

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DESENVOLVIMENTO DE UM TRAÇADOR DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

por

Fabiano Perin Gasparin

Dissertação de Mestrado

Porto Alegre, Março de 2009.

DESENVOLVIMENTO DE UM TRAÇADOR DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

por

Fabiano Perin Gasparin

Licenciado em Física

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Adriano Moehlecke, PUC-RS

Prof. Dr. João Carlos Verneti dos Santos, ULBRA

Prof. Dr. Paulo Otto Beyer, PROMEC - UFRGS

Prof. Dr. Horácio Antonio Vielmo

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 02 de Março de 2009.

## AGRADECIMENTOS

À minha família por todo apoio e dedicação.

Ao meu orientador Prof. Dr. Arno Krenzinger, por sua orientação, sugestões e dicas ao longo do trabalho.

Aos colegas do Laboratório de Energia Solar: Alex, Alexandre, André, Aryston, César, Felipe, Giuliano, Luis, Maurício, Matheus, Nelson, Rafael e Valter pela amizade e pela acolhida.

À UFRGS (Universidade Federal do Rio Grande do Sul) e ao PROMEC (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) pela formação.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pela bolsa de estudos.

A todos que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

## RESUMO

A conversão de energia solar diretamente em energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico é uma forma confiável de geração de eletricidade. O crescimento das instalações fotovoltaicas na última década tem provado sua viabilidade quando acompanhada de programas de incentivo apropriados. As células e módulos fotovoltaicos possuem um comportamento elétrico característico e a determinação da curva característica I-V (corrente *versus* tensão) é essencial para a determinação da qualidade do dispositivo além de fornecer os parâmetros para dimensionamento e estimativa de geração de eletricidade.

O presente trabalho apresenta o desenvolvimento de um sistema para traçar a curva característica I-V de módulos fotovoltaicos. O sistema possui uma fonte de quatro quadrantes para polarização do módulo, multímetros para medida simultânea de tensão e corrente formando pares I-V da curva característica, multímetro para medida de irradiância solar por meio de uma célula de referência de silício monocristalino e multímetro para medida de temperatura do módulo fotovoltaico utilizando um sensor Pt100. Todo o sistema é gerenciado por um programa de computador desenvolvido em linguagem Visual Basic®. O programa envia os comandos para os multímetros e fonte através de uma interface USB – GPIB.

Os limites do sistema são  $\pm 100$  V e  $\pm 10$  A, determinados pela característica da fonte utilizada. A tensão de polarização é em forma de rampa com tempo de duração variável e também é ajustada através do programa. O sistema pode medir curvas com até 2000 pontos e o tempo de medida mínimo de cada ponto foi limitado em 50  $\mu$ s. Durante a medida da curva característica é medida simultaneamente a irradiância solar.

O sistema desenvolvido apresentou-se eficiente na medida da curva característica e a densidade de pontos adquirida permite estudos e determinação de parâmetros de maneira precisa. O método de disparo dos multímetros utilizado permite a garantia da simultaneidade da medida do par I-V e a utilização do sistema operacional Windows® permite flexibilidade e facilidade no tratamento dos dados.

## ABSTRACT

The direct conversion of solar energy into electrical energy by means of the photovoltaic effect is a reliable way to generate electricity. The increasing number of photovoltaic installations in the last decade has proved its viability when stimulated by appropriate incentive programs. Photovoltaic cells and modules have peculiar electrical features and the measurement of the characteristic I-V (current – voltage) curve is essential to determine the device's quality. Besides it provides parameters for dimensioning and estimating electricity generation.

This work presents the development of a system designed to trace the I-V curve of photovoltaic modules. The system has a four quadrant power supply to polarize the module, two multimeters for measuring I-V pairs of the characteristic curve, one multimeter to measure solar irradiance using a monocrystalline silicon reference cell and one multimeter to measure the module temperature using a Pt100. The system is managed by a program developed in Visual Basic® which sends commands to the instruments via a USB – GPIB interface.

The system limits are  $\pm 100$  V and  $\pm 10$  A, limited by the power supply range. The sweeping voltage is a ramp waveform and it is also programmable by the software. The system can measure 2000 points in each curve and the acquisition time of each point is limited to 50  $\mu$ s. While tracing the characteristic curve, solar irradiance is simultaneously measured.

The system is working efficiently and the number of measured points allows studies to obtain precise parameters. The triggering method assures simultaneously measurements of the I-V pair. The use of Windows® operational system allows flexibility and simplicity when dealing with the data in post processing software.

## ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivo geral.....	3
1.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 Escopo da dissertação.....	3
2. TÓPICOS DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	5
2.1 Células fotovoltaicas.....	5
2.2 Módulos fotovoltaicos.....	6
2.3 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	8
2.4 Curva característica corrente <i>versus</i> tensão.....	10
2.5 Influência da irradiância solar na curva característica I-V.....	11
2.6 Influência da temperatura na curva I-V.....	12
2.7 Efeito das resistências série e paralela na curva I-V.....	13
3. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	15
3.1 Normas técnicas brasileiras para ensaios de módulos fotovoltaicos.....	16
3.2 Sistemas para traçar a curva característica I-V.....	18
4. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DESENVOLVIDO.....	20
4.1 Características do sistema.....	21
4.2 Descrição dos equipamentos utilizados no sistema.....	25
4.3 Detalhes das conexões de <i>hardware</i> .....	27
4.4 Geração de pulsos de disparo na porta paralela.....	28
4.5 Validação da simultaneidade da medida dos pares I-V.....	30
4.6 Câmara climatizada para ensaios de módulos fotovoltaicos sob iluminação natural.....	31
4.7 Programa de gerenciamento do sistema.....	32
5. MEDIDAS EXPERIMENTAIS.....	36
5.1 Variação da irradiância solar durante a medida da curva I-V.....	39
5.2 Influência do tempo de varredura na medida da curva característica.....	42

6. ANÁLISE DE INCERTEZAS.....	46
6.1 Incertezas na medida dos multímetros.....	46
6.2 Incerteza na medida da irradiância solar.....	48
6.3 Incerteza na medida da temperatura do módulo fotovoltaico.....	51
6.4 Incerteza na determinação da tensão de circuito aberto.....	51
6.5 Incerteza na determinação da corrente de curto-circuito.....	53
6.6 Incerteza na determinação da potência máxima.....	54
7. CONCLUSÕES.....	56
8. REFERÊNCIAS.....	58

## LISTA DE SÍMBOLOS

SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	UNIDADE
AM	Massa de ar.....	[-]
$e$	Carga do elétron.....	[C]
FF	Fator de forma.....	[-]
G	Irradiância solar.....	[W/m <sup>2</sup> ]
G <sub>med</sub>	Irradiância solar medida.....	[W/m <sup>2</sup> ]
I	Corrente elétrica.....	[A]
I <sub>1000</sub>	Corrente elétrica da célula de referência para 1000 W/m <sup>2</sup> .....	[A]
I <sub>0</sub>	Corrente de saturação reversa.....	[A]
I <sub>D</sub>	Corrente através do diodo.....	[A]
I <sub>fg</sub>	Corrente fotogerada.....	[A]
I <sub>mp</sub>	Corrente de máxima potência.....	[A]
I <sub>p</sub>	Corrente através da resistência paralela.....	[A]
I <sub>sc</sub>	Corrente de curto-circuito.....	[A]
k <sub>B</sub>	Constante de Boltzman.....	[J/mol K]
$m$	Fator de idealidade de uma célula ou módulo.....	[-]
N <sub>s</sub>	Número de células conectadas em série.....	[-]
R <sub>p</sub>	Resistência paralela.....	[Ω]
R <sub>s</sub>	Resistência série.....	[Ω]
T	Temperatura.....	[°C] ou [K]
V	Tensão.....	[V]
V <sub>oc</sub>	Tensão de circuito aberto.....	[V]
V <sub>mp</sub>	Tensão de máxima potência.....	[V]
V <sub>sh</sub>	Queda de tensão no resistor <i>shunt</i> .....	[V]
V <sub>sh1000</sub>	Queda de tensão no resistor <i>shunt</i> da célula de referência equivalente a 1000 W/m <sup>2</sup> de irradiância solar.....	[V]



Caracteres

gregos

$\alpha$	Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura.....	[%/°C]
$\beta$	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura.....	[V/°C]
$\Delta$	Incerteza associada a uma grandeza.....	[-]
$\eta$	Eficiência do módulo fotovoltaico.....	[-]

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 -	Plantas fotovoltaicas de larga escala - capacidade instalada anual e acumulada - Adaptado de Lenardic (2008).....	2
Figura 2.1 -	Estrutura de uma célula fotovoltaica de silício. Fonte: NT-Solar PUCRS (2008).....	6
Figura 2.2 -	Desenho esquemático de uma célula, módulo e arranjo fotovoltaico, adaptado de EERE (2008).....	7
Figura 2.3 -	Estrutura de um módulo fotovoltaico, adaptado de NT-Solar PUCRS (2008)....	8
Figura 2.4 -	Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica – modelo de um diodo.....	9
Figura 2.5 -	Curva característica I-V medida e curva de potência de um módulo fotovoltaico com 36 células com destaque aos principais pontos.....	11
Figura 2.6 -	Curvas características I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes irradiâncias com temperatura constante.....	12
Figura 2.7 -	Curvas características medidas de um módulo fotovoltaico com 36 células sob mesma irradiância e diferentes temperaturas de célula.....	13
Figura 2.8 -	Efeito da variação da resistência série na curva característica teórica de um módulo fotovoltaico com 36 células.....	14
Figura 2.9 -	Efeito da variação da resistência paralela na curva característica teórica de um módulo com 36 células.....	14
Figura 3.1 -	Ilustração da definição de massa de ar (AM , <i>air mass</i> ), adaptado de Newport (2008).....	16
Figura 4.1 -	Fluxograma do funcionamento do sistema desenvolvido.....	21
Figura 4.2 -	Diagrama esquemático do sistema desenvolvido.....	22
Figura 4.3 -	Foto do equipamento montado.....	23
Figura 4.4 -	Pulsos de <i>trigger</i> originados na porta paralela - Canal 1 utilizado para disparar os multímetros de corrente e tensão - Canal 2 utilizado para disparar o multímetro da medida de irradiância.....	24
Figura 4.5 -	Informações com as relações de velocidade de leitura e resolução do multímetro Agilent 3458 <sup>a</sup> , adaptado do manual Agilent 3458A (2000).....	26

Figura 4.6 -	Circuito de entrada de <i>trigger</i> (acima) e circuito de saída de <i>trigger</i> do multímetro 34410A Fonte: Agilent Technologies (2007).....	27
Figura 4.7 -	Circuito para acoplamento do sinal de <i>trigger</i> e acionamento do relé de isolamento.....	28
Figura 4.8 -	Pulsos na porta paralela com precisão de microssegundos.....	30
Figura 4.9 -	Gráfico V-I de um resistor medido com 200 pontos tomados em 40 ms.....	31
Figura 4.10 -	Foto da câmara utilizada para ensaios de módulos fotovoltaicos.....	32
Figura 4.11 -	Tela de configuração do programa de gerenciamento.....	33
Figura 4.12 -	Tela principal do programa de gerenciamento.....	34
Figura 5.1 -	Curva característica I-V do módulo HG – 135P com 1000 pontos medidos.....	36
Figura 5.2 -	Curva característica I-V e curva de potência do módulo Kyocera KC85T.....	37
Figura 5.3 -	Curva característica I-V e curva de potência de uma associação em série de 4 módulos modelo KC50T.....	38
Figura 5.4 -	Dados de irradiância solar medidos com uma célula de referência em 1s.....	39
Figura 5.5 -	Espectro da medida de irradiância solar obtido com o software Sigview, calculado a partir de 10000 amostras tomadas em 1 s.....	40
Figura 5.6 -	Dados de irradiância solar medidos em 2 s no dia 28 de novembro de 2008.....	41
Figura 5.7 -	Espectro dos dados medidos e apresentados na Figura 5.6.....	41
Figura 5.8 -	Dados de irradiância medidos em 5 s no dia 27/11/2008.....	42
Figura 5.9 -	Pontos na região de curto-circuito de uma curva característica medidos com tempo de integração de 10 $\mu$ s. $G = 1059 \text{ W/m}^2$ e $T = 30,5 \text{ }^\circ\text{C}$ .....	43
Figura 5.10 -	Pontos na região de curto-circuito de uma curva característica medidos com tempo de integração de 60 $\mu$ s. $G = 1058 \text{ W/m}^2$ , $T = 30,6 \text{ }^\circ\text{C}$ .....	43
Figura 5.11 -	Pontos na região de curto-circuito de uma curva característica medidos com tempo de integração de 460 $\mu$ s. $G = 1065 \text{ W/m}^2$ e $T = 30,3 \text{ }^\circ\text{C}$ .....	44
Figura 5.12 -	Pontos na região de curto-circuito de uma curva característica medidos com tempo de integração de 960 $\mu$ s. $G = 1067 \text{ W/m}^2$ , $T = 31,1 \text{ }^\circ\text{C}$ .....	44
Figura 5.13 -	Espectro dos dados de 250 pontos iniciais da curva característica I-V com tempo de integração de 60 $\mu$ s.....	45

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 –	Planilha com dados medidos pelo sistema.....	35
Tabela 5.1 –	Parâmetros medidos e informados pelo fabricante: módulo HG-135 P.....	37
Tabela 5.2 –	Parâmetros medidos e informados pelo fabricante: módulo Kyocera KC85T..	38
Tabela 6.1 –	Multímetro Agilent 34410A - Especificações de incerteza (% leitura + % fundo de escala).....	48
Tabela 6.2 –	Incertezas associadas à velocidade de leitura Performance versus tempo de integração – rede de 60 Hz Multímetro 34410A.....	48
Tabela 6.3 –	Multímetro Agilent 3458A - Especificações de incerteza (ppm leitura + ppm fundo de escala).....	49

## 1 INTRODUÇÃO

Todas as formas de utilização de energia são fundamentais para o funcionamento da sociedade moderna e sobrevivência humana. Certamente a energia elétrica desempenha um papel chave no funcionamento da economia e na satisfação das necessidades básicas da população. A tendência mundial na busca de fontes alternativas e renováveis de energia está cada vez mais evidente, tanto por razões ecológicas como para diversificação da matriz energética, uma vez que o desenvolvimento econômico e social da humanidade está intimamente ligado ao consumo de energia.

Dentro do contexto energético mundial, a conversão da energia solar diretamente em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico é uma forma confiável de geração de eletricidade, considerando que não há partes móveis, impactos ambientais, geração de ruídos ou o consumo de qualquer tipo de combustível após a instalação dos sistemas fotovoltaicos. Embora seja uma fonte intermitente de geração de eletricidade, ela pode desempenhar um papel significativo na matriz energética futura.

Uma classificação conveniente apresentada por Hoffmann (2006) divide os sistemas fotovoltaicos em quatro segmentos principais:

1. Utilização direta pelo consumidor: neste segmento encontram-se os dispositivos fotovoltaicos utilizados em aparelhos eletrônicos, calculadoras, carregadores de bateria portáteis e aplicações de pequeno porte.
2. Sistemas isolados industriais: utilizado para alimentar plantas afastadas das linhas de energia, freqüentemente formando sistemas híbridos com geradores diesel.
3. Sistemas isolados autônomos: são instalados em locais onde a expansão da rede elétrica não é viável, por exemplo, em áreas rurais dos países em desenvolvimento.
4. Sistemas conectados à rede elétrica: sistemas em que a energia gerada é diretamente disponibilizada na rede elétrica existente. Este segmento em particular está em expansão nos países onde há leis de incentivo com tarifa diferenciada.

O uso da energia solar para geração de eletricidade já remonta a década de 50 quando foram lançados os primeiros satélites supridos por energia solar fotovoltaica. A energia solar fotovoltaica para aplicações terrestres sempre esteve associada a altos custos e limitada a instalações específicas. Porém a rápida expansão das instalações de sistemas conectados à rede a partir do ano 2000, principalmente instalações de grande porte, tem provado sua viabilidade

quando acompanhada de programas de incentivo adequados, destacando o crescimento na Alemanha, Espanha, Estados Unidos e Japão. Para ilustrar este fato a Figura 1.1 mostra o crescimento das instalações fotovoltaicas mundiais maiores que 200 kW<sub>p</sub> a partir de 1995.

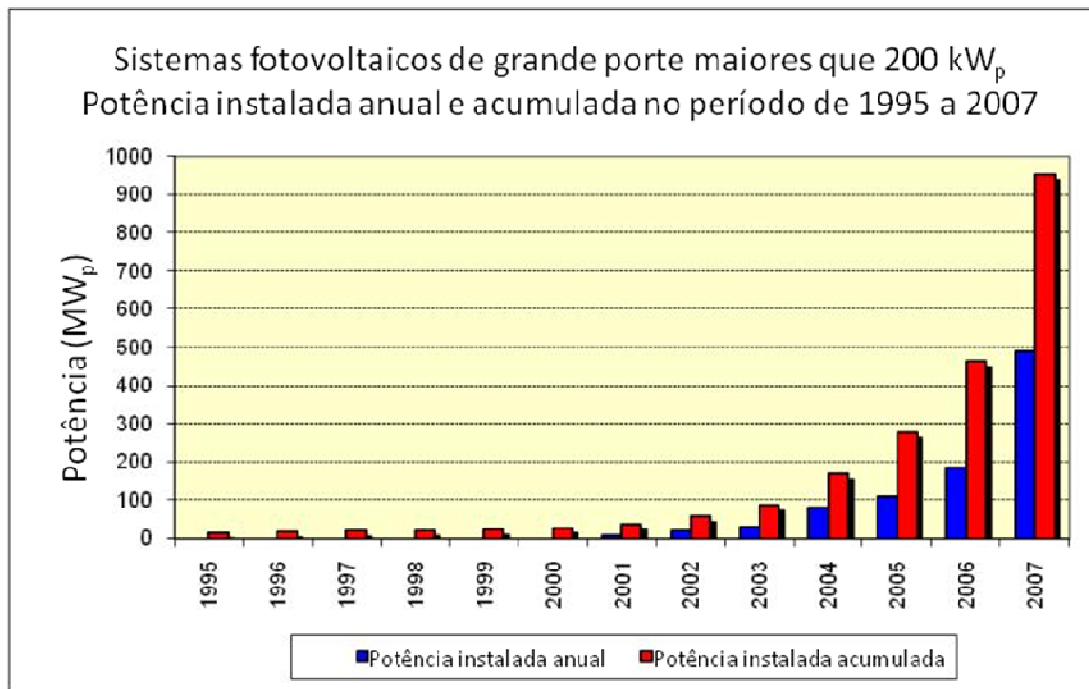


Figura 1.1 – Plantas fotovoltaicas de larga escala - capacidade instalada anual e acumulada, adaptado de Lenardic (2008).

No Brasil, por meio do PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios) haviam sido instalados 7592 sistemas de conversão fotovoltaica até o ano de 2002 (Aneel, 2005). Estes projetos de cunho essencialmente social englobam o bombeamento de água para abastecimento doméstico, irrigação e piscicultura, iluminação pública, sistemas energéticos coletivos para escolas e centros comunitários além da eletrificação de residências. Estes sistemas foram instalados principalmente em comunidades isoladas no Norte e Nordeste do país.

A pesquisa e desenvolvimento na área de energia solar fotovoltaica devem contribuir para a disseminação desta tecnologia no Brasil, para que em um futuro próximo esta opção de geração de eletricidade seja incluída na matriz energética brasileira de maneira significativa, juntamente com as outras fontes de energias alternativas.

Os módulos fotovoltaicos possuem um comportamento elétrico característico, e a geração de eletricidade, objetivo final das instalações fotovoltaicas, é influenciada por variáveis como radiação solar, temperatura da célula fotovoltaica, distribuição espectral da radiação e tipo de

tecnologia empregada na fabricação das células que compõem o módulo fotovoltaico. A curva característica I-V (corrente *versus* tensão) de um módulo fotovoltaico é a base para sua caracterização elétrica, e os parâmetros extraídos da curva são utilizados para determinação da qualidade do dispositivo, para realização de estudos científicos, para dimensionamento dos sistemas, estimativa de geração de energia elétrica e estudos de viabilidade econômica dos projetos de sistemas fotovoltaicos.

## **1.1 Objetivo geral**

O principal objetivo desta dissertação é o desenvolvimento de um sistema para medir a curva característica I-V de dispositivos fotovoltaicos, utilizando os recursos e instrumentos do Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

## **1.2 Objetivos específicos**

- Integrar diversos instrumentos para medida da curva característica I-V de módulos fotovoltaicos.
- Interligar os componentes de instrumentação em um barramento GPIB (*General Purpose Interface Bus*) comandados por computador.
- Desenvolver um método de disparo dos multímetros que assegure simultaneidade da medida do par I-V.
- Desenvolver um programa de computador para gerenciar o sistema.
- Realizar medidas de curvas características e analisar incertezas associadas.

## **1.3 Escopo da dissertação**

O capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica básica das células fotovoltaicas, princípio de funcionamento e características dos módulos fotovoltaicos.

O capítulo 3 apresenta uma revisão das condições encontradas nas normas técnicas para ensaios de módulos fotovoltaicos, além da descrição de outros sistemas equivalentes para traçar a curva característica encontrados na literatura.

O capítulo 4 descreve o sistema completo, as características dos componentes utilizados, o programa de computador desenvolvido e detalhes construtivos.

O capítulo 5 apresenta as medidas experimentais de módulos fotovoltaicos realizadas sob iluminação natural no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

O capítulo 6 apresenta a análise de incertezas na determinação da curva característica I-V de módulos fotovoltaicos associadas à instrumentação e às condições de medida.

O capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho.



## 2 TÓPICOS DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

### 2.1 Células fotovoltaicas

A conversão direta da energia da radiação solar em energia elétrica é um fenômeno físico conhecido como efeito fotovoltaico e a célula fotovoltaica é o dispositivo que realiza esta conversão. Uma típica célula fotovoltaica é constituída por silício onde é formada uma junção PN, similar a de um diodo semiconductor.

A região N é formada ao ser adicionado átomos com cinco elétrons na camada de valência (fósforo, por exemplo) à estrutura cristalina do silício, material tetravalente. Nesta região a concentração de elétrons aumenta devido ao elétron incorporado na rede cristalina do silício. A região P é dopada com um elemento que possui três elétrons na camada de valência, boro por exemplo. Esta região fica com uma concentração de lacunas maior que de elétrons. Uma vez que as duas regiões possuem concentrações diferentes de elétrons e lacunas, ocorre a migração dos elétrons da região N para a região P na região de interface, cessando no momento que o campo elétrico formado na junção interrompa o processo. Este campo elétrico será o responsável por separar os pares elétrons lacuna que são produzidos quando a energia dos fótons for absorvida no momento que a célula está sob iluminação.

Tipicamente o material do tipo N é formado na parte frontal da célula, aquela que receberá a radiação solar e possui aproximadamente 0,2 a 0,5  $\mu\text{m}$  de espessura (Araujo, 1992 p. 2.2). Uma célula de silício cristalino possui entre 200 e 300  $\mu\text{m}$  de espessura (Lasnier, 1990 p. 46)

Resumidamente os fenômenos que acontecem na célula fotovoltaica para a conversão da energia luminosa em energia elétrica podem ser descritos da seguinte maneira (Araujo, 1992):

1- Os fótons que incidem sobre a célula com energia igual ou maior que o *gap* são absorvidos pelo semiconductor gerando pares elétrons lacuna, que podem atuar como portadores de corrente.

2- O campo elétrico produzido na região de depleção da junção PN causa a separação dos pares elétron-lacuna antes da recombinação, originando uma diferença de potencial entre as faces da célula e corrente elétrica em uma carga que eventualmente estiver conectada à célula.

3- A presença da diferença de potencial nos terminais da célula produz, como em qualquer dispositivo de junção PN, fenômenos de injeção e recombinação de pares elétron-lacuna, que na célula solar atuam como perdas de recombinação e são dependentes da mencionada tensão.

A corrente entregue por um diodo semiconductor iluminado é o resultado líquido de duas correntes internas que se opõem:

- A corrente fotogerada  $I_{fg}$ , devida à geração de portadores pela incidência da luz.
- A corrente de diodo  $I_D$ , devida à recombinação de portadores, e que produz a tensão externa necessária para poder entregar energia à carga.

O contato elétrico da face iluminada da célula fotovoltaica é obtido através de uma grade de dedos de contato, permitindo a entrada da luz no material semiconductor. As células possuem um barramento de contato para condução da corrente e conexão com outras células e o contato metálico posterior normalmente cobre toda a área da célula. A face iluminada é coberta também com uma capa de material antirreflexivo para aumentar a porcentagem de energia solar absorvida pela célula. A estrutura típica de uma célula de silício está representada na Figura 2.1.

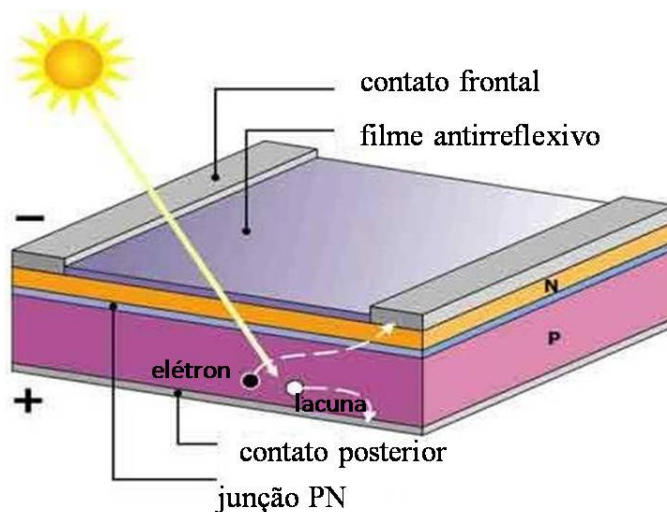


Figura 2.1 – Estrutura de uma célula fotovoltaica de silício.

Fonte: NT-Solar PUCRS (2008).

## 2.2 Módulos fotovoltaicos

As células fotovoltaicas de silício cristalino geram tensão em circuito aberto da ordem de 0,6 V quando expostas à radiação solar. A fim de obter as tensões e correntes necessárias para alimentar os diversos equipamentos elétricos, torna-se necessária a conexão de diversas células em série e paralelo em um módulo fotovoltaico. Arranjo fotovoltaico é a denominação dada quando os módulos fotovoltaicos são interligados eletricamente de modo a prover uma única saída de corrente elétrica contínua. Uma representação esquemática de uma célula, módulo e arranjo fotovoltaico pode ser observada na Figura 2.2.

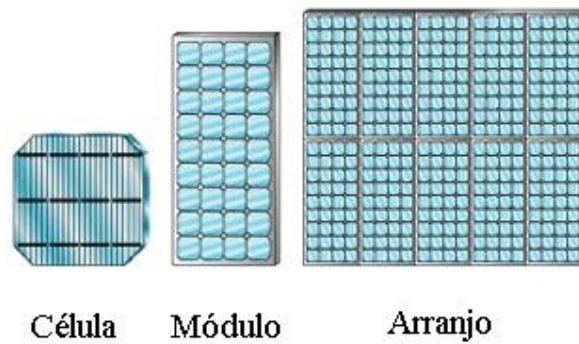


Figura 2.2 – Desenho esquemático de uma célula, módulo e arranjo fotovoltaico, adaptado de EERE (2008).

Uma descrição completa da estrutura do módulo fotovoltaico pode ser obtida em Honsberg e Bowden (2008). Para conferir as características de rigidez e durabilidade, um módulo fotovoltaico possui basicamente as seguintes partes, ilustradas na Figura 2.3.

- Cobertura: há diversos materiais que podem ser utilizados para a cobertura, incluindo materiais acrílicos, polímeros e vidro. O vidro temperado com baixo teor de ferro é o material mais utilizado devido às suas características de custo, robustez, estabilidade, alta transparência, impermeabilidade à água e gases e facilidade de limpeza.

- Encapsulante: é utilizado para garantir a adesão entre as células fotovoltaicas. O material deve ser estável a variações de temperatura e exposição à radiação ultravioleta. Deve também ser transparente e possuir baixa resistência térmica. Normalmente utiliza-se o material denominado EVA (acetato de etil vinila) um polímero que possui as características necessárias. As células são envoltas por duas folhas de EVA, e então o conjunto é aquecido até a fusão do EVA, ocorrendo a união das células ao módulo.

- Cobertura Posterior: a superfície posterior deve possuir rigidez dielétrica de modo a garantir o isolamento elétrico, além de ser impermeável. A baixa resistência térmica é uma característica desejável para melhorar a dissipação térmica. Na maioria dos módulos comerciais utiliza-se uma fina camada de polímero comercialmente conhecido como Tedlar.

- Moldura: para conferir resistência mecânica ao conjunto, uma moldura de alumínio envolve o conjunto.

- Caixa de conexão: local onde são encontrados os terminais para conexão elétrica do módulo fotovoltaico localizada na parte posterior do módulo.

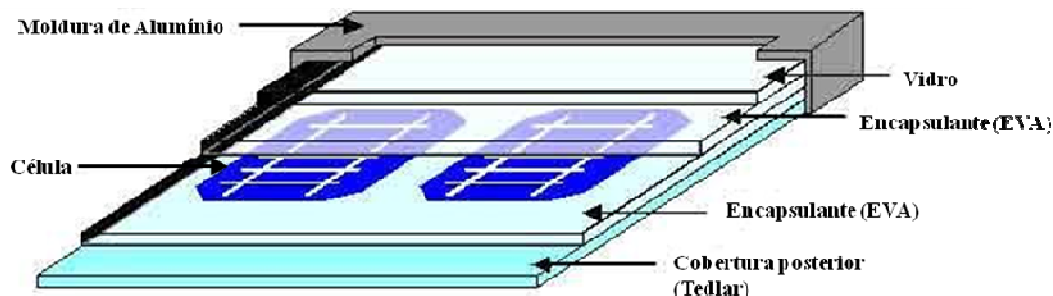


Figura 2.3 – Estrutura de um módulo fotovoltaico, adaptado de NT-Solar PUCRS (2008).

### 2.3 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica

Por motivos de simplicidade, para facilitar a compreensão e estudo, a célula fotovoltaica é modelada por meio de um circuito elétrico equivalente. Na Figura 2.4 há a representação de uma célula fotovoltaica pelo modelo de um diodo. Neste modelo, a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico é representada por uma fonte de corrente, a junção PN é representada por um diodo que incorpora os efeitos da corrente de saturação reversa e fator de idealidade do diodo.

Para completar o modelo, acrescenta-se uma resistência em série  $R_s$  e uma resistência em paralelo  $R_p$  que reúnem em um componente resistivo os diversos fatores que originam tais resistências.

A resistência série de uma célula fotovoltaica é formada principalmente pelas seguintes componentes resistivas:

- Resistência do contato posterior da célula;
- Resistência do material da célula;
- Resistência do contato da grade condutora na face anterior da célula;
- Resistência ao longo do barramento e dos dedos de contato da parte anterior da célula.

A resistência paralela tem origem principalmente em fugas de corrente pelas bordas das células, em pequenos curtos circuitos ou qualquer caminho alternativo para a corrente fotogerada.

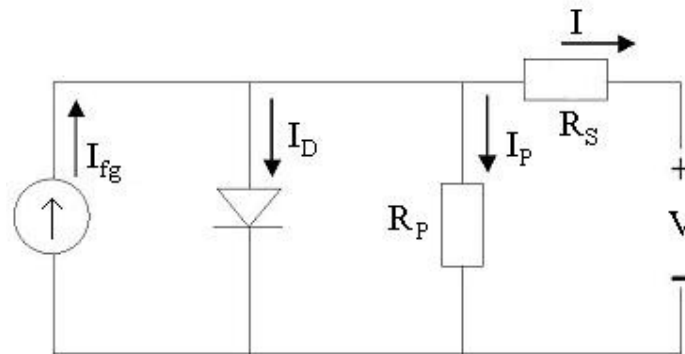


Figura 2.4 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica – modelo de um diodo.

Analisando a corrente que flui através do circuito equivalente do modelo de um diodo, a corrente  $I$  gerada pela célula é obtida pela Equação 2.1.

$$I = I_{fg} - I_D - I_P \quad (2.1)$$

onde  $I_{fg}$  é a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico,  $I_D$  é a corrente do diodo e  $I_p$  é a corrente de fuga pela resistência paralela.

A corrente que flui por um diodo de junção PN em função da tensão aplicada, expressa na Equação 2.2 é descrita principalmente na literatura de física do estado sólido e pode ser encontrada em Pierret (1996).

$$I_D = I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{eV}{mk_B T} \right] - 1 \right\} \quad (2.2)$$

onde  $I_0$  é a corrente de saturação reversa do diodo sem iluminação,  $V$  é a tensão nos terminais do diodo,  $e$  é a carga elementar,  $m$  é o fator de idealidade do diodo,  $k_B$  é a constante de Boltzman e  $T$  é a temperatura absoluta do diodo.

Substituindo a Equação 2.2 na Equação 2.1 e calculando as quedas de tensão em  $R_s$  obtém-se a Equação 2.3, que relaciona as variáveis envolvidas no modelo de um diodo de uma célula fotovoltaica.

$$I = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + IR_s)}{mk_B T} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.3)$$

A Equação 2.3 é válida para uma célula fotovoltaica. Quando as células são conectadas em série formando um módulo fotovoltaico, a Equação 2.4 descreve seu comportamento, sendo  $N_s$  o número de células conectadas em série, e onde os valores de  $R_s$  e  $R_p$  representam agora as respectivas resistências série e paralela do módulo completo.

$$I = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + IR_s)}{N_s m k_B T} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.4)$$

## 2.4 Curva característica corrente *versus* tensão

A curva característica I-V, corrente *versus* tensão, descreve o comportamento da corrente em função da tensão em uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico. Utilizando o modelo de um diodo, a curva característica de um módulo fotovoltaico é descrita matematicamente pela Equação 2.4. O sistema de caracterização desenvolvido tem como principal objetivo traçar a curva característica I-V, e a partir dela obter os diversos parâmetros do módulo fotovoltaico. Efetuando a multiplicação da tensão pela corrente de cada par medido, é obtida a curva de potência do módulo.

A curva característica I-V possui três pontos principais:

- Tensão de circuito aberto  $V_{oc}$ : é a tensão na qual a corrente do módulo ou célula fotovoltaica é igual a zero. Ela corresponde à queda de tensão através da junção PN quando esta é percorrida pela totalidade da corrente fotogerada.

- Corrente de curto-circuito  $I_{sc}$ : Corrente obtida quando os terminais da célula são colocados em curto-circuito e conseqüentemente a tensão será zero.

- Ponto de máxima potência  $P_m$ : ponto em que o produto da corrente pela tensão é máximo. Os pontos do par I-V que determinam a potência máxima são denominados  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$ .

Na Figura 2.5 está o gráfico de uma curva característica I-V medida e a curva de potência de um módulo fotovoltaico com 36 células, onde os principais pontos estão destacados. Nota-se que em  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ , a potência gerada pelo módulo é nula.

Outro parâmetro definido através da curva característica I-V é o fator de forma FF definido pela Equação 2.5. O fator de forma é um parâmetro útil para determinar a qualidade dos dispositivos fotovoltaicos.

$$FF = \frac{I_{mp} V_{mp}}{I_{sc} V_{oc}} \quad (2.5)$$

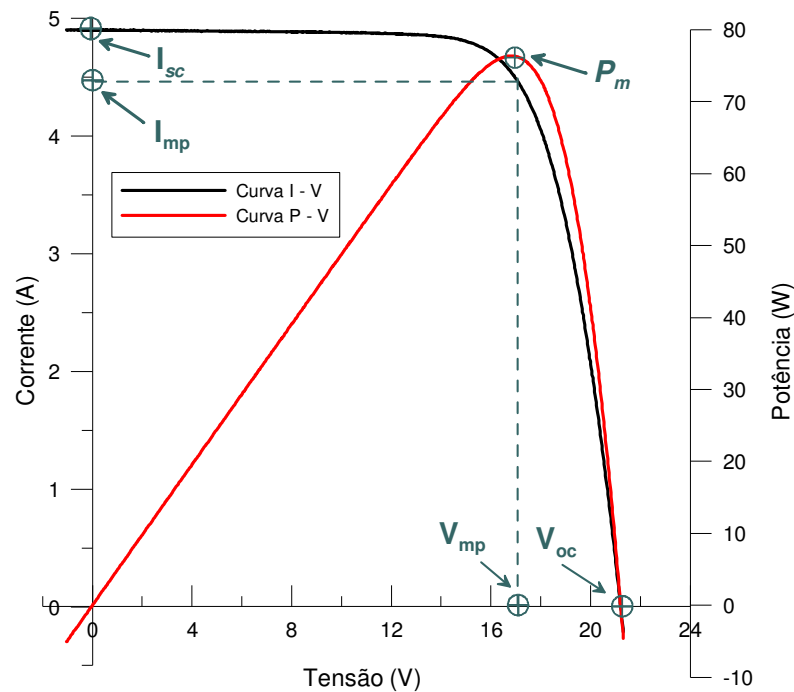


Figura 2.5 – Curva característica I-V medida e curva de potência de um módulo fotovoltaico com 36 células com destaque aos principais pontos.

A eficiência de conversão de uma célula é a razão entre a potência elétrica entregue a uma carga e a potência da radiação solar incidente e está definida pela Equação 2.6.

$$\eta = \frac{P_{out}}{AG} \quad (2.6)$$

Onde  $\eta$  é a eficiência,  $P_{out}$  é a potência entregue a uma carga,  $A$  é a área da célula e  $G$  a irradiância solar.

## 2.5 Influência da irradiância solar na curva característica I-V

Em termos gerais a corrente fotogerada  $I_{fg}$  é proporcional à irradiância solar enquanto que a corrente de diodo  $I_D$  não é afetada. A variação da tensão com a irradiância se dá de forma logarítmica, uma vez que a relação entre a tensão e a corrente em uma célula é exponencial. A Figura 2.6 apresenta curvas características sob diferentes condições de irradiância e mesma temperatura para um módulo com 36 células.

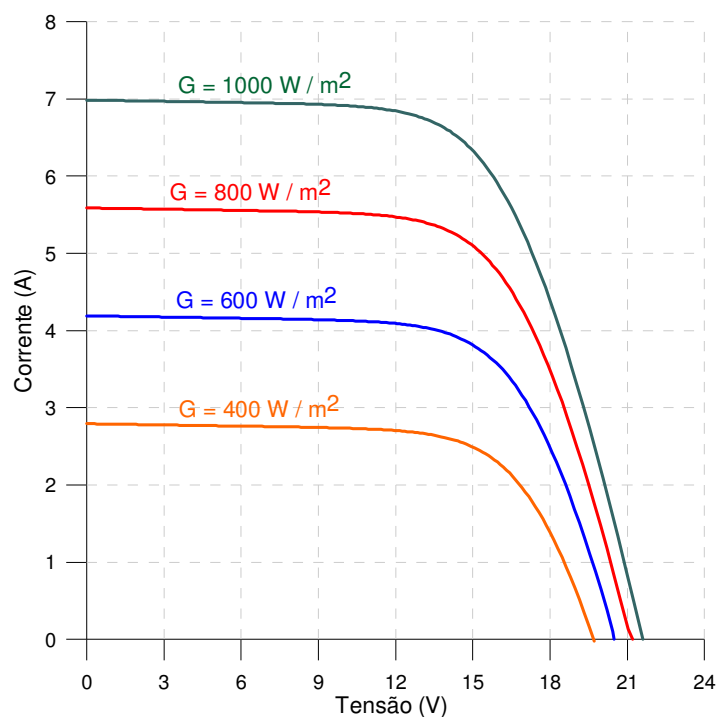


Figura 2.6 – Curvas características I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes irradiâncias com temperatura constante.

## 2.6 Influência da temperatura na curva I-V

Da mesma maneira que em outros semicondutores, a temperatura é um fator muito importante na análise e caracterização de um módulo fotovoltaico. A corrente fotogerada irá aumentar levemente com o aumento da temperatura da célula, como decorrência da redução do *gap* de energia  $E_g$  do material semicondutor com o aumento da temperatura.

O coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura é denominado  $\alpha$  e é expresso em forma percentual pela Equação 2.7. Para o silício cristalino o valor típico está entre 0,06 e 0,1 % da corrente de curto-circuito por unidade de temperatura.

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \frac{1}{I_{sc}} \quad (2.7)$$

A tensão de circuito aberto irá sofrer uma redução com o aumento da temperatura da célula devido ao aumento da corrente de saturação. A corrente de saturação é uma corrente de portadores de carga minoritários criada por excitação térmica. Tipicamente  $V_{oc}$  irá ter uma



redução da ordem de  $2 \text{ mV } ^\circ\text{C}^{-1}$  para cada célula de silício na faixa de 20 a 100 °C. A redução de  $V_{oc}$  com o aumento da temperatura altera toda a curva característica ocorrendo uma nítida redução de potência do módulo fotovoltaico com o aumento da temperatura.

O coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura é denominado  $\beta$  e é expresso pela Equação 2.8.

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (2.8)$$

Na Figura 2.7 há o gráfico de duas curvas características medidas sob diferentes temperaturas para ilustrar os efeitos.

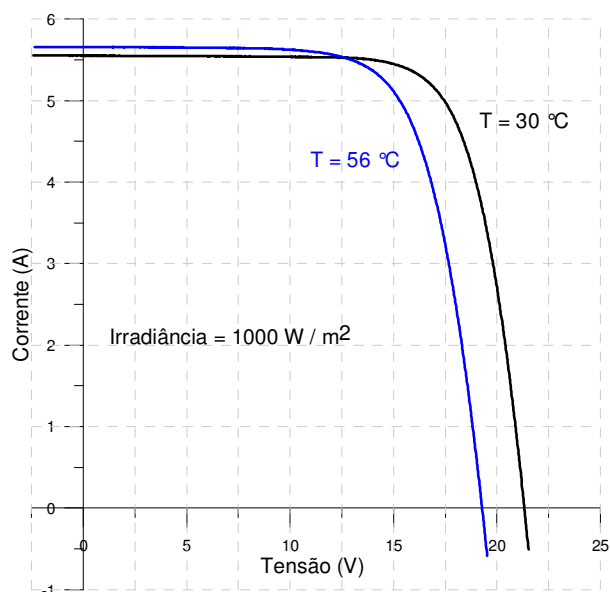


Figura 2.7 – Curvas características medidas de um módulo fotovoltaico com 36 células sob mesma irradiância e diferentes temperaturas de célula.

## 2.7 Efeito das resistências série e paralela na curva I-V

O modelo da célula fotovoltaica apresenta duas resistências características que produzem efeitos diferentes na curva característica I-V. Idealmente uma célula fotovoltaica teria  $R_s$  nula, porém em módulos reais os fatores que a compõem podem ser minimizados mas não anulados.

O principal efeito da resistência série  $R_s$  na curva I-V, observado na Figura 2.8 é uma redução da inclinação da curva na região da tensão de circuito aberto.

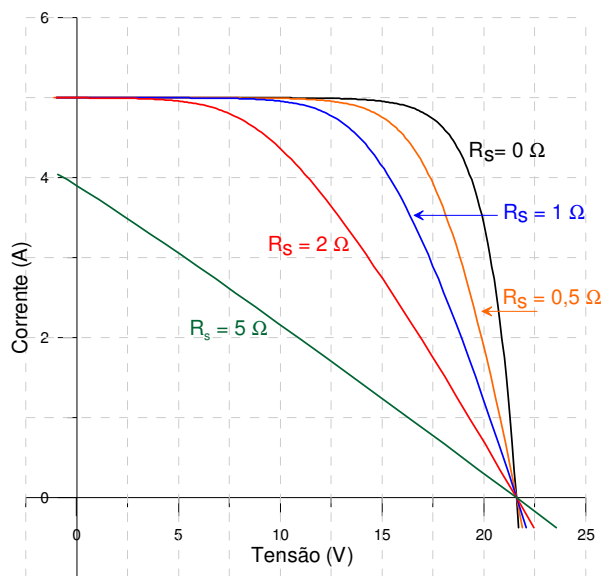


Figura 2.8 – Efeito da variação da resistência série na curva característica teórica de um módulo fotovoltaico com 36 células.

Como já definido anteriormente, a  $R_p$  reúne em um componente resistivo os diversos fatores que originam fugas de corrente. Idealmente a  $R_p$  seria infinita, e seu principal efeito gráfico na curva característica é uma redução da inclinação da curva na região de curto-circuito como pode ser observado na Figura 2.9.

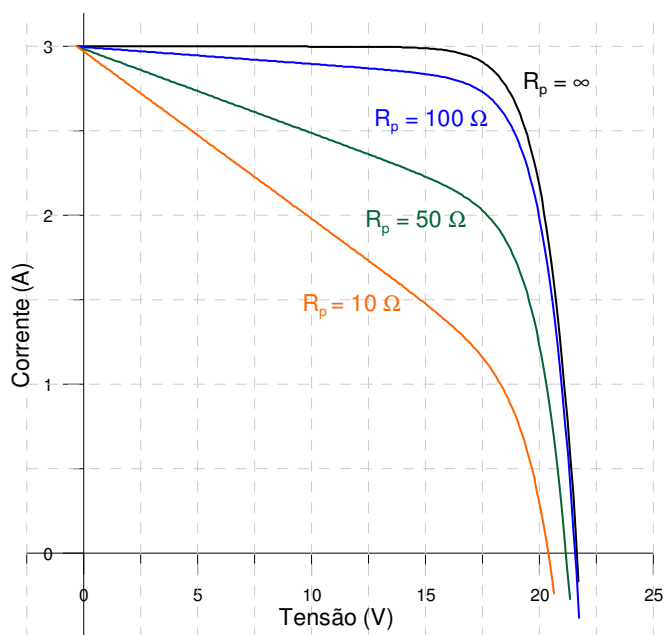


Figura 2.9 – Efeito da variação da resistência paralela na curva característica teórica de um módulo com 36 células.

### 3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Em qualquer fase de um projeto para aplicação de energia solar fotovoltaica, desde o dimensionamento técnico até estudos de viabilidade econômica é imprescindível o conhecimento do comportamento elétrico dos módulos e arranjos fotovoltaicos. Segundo a norma americana ASTM E1036 (1996), a medida da performance de um módulo ou arranjo fotovoltaico consiste em determinar pelo menos as seguintes características elétricas: corrente de curto-circuito  $I_{sc}$ , tensão de circuito aberto  $V_{oc}$ , potência máxima  $P_m$  e tensão de máxima potência  $V_{mp}$ . Estas características são determinadas mediante análise direta da curva característica I-V. Estes são os dados que obrigatoriamente os fabricantes especificam nos módulos comerciais.

Para a completa caracterização elétrica do módulo fotovoltaico outros parâmetros devem ser determinados como a eficiência do módulo  $\eta$ , os coeficientes de temperatura  $\alpha$  e  $\beta$ , a resistência série  $R_s$ , a resistência paralela  $R_p$ , o fator de forma FF, o fator de idealidade do diodo  $m$  e a corrente de saturação reversa  $I_0$ .

As especificações elétricas devem sempre vir acompanhadas das condições em que foram determinadas. Os valores padronizados de teste adotados pelas normas internacionais que regulamentam ensaios em dispositivos fotovoltaicos são:

Irradiância solar: 1000 W/m<sup>2</sup>

Temperatura da célula: 25 °C

Distribuição espectral: AM 1,5 global

O valor de AM (do inglês *air mass*) massa de ar é definido como a relação entre o comprimento da trajetória percorrida pela radiação solar direta até a superfície terrestre e o comprimento da trajetória da radiação direta até o nível do mar caso o sol estivesse no zênite. Ela pode ser calculada de maneira simplificada para ângulos de até 70° com a Equação 3.1.

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (3.1)$$

onde  $\theta$  é o ângulo entre o zênite e a radiação solar direta como pode ser observado na Figura 3.1.

Massa de ar 0 é definida para a radiação fora da atmosfera e massa de ar 1 é definida com o sol no zênite ao nível do mar.

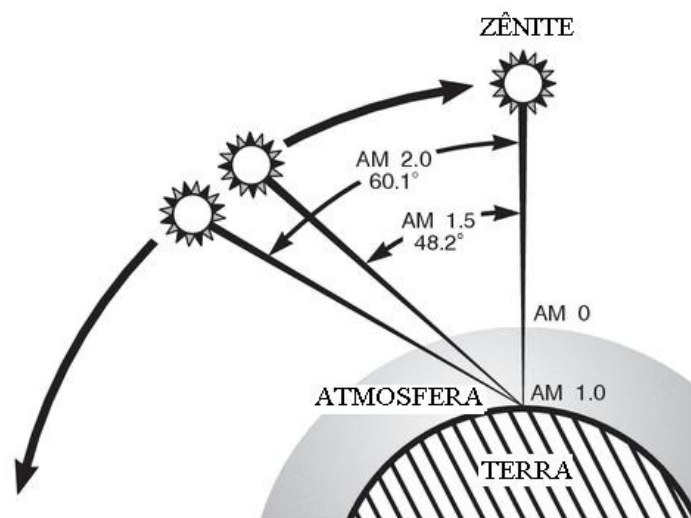


Figura 3.1 – Ilustração da definição de massa de ar (AM , *air mass*), adaptado de Newport (2008).

Dentre as normas internacionais para caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos destaca-se a IEC 904-3 (*Photovoltaic Devices – Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*) e a norma americana ASTM E-1036M (*Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells [metric]*).

### 3.1 Normas técnicas brasileiras para ensaios de módulos fotovoltaicos

A norma técnica NBR 12136/MB3477 (1991a) (módulos fotovoltaicos – determinação de características fotoelétricas) prescreve os métodos aplicáveis na determinação das características elétricas de módulos fotovoltaicos de silício cristalino planos, quando expostos à luz solar natural ou simulada. Esta norma é a principal referência brasileira referente aos requisitos para o desenvolvimento do sistema de levantamento da curva característica I-V, alvo desta dissertação.

No que tange a especificações gerais é possível destacar:

- 1- Os multímetros devem possuir classe de exatidão de  $\pm 0,5\%$  e resolução de no mínimo três algarismos significativos na leitura. Os instrumentos de medida de temperatura devem ter exatidão de  $\pm 1$  °C.
- 2- Os ensaios devem ser executados através da comparação do módulo em teste com um dispositivo de referência calibrado.
- 3- O dispositivo de referência deve possuir a mesma resposta espectral relativa do módulo em teste e deve ser selecionado e calibrado de acordo com a NBR 11878 / EB-2178.

4- Caso a temperatura do dispositivo de referência seja diferente de sua temperatura de calibração em mais que 2 °C, durante os ensaios, os valores de calibração devem ser corrigidos para a temperatura dos ensaios de acordo com a NBR 12302 / NB-1386

5- A superfície ativa do módulo em teste deve ser coplanar com a superfície ativa do dispositivo de referência dentro de  $\pm 5^\circ$ . Colimadores não devem ser utilizados.

6- Correntes de curto-circuito devem ser medidas com tensão zero, usando polarização variável para compensar a queda de tensão através da resistência série. Estas correntes também podem ser determinadas através da medição da queda de tensão em um resistor fixo de precisão com quatro terminais, desde que a medição seja realizada a uma tensão menor que 3% da tensão de circuito aberto do módulo em teste, dentro da faixa onde existe uma relação linear entre tensão e corrente. Se for necessário, a leitura deve ser corrigida para tensão zero.

7- Ensaios para determinação de características fotoelétricas podem ser executados expondo-se o módulo à luz solar natural ou simulada, sendo que a simulação pode ser feita com luz constante ou pulsada.

Os ensaios realizados com o sistema desenvolvido para traçar a curva característica I-V, são sob luz solar natural, portanto outras especificações importantes da norma devem ser destacadas:

Medições com luz solar natural somente devem ser feitas quando a irradiação total (direta + difusa) não sofra flutuações maiores que  $\pm 1\%$  durante as medições. No caso de medições para referência a condições padronizadas de teste, a irradiância deve ser no mínimo de 800 W/m<sup>2</sup>.

As temperaturas do módulo em teste e do dispositivo de referência devem ser uniformes e conhecidas. Caso não seja prático controlar a temperatura, os dispositivos (referência + módulo em teste) devem receber uma cobertura que os deixem na sombra até que suas temperaturas sejam uniformes com a temperatura do ar. As medições devem ser feitas imediatamente após a remoção da cobertura.

O dispositivo de referência deve ser montado o mais próximo possível e coplanar com o módulo em teste. As superfícies ativas de ambos devem ser normais ao feixe solar direto dentro de  $\pm 10^\circ$ .

Durisch *et al* (1996), enumera algumas vantagens da realização de ensaios em dispositivos fotovoltaicos sob iluminação natural:

- a) Não é necessária uma fonte de luz artificial de custo elevado.
- b) A princípio não há limitação para o tamanho das amostras ensaiadas.
- c) A amostra é iluminada de maneira homogênea.

d) Os testes são possíveis sob diferentes frações de radiação difusa, dependendo das condições atmosféricas.

e) Efeitos do albedo podem ser investigados.

Entretanto as desvantagens de ensaios externos sob iluminação natural são:

a) O tempo disponível de altos níveis de irradiância é limitado pela hora do dia, pela época do ano e principalmente pelas condições climáticas.

b) A translação dos resultados medidos para as condições padronizadas de teste é quase sempre necessária para efeitos de comparação.

c) O controle de temperatura do módulo sob ensaio é de difícil realização.

### 3.2 Sistemas para traçar a curva característica I-V

A medida da curva característica de um módulo fotovoltaico é o principal ponto de partida para qualquer análise ou estimativa de sistemas fotovoltaicos. Diversos sistemas de instrumentação foram desenvolvidos para esta finalidade, e cada laboratório possui uma instrumentação própria adaptada para a realização do ensaio. O sistema validado e utilizado até o momento no Laboratório de Energia Solar da UFRGS desenvolvido por Prieb (2002), utiliza uma fonte de quatro quadrantes para polarização do módulo, juntamente com multímetros comandados por um programa de computador para a leitura dos pares I-V. Este sistema tinha como principal características a aquisição de 512 pares I-V em um tempo aproximado de 1,8 s. A linguagem de programação utilizada foi Basic para MS-DOS.

Koster *et al* (2006) descreve um sistema que utiliza uma fonte bipolar da marca Kepco como carga eletrônica e um equipamento de aquisição de dados da National Instruments com conversor A/D de 16 bit para medida dos pares I-V em um tempo total da varredura de 0,4 s. Os resultados deste trabalho mostram diferentes efeitos na curva I-V para diferentes formas de onda de polarização concluindo que uma forma de onda senoidal para polarização do módulo proporcionou os sinais medidos de melhor qualidade.

O trabalho de Durisch *et al* (1996 e 2000) descreve o equipamento utilizado para medida de módulos fotovoltaicos no Paul Scherrer Institute, um instituto de pesquisa de ciências naturais e engenharia localizado na Suíça. A varredura do módulo fotovoltaico dura entre 5 e 15 s e são medidos entre 100 e 300 pares I-V que são representados em uma curva I-V e analisados pelo programa. O equipamento permite testes com corrente de até 32 A e tensão de 120 V.

Na caracterização elétrica de módulos individuais a utilização de fontes bipolares de quatro quadrantes permite flexibilidade e facilidade na polarização do módulo fotovoltaico, além

de boa precisão e velocidade de varredura. Porém estas fontes têm limitações de corrente e tensão que limitam seu uso a apenas módulos e pequenos arranjos fotovoltaicos além do custo elevado e dificuldade de transporte devido ao peso e dimensões.

Para a medida de arranjos fotovoltaicos cujos valores de corrente e tensão ultrapassem os limites das fontes eletrônicas disponíveis utilizam-se outras formas de polarização. Munhoz e Lorenzo (2006) descrevem uma instrumentação com a carga baseada em capacitores e transistores IGBT para a medida da curva I-V. A utilização deste recurso como carga eletrônica ampliou os limites de tensão para até 800 V e corrente até 80 A no referido trabalho. Um osciloscópio que permite a captura de 512 pares I-V foi utilizado para medida. Outra vantagem deste sistema é a portabilidade, requisito indispensável para medidas em campo. De acordo com Munhoz e Lorenzo (2006) *apud* Blaesser (1995) um mínimo de 50 pares I-V medidos são necessários para determinar a curva característica I-V.

Hecktheuer (2002) apresenta uma metodologia utilizada para caracterização de módulos fotovoltaicos e faz uma análise dos efeitos de sombreamento no módulo e além de uma breve descrição do sistema utilizado para levantamento da curva característica cujo desenvolvimento é detalhado em Prieb (2002).

A medida da curva característica e os sistemas existentes não são novidade nos laboratórios que realizam medidas de módulos fotovoltaicos, porém o desenvolvimento tecnológico dos multímetros e principalmente da informática permitiram uma evolução na precisão da medida e nos programas para tratamento dos dados, estando o tema da instrumentação para medidas de curvas características I-V de módulos fotovoltaicos em constante evolução. A evolução vertiginosa da informática em um curto intervalo de tempo tornou diversas placas eletrônicas e interfaces obsoletas, dificultando o armazenamento e transferência de dados. A utilização de interfaces USB, além de sistemas operacionais e arquitetura de computadores atuais é outro ponto importante nos sistemas de aquisição de dados e medidas.

#### 4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA DESENVOLVIDO

Para traçar a curva característica I-V de um módulo fotovoltaico é necessário realizar uma varredura de tensão no módulo, polarizando-o com valores de tensão suficientes para sua completa caracterização. Para a obtenção completa da curva característica I-V são necessários valores de tensão inferiores a 0 V para definir o ponto de curto-circuito, pois é necessário compensar a queda de tensão associada à resistência série, fios e conexões, até valores de tensão superiores ao ponto de circuito aberto. Como carga eletrônica foi utilizada uma fonte bipolar de quatro quadrantes marca KEPCO modelo BOP 100-10 MG. Através de comandos enviados pelo programa de gerenciamento, esta fonte é programada com o valor inicial e final da rampa de tensão e o tempo de duração da rampa é calculado a partir do número de pontos e do tempo de duração de cada medida.

Enquanto a fonte realiza a varredura de tensão é necessário medir os pares I-V de maneira sincronizada com a rampa de tensão. Foram utilizados dois multímetros digitais Agilent 3458A para as medidas de tensão e corrente. Ao mesmo tempo deve-se medir o valor da irradiância solar incidente sobre o módulo. Segundo a NBR 12136 a variação da irradiância durante o ensaio sob iluminação natural não deve ser maior que 1 %. A melhor maneira de garantir esta condição é a realização da varredura em um intervalo de tempo pequeno, da ordem de décimos de segundo, pois nesse período a variação de irradiância não ultrapassa 1 % em dias de céu limpo. A temperatura do módulo é medida imediatamente antes e depois do ensaio. O fluxograma da Figura 4.1 mostra a seqüência de ações executadas no sistema desenvolvido.

O número de pontos de cada curva pode ser definido no programa, limitado a 2000 pontos. O limite teórico seria de 10240 pontos, que é o número de medidas que o multímetro 3458A pode armazenar na memória, porém uma quantidade de pontos desta magnitude aumentaria o tempo total de medida e o tempo de transferência dos dados dos multímetros para o computador desnecessariamente.

O método escolhido para iniciar cada medida foi o disparo por *hardware* através da entrada de *trigger*<sup>1</sup> externo dos multímetros. Desta maneira garante-se que cada medida terá o mesmo pulso de disparo, assegurando a simultaneidade dos pontos obtidos. A fonte geradora dos pulsos de disparo escolhida foi a porta paralela do computador. A porta paralela é um recurso disponível que elimina a necessidade de outro dispositivo externo, limitando-se a um transistor para acoplar o sinal à entrada de *trigger* externo dos multímetros. Para obter o sincronismo

---

<sup>1</sup> O termo em inglês *trigger* será utilizado nesta dissertação para designar o início de uma medida realizada por um multímetro.



correto entre os pulsos foi necessário obter precisão da ordem de microssegundos nos tempos de disparo. Na seção 4.4 é descrito o método para a obtenção de tais pulsos no sistema operacional Windows.

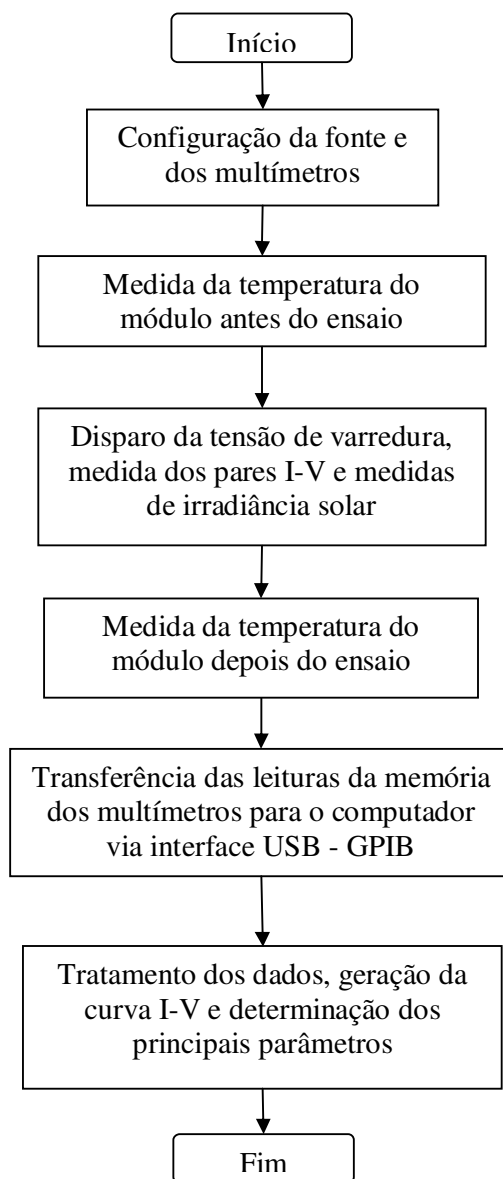


Figura 4.1 – Fluxograma do funcionamento do sistema desenvolvido.

#### 4.1 Características do sistema

Como já foi descrito anteriormente, o sistema para medida da curva característica I-V atualmente existente no Laboratório de Energia Solar da UFRGS possui capacidade de medir

512 pontos em um tempo de 1,8 s devido à limitação dos multímetros utilizados. O desenvolvimento tecnológico dos novos modelos de multímetros permitiu o desenvolvimento do sistema que permite traçar curvas com um número maior de pontos e tempo de aquisição menor.

O diagrama esquemático do sistema desenvolvido está na Figura 4.2, onde podem ser visualizadas as principais interligações. A Figura 4.3 apresenta a foto do rack com os equipamentos utilizados. Foram montadas duas linhas de *trigger* para tornar independente o disparo da medida de irradiância. Isto foi necessário pois o multímetro 34410A possui tempo mínimo de integração de 100  $\mu$ s o que limitaria o tempo total da medida da curva.

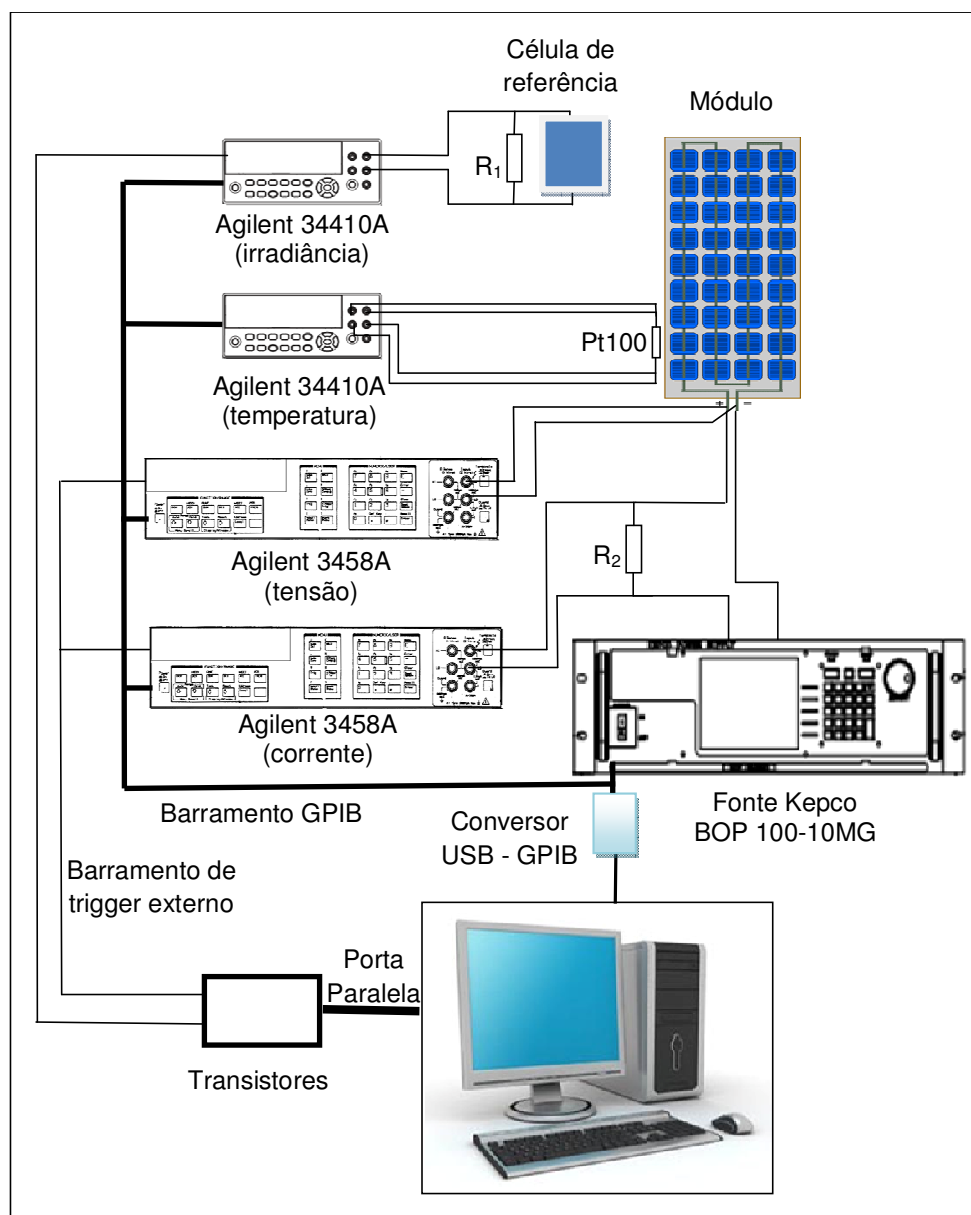


Figura 4.2 – Diagrama esquemático do sistema desenvolvido.

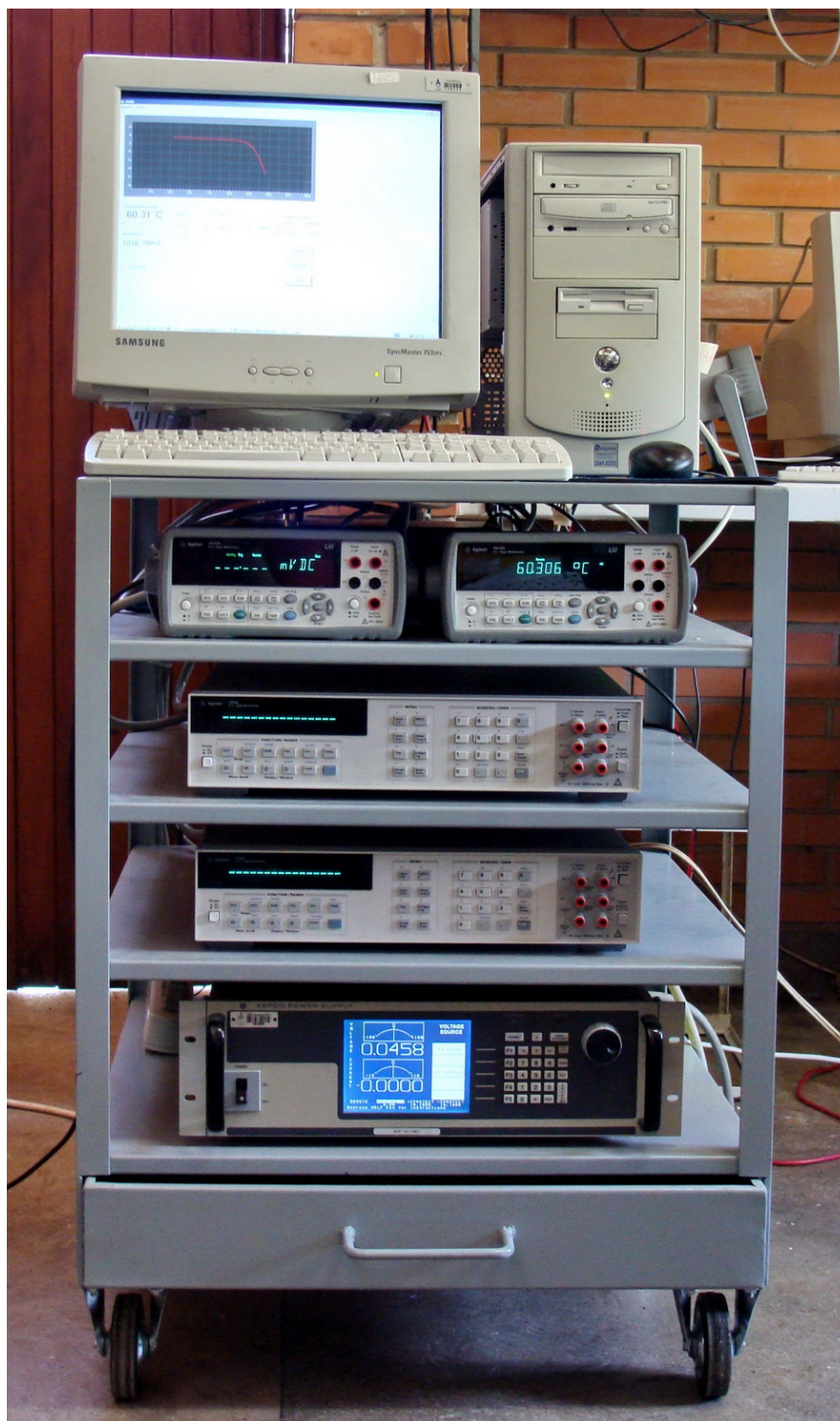


Figura 4.3 – Foto do equipamento montado.

Com a divisão das linhas de *trigger* em duas, obtém-se a individualidade do disparo para os multímetros 3458A e 34410A. No programa de gerenciamento foi desenvolvida uma função para estabelecer um tempo mínimo para cada medida de irradiância. Desta maneira é possível

realizar a varredura de tensão em até 50  $\mu$ s por medida de corrente e tensão, e ao mesmo tempo tomar medidas de irradiância em intervalos maiores uma vez que tempos pequenos de integração potencializam o erro da medida causado por ruídos elétricos, principalmente devido aos níveis de tensões lidos que são da ordem de 30 mV.

Uma forma de onda medida com o osciloscópio está representada na Figura 4.4, onde estão exemplificados os disparos individuais sendo 3 medidas de pares I-V para cada medida de irradiância. Com esta solução é possível reduzir o tempo total da medida, e ao mesmo tempo tomar medidas suficientes de irradiância solar durante o ensaio do módulo.

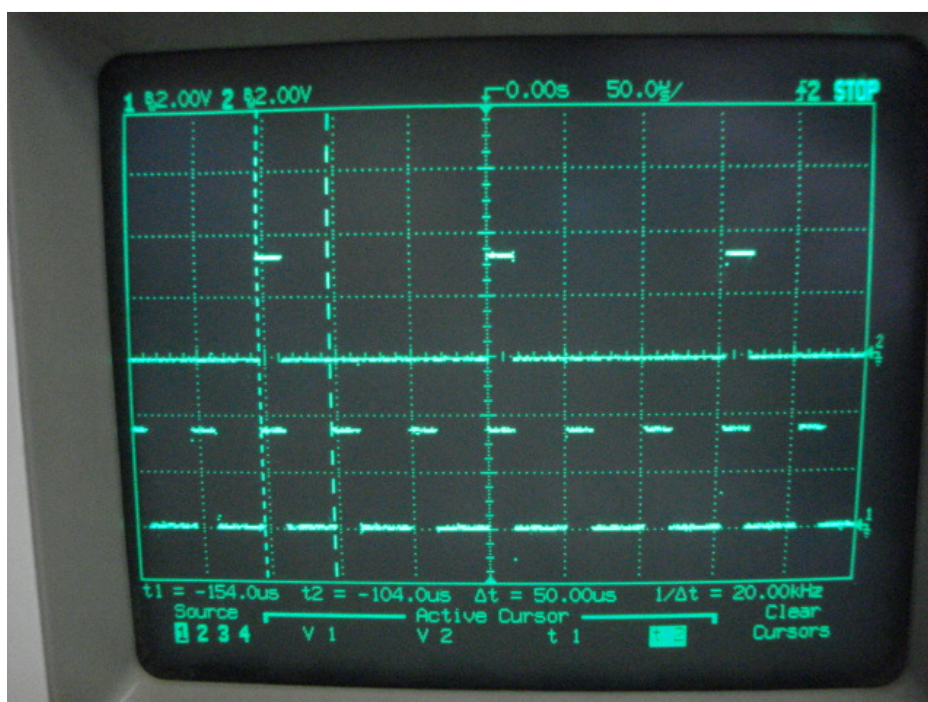


Figura 4.4 – Pulsos de trigger originados na porta paralela

Canal 1 utilizado para disparar os multímetros de corrente e tensão

Canal 2 utilizado para disparar a multímetro da medida de irradiância.

Embora o sistema desenvolvido esteja interconectado com a fonte, também é possível utilizá-lo para aquisição de pares I-V quando a polarização é feita por cargas externas. O tempo de varredura da carga externa deve ser compatível com o tempo da medida e o sincronismo do início da medida pode ser feito manualmente. Este sistema foi utilizado para a traçar a curva característica de um dispositivo fotovoltaico de silício amorfo com tensão de circuito aberto da

ordem de 270 V e corrente de curto-circuito de 5 A. Como carga eletrônica foi utilizado um circuito com capacitores e IGBT's similar ao descrito por Muñoz (2006).

#### 4.2 Descrição dos equipamentos utilizados no sistema

- Fonte bipolar KEPCO – BOP 100-10MG

É a carga eletrônica utilizada para polarizar o módulo fotovoltaico com os diversos valores de tensão da curva I-V. A fonte KEPCO BOP 100-10MG é um dispositivo que atua nos quatro quadrantes, ou seja, operando como fonte de tensão ela fornece energia para uma carga passiva e como carga eletrônica absorve a corrente e dissipa a energia de uma carga ativa. A detecção automática faz o equipamento operar no modo fonte (*source*) ou absorvedor (*sink*). O módulo fotovoltaico atua como carga ativa, ou seja, uma fonte de corrente quando polarizado no quadrante de geração. Nos outros quadrantes o módulo irá dissipar a corrente fornecida pela fonte. A fonte pode ser configurada pelo painel frontal ou programada através de comandos SCPI (*Standard Commands for Programmable Instruments*) enviados pela interface GPIB (*General Purpose Interface Bus*). No sistema desenvolvido as funções da fonte são programadas remotamente pelo programa de gerenciamento permitindo grande flexibilidade nas aplicações. A fonte tem potência máxima de 1000 W com limites de  $\pm 100$  V e  $\pm 10$  A, permitindo caracterizar módulos e arranjos dentro desta faixa de operação.

- Multímetro Agilent 3458A

A resolução máxima do aparelho é de 8 ½ dígitos. O multímetro pode ser configurado através de menus no painel frontal ou através de comandos enviados através da interface GPIB, utilizando uma sintaxe de comandos própria, similar ao padrão SCPI. A memória do equipamento tem capacidade de armazenar até 10240 medidas. Entre outros parâmetros, o tempo de medida é o mais preponderante na resolução máxima obtida. O parâmetro NPLC (*Number of Power Line Cycles*) ou APER (*APERTure time*) especificam o tempo de integração do conversor A/D (analógico / digital) do multímetro. O parâmetro NPLC especifica o tempo em termos do número de ciclos da tensão de entrada e o parâmetro APER especifica o tempo diretamente em segundos. O tempo de integração é o tempo no qual o conversor A/D mede o sinal de entrada. O manual de instruções do equipamento fornece a relação entre a velocidade da leitura e o tempo de integração. Estes valores para medidas de tensão DC podem ser vistos na Figura 4.5.

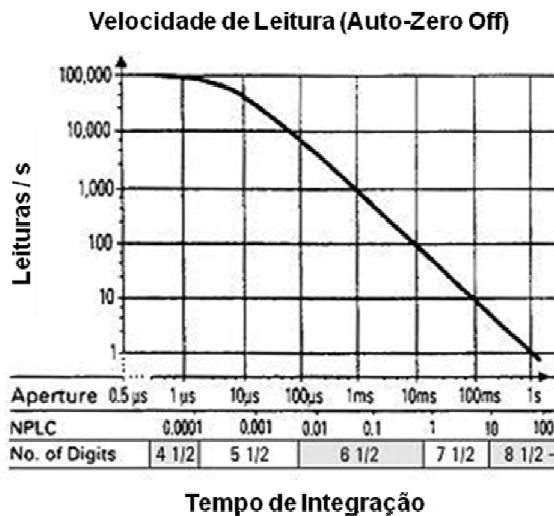


Figura 4.5 – Gráfico com as relações de velocidade de leitura e resolução do multímetro 3458A, adaptado do manual Agilent 3458A (2000).

- Multímetro Agilent 34410 A

A resolução máxima deste equipamento é de 6 ½ dígitos. O tempo de integração mínimo para a medida de tensão DC é de 100  $\mu$ s. A memória interna tem capacidade de armazenar até 50000 leituras. Além das variáveis usuais, este multímetro tem a função de medida de temperatura diretamente através de um Pt100 a 2 ou 4 fios. A programação do multímetro é realizada através de comandos SCPI que podem ser enviados por diversas interfaces (GPIB, USB ou LAN).

- Microcomputador e conversor USB - GPIB

Um computador com sistema operacional Windows ®, interfaces USB e porta paralela disponível é utilizado para comandar o sistema. O programa de gerenciamento do sistema irá rodar no computador, efetuando a comunicação com os equipamentos por comandos enviados via conversor USB - GPIB modelo Agilent 82357A. A outra função do computador é realizar o disparo dos multímetros pela entrada de *trigger* externo através de pulsos enviados pela porta paralela.

- Resistor *shunt* para medida da corrente

A corrente é medida por meio de um resistor *shunt* da marca *Hartmann & Braun* classe de precisão 0,5 %, representado por R<sub>2</sub> na Figura 4.2. A relação nominal do resistor utilizado é de 300 mV / 10 A.

- Célula de referência com resistor *shunt*

A célula de referência utilizada para a medida da irradiância solar é de silício monocristalino previamente calibrada no Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madri – Espanha, no ano de 1988. A célula foi aferida no Laboratório de Energia Solar da UFRGS no mês de Novembro de 2008, contra um piranômetro, permanecendo o valor especificado na calibração original. A célula tem corrente de curto-circuito de 122,8 mA para 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiância. Esta corrente é medida através de um resistor de 0,2505 Ω, representado por R1 na Figura 4.2. Com estes dados obtém-se a constante de 30,761 mV para 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiância.

### 4.3 Detalhes das conexões de *hardware*

A conexão do sinal da porta paralela com a entrada de *trigger* externo é realizada através de um transistor NPN. O circuito de entrada de *trigger* do multímetro 34410A está representado na Figura 4.6. O multímetro 3458A possui circuito de entrada de *trigger* similar.

Para acoplar o sinal da porta paralela com o multímetro foi desenvolvido o circuito da Figura 4.7. Neste circuito além do acoplamento dos sinais de *trigger* há o circuito de um relé de isolamento que foi instalado para manter o módulo em circuito aberto enquanto não for aplicada a varredura de tensão.

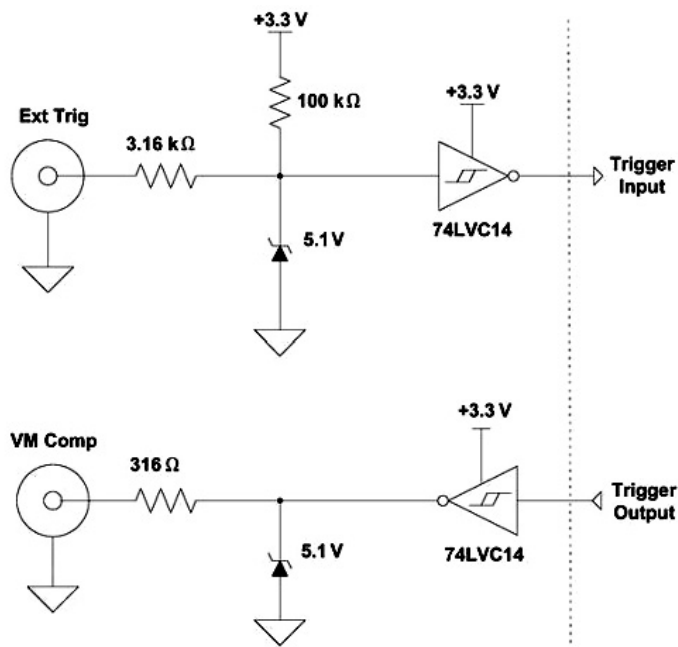


Figura 4.6 – Circuito de entrada de *trigger* (acima) e circuito de saída de *trigger* do multímetro Agilent 34410A. Fonte: Agilent Technologies (2007).

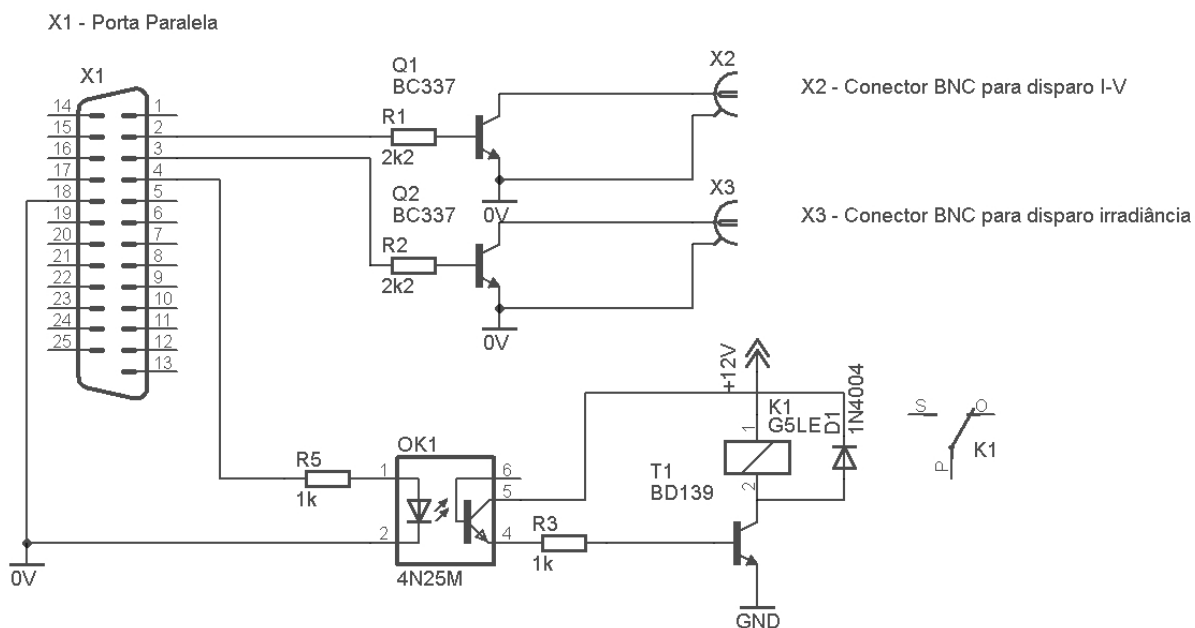


Figura 4.7 – Circuito para acoplamento do sinal de *trigger* e acionamento do relé de isolamento.

#### 4.4 Geração de pulsos de disparo na porta paralela

Os sistemas operacionais Windows (NT, 2000, XP, 2003) não foram projetados para aplicações de tempo real ou aplicações de tempo críticas. Este fato é um limitador na utilização deste sistema operacional em sistemas de aquisição de dados com tempo crítico. Entretanto os requisitos do mercado e a facilidade de seu uso requerem a aplicação do Windows em programas de aquisição de dados e controle de instrumentos de medida, principalmente pela facilidade na interface com o usuário (Marcu M, *et al* 2005).

O sistema de aquisição de curvas I-V proposto tem a necessidade de obter precisão no tempo de duração dos pulsos de disparo e simultaneidade das medidas. O disparo dos multímetros por software através do barramento GPIB, embora fosse viável tecnicamente, foi descartado pela característica multitarefa do Windows. Os tempos e atrasos no processamento, o tempo de envio e processamento do sinal de disparo através de uma interface USB – GBIP poderiam introduzir atrasos não controlados comprometendo a simultaneidade do disparo dos multímetros. O disparo também poderia ser comandado pelo relógio interno dos multímetros, porém o fato da utilização de multímetros de modelos diferentes poderia deixar dúvidas em relação aos tempos de processamento.



A porta paralela do computador pode desempenhar a função de disparo por hardware, desde que fosse possível controlar a duração dos pulsos com precisão de microssegundos. A opção pela porta paralela do PC deve-se ao fato de não ser necessário nenhum *hardware* adicional para o disparo dos multímetros, bastando um transistor para acoplar o sinal.

Em sistemas operacionais como MS-DOS é possível utilizar o próprio clock da CPU para a geração dos atrasos (*delays*), utilizando laços vazios de instruções. Esta solução embora não seja elegante do ponto de vista de programação é bastante eficiente, uma vez que é possível ao programador controlar as instruções executadas pelo processador.

Em sistemas operacionais multitarefas, laços vazios não atendem esta necessidade, pois o tempo de execução de laços vazios é variável, dependendo da carga de processamento a que o computador está submetido e da velocidade do *clock* da CPU.

A solução encontrada para conseguir a precisão de tempo necessária foi o uso dos contadores de performance presentes nos microprocessadores. A maneira mais fácil de acessar estes contadores é através de funções API, de *Application Programming Interface* (Interface de Programação de Aplicativos). As funções API são um conjunto de rotinas e padrões estabelecidos por um *software* para utilização de suas funcionalidades por programas aplicativos de alto nível que não estão envolvidos em detalhes da implementação do software. O Visual Basic é uma linguagem de programação de alto nível, não tendo funções de acesso direto ao *hardware*, porém o uso das funções API permitem o acesso.

As funções que permitiram a obtenção de pulsos com a precisão necessária foram as funções API “QueryPerformanceCounter( )” e “QueryPerformancefrequency( )”. A função “QueryPerformanceCounter( )” retorna o valor de um contador incrementado com uma frequência fixa e específica desde a inicialização do computador. Para a obtenção do tempo utilizamos a função “QueryPerformancefrequency( )”. Esta função retorna a frequência do contador de performance disponível no computador. Desta maneira a precisão de tempo será independente do processador utilizado. No computador utilizado no sistema de aquisição montado, a frequência do contador é de 3574595 Hz, resultando num período de 0,279  $\mu$ s.

Os pulsos gerados na porta paralela podem ser vistos na Figura 4.8 onde o período foi de 51,6  $\mu$ s. No computador havia sido programado um tempo de 50  $\mu$ s. O erro máximo encontrado foi de 2  $\mu$ s nos pulsos gerados, resultado do incremento do contador de performance que é de 0,279  $\mu$ s acrescido do tempo de processamento das instruções pelo programa. Para a aplicação destinada neste sistema, esta diferença não altera os resultados do sincronismo entre a rampa de varredura de tensão gerada pela fonte e as medidas dos pares I-V.

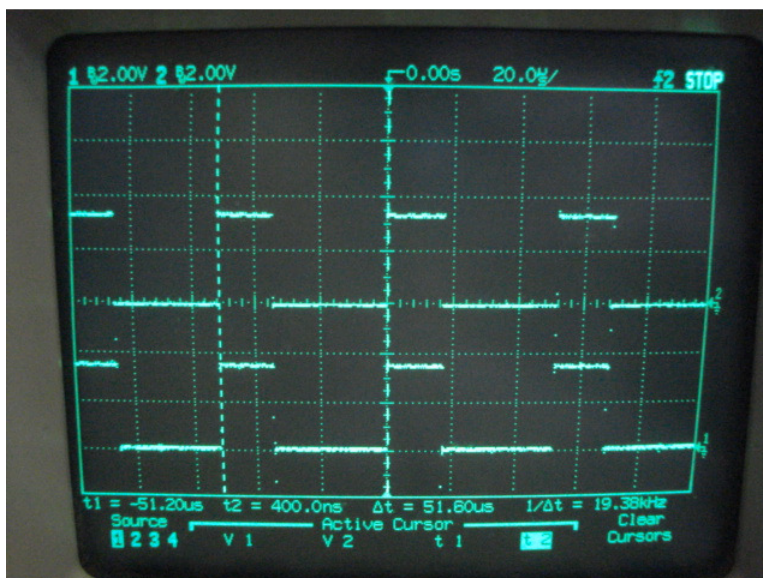


Figura 4.8 – Pulsos na porta paralela com precisão de microssegundos.

#### 4.5 Validação da simultaneidade da medida dos pares I-V

A principal característica que um traçador I-V deve possuir é a garantia da simultaneidade das medidas dos pontos que compõem o par. O disparo simultâneo dos multímetros é realizado pela entrada de *trigger* externo, recebendo o mesmo sinal elétrico para iniciar a leitura.

Para validar este método, uma maneira apropriada é a medida da característica I-V de um componente linear como um resistor, cujo comportamento é previamente conhecido. O traçado da curva V-I de um resistor permite calcular com precisão o valor da resistência através da declividade da curva. O sistema foi utilizado pra traçar vários gráficos de resistores na fase de desenvolvimento para validação das medidas e verificação de precisão e sincronismo. A Figura 4.9 apresenta uma das curvas medidas de um resistor com valor nominal de  $4,7 \Omega$ , cujo valor medido foi de  $4,6662 \Omega$ . O valor da resistência obtida com um multímetro a 4 fios em  $7 \frac{1}{2}$  dígitos foi de  $4,66785 \Omega \pm 0,00005 \Omega$ . A diferença entre as medidas é da ordem de  $0,1 \%$ . As duas medidas foram realizadas no mesmo dia e tomadas com o resistor na mesma temperatura. Estes resultados permitem a verificação da eficácia do sistema e do método de disparo.

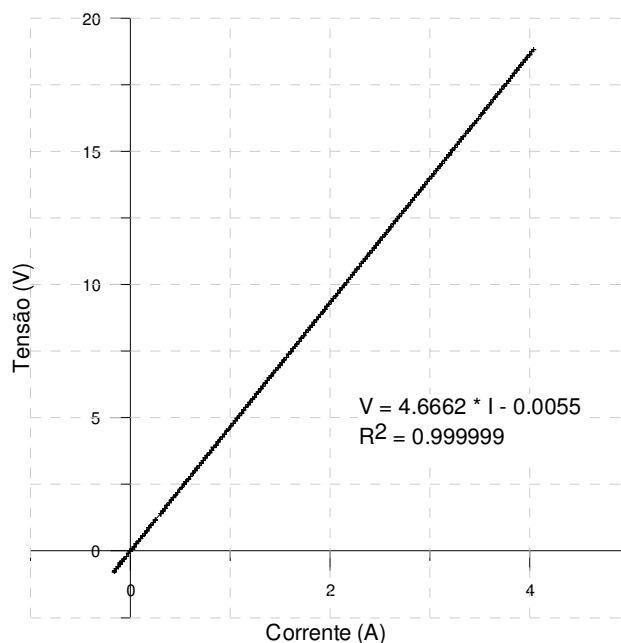


Figura 4.9 – Gráfico V-I de um resistor medido com 200 pontos tomados em 40 ms.

#### 4.6 Câmara climatizada para ensaios de módulos fotovoltaicos sob iluminação natural

Uma das principais variáveis para controlar na medida da curva característica I-V de um módulo fotovoltaico é a temperatura. Em testes sob iluminação natural o controle desta variável é crítico, uma vez que o módulo exposto à radiação solar irá aquecer rapidamente. Para medidas nas condições padronizadas de teste à temperatura de 25 °C é necessário um método para controlar a temperatura. Uma opção destacada por Prieb (2002) é a utilização de uma bancada para refrigeração do módulo em teste.

Para a realização de ensaios sob iluminação natural e ao mesmo tempo controlar a temperatura, foi construído nas dependências do Laboratório de Energia Solar - UFRGS uma sala climatizada externa cuja foto está na Figura 4.10. Esta sala possui uma janela para exposição dos módulos à luz natural e um sistema de orientação onde é possível ajustar o ângulo azimutal. Os módulos são fixados em um suporte regulável na parte interna da sala permitindo ajuste do ângulo de inclinação. O controle de temperatura é efetuado por um condicionador de ar e há uma cortina de ar instalada na janela para minimizar as trocas de calor com o ambiente externo, além de auxiliar na refrigeração do módulo caso necessário.

Para realizar o ensaio nas condições padronizadas de teste, estabiliza-se a temperatura interna da sala em um valor inferior a 25 °C com a janela fechada. Com o sistema de ensaio preparado, abre-se a janela e é realizado o levantamento da curva I-V em condições próximas às

padronizadas de teste. Segue-se a recomendação da norma técnica NBR 12136 de manter o módulo coberto antes do ensaio para evitar o aquecimento.



Figura 4.10 – Foto da câmara utilizada para ensaios de módulos fotovoltaicos.

#### 4.7 Programa de gerenciamento do sistema

Um programa de computador em linguagem Visual Basic foi desenvolvido para gerenciar os equipamentos utilizados no sistema de aquisição e guardar os dados em um arquivo para posterior processamento.

O programa possui basicamente duas telas de interface com o usuário. Na tela de configuração (Figura 4.11) são inseridos os parâmetros para configurar o valor inicial e final da rampa de varredura de tensão. Estes valores são transmitidos para a fonte KEPCO através do barramento GPIB deixando-a preparada para a execução a partir de um comando futuro.

Nesta tela de configuração também são introduzidos os valores das constantes para a medida de corrente e irradiância. Para a medida de corrente deve-se inserir a constante do resistor *shunt* na unidade [mV/A]. Este valor será utilizado no programa para converter os

valores de tensão medidos para a corrente correspondente. A constante para medida de irradiância é expressa em  $[\text{mV}/1000 \text{ W}/\text{m}^2]$ . Esta unidade foi escolhida para possibilitar o uso de qualquer sensor ou instrumento de medida com saída em tensão. Para medir a corrente de curto-circuito da célula de referência um resistor *shunt* é conectado e a relação de tensão deve ser determinada previamente.

Para completar, configura-se o número total de medidas que serão tomadas e o tempo de cada medida em microssegundos. O tempo mínimo de cada medida foi estabelecido em  $50 \mu\text{s}$  e o número total de medidas foi limitado em 2000.

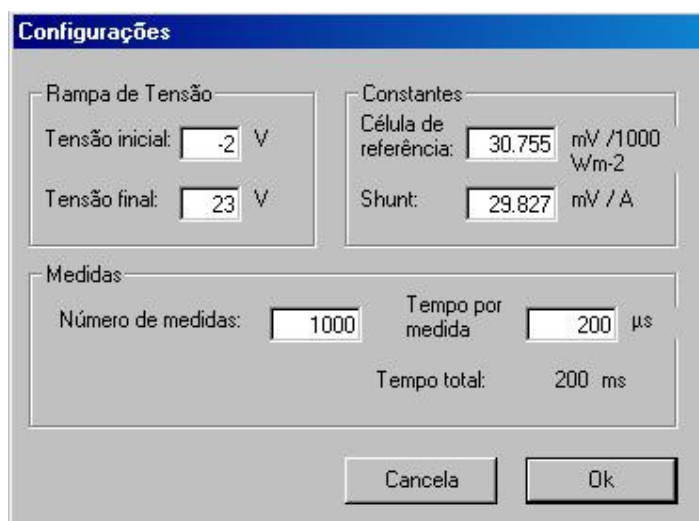


Figura 4.11 - Tela de configuração do programa de gerenciamento.

A tela principal do programa (Figura 4.12) possui um botão de configuração que prepara os equipamentos para a medida enviando os comandos de configuração. O botão “Disparar” inicia as seguintes ações no sistema:

1. O circuito elétrico é fechado através de um relé comandado pela porta paralela;
2. A temperatura inicial do módulo é medida;
3. É enviado o comando para a fonte iniciar a rampa de varredura;
4. Os pulsos de disparo são enviados para os multímetros pela porta paralela do computador;
5. Cada medida é armazenada na memória dos multímetros;
6. Após o envio do número de pulsos programado é tomada outra medida de temperatura;
7. O circuito é interrompido pelo relé, deixando o módulo em circuito aberto;

8. As medidas são transferidas do multímetro para o computador e armazenadas em vetores;
9. Os multímetros são reinicializados;
10. A curva I-V medida pode ser visualizada ao pressionar o botão gráfico;
11. É possível salvar as medidas em um arquivo de dados

Para facilitar o monitoramento enquanto não está sendo feita uma varredura de tensão, há dois campos que informam a irradiância solar instantânea e a temperatura do módulo com atualização a cada 0,5 s se a caixa de seleção correspondente estiver habilitada. A incerteza da medida da temperatura absoluta é de 0,26 °C, porém o campo possui resolução de 0,01 °C para verificação das variações pelo usuário do sistema.

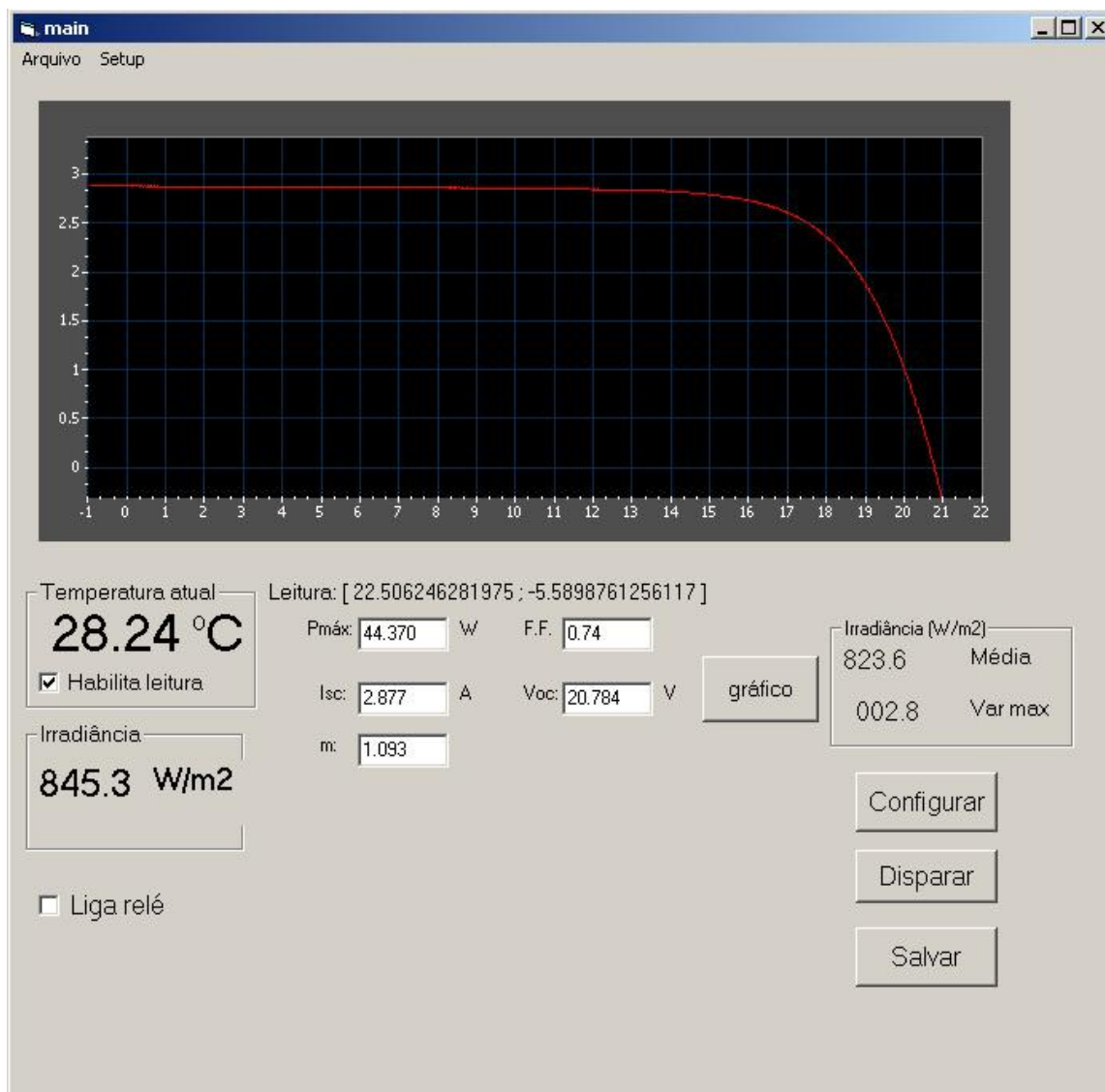


Figura 4.12 – Tela principal do programa de gerenciamento.

O arquivo gerado com extensão .dat é salvo em colunas separadas por vírgulas. As colunas possuem os seguintes dados: número da medida, medida de tensão, medida de corrente, medida de irradiância distribuída e medida de irradiância condensada. A temperatura inicial e temperatura final do módulo também são registradas no arquivo. A primeira coluna da medida de irradiância possui a medida ao lado do par I-V correspondente em que foi tomada, com espaçamentos com valores nulos onde não há medidas tomadas. A coluna seguinte de irradiância possui as medidas condensadas em uma coluna para facilitar a manipulação dos dados posteriormente.

Este arquivo pode ser aberto facilmente em planilhas eletrônicas para geração de gráficos e processamento onde é possível efetuar o cálculo dos parâmetros fotovoltaicos desejados, fazer a translação da curva para outras condições e gerar relatórios de ensaios. A Tabela 4.1 ilustra o aspecto do arquivo gerado quando aberto em planilhas eletrônicas, ilustrando 20 medidas tomadas.

Tabela 4.1 – Aspecto do arquivo gerado com as primeiras medidas aberto em planilha eletrônica.

Medida	Tensão(V)	Corrente(A)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )
1	-1,7244	3,71794	1072,7	1072,7
2	-1,7058	3,717806	0,0	1072,1
3	-1,6561	3,717705	0,0	1071,4
4	-1,6033	3,717471	0,0	1071,0
5	-1,5555	3,717303	0,0	1070,3
6	-1,4988	3,717303	1072,1	1070,9
7	-1,4509	3,717236	0,0	1071,7
8	-1,4012	3,717035	0,0	1071,2
9	-1,3442	3,716934	0,0	1070,4
10	-1,2963	3,716934	0,0	1070,9
11	-1,2444	3,716867	1071,4	1071,8
12	-1,1926	3,716733	0,0	1071,8
13	-1,1462	3,716599	0,0	1071,5
14	-1,0898	3,716599	0,0	1071,6
15	-1,0404	3,716633	0,0	1071,7
16	-0,991	3,716331	1071,0	1071,4
17	-0,9355	3,71623	0,0	1071,5
18	-0,8858	3,716197	0,0	1071,2
19	-0,8352	3,716096	0,0	1071,3
20	-0,7843	3,715828	0,0	1071,6

## 5 MEDIDAS EXPERIMENTAIS

O sistema desenvolvido foi utilizado para realizar ensaios de diversos módulos fotovoltaicos e pequenos arranjos montados no Laboratório de Energia Solar da UFRGS. A Figura 5.1 apresenta a curva característica I-V de um módulo com 36 células modelo HG-135P medido nas condições padronizadas de teste sob iluminação natural.

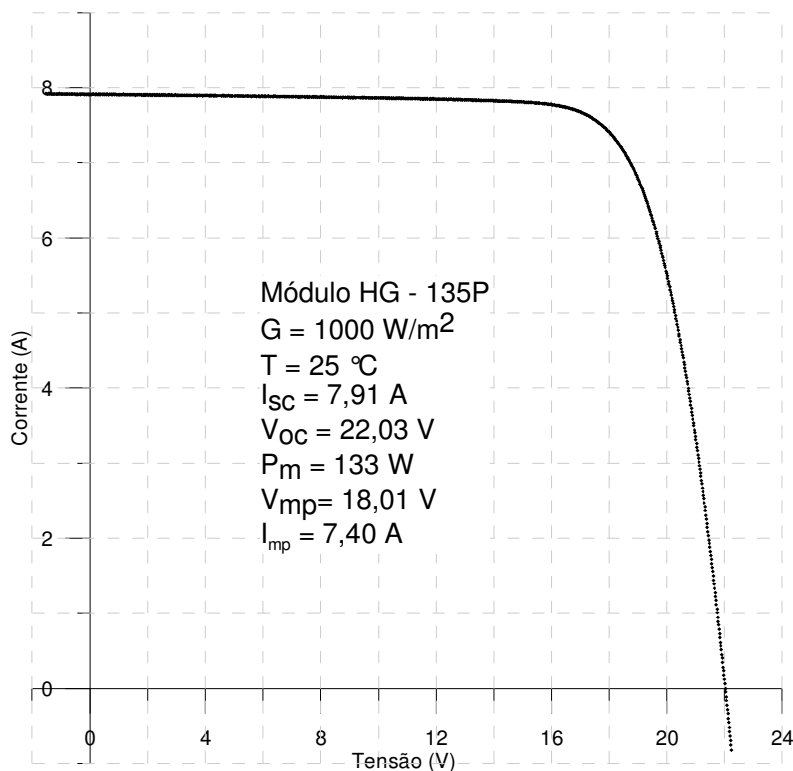


Figura 5.1 – Curva característica I-V do módulo HG – 135P com 1000 pontos medidos.

O catálogo do fabricante informa uma tolerância de 5 % para os parâmetros. Há na literatura trabalhos que comparam os dados dos módulos fotovoltaicos informados pelo fabricante e dados medidos por laboratórios independentes, como apresentado por Hecktkeuer (2001) e Lorenzo (2002). Estes trabalhos mostram uma tendência dos parâmetros medidos apresentarem valores inferiores aos informados no catálogo, além da variação experimental esperada. O objetivo não é fazer esta análise no momento, mas somente apresentar dados ilustrativos do funcionamento e confiabilidade do sistema de medida desenvolvido. Os dados medidos para o módulo estão dentro da tolerância informada pelo fabricante, com exceção à corrente de curto-circuito como pode ser visto na Tabela 5.1. A análise de incertezas destas medidas é realizada no capítulo 6.



Tabela 5.1 – Parâmetros medidos e informados pelo fabricante

## Módulo HG – 135 P

Parâmetro	Medido	Catálogo fabricante	Diferença percentual
$P_m$	133 W	135 W	-1,5 %
$I_{sc}$	7,91 A	8,68 A	-8,9 %
$V_{oc}$	22,03 V	21,6 V	2,0 %
$V_{mp}$	18,01 V	17,8 V	1,2 %
$I_{mp}$	7,40 A	7,58 A	-2,4 %

Na Figura 5.2 há a curva característica e curva de potência do módulo Kyocera KC85T cujas condições de medida foram  $G = 1013 \text{ W/m}^2$  e  $T = 26 \text{ }^\circ\text{C}$ . Para fazer comparações, esta curva característica foi transladada para as condições padronizadas de teste utilizando o método descrito por Bühler (2008).

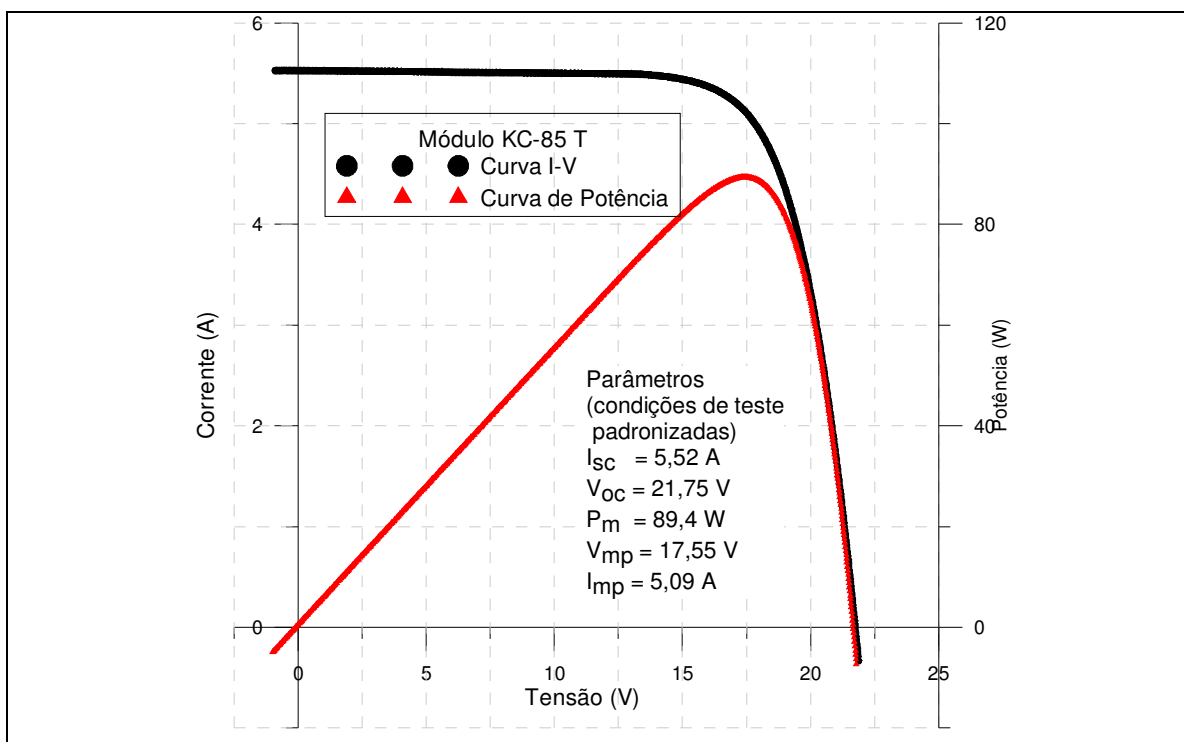


Figura 5.2 – Curva característica I-V e curva de potência do módulo Kyocera KC85T.

A Tabela 5.2 apresenta os dados medidos e os dados de catálogo do módulo KC85T, indicando que os parâmetros do módulo medido estão ligeiramente superiores aos informados pelo fabricante, porém dentro da tolerância.

Tabela 5.2 – Parâmetros medidos e informados pelo fabricante

## Módulo Kyocera KC85T

Parâmetro	Medido	Catálogo fabricante	Diferença percentual
$P_m$	89 W	87 W	2,3 %
$I_{sc}$	5,52 A	5,34 A	3,3 %
$V_{oc}$	21,75 V	21,7 V	0,2 %
$V_{mp}$	17,55 V	17,4 V	0,8 %
$I_{mp}$	5,09 A	5,02 A	1,4 %

O sistema permite medir pequenos arranjos fotovoltaicos dentro dos limites da fonte de polarização. Estas medidas podem ser utilizadas para validação de modelos de simulação e análise em programas de pós-processamento de dados. A Figura 5.2 mostra a curva característica e a curva de potência de um arranjo com quatro módulos da marca Kyocera modelo KC50T associados em série, em condições reais de operação. Este módulo possui os seguintes parâmetros:  $P_m = 54$  W,  $V_{pm} = 17,4$  V,  $V_{oc} = 21,7$  V e  $I_{sc} = 3,31$  A. Foram tomados 1000 pontos em 200 ms.

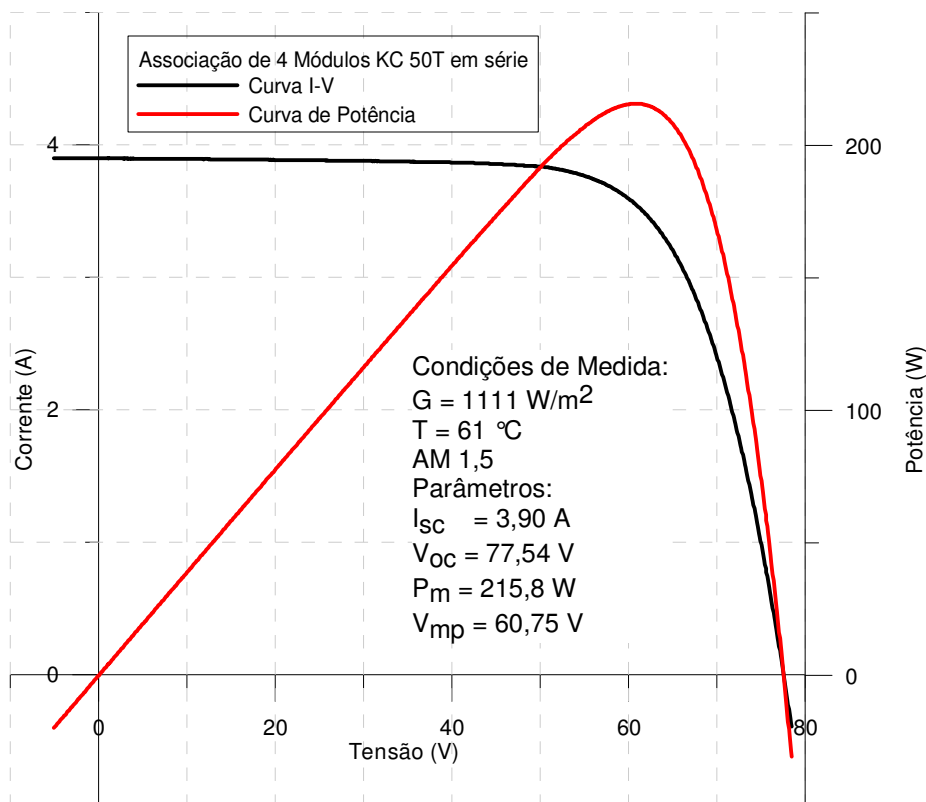


Figura 5.3 – Curva característica I-V e curva de potência de uma associação em série de 4 módulos modelo KC50T.

### 5.1 Variação da irradiância solar durante a medida da curva I-V

Na medida da curva característica I-V de um módulo fotovoltaico a determinação da irradiância solar é fundamental para o cálculo dos parâmetros elétricos do dispositivo. Com o sistema desenvolvido é possível realizar a varredura da curva em até 50  $\mu\text{s}$  por medida de corrente e tensão ao passo que o tempo mínimo para a medida de irradiância é de 100  $\mu\text{s}$ . A partir de algumas medidas de irradiância com uma célula de referência de silício monocristalino, verificou-se uma flutuação característica de 0,5% no valor da irradiância para intervalos de tempo da ordem de 1 s em dias de céu limpo. Uma medida realizada com o multímetro modelo Agilent 34410A na função *data logger* é apresentada na Figura 5.4. Neste ensaio realizado dia 27 de novembro de 2008 às 15h00min sob céu limpo com baixa nebulosidade foram tomados 10000 pontos com de tempo integração de 0,006 NPLC ou 100  $\mu\text{s}$  totalizando 1 s de aquisição. O valor máximo e mínimo de irradiância neste intervalo foram respectivamente 966,8 e 961,4  $\text{W}/\text{m}^2$ . A célula de referência utilizada nesta medida com um resistor *shunt* para medida da corrente possui relação de 30,761 mV /  $\text{kWm}^{-2}$ .

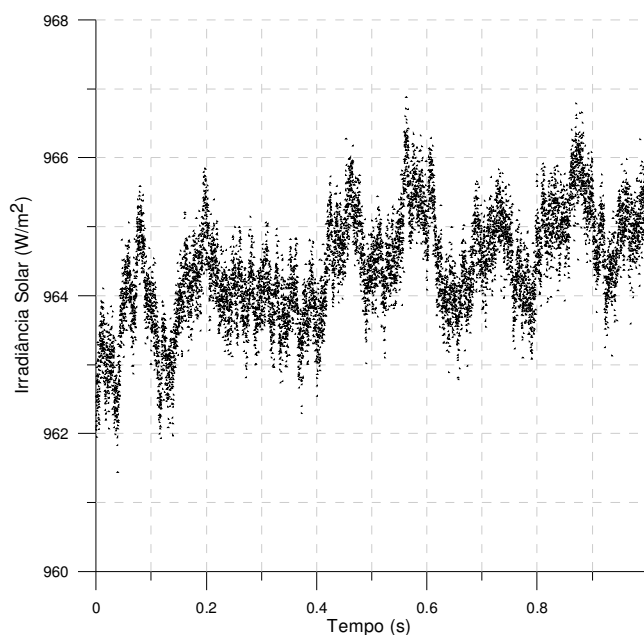


Figura 5.4 – Dados de irradiância solar medidos com uma célula de referência em 1s.

Para esta análise, a incerteza na determinação do valor absoluto da irradiância não é considerada, pois o objetivo é verificar a variação que existe na irradiância solar durante o tempo de ensaio.

A partir dos dados medidos e apresentados na Figura 5.4 foi realizada a análise espectral do sinal utilizando um software de análise de sinais com a função FFT (do inglês, *Fast Fourier Transform*) denominado Sigview. O espectro deste sinal pode ser observado na Figura 5.5, onde claramente há a presença de uma componente de baixa frequência em torno de 7 Hz. A componente 60 Hz e alguns de seus harmônicos característicos de interferência elétrica na medida possuem valor baixo comparado à magnitude da componente de baixa frequência.

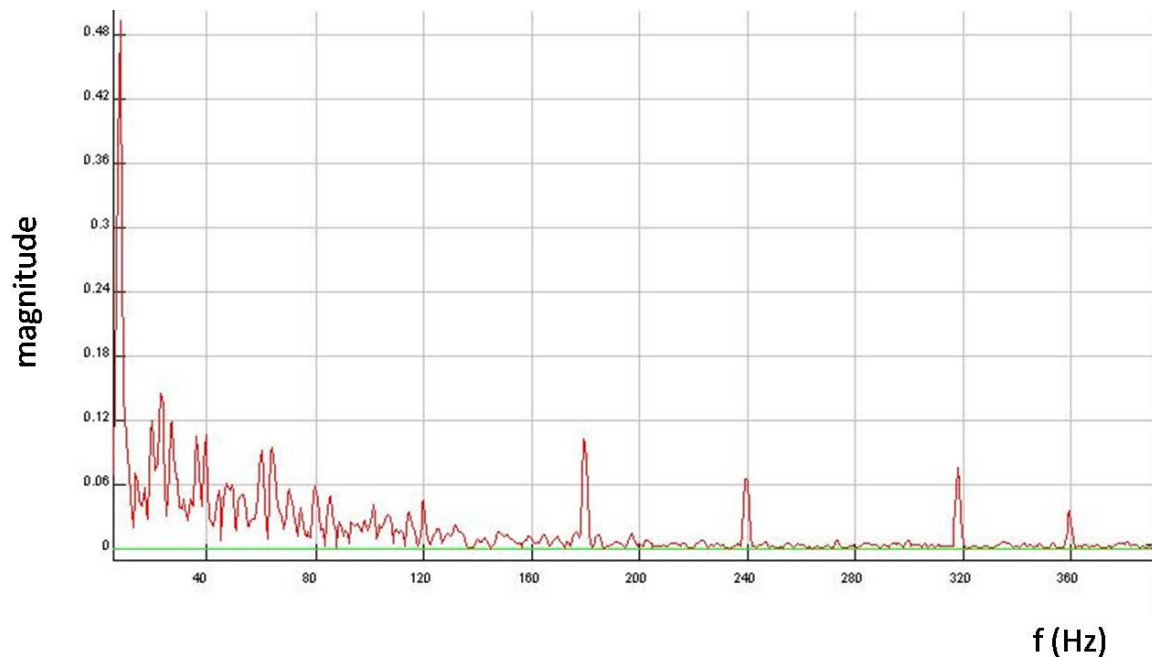


Figura 5.5 – Espectro da medida de irradiância solar obtido com o programa Sigview, calculado a partir de 10000 amostras tomadas em 1 s.

O gráfico da Figura 5.6 apresenta a medida de 20000 pontos de outra célula de referência de silício cristalino tomados com intervalo de 100  $\mu$ s totalizando 2 s de aquisição. O conjunto da célula e o resistor *shunt* para medida da corrente de curto-circuito resultam em uma constante de 124 mV para 1000  $W/m^2$  de irradiância. Os valores máximos e mínimos foram respectivamente 1025,4 e 1022,8  $W/m^2$ , representando uma variação de 0,3 % em um intervalo de tempo de 2 s. A análise do espectro destes dados apresentados na Figura 5.7 revela novamente componentes de baixa frequência.

Medidas realizadas com tempo de integração maior possuem um comportamento similar, como pode ser observado na Figura 5.8. Neste ensaio foram tomados 1000 pontos ao longo de 5 s. Verifica-se que na média a irradiância mantém-se estável, porém as oscilações apresentadas são da ordem de 0,4 % em dias de céu limpo.

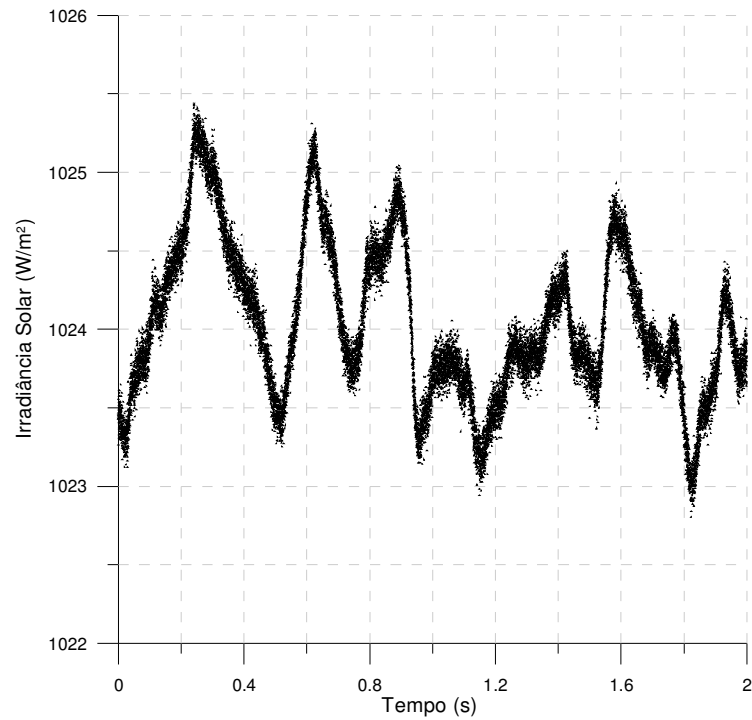


Figura 5.6 – Dados de irradiância solar medidos em 2 s no dia 28 de novembro de 2008.

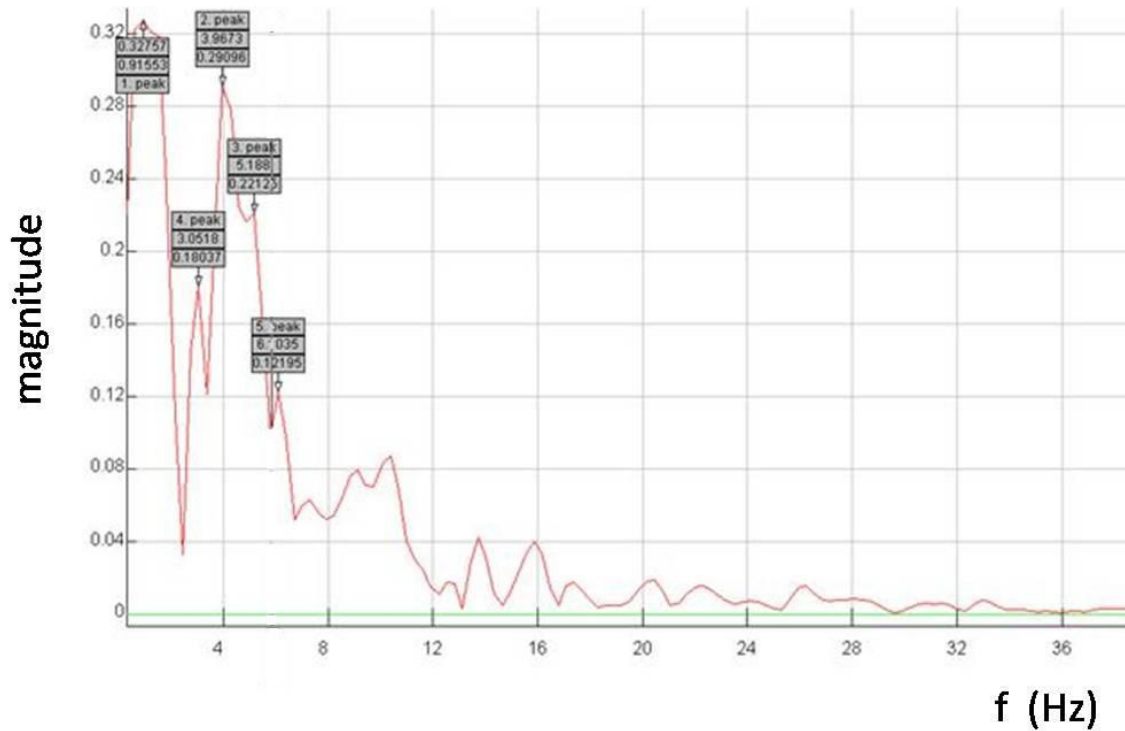


Figura 5.7 – Espectro dos dados medidos e apresentados na Figura 5.6.

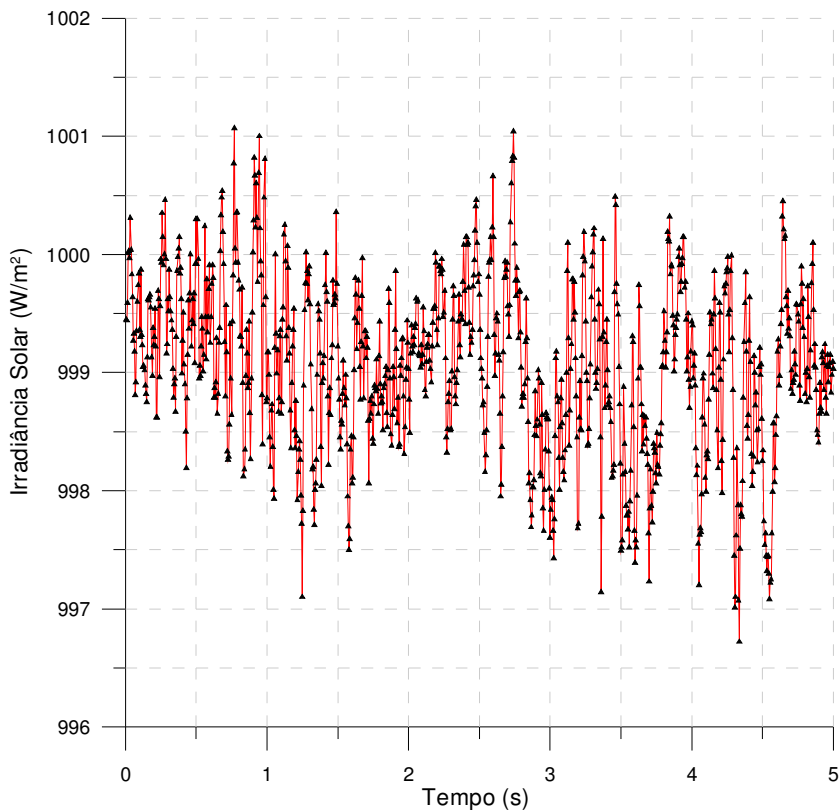


Figura 5.8 – Dados de irradiância solar medidos em 5 s no dia 27/11/2008.

## 5.2 Influência do tempