objetivo do projeto mecânico resume-se a fixar o braço mecânico que movimentará o módulo, em uma porca com rosca sem fim. A haste com rosca sem fim será movimentada por um motor de passo e fixada na vertical, conforme mostra a Figura 3.18.

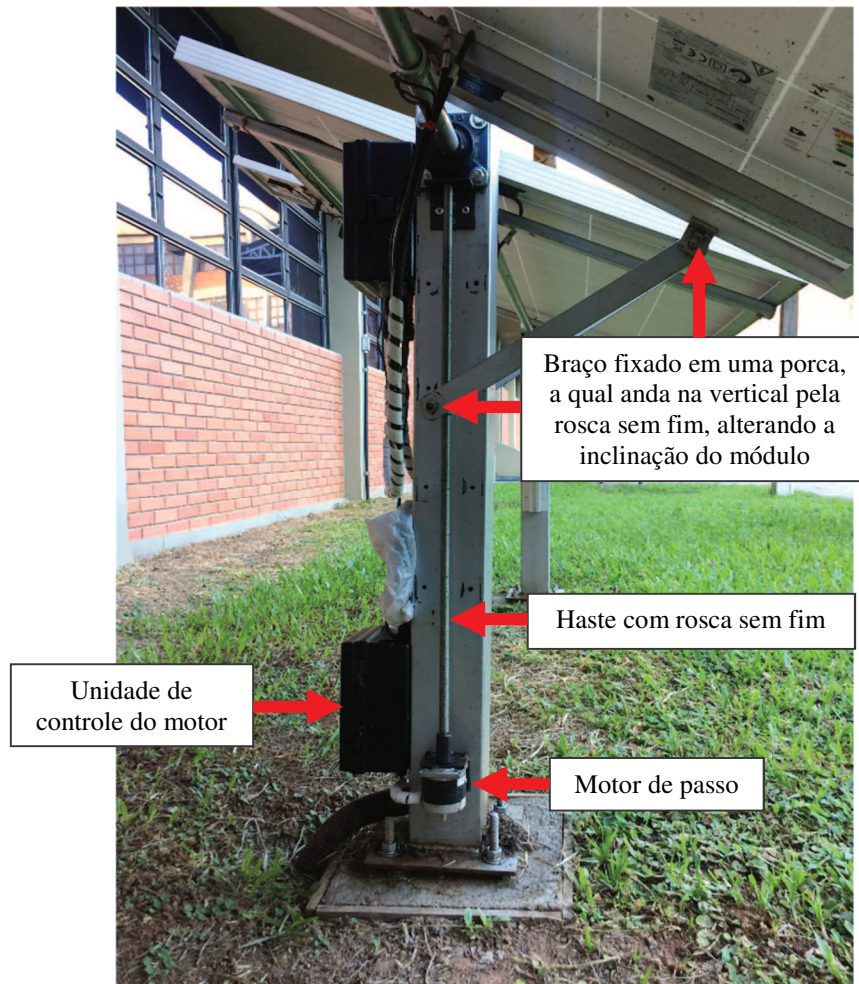


Figura 3.18 - Partes mecânicas do sistema de movimentação angular do módulo.

### 3.3.5.2 Projeto de Hardware

A fonte de alimentação 24 V que alimenta o circuito é proveniente do banco de baterias carregado pela microrrede híbrida isolada, descrita na seção 3.2. Após, é ligado um conversor CC/CC chaveado, que reduz a tensão para 12 V, energizando o microcontrolador Arduino Uno e a fonte linear de corrente de 0,7 A, utilizada sempre que o motor de passo está se movendo. A Figura 3.19 ilustra o circuito descrito acima.

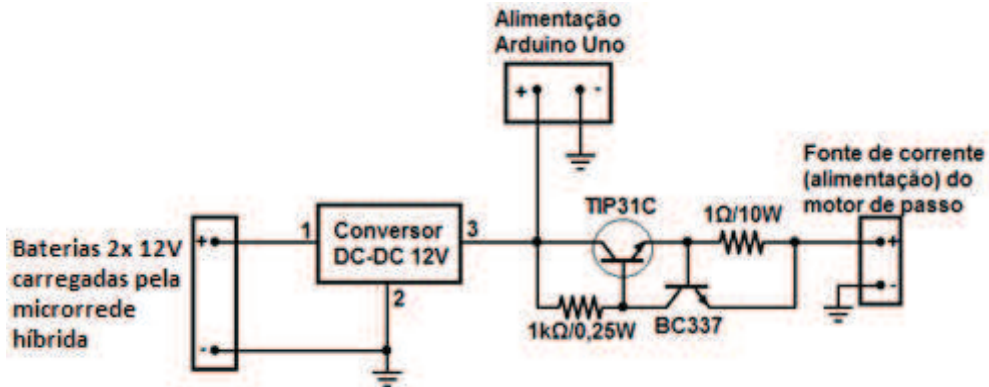


Figura 3.19 - Fonte de corrente do motor.

As principais características do motor de passo utilizado no sistema estão descritas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Características técnicas do motor de passo

Item	Especificação
Part number	AK23/4.6F6FL1.8
Conexão	Bipolar - Série
Torque	4,6 kgf.cm
Corrente de pico	0,7 A
Ângulo do passo	1,8°
Número de passos	200

Fonte: Adaptado de NEOYAMA, 2018.

O circuito da Figura 3.20 mostra como é feito o acionamento de apenas uma das bobinas do motor de passo. Para as demais, o circuito é replicado. Dessa maneira, quatro saídas digitais do Arduino são necessárias para controlar o motor de passo.

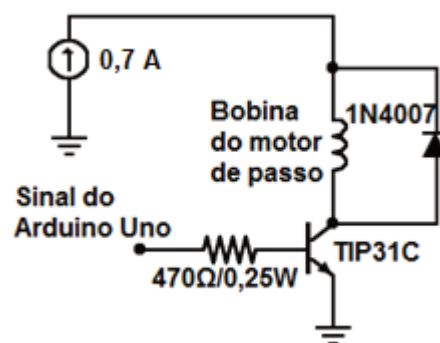


Figura 3.20 - Circuito de acionamento das bobinas do motor.



A fonte de corrente de 0,7 A da Figura 3.20 representa a alimentação que o circuito da Figura 3.19 produz. Um resistor de 470  $\Omega$  é utilizado como resistor de base para um transistor TIP31C comandar uma bobina do motor. Um diodo retificador comum é usado como diodo de “roda livre” em paralelo à bobina, protegendo o transistor de surtos de tensão.

Além do circuito de acionamento, a unidade de controle do motor também conta com a leitura de uma chave fim-de-curso, a qual indica quando a inclinação do módulo está em 0° em relação à superfície. É importante ressaltar que o hardware é controlado por um microcontrolador Arduino, conforme mostra a Figura 3.21, onde o mesmo foi testado em bancada.

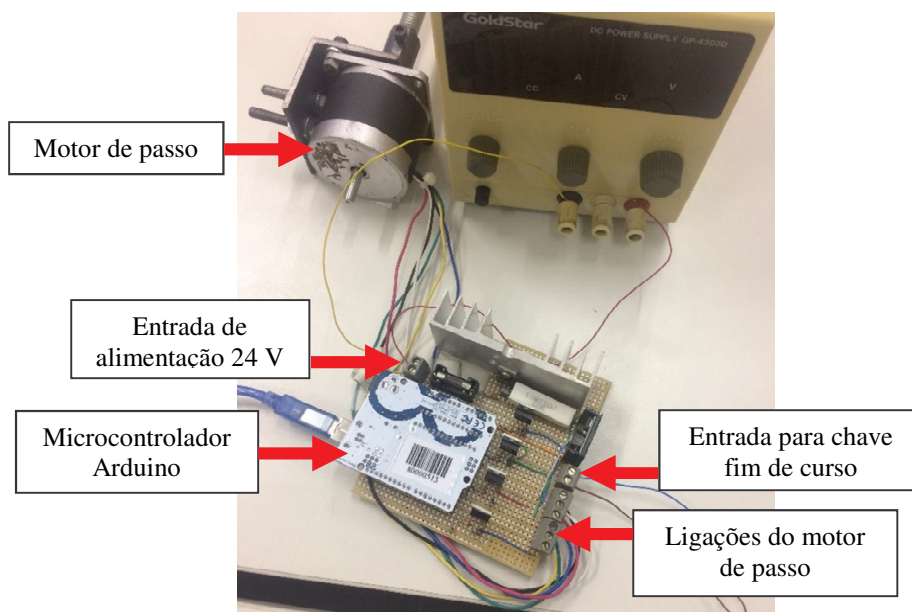


Figura 3.21 - Unidade de controle do motor de passo.

### 3.3.5.3 Projeto de Software

O microcontrolador Arduino foi programado com um código que comanda o giro do motor de passo à modo meio passo. A configuração, simplificada, resume-se a ligar apenas uma bobina em um período e no próximo momento, ligar duas bobinas juntas, repetindo esse ciclo para as quatro bobinas. O acionamento, nomeando as bobinas como “1”, “2”, “3”, e “4”, gera o seguinte ciclo para um sentido: (1), (1 e 2), (2), (2 e 3), (3), (3 e 4), (4), (4 e 1) e assim sucessivamente. A interface da plataforma de pesquisa deve enviar dois parâmetros via USB para o Arduino, especificando a velocidade de giro do motor e a quantidade de voltas (valor positivo para sentido horário e valor negativo para sentido anti-horário).

### 3.3.5.4 Calibração

A fim de determinar o número de voltas necessário para ajustar a inclinação do módulo fotovoltaico, ligou-se o motor de passo e registrou-se o tempo necessário para variar cada grau, utilizando um inclinômetro digital. Os dados foram tabulados e verificou-se que o tempo não é linear para toda a faixa de inclinação. Inicialmente, foi aplicada uma equação de primeiro grau obtida através da linha de tendência, em função da inclinação versus o tempo. Como cada volta tem um tempo de 6 segundos e representa 400 meio-passos, é possível determinar o número de meio-passos necessários para atingir cada grau de inclinação. Após, pode-se traçar uma nova curva de calibração da inclinação versus o número de meio-passos, lembrando que o software multiplica esse último valor por 100 antes de iniciar o giro. Com esses dados é possível determinar um polinômio de segunda ordem que representa o valor a ser enviado ao Arduino para cada grau de inclinação desejado, conforme mostra a Figura 3.22.

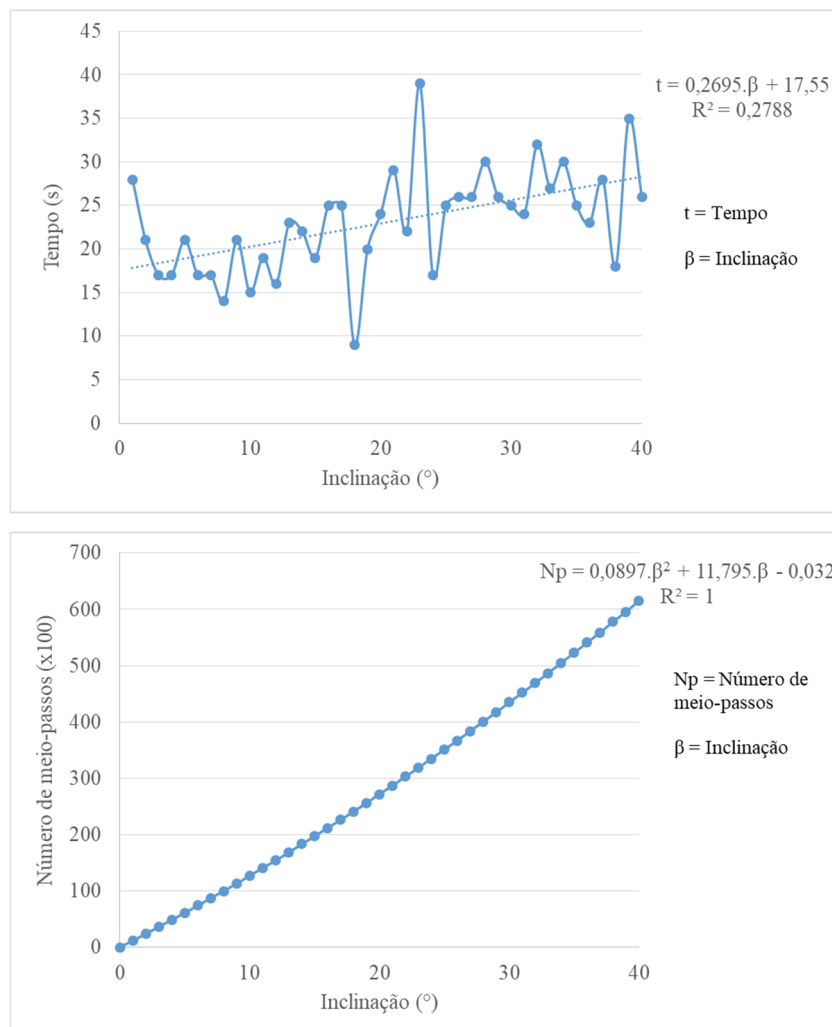


Figura 3.22 - Curvas de calibração da inclinação do módulo.

### 3.4 DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE DA PLATAFORMA DE SUPERVISÃO

O software base para a interface da plataforma de supervisão é o *LabVIEW*<sup>®</sup> da *National Instruments*. A programação é feita de acordo com o modelo de fluxo de dados, através de uma linguagem de programação gráfica, o que oferece vantagens para a aquisição de dados e para a manipulação dos mesmos. Os programas em *LabVIEW*<sup>®</sup> são chamados de instrumentos virtuais ou, simplesmente, VIs (*virtual instruments*). São compostos pelo painel frontal, que contém a interface, e pelo diagrama de blocos, que contém o código gráfico do programa, conforme apresenta a Figura 3.23.

O programa não é processado por um interpretador, mas sim compilado. Deste modo a sua performance é comparável à exibida pelas linguagens de programação de alto nível. Um dos destaques positivos do *LabVIEW*<sup>®</sup> é que sua estrutura permite gerar um arquivo executável para instalar em um computador convencional, sem a necessidade de ter o software *LabVIEW*<sup>®</sup> instalado e também sem aquisição de licenças adicionais.

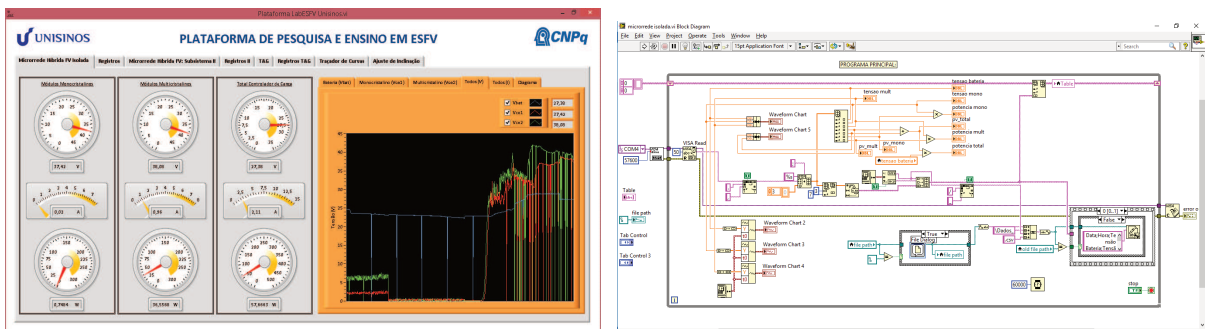


Figura 3.23 - Painel frontal e diagrama de blocos *LabVIEW*<sup>®</sup>.

#### 3.4.1 Telas de Supervisão

Para que fosse possível monitorar os diferentes sistemas instalados no laboratório, optou-se por dividir o software em telas, sendo mais fácil exibir todas as informações disponíveis. A seguir descreve-se as telas desenvolvidas para a interface de supervisão e controle, como também suas principais funcionalidades:

- **Microrrede Híbrida FV Isolada:** Nessa aba da tela é possível acompanhar os valores de tensão, corrente e potência dos módulos monocristalinos e multicristalinos da microrrede, assim como também a tensão da bateria, corrente e potência entregue à carga. Os valores são medidos a cada minuto e existem

gráficos em que é possível observar o histórico (podem ser exportados como imagem ou para edição em planilha).

- Registros: Todos os valores exibidos na tela “Microrrede Híbrida FV Isolada” são registrados com data e hora e armazenados na pasta do *Microsoft OneDrive*<sup>®</sup>, a fim de disponibilizar para acesso à distância.
- Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede: Nessa aba da tela é possível acompanhar os valores de tensão, corrente e potência dos módulos do sistema, assim como também a tensão da bateria, corrente e potência entregue aos microinversores. Além disso, é possível preencher manualmente a eficiência nominal dos microinversores para acompanhar a potência entregue à rede. Os valores são medidos a cada minuto com exibição de gráficos em que é possível observar o histórico (podem ser exportados como imagem ou para edição em planilha). Na parte em que mostra o diagrama de conexões, também é possível acessar o Software do Controlador de Carga e também o software do *SUNNY MULTIGATE* (valores do lado de corrente contínua, lado de corrente alternada, histórico de energia entregue à rede de distribuição).
- Registros II: Todos os valores exibidos na aba da tela “Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede” são registrados com data e hora e armazenados na pasta do *Microsoft OneDrive*<sup>®</sup>, a fim de disponibilizar para acesso à distância.
- T&G: Nessa tela é possível acompanhar os valores de temperatura e irradiância dos módulos fotovoltaicos e também dos sensores de radiação acoplados em cada módulo. Para que os valores de irradiância estejam de acordo com o padrão de referência, é possível carregar as constantes de calibração (armazenadas em um arquivo de configuração que está salvo junto ao software). Recomenda-se que uma nova calibração seja feita a cada ano para garantir a integridade dos valores medidos. Também é disponibilizado um botão denominado “Compensa?” para que seja possível compensar o delta de temperatura que há entre a referência de 25°C e a temperatura medida. Os valores são medidos a cada minuto e existem gráficos em que é possível observar o histórico (podem ser exportados como imagem ou para edição em planilha).
- Registros T&G: Todos os valores exibidos na tela “T&G” são registrados com data e hora e armazenados na pasta do *Microsoft OneDrive*<sup>®</sup>, a fim de disponibilizar para acesso à distância.

- Traçador de Curvas: Nessa tela é possível enviar um comando de traçar a curva de um módulo fotovoltaico e acompanhar os resultados em tempo real das Curvas I-V e P-V, além de saber em tempo real qual a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), a tensão de circuito-aberto ( $V_{OC}$ ), a corrente do ponto de máxima potência ( $I_{MP}$ ), a tensão do ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ ), a temperatura do módulo ( $T_M$ ), a irradiância do módulo ( $G_M$ ), o fator de forma ( $FF$ ) e a eficiência real ( $\eta$ ). Além disso, existe um campo para preencher o intervalo de tempo entre aquisições de curvas, ou seja, se o mesmo estiver em “0”, a curva será feita somente quando pressionado o comando. Caso o tempo seja diferente de “0”, as curvas são traçadas automaticamente no intervalo desejado. Todas as curvas são armazenadas na pasta do *Microsoft OneDrive*<sup>®</sup>, a fim de disponibilizar para acesso à distância.
- Ajuste de Inclinação: Nessa tela pode-se visualizar os módulos fotovoltaicos do sistema fotovoltaico conectado à rede, através de uma câmera IP. Existe um campo onde é possível inserir uma inclinação desejada e então ordenar que o sistema se ajuste automaticamente. Outra implementação é o cálculo automático da melhor inclinação para a data desejada, meridiano, longitude e latitude do local, o qual utiliza como base as equações matemáticas que descrevem a posição solar. Por fim, outra possibilidade é programar um ajuste automático da inclinação, selecionando o ângulo a ser alterado (considerando 1° por minuto).

### 3.5 ESCOPO PARA EXECUÇÃO DOS TESTES

Para execução dos testes foram considerados diferentes ângulos de inclinação, monitorando a irradiância e a temperatura dos módulos. Um dos módulos do sistema permanece fixo e o outro possui sua inclinação alterada de acordo com um tempo pré-definido, sendo todos os dados elétricos e térmicos controlados e monitorados pela plataforma de supervisão. Foi realizada uma análise experimental do comportamento das curvas I-V e P-V durante períodos específicos, a fim de avaliar as condições reais de operação, a qualidade e o desempenho do gerador fotovoltaico. A Figura 3.24 ilustra, de forma geral, como é o funcionamento da Plataforma Experimental de Pesquisa e Ensino em Energia Solar Fotovoltaica.



Figura 3.24 - Diagrama de ilustração da plataforma.

Por fim, uma análise foi feita para avaliar se os resultados obtidos na plataforma estão coerentes com a teoria, a fim de serem utilizados em estudos sobre energia solar fotovoltaica.

## 4 RESULTADOS

Neste capítulo são mostrados os resultados obtidos nos testes realizados, bem como a discussão dos mesmos.

### 4.1 RESULTADOS DO SOFTWARE DE SUPERVISÃO

Os resultados do software são apresentados em telas de supervisão. A Figura 4.1 mostra os dados obtidos em tempo real, minuto a minuto, da microrrede híbrida isolada. Os dados são salvos automaticamente em arquivos .csv separados por dia (Dados\_dd\_mm\_aaaa.csv; sendo “dd” igual ao dia, “mm” igual ao mês e “aaaa” igual ao ano) e armazenados na nuvem *Microsoft OneDrive*<sup>®</sup>. Entre os dados adquiridos estão:

- Tensão Bateria: nível de tensão do banco de baterias, as quais mantém a energia na carga quando não há energia proveniente do gerador fotovoltaico e falha no gerador auxiliar.
- Tensão Mono (Vce1): nível de tensão dos módulos monocristalinos.
- Tensão Mult (Vce2): nível de tensão dos módulos multicristalinos.
- Corrente Pcc1 Mono (Ics1): valor da corrente após o controlador de carga, que está conectado aos módulos monocristalinos.
- Corrente Pcc2 Mult (Ics2): valor da corrente após o controlador de carga, que está conectado aos módulos multicristalinos.
- Corrente PV Mono (Ice1): valor da corrente gerada pelos módulos monocristalinos.
- Corrente PV Mult (Ice2): valor da corrente gerada pelos módulos multicristalinos.

**PLATAFORMA DE PESQUISA E ENSINO EM ESFV**

Supervisão **Registros**

Data	Hora	Tensão Bateria	Tensão Mono (Vcc1)	Tensão Mult (Vcc2)	Corrente Pcc1 Mono (Ics1)	Corrente Pcc2 Mult (Ics2)	Corrente PV Mono (Ic1)	Corrente PV Mult (Ic2)
17/07/2017	20:19:16	23.120000	3.350000	7.400000	0.610000	0.200000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:20:16	23.120000	3.850000	8.500000	0.610000	0.200000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:21:16	23.100000	4.050000	8.700000	0.610000	0.150000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:22:16	23.080000	3.300000	7.700000	0.600000	0.180000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:23:16	23.120000	3.600000	7.600000	0.600000	0.190000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:24:16	23.120000	3.700000	8.200000	0.610000	0.210000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:25:16	23.120000	3.050000	7.200000	0.610000	0.180000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:26:16	23.100000	3.100000	7.150000	0.610000	0.190000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:27:16	23.100000	3.250000	7.350000	0.610000	0.140000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:28:16	23.100000	3.200000	7.400000	0.610000	0.220000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:29:16	23.100000	3.300000	7.250000	0.600000	0.200000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:30:16	23.120000	3.300000	7.600000	0.600000	0.240000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:31:16	23.100000	3.900000	8.550000	0.640000	0.200000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:32:16	23.120000	3.350000	7.450000	0.640000	0.190000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:33:16	23.120000	3.100000	7.200000	0.610000	0.190000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:34:16	23.100000	3.300000	7.300000	0.640000	0.160000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:35:16	23.100000	3.900000	8.650000	0.610000	0.190000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:36:16	23.120000	4.100000	8.750000	0.620000	0.190000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:37:16	23.100000	3.650000	8.050000	0.610000	0.240000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:38:16	23.120000	4.200000	8.800000	0.610000	0.180000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:39:16	23.100000	3.950000	8.950000	0.580000	0.240000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:40:16	23.120000	4.150000	8.750000	0.620000	0.200000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:41:16	23.100000	3.350000	7.650000	0.610000	0.190000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:42:16	23.100000	3.950000	8.050000	0.620000	0.160000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:43:16	23.100000	4.050000	8.900000	0.610000	0.190000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:44:16	23.100000	3.350000	8.000000	0.620000	0.190000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:45:16	23.080000	3.750000	8.100000	0.600000	0.220000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:46:16	23.080000	3.300000	7.600000	0.620000	0.180000	0.020000	0.010000
17/07/2017	20:47:16	23.080000	4.000000	8.750000	0.610000	0.160000	0.020000	0.010000

Salvar em: %C:\Users\Microrrede FV\OneDrive\Plataforma de Pesquisa e Ensino ESFV\Microrrede Híbrida FV Isolada

Figura 4.1 - Registros dos parâmetros medidos com estampa de tempo.

A Figura 4.2 mostra o gráfico individual do nível do banco de baterias, assim como um *dashboard* para visualização de todos os parâmetros em tempo real, inclusive a potência entregue à carga. Pode-se observar que o maior nível de tensão se encontra entre 14 h e 15 h, quando a microrrede fotovoltaica já carregou o banco de baterias. O menor valor está no período noturno, onde o banco atinge seu nível mais baixo.

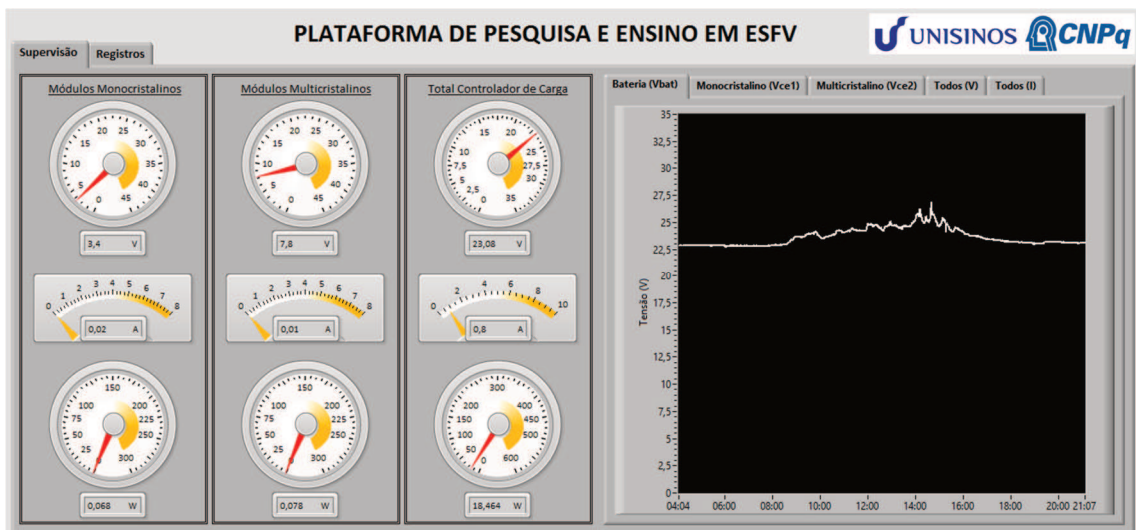


Figura 4.2 - Supervisão da bateria na microrrede híbrida isolada.

A Figura 4.3 ilustra o gráfico da tensão nos módulos monocristalinos, onde se pode observar que os mesmos apresentam um valor de 25 a 37 V das 7 h até as 18 h.



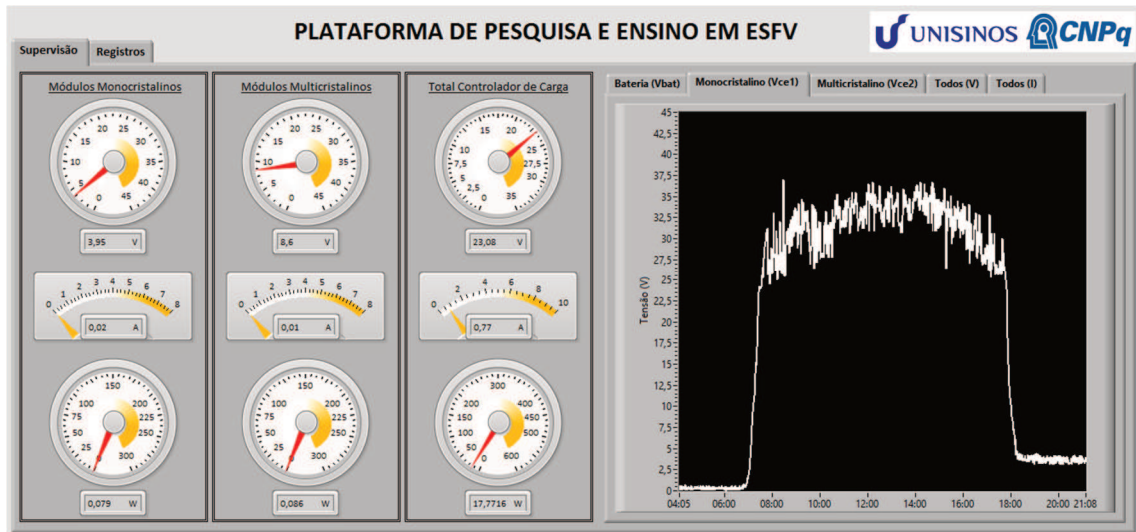


Figura 4.3 - Supervisão do módulo fotovoltaico monocristalino.

A Figura 4.4 mostra o gráfico da tensão nos módulos multicristalinos. Após as 18 h, os mesmos são iluminados pela luz de uma luminária próxima à instalação, fazendo com que o nível de tensão seja maior do que zero, como também mostra a Figura 4.3.

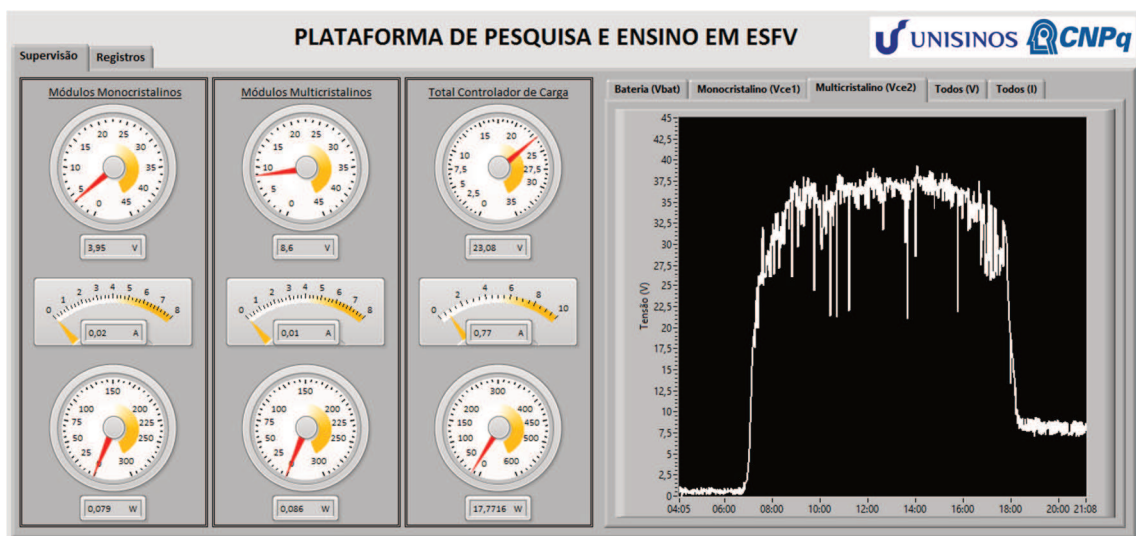


Figura 4.4 - Supervisão do módulo fotovoltaico multicristalino.

A Figura 4.5 ilustra um gráfico com todas as variáveis sobrepostas, onde pode-se observar que o nível de tensão dos módulos multicristalinos, em média diária, é aproximadamente, 6% superior aos módulos monocristalinos. O traço vertical presente no meio do gráfico limita onde os dados estão sendo atualizados no momento. Neste caso, o gráfico foi adquirido às 21 h (esquerda do traço), sendo os valores mais antigos sendo sobrepostos.

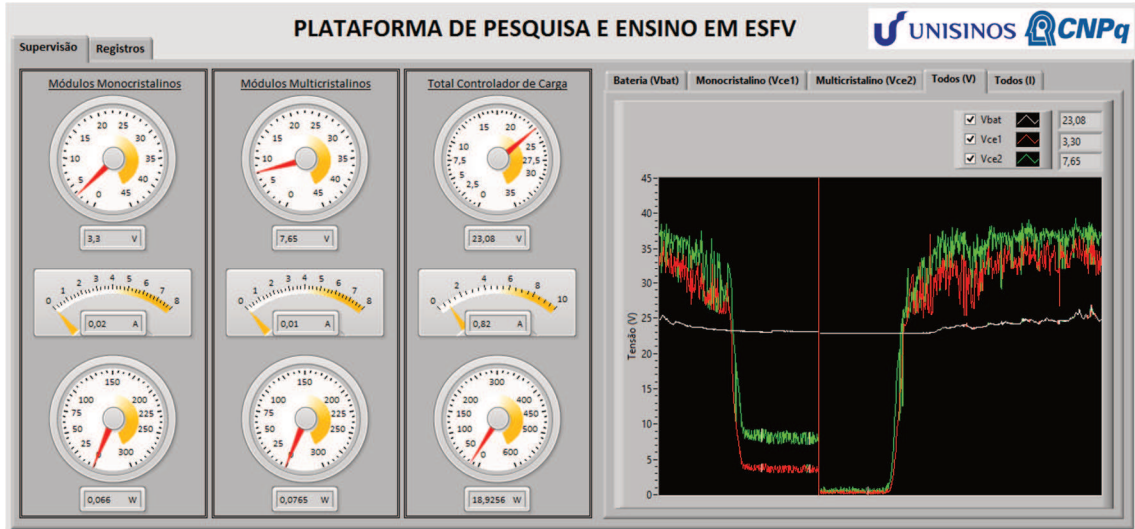


Figura 4.5 - Supervisão de todas as tensões ao mesmo tempo.

A Figura 4.6 mostra os gráficos das correntes elétricas de cada parte da microrrede híbrida isolada, sendo  $I_{cs1}$  (vermelho) a saída do controlador de carga conectado aos módulos monocristalinos e  $I_{cs2}$  (verde) a saída do controlador de carga conectado aos módulos multicristalinos. Observa-se que os módulos monocristalinos estão entregando mais corrente à carga, porém como a tensão é inferior, o valor da potência é muito semelhante aos módulos multicristalinos.

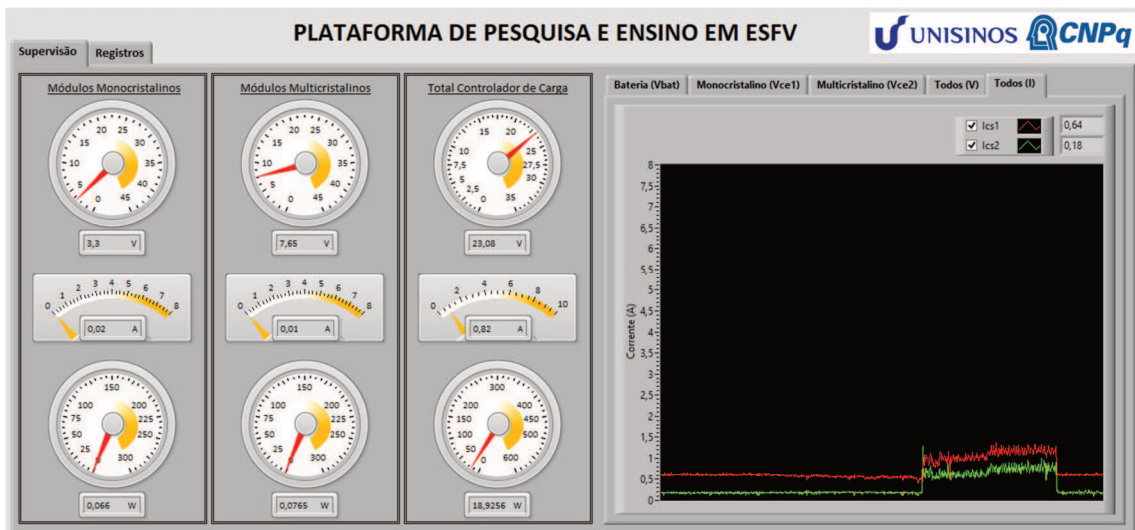


Figura 4.6 - Supervisão das correntes elétricas fornecidas.

As demais telas presentes no sistema seguem o mesmo padrão adotado nas figuras anteriores, registrando minuto a minuto, porém apresentando valores referentes ao sistema fotovoltaico conectado à rede. Os dados são salvos automaticamente em arquivos .csv separados por dia (DadosSFRCR\_dd\_mm\_aaaa.csv; sendo “dd” igual ao dia, “mm” igual ao mês e “aaaa” igual ao ano) e armazenados na nuvem *Microsoft OneDrive*<sup>®</sup>. Entre os dados medidos estão:

- Corrente Subsistema 1 (A): valor da corrente na entrada do microinversor, fornecida pelo controlador de carga, que está conectado ao Módulo 1 e ao conjunto de baterias.
- Tensão Subsistema 1 (V): valor da tensão na entrada do microinversor, fornecida pelo controlador de carga, que está conectado ao Módulo 1 e ao conjunto de baterias.
- Potência Subsistema 1 (W): valor da potência na entrada do microinversor, fornecida pelo controlador de carga, que está conectado ao Módulo 1 e ao conjunto de baterias.
- Corrente Módulo 2 (A): valor da corrente na entrada do microinversor, fornecida pelo Módulo 2.
- Tensão Módulo 2 (V): valor da tensão na entrada do microinversor, fornecida pelo Módulo 2.
- Temperatura Módulo 1 (°C): valor da temperatura do Módulo 1.
- Temperatura Sensor 1 (°C): valor da temperatura do Sensor de Radiação 1.
- Temperatura Módulo 2 (°C): valor da temperatura do Módulo 2.
- Temperatura Sensor 2 (°C): valor da temperatura do Sensor de Radiação 2.
- Irradiância Módulo 1 (W/m<sup>2</sup>): valor da irradiância do Módulo 1.
- Irradiância Módulo 2 (W/m<sup>2</sup>): valor da irradiância do Módulo 2.

Os dados das curvas I-V são salvos automaticamente em arquivos .csv, individualmente (Curva\_dd\_mm\_aaaa-hh\_mm-b°-t°C-gW\_m2.csv; sendo “dd” igual ao dia, “mm” igual ao mês, “aaaa” igual ao ano, “hh” igual a hora, “mm” igual aos minutos, “b” igual à inclinação, “t” igual à temperatura e “g” igual à irradiância) e armazenados na nuvem *Microsoft OneDrive*<sup>®</sup>.

A tela de ajuste do ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico também compartilha as imagens da câmera de monitoramento, conforme pode ser visto na Figura 4.7. As funções de cada parâmetro já foram discutidas previamente na seção 3.4.1 Telas de Supervisão.



Figura 4.7 - Tela de ajuste da inclinação.

## 4.2 RESULTADOS DOS ENSAIOS

Para comprovar a eficácia da interface de supervisão para uma plataforma experimental de pesquisa e ensino em energia solar fotovoltaica foram realizados diversos ensaios em diferentes dias (cenários), avaliando os principais recursos disponíveis e apresentando exemplos de utilização do software desenvolvido para estudantes e pesquisadores.

### 4.2.1 Cenário 1

No dia 16/03/2018 foram realizadas aquisições de dados desde as 13h50 às 15h30, alterando a inclinação do Módulo 2 e mantendo o Módulo 1 fixo em 20°. A Figura 4.8 apresenta o comportamento da temperatura durante o período, sendo que se pode observar que a temperatura do Módulo 2 se mantém inferior ao Módulo 1. Quando a inclinação é inferior e acima de 20°, as temperaturas são muito semelhantes. Esse fato é explicado pelo valor da irradiância ser maior para inclinação superior a 20°, elevando também a temperatura do módulo fotovoltaico.

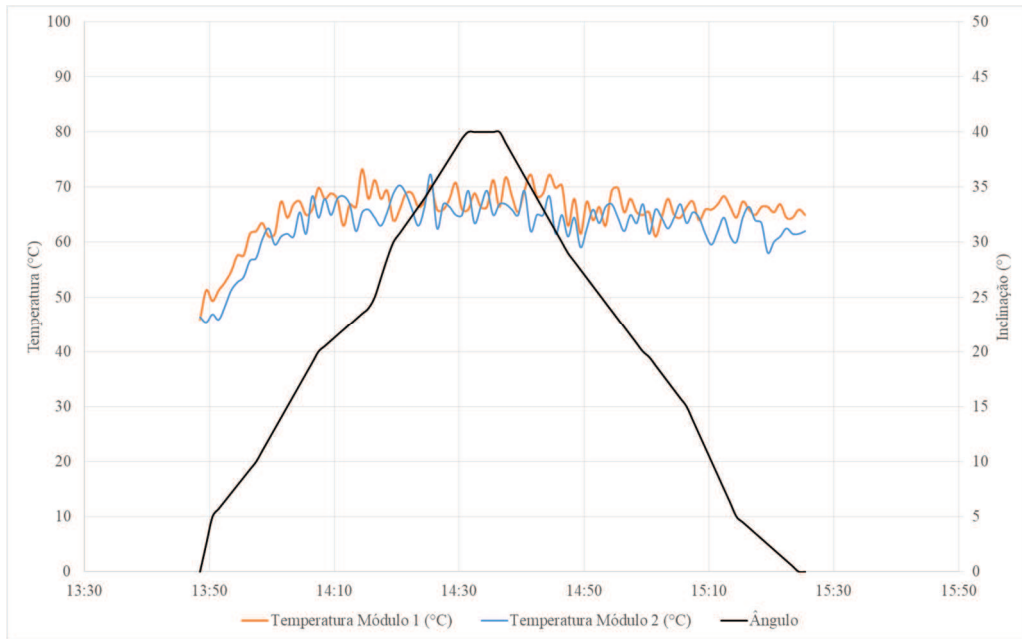


Figura 4.8 - Temperaturas e inclinação do módulo fotovoltaico – 16/03/2018.

A Figura 4.9 mostra o comportamento da irradiância e da inclinação dos módulos fotovoltaicos em função do tempo. No início da amostragem a diferença medida entre os módulos é de aproximadamente 10%, algo que diminui até que a inclinação de ambos módulos seja igual ( $20^\circ$ ). A irradiância do Módulo 2 chega a ser aproximadamente 5% superior ao Módulo 1 na faixa de inclinação  $30^\circ$  a  $35^\circ$ . Ao final da amostragem percebe-se uma variação maior entre as medidas, a qual justifica-se pelo fato do Módulo 2 ter a influência de um sombreamento neste momento.

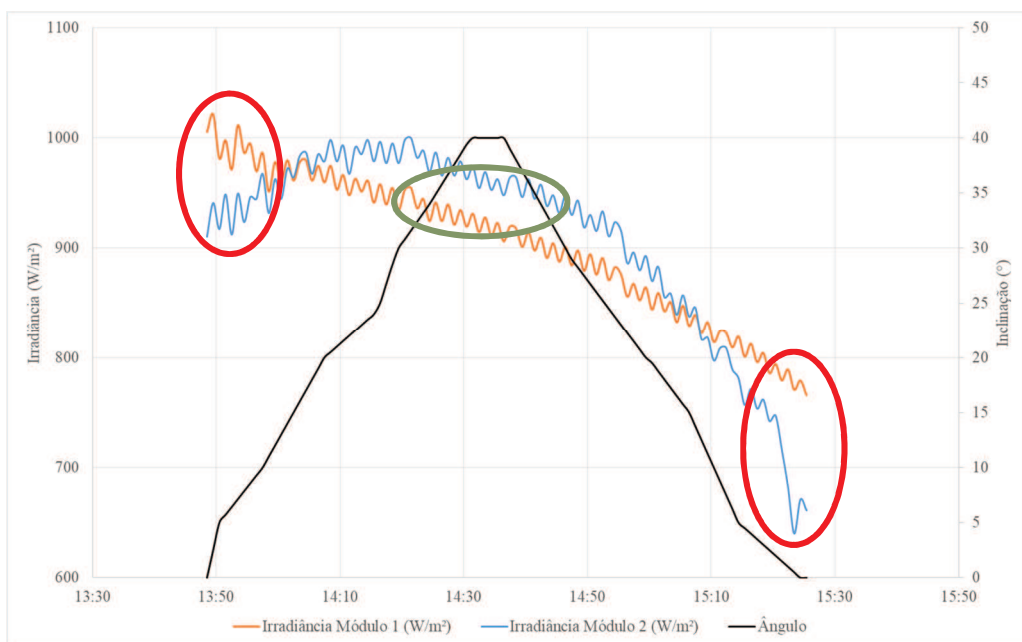


Figura 4.9 - Irradiâncias e inclinação dos módulos – 16/03/2018.

#### 4.2.2 Cenário 2

Em 17/03/2018 foram realizadas aquisições de dados desde o primeiro minuto do dia até as 20 h, sendo que entre 12 h e 15h45 foram realizadas alterações na inclinação do Módulo 2, mantendo o Módulo 1 fixo em 20°. A Figura 4.10 apresenta o comportamento diário e observa-se uma redução da irradiância às 01h20, devido ao desligamento automático de luzes que ficam próximas aos módulos fotovoltaicos. No início da manhã, a irradiância não aumenta uniformemente devido a sombras de árvores que também ficam próximas à instalação. A situação é normalizada próximo das 10 h. Pelo fato do Módulo 2 estar posicionado com inclinação 0°, observa-se uma crescente diferença entre as irradiâncias medidas.

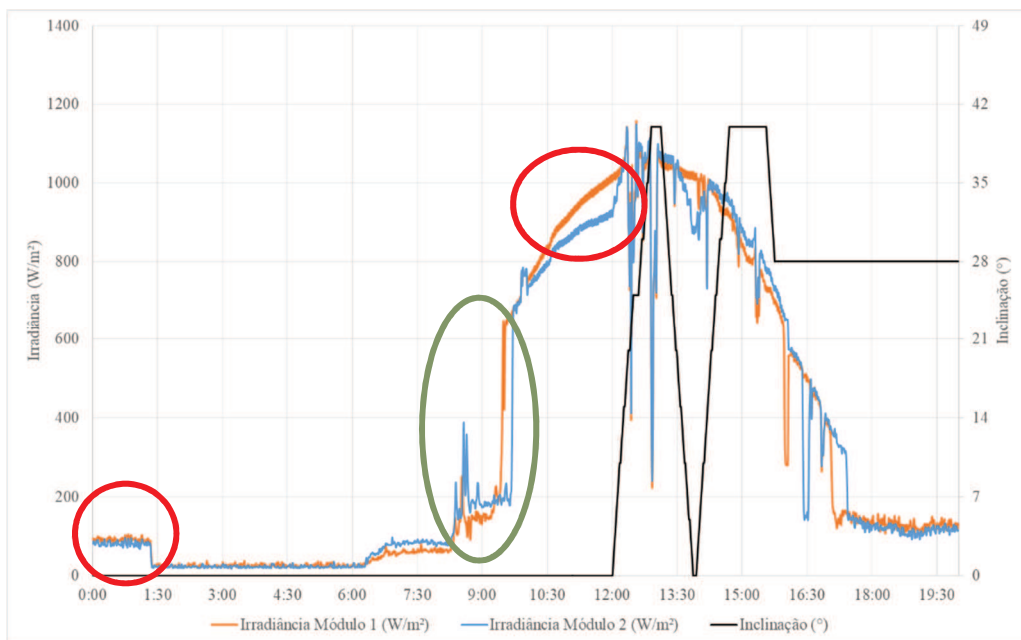


Figura 4.10 - Irradiância em relação à inclinação dos módulos – 17/03/2018.

A Figura 4.11 mostra uma visão aproximada do período em que houve alterações na inclinação do Módulo 2. A partir das 12 h, a irradiância do Módulo 2 começa a crescer e se iguala ao Módulo 1 no momento em que as inclinações também são iguais. Após, a análise é prejudicada pela presença de nuvens. Das 13 h às 14 h pode-se verificar os impactos da inclinação do módulo, que chega a aproximadamente 14% de redução entre o módulo a 20° e o módulo a 0°. As alterações que podem ser visualizadas as 16 h e 16h30 são causadas pelo sombreamento de uma luminária (algo que será explorado posteriormente).

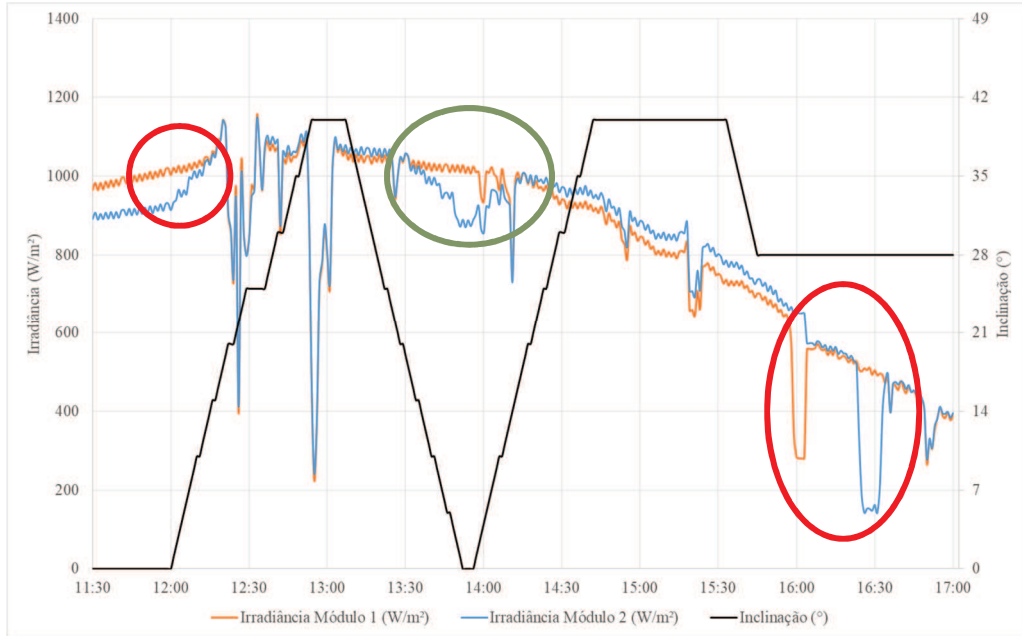


Figura 4.11 - Visão aprox. irradiação em relação à inclinação dos módulos – 17/03/2018.

A Figura 4.12 mostra o comportamento da temperatura dos módulos fotovoltaicos quando modificada a inclinação. É possível observar que a temperatura do Módulo 2 permanece por bastante tempo com valor inferior, com exceção das 15h45 até o final dos registros. A maior diferença de temperatura ocorreu quando o Módulo 2 esteve com inclinação igual a  $0^\circ$ , ou seja, quando a irradiação também era inferior.

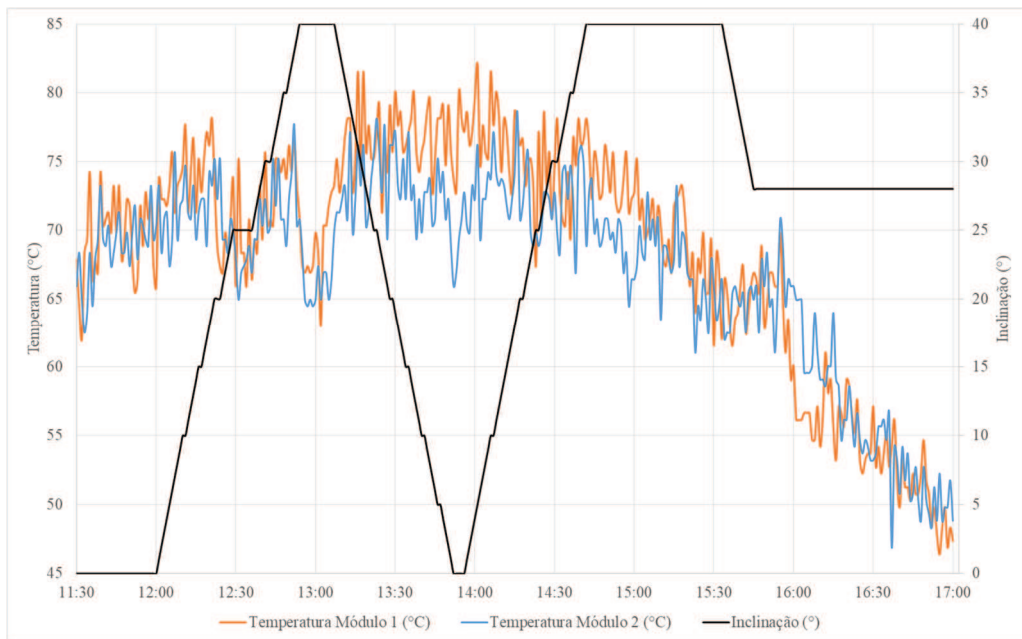


Figura 4.12 - Temperatura em relação à inclinação dos módulos – 17/03/2018.

Ao longo do dia foram traçadas 50 curvas I-V, o que possibilitou fazer várias análises do comportamento do sistema. Com a sobreposição dos gráficos, Figura 4.13, é possível visualizar que a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) aumenta no final do dia, conforme a temperatura do módulo vai reduzindo. Comparando a maior (78 °C) e a menor temperatura (47 °C) no período medido, observa-se que  $V_{OC}$  reduz aproximadamente 8%, mantendo uma irradiância muito semelhante. Segundo o fabricante do módulo fotovoltaico, o coeficiente térmico é igual a  $-0,31\%/^{\circ}\text{C}$ , logo corresponde a uma redução de 9,69% para a mesma variação de temperatura.

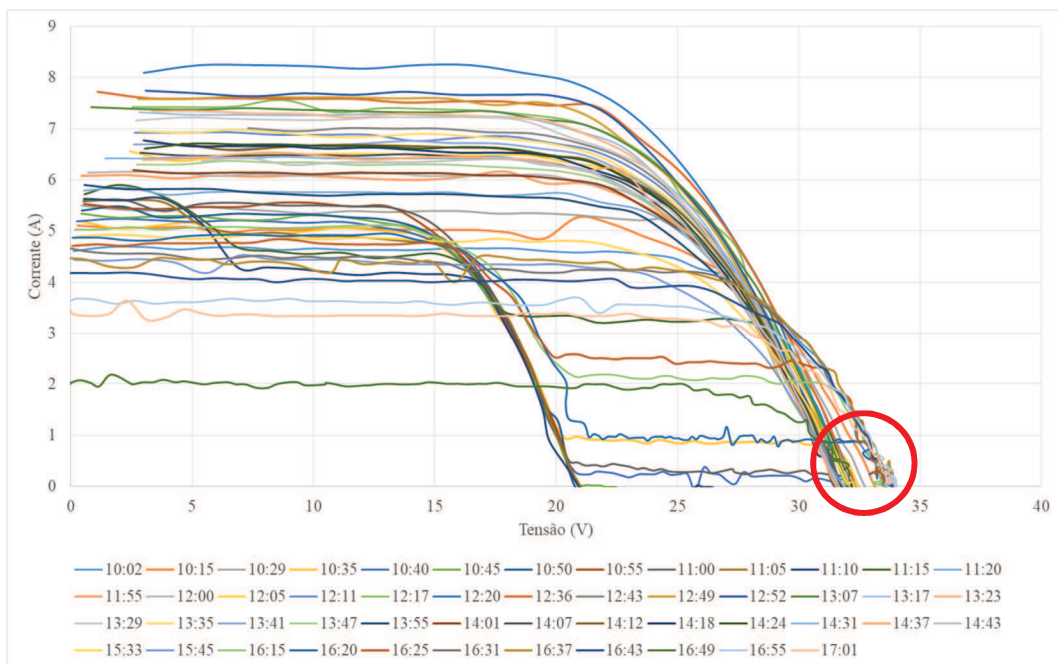


Figura 4.13 - Curvas I-V traçadas ao longo do dia – 17/03/2018.

Comparando os resultados obtidos com o modelo teórico simulado é possível afirmar que as curvas características encontradas na prática possuem comportamento semelhante, pois a corrente gerada reduz conforme a irradiância solar diminui (Figura 4.14), bem como a tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  reduz significativamente, quando a temperatura aumenta (Figura 4.15). No caso da temperatura, constata-se que de 50 °C para 75 °C, a redução de  $V_{OC}$  é de 7,47%. Para a mesma variação de temperatura,  $P_M$  diminui em 6,27%. O ponto de máxima potência  $MPP$  está assinalado nos gráficos.



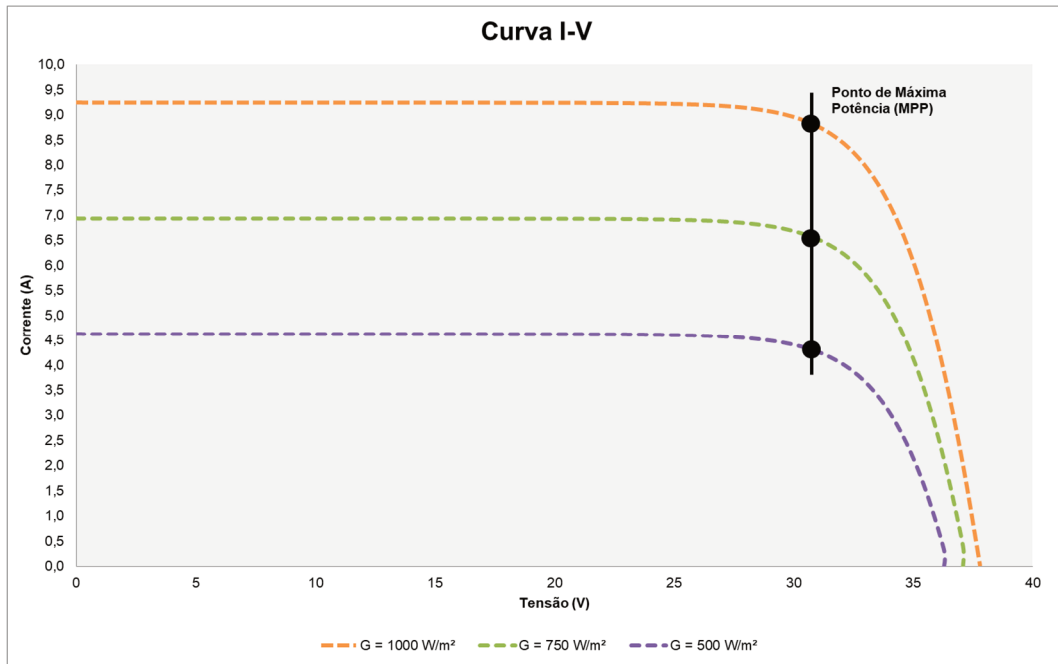


Figura 4.14 - Efeitos da alteração da irradiância na curva I-V.

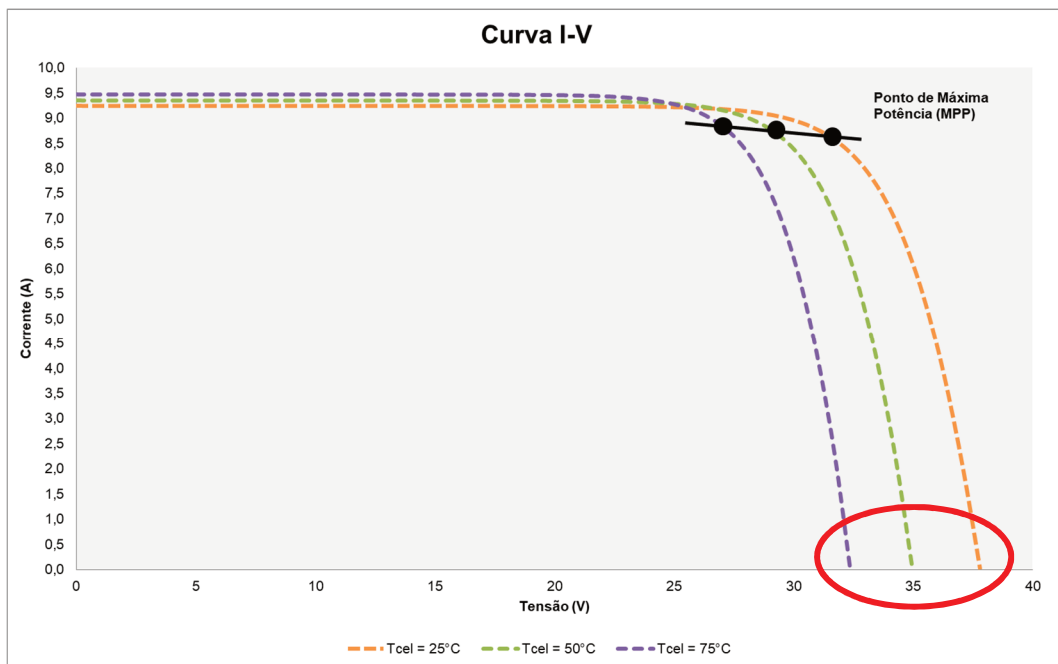


Figura 4.15 - Efeitos da alteração da temperatura na curva I-V

Ainda em relação ao dia 17/03/2018, no período da manhã ocorreu um sombreamento causado por uma luminária, conforme mostra a Figura 4.16, das 10h35 às 11h15.

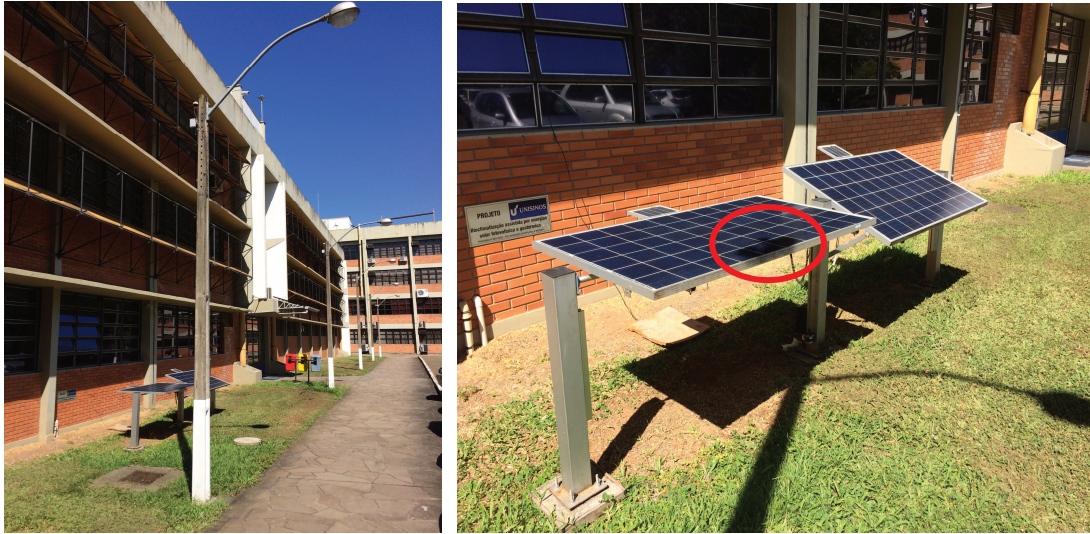


Figura 4.16 - Sombreamento em um dos módulos fotovoltaicos causado pela luminária.

No instante em que ocorre a primeira sombra no Módulo 2, traçou-se uma curva, conforme mostra a Figura 4.17, onde se pode verificar que a eficiência de conversão reduz para apenas 5,13% e a potência reduz 45% atingindo 71,4 W.

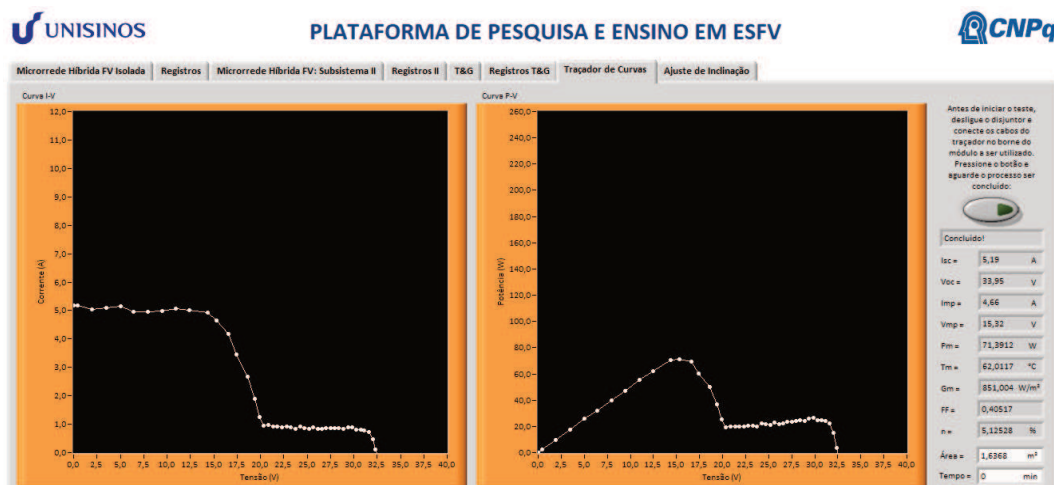


Figura 4.17 - Curvas I-V e P-V traçadas às 10h35.

Durante o período de sombreamento, foram geradas 9 curvas I-V, as quais mostram o comportamento do diodo de *bypass* na estrutura do módulo, visto que a sombra vai se alterando ao longo do tempo. O resultado pode ser visto na Figura 4.18.

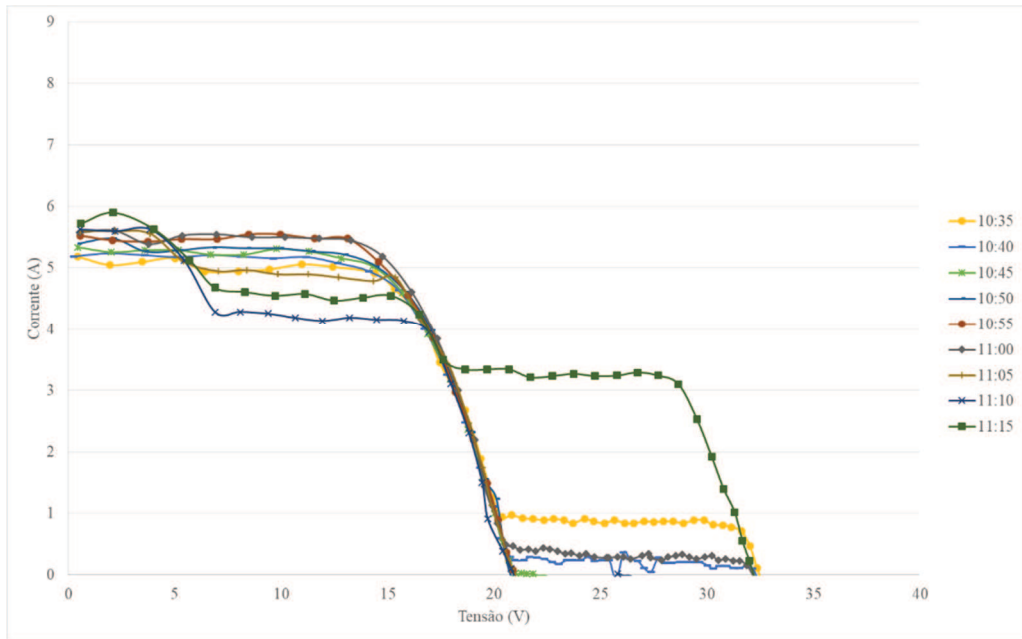


Figura 4.18 - Curvas I-V no período de sombreamento do módulo fotovoltaico.

É importante destacar que mesmo a sombra estando apenas sobre uma das 60 células do módulo fotovoltaico, conforme mostra a Figura 4.19, a produção de eletricidade é muito prejudicada, fazendo com que a eficiência de conversão fique abaixo de 6% e a potência do módulo em apenas 89,8 W, quando deveria ser para a irradiância do momento, aproximadamente, 150 W.

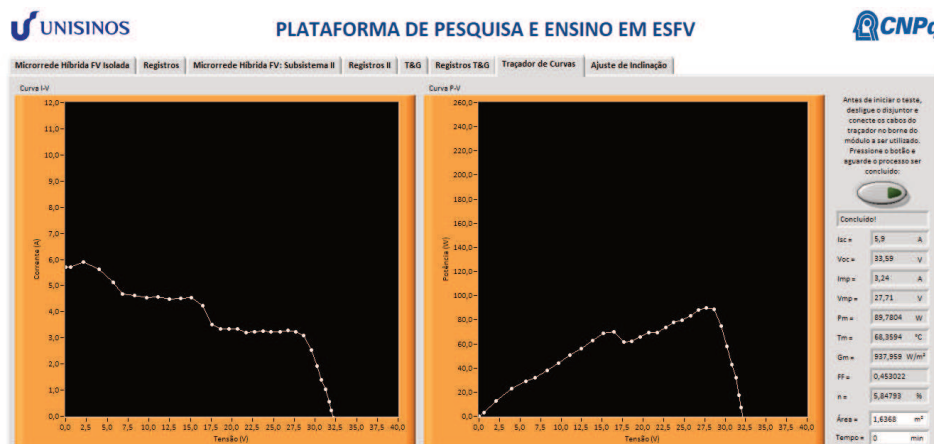


Figura 4.19 - Curvas I-V e P-V traçadas às 11h15.

A partir das curvas traçadas durante o dia e das informações fornecidas pela plataforma de supervisão foi possível avaliar o Fator de Forma (*FF*) do módulo fotovoltaico, o qual expressa quão próximo o módulo está do *PMP*. Observa-se que os melhores valores ocorrem no início e no final do dia, onde a temperatura do módulo está baixa e a eficiência é elevada. Outros pontos de relevância são quando a inclinação do módulo está entre 20° e 25°, ângulos ideais para a data e horário das medidas. O fator de forma é baixo entre 10h35 e 11h15 devido ao sombreamento já descrito anteriormente. Outro sombreamento ocorre no final da tarde entre 16h15 e 16h30, gerado por outra luminária que está próximo dos módulos fotovoltaicos.

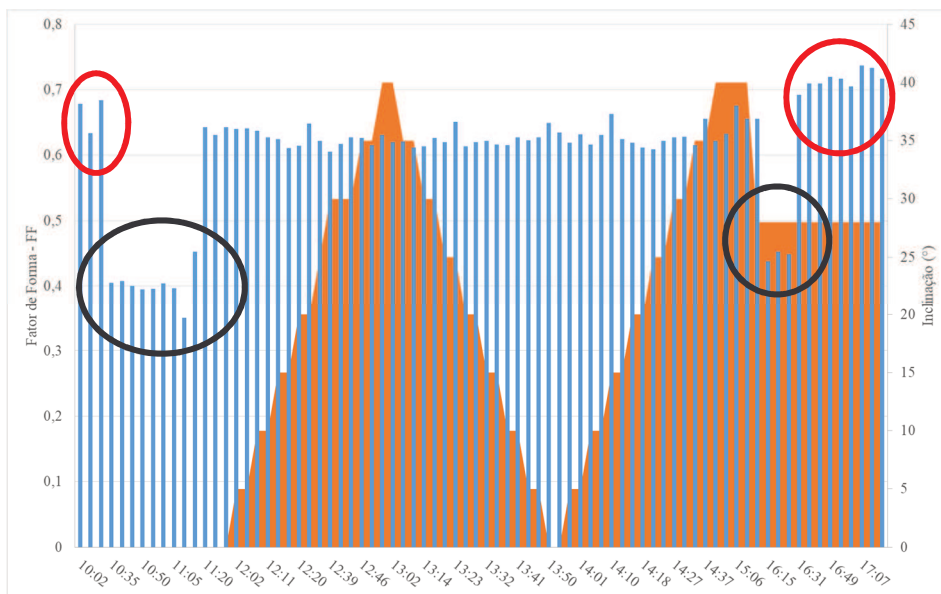


Figura 4.20 - Análise do fator de forma e a inclinação do módulo no período.

A tensão no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos também pode ser monitorada pela plataforma de supervisão. Na Figura 4.21 aparece a variação da tensão  $V_{MP}$  ao longo do dia e se observam os baixos valores durante o sombreamento. Os maiores valores ocorrem durante a manhã (com exceção da sombra) e no final do dia. O fato da tensão não ser muito elevada durante o dia pode ser explicado pelas altas temperaturas nos módulos fotovoltaicos, as quais chegaram acima de 80 °C em alguns momentos do dia, conforme já mostrado na Figura 4.12. As curvas são traçadas com o módulo fotovoltaico em circuito aberto, ou seja, desconectado do microinversor. Mas, para simular a operação, marcou-se no gráfico o valor mínimo de tensão para que o microinversor opere no ponto de máxima potência do módulo. Como resultado verifica-se que em diversos momentos a tensão  $V_{MP}$  é inferior aos 23 V mínimos exigidos pelo microinversor. Neste caso, o microinversor busca outro ponto da curva I-V que esteja dentro de sua faixa de operação, porém este ponto pode não ser o de máxima potência do módulo.

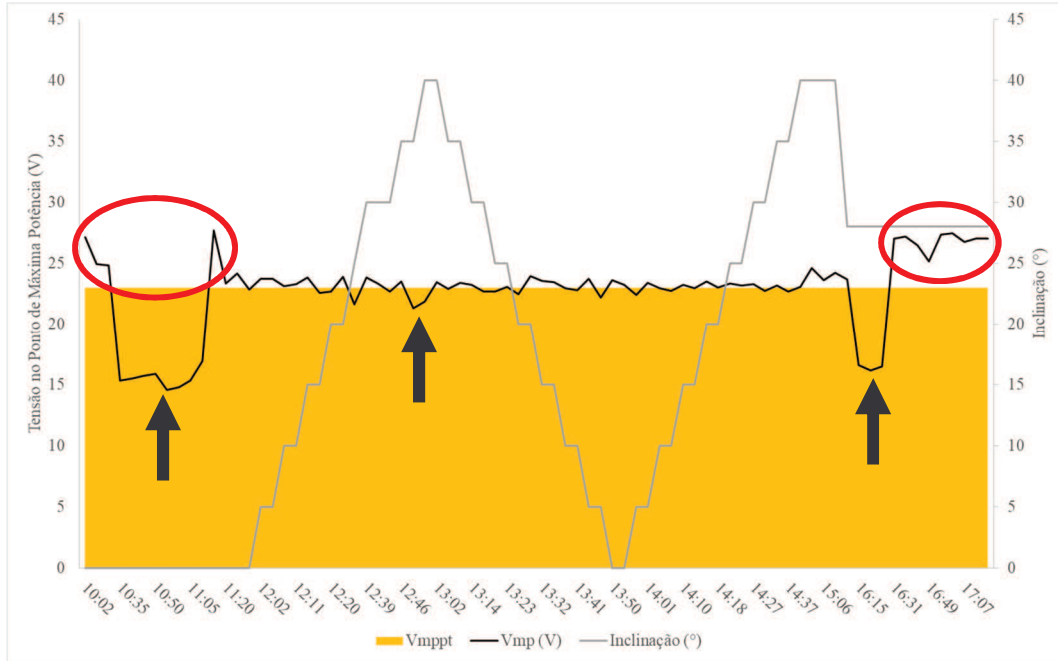


Figura 4.21 - Tensão no ponto de máxima potência e inclinação do módulo no período.

A Figura 4.22 mostra que a potência máxima gerada pelo módulo fotovoltaico no dia 17/03/2018 seguiu o comportamento da irradiância diária. O pico ocorreu às 12h20 quando o módulo gerou 169 W, com irradiância de 1143 W/m<sup>2</sup>, temperatura igual a 74 °C e inclinação de 20°. Ao final do dia observa-se que a irradiância diminuiu e a potência não, isso ocorre porque o sensor de radiação é sombreado antes do módulo.

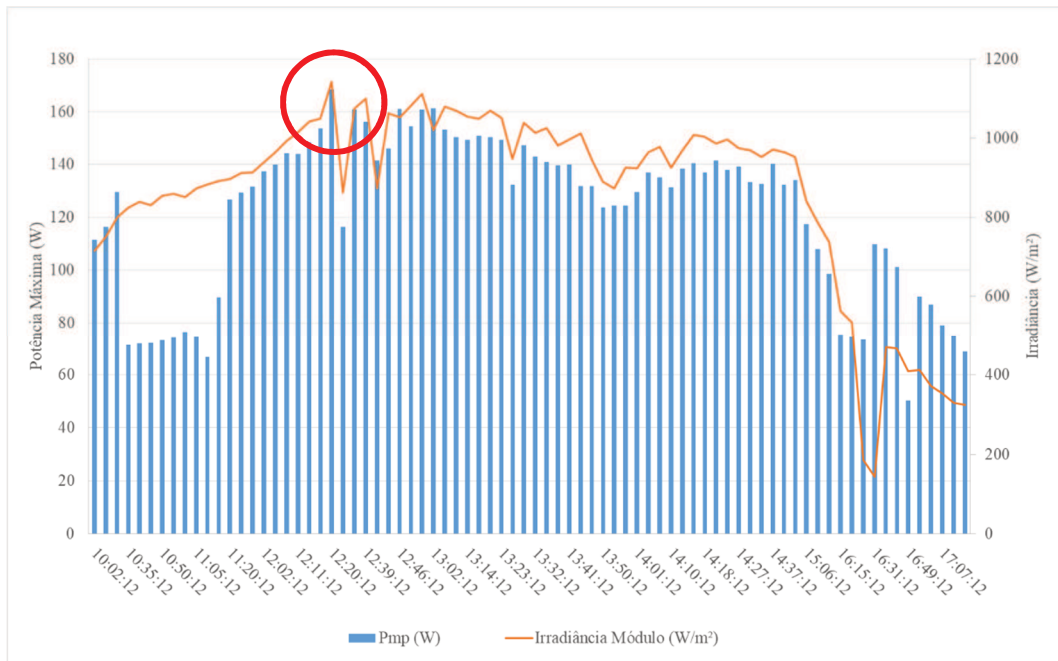


Figura 4.22 - Máxima potência e irradiância no período – 17/03/2018.

### 4.2.3 Cenário 3

Em 11/04/2018 foram realizadas aquisições de dados durante o dia inteiro, mantendo o Módulo 1 com inclinação fixa em  $20^\circ$  e o Módulo 2 fixo em  $34^\circ$ . Durante a manhã observa-se novamente o sombreamento que afeta inicialmente o Módulo 1 e posteriormente o Módulo 2. Conforme mostra a Figura 4.23, a partir das 11 h já se constata que o Módulo 2 está com uma radiação solar superior ao Módulo 1. Considerando todo o período, a inclinação de  $34^\circ$  faz com que a irradiância seja aproximadamente 4% superior ao módulo fixo em  $20^\circ$ .

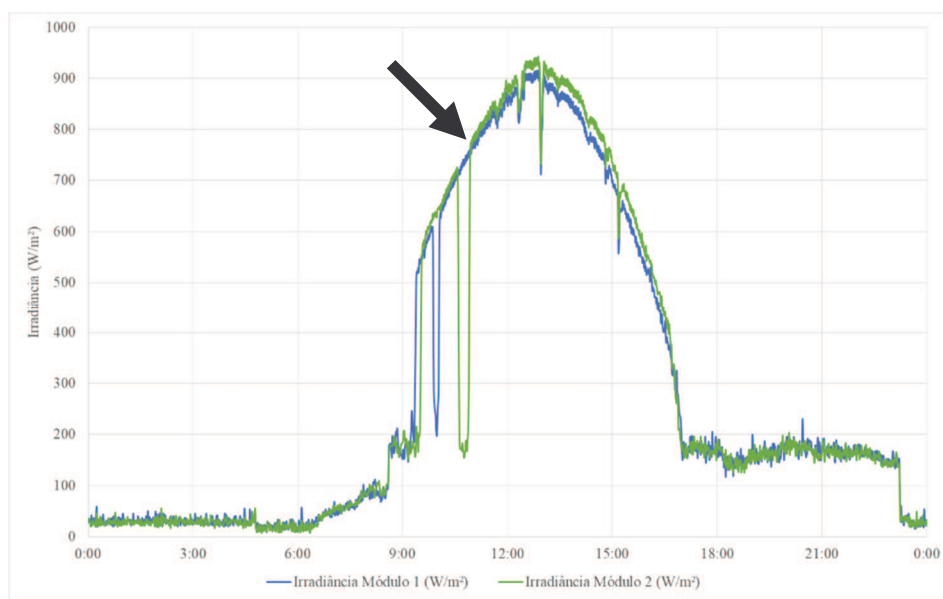


Figura 4.23 - Irradiância diária incidente nos módulos – 11/04/2018.

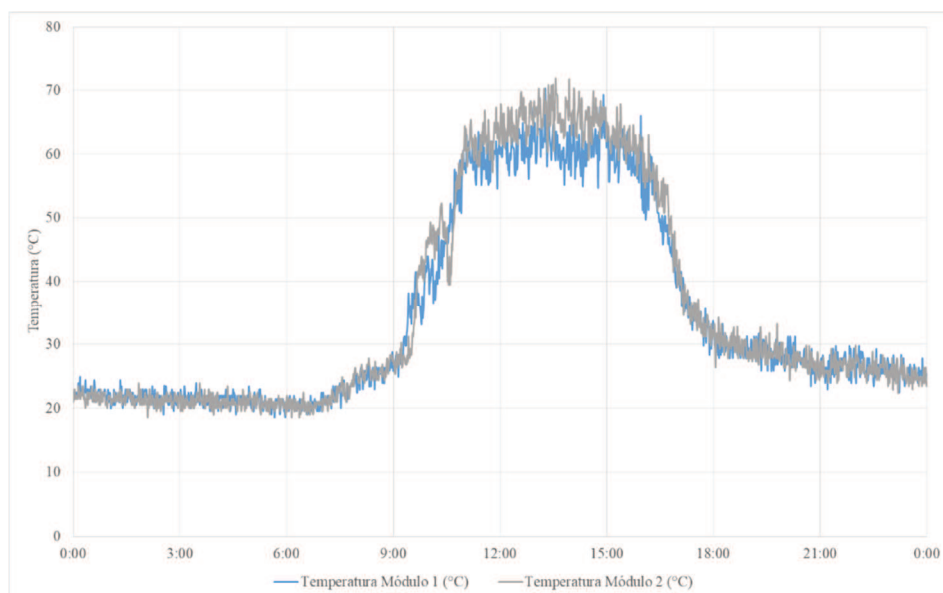


Figura 4.24 - Temperatura diária nos módulos – 11/04/2018.

O comportamento da temperatura, observado na Figura 4.24, mostra que os maiores valores estão no módulo fotovoltaico com maior incidência de radiação solar, fazendo com que a geração de energia no mesmo seja reduzida.

#### 4.2.4 Cenário 4

Em 14/04/2018 foram realizadas aquisições de dados durante o dia inteiro, mantendo o Módulo 1 com inclinação fixa em  $20^\circ$  e o Módulo 2 fijo em  $34^\circ$ . Como foi um dia encoberto, mesmo existindo a diferença de inclinação, os valores de irradiância e temperatura foram iguais, conforme mostra a Figura 4.25 e a Figura 4.26, respectivamente.

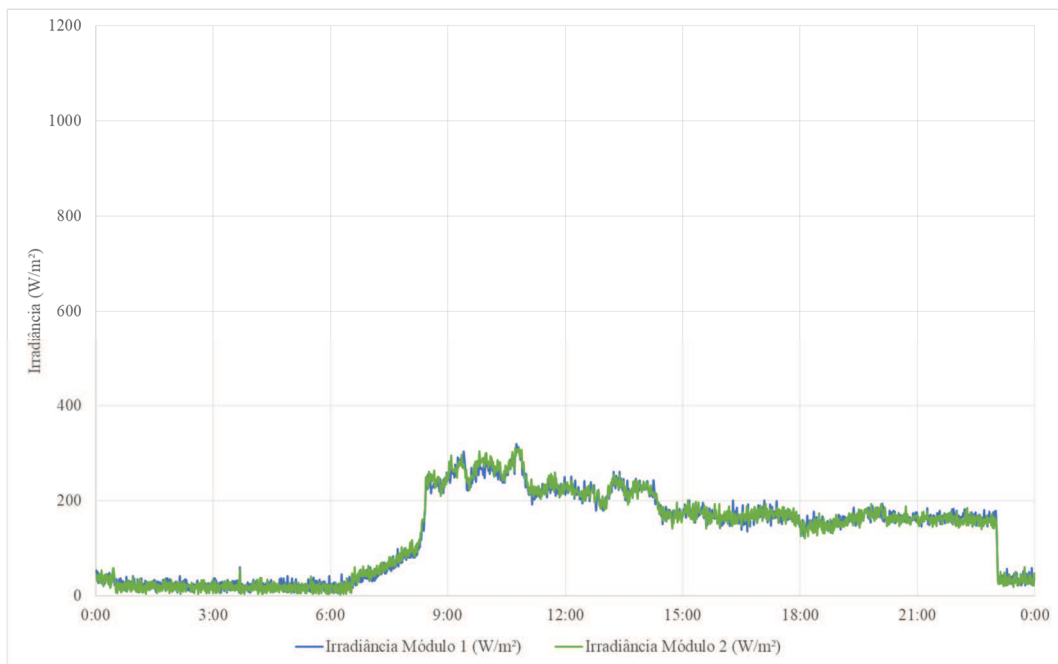


Figura 4.25 - Irradiância diária incidente nos módulos – 14/04/2018.

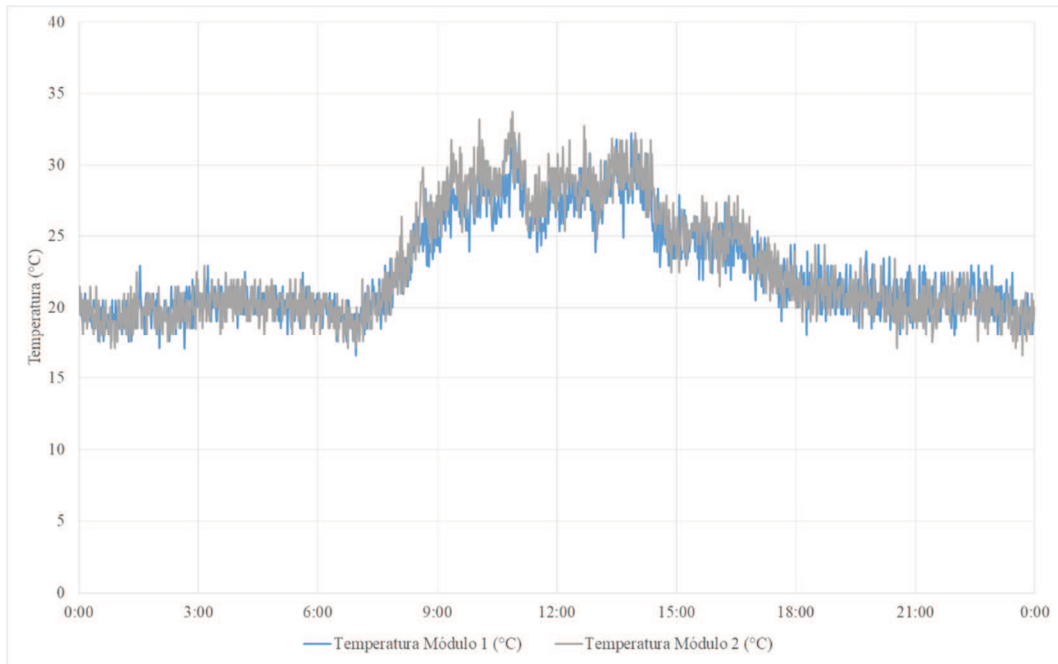


Figura 4.26 - Temperatura diária nos módulos – 14/04/2018.

#### 4.2.5 Cenário 5

Em 15/04/2018 foram realizadas aquisições de dados durante o dia inteiro, mantendo o Módulo 1 com inclinação fixa em  $20^\circ$  e o Módulo 2 fixo em  $34^\circ$ . O dia foi parcialmente encoberto e ocorreram poucas diferenças entre os módulos. Conforme mostra a Figura 4.27, somente um curto período entre 15h08 e 15h40, que se constata uma diferença na irradiância dos módulos fotovoltaicos.

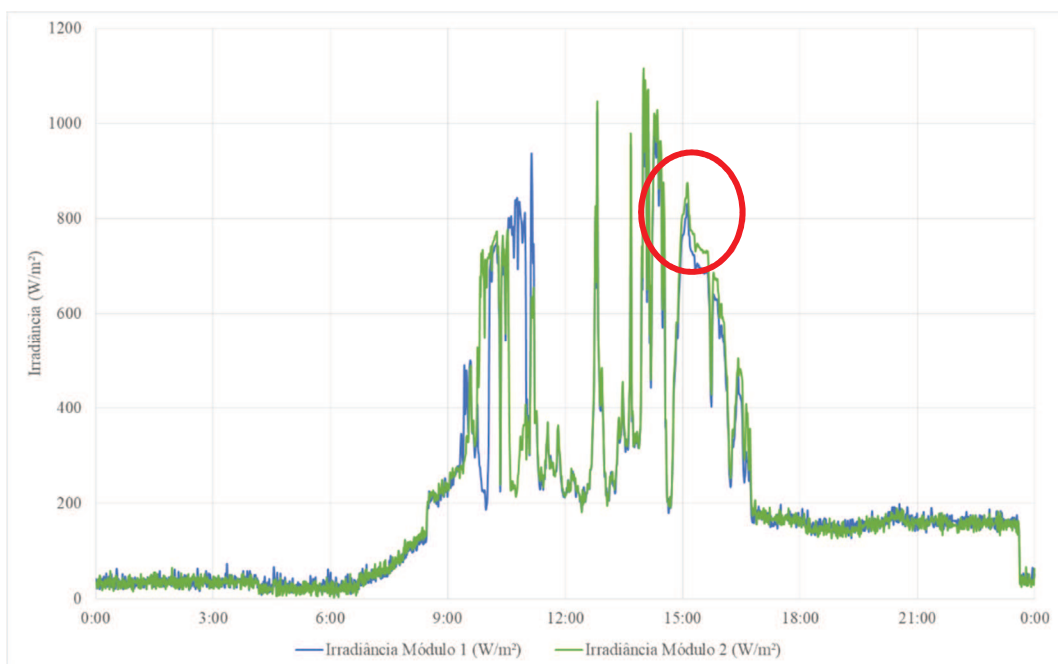


Figura 4.27 - Irradiância diária incidente nos módulos – 15/04/2018.



O comportamento da temperatura neste mesmo dia é muito semelhante em ambos os módulos, não sendo possível avaliar as divergências, de acordo com a Figura 4.28.

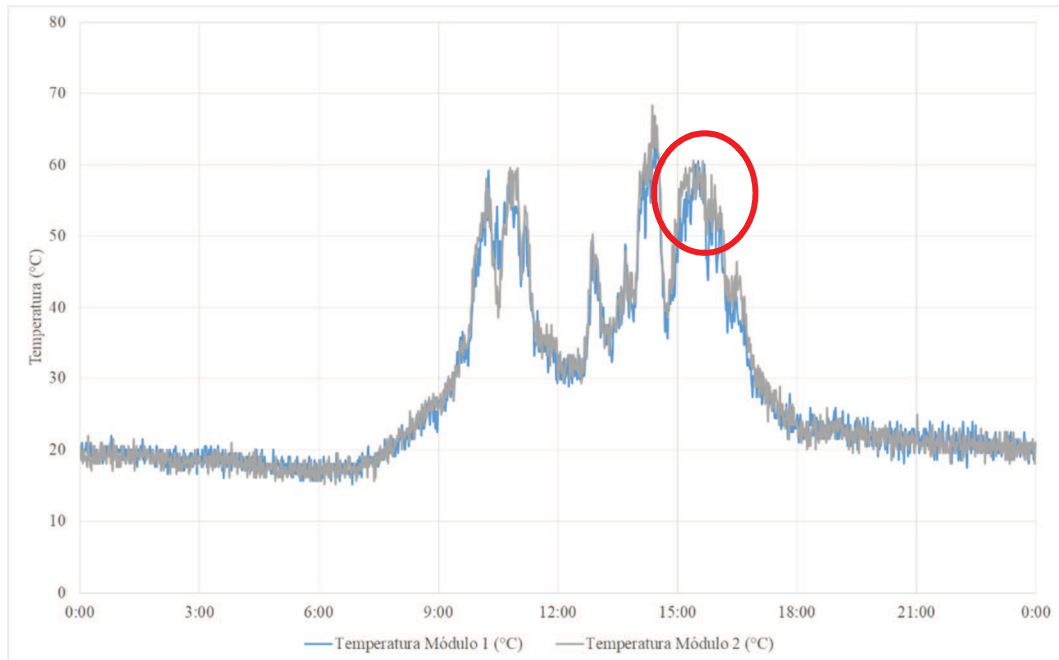


Figura 4.28 - Temperatura diária nos módulos – 15/04/2018.

Sendo assim, foi possível obter todos os dados necessários para a análise da interface de supervisão de dois sistemas fotovoltaicos instalados na Unisinos.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo principal deste trabalho foi o desenvolvimento da interface de supervisão para dois sistemas fotovoltaicos instalados na Unisinos, além de implementar o ajuste eletrônico e mecânico da inclinação de um módulo, o traçador de curvas I-V e P-V, o sensor de radiação e a instalação de uma câmera de monitoramento. Todas as funcionalidades com o foco de propiciar ferramentas didáticas que possam auxiliar na pesquisa da energia solar fotovoltaica por meio de acesso global, gerando uma espécie de rede de informações para debates nacionais e internacionais.

Para um caso específico, foi analisado o comportamento da curva I-V durante um período de sombreamento, onde a eficiência de conversão atingiu menos de 6% e a potência máxima entregue foi 40% menor, mesmo estando coberta apenas uma das 60 células que compõem o módulo. Esse fato reforça a importância da análise experimental da curva característica para avaliação da qualidade e do desempenho do sistema, bem como identificar defeitos nas células e/ou no diodo de *bypass*. Ainda com base nas informações adquiridas com a curva característica, foi possível fazer uma avaliação prática da redução de  $V_{OC}$  em função da temperatura do módulo, encontrando uma redução de aproximadamente 8% para uma diferença de 31°C, enquanto o calculado pelo coeficiente térmico corresponde a 9,69% e, de acordo com o modelo teórico simulado, aproximadamente, 7,47%. Nos ensaios realizados sem alterar a inclinação dos módulos, verificou-se uma redução de cerca de 14% na irradiância entre os ângulos de 20° e 0°. Para uma inclinação de 34°, encontrou-se um índice de radiação solar diário aproximadamente 4% superior ao módulo fixo em 20°. Entretanto, em dias parcialmente ou completamente encobertos, constatou-se que a diferença de inclinação não apresenta variações relevantes nos valores de temperatura e irradiância.

É importante destacar o desafio de integrar diferentes sistemas e equipamentos fotovoltaicos, desenvolvidos em outros trabalhos, sendo necessário diversos ajustes para viabilizar a comunicação com o software *LabVIEW*<sup>®</sup>. Contudo, com a centralização das informações em uma única ferramenta, não faltarão dados e possibilidades de ensaios para serem realizados. O sistema mecânico utilizado para alterar os ângulos de inclinação ainda necessita de pequenos ajustes, como acelerar o posicionamento e evitar que o vento forte desloque a posição original do módulo, obrigando o reposicionamento no plano horizontal (zero do sistema). A utilização da câmera de monitoramento permitiu acompanhar a posição dos geradores fotovoltaicos em tempo real, bem como identificar a projeção dos sombreamentos.

Enfim, o estudo de sistemas fotovoltaicos ainda precisa de infraestruturas que permitam o seu estudo prático, sendo que a necessidade de mão-de-obra especializada no setor cresce proporcionalmente ao aumento no interesse pelo assunto. Portanto, o desenvolvimento de projetos, que busquem a difusão do conhecimento de sistemas fotovoltaicos, como é o caso do presente trabalho, são de extrema importância para capacitar recursos humanos, além de ser fonte de divulgação da tecnologia.

## 5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A continuação e aprimoramento de trabalhos realizados sempre têm muito a contribuir para a sequência dos estudos e resultados mais eficientes. Como o trabalho possui uma grande parte de montagem e desenvolvimento de hardware e software; a parte de análise dos dados abre uma nova frente para trabalhos futuros. Sendo assim, foram identificadas diversas sugestões de estudos utilizando a interface da plataforma de supervisão, os quais podem gerar novas pesquisas:

- a) Análise dos impactos do sombreamento em módulos fotovoltaicos;
- b) Análise da redução da eficiência causada por sujeiras em módulos fotovoltaicos;
- c) Análise de produtividade anual do sistema fotovoltaico com seguidor solar eixo norte/sul;
- d) Estudar o dimensionamento do banco de estocagem de energia da microrrede híbrida isolada para diferentes perfis de carga.

## REFERÊNCIAS

- ABE, C. F.; DIAS, J. B.; NOTTON, G.; PILLOT, B. **Construction of an I-V Curve Tracer for a Photovoltaic Research and Teaching Platform**. International Journal of Advanced Engineering and Research Development, v. 5, p. 1757-1765, 2018.
- AKHMAD, K.; BELLEY, F.; KITAMURA, A., YAMAMOTO, F., AKITA, S. **Effect of Installation Conditions on the Output Characteristics of Photovoltaic Modules**. IEEE photovoltaic specialists conference – Hawaii, p. 730-733, 1994.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2005.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012**. Brasília: ANEEL, 2012.
- ARDUINO. **Microcontrolador Arduino Mega 2560**. Disponível em: <<https://www.arduino.cc/en/Main/ArduinoBoardMega2560>>. Acesso em: 13 jan. 2018.
- ARDUINO. **Microcontrolador Arduino Uno Rev3**. Disponível em: <<https://store.arduino.cc/usa/arduino-uno-rev3>>. Acesso em: 20 jan. 2018.
- BALOUKTSIS, A.; TSANAKAS, D.; VACHTSEVANOS, G. **On the Optimum Tilt Angle of a Photovoltaic Array**. Int J Sol Energy, p. 153-169, 1987.
- BATOR, S. **Metodologia Complementar de Aprendizagem da Energia Solar Fotovoltaica com Base na Análise Energética de uma Microrrede Isolada**. São Leopoldo: UNISINOS, 2016.
- CUPERTINO, A. F.; RESENDE, J. T.; PEREIRA, H. A.; SELEME JR, S. I.; **A Grid-Connected Photovoltaic System with a Maximum Power Point Tracker using Passivity-Based Control applied in a Boost Converter**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2012.
- DIAS, J. B. **Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo experimental para a otimização do fator de dimensionamento**. Porto Alegre: UFRGS, 2006.
- DIAS, R. M.; DIAS, J. B.; DAI-PRÁ, L. B. **Aquisição de Dados de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede com a Plataforma Arduino**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, 2016.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W.A. **Solar engineering of thermal processes**. 4. ed. Wiley, 2013.
- EPIA, European Photovoltaic Industry Association. **Global Market Outlook for Photovoltaic 2013-2017**. Bruxelas: Renewable Energy House, 2013.
- ESTRUTURA da célula fotovoltaica. **Condicionamento da Energia Solar Fotovoltaica para Sistemas Interligados à Rede Elétrica**. 26 mai, 2011. Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF. Disponível em: <<http://www.ufjf.br/labsolar/2011/05/26/condicionamento/>>. Acesso em: 13 mar, 2017.

FEISEL, L. D.; ROSA, A. J. **The Role of the Laboratory in Undergraduate Engineering Education**. Journal of Engineering Education. p. 121-130, 2005.

GRAOSQUE, A. A. B. **Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede com Microinversores usando Estocagem**. São Leopoldo: UNISINOS, 2017.

GRAOSQUE, A. A. B.; DIAS, J. B. **Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede com Microinversores usando Estocagem**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 2018.

HELMKE C.; JANTSCH M.; OSSENBRINK H. A. **The Large Amorphous Silicon PV Façade in ISPra Experience and Results after One Year of Operation**. The 13th European photovoltaic solar energy conference – France, p. 695-698, 1995.

HERNDAY, P.; **Field Applications for I-V Curve Tracers**. Solarpro Magazine, USA, p. 77-106, 2011.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook 2012**. Paris: IEA Publications, 2012.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook 2012 – Renewable Energy Outlook**. Paris: IEA Publications, 2012.

INPE, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. **Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2.ed.** São José dos Campos: INPE, 2017

INTELBRAS. **Câmera IP VIP S3020** Disponível em: <<http://www.intelbras.com.br/empresarial/monitoramento/cameras/cameras-ip>>. Acesso em: 15 jan 2018.

JHAMNANI, H.; DALAL, C. **Designing and Development of Solar SCADA**. International Journal of Engineering Development and Research, v. 5, p. 667-672, 2017.

JUNIOR, W. B.; YOSHINO, F.; NEVES, C.; CARVALHO, F. **Bancada Educacional de Monitoramento e Controle em Ensaios de Geração Fotovoltaica**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, 2016.

KACIRA, M.; SIMSEK, M.; BABUR, Y.; DEMIRKOL, S. **Determining Optimum Tilt Angles and Orientations of Photovoltaic Panels in Sanliurfa, Turkey**. Renew Energy, p. 1265-1275, 2004.

KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. **A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules**. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 41, n. 5, p. 1292-1306, 2005.

KUMAR, M. **Simulation and Analysis of Grid Connected Photovoltaic System with MPPT**. Electr. Dept., N.I.T., Kurukshetra, India. IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012.

LM35. **LM35 Precision Centigrade Temperature Sensors - Texas Instruments**. Disponível em: <<http://www.ti.com/lit/ds/symlink/lm35.pdf>>. Acesso em: 13 jan. 2018.

- LO, Y. K.; LEE, T. P.; WU, K. H. **Grid-Connected Photovoltaic System With Power Factor Correction**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 55, n. 5, p. 2224-2227, 2008.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, Steven. **Handbook of Photovoltaic and Engineering**. 2. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2011.
- LYDEN, S.; HAQUE, M. E.; GARGOOM, A.; NEGNEVITSKY, M.; MUOKA, P. I. **Modelling and Parameter Estimation of Photovoltaic Cell**. Sch. of Eng., Univ. of Tasmania, Hobart, TAS, Australia. IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012.
- MACEDO, W. N.; PINHO, J. T.; GALHARDO, M. B.; COSTA, A. P.; TORRES, P. F. **Desenvolvimento de Bancada Didática para Demonstração da Conexão e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Baixa Tensão**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, 2016.
- MEZA, C.; BIEL, D.; JELTSEMA, D.; SCHERPEN, J. M. A. **Lyapunov-Based Control Scheme for Single-Phase Grid-Connected PV Central Inverters**. IEEE Transactions on Control Systems Technology, v. 20, p. 520-529, 2012.
- MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B.; **The Impact of Array Inclination and Orientation on the Performance of a Grid-Connected Photovoltaic System**. Science Direct Renewable Energy, Ed. 32, p. 118-140, 2007.
- NAKAMURA, H.; YAMADA, T.; SUGIURA, T.; SAKUTA, K.; KUROKAWA, K. **Data Analysis on Solar Irradiance and Performance Characteristics of Solar Modules with a Test Facility of Various Tilted Angles and Directions**. Sol Energy Mater Sol Cells, p. 591-600, 2001.
- NEOYAMA Automação. **Motor de Passo AK23/4.6F6FL1.8 – Fabricante Akiyama Motors**. Disponível em: <<https://www.baudaeletronica.com.br/Documentos/motor-de-passo-nema23-4-60kgfcm.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2018.
- OLADIRAN M. T. **Mean Global Radiation Captured by Inclined Collectors at Various Surface Azimuth Angles in Nigeria**. Appl. Energy, p. 317-330, 1995.
- OLIVEIRA, F. S.; PRIEB, C. W. M.; KRENZINGER, A. **Projeto e Construção do Protótipo de um Traçador de Curvas I-V para Módulos Fotovoltaicos**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 2018.
- PANDA, A.; PATHAK, M. K.; SRIVASTAVA, S. P. **Grid-tie Inverter Control for Rooftop Photovoltaic System**. Power India Conference. Murthal: IEEE. p. 1-6, 2012.
- PASC, P.; DUMITRU, C.; **SCADA System for Solar MPPT Controller Monitoring**. 9<sup>th</sup> International Conference Interdisciplinarity in Engineering – Romênia. Procedia Technology 22, p. 803-807, 2016.
- PRASAD, M. J. C.; RANI, M. U. **Design and Development of a Remote Monitoring and Maintenance of Solar Plant Supervisory System**. International Journal of Research Studies in Science, Engineering and Technology, v. 1, p. 57-61, 2014.
- SMA, A. Manual de Instalação Sunny Boy 240-US. SMA America, LLC, 2014a.

SMA, A. Manual de instalação Sunny Multigate. **SMA America, LLC**, 2014b.

SOLEIMANI, E. A.; FARHANGI, S.; ZABIHI, M. S. **The Effect of Tilt Angle, Air Pollution on Performance of Photovoltaic Systems in Tehran**. *Renew Energy*, p. 459-468, 2001.

SUNEDISON, **Datasheet P-Series, 255W to 270W, 60-Cell Crystalline PV Modules**, 2015. 2 p. Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/Content/EditorImages/files/SunEdison-Modelo-SE-P265NPB-A4-265Watts-Folha%20de%20Dados.pdf>>. Acesso em: 16 jul 2017.

SURESHGOUD, S.; RAO N. **Development of an Integrated Data-Acquisition System for Renewable Energy Sources Systems Monitoring**. *International Journal & Magazine of Engineering, Technology, Management and Research*, v. 1, p. 630-636, 2014.

TIGGEMANN, H; DIAS, J. B.; DAI-PRÁ, L. B. **Monitoring and Remote Control of a Hybrid Photovoltaic Microgrid**. *International Journal of Engineering Research and Application*, v. 6, p. 74-78, 2016.

TIRUMALA, R. IMBERTSON, P. MOHAN, N. HENZE, C. BONN, R. **An Efficient, Low Cost DC-AC Inverter for Photovoltaic Systems with Increased Reliability**. *IECON 02-IEEE 28th Annual Conference of the Industrial Electronics Society*, v. 2, p. 1095-1100, 2002.

WAI, R.-J.; WANG, W.-H. **Grid-Connected Photovoltaic Generation System**. *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, v. 55, p. 953-964, 2008.

WATJANATEPIN, N.; BOONMEE, C. **Development of the LabVIEW Monitoring System for the Hybrid PV-Wind Energy System**. *NSTI-Nanotech*, vol. 3, p. 756-760, 2010.

WOLLENBERG, B.; MOHAN, N. **The Importance of Modern Teaching Labs**. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 8, p. 44-52, 2010.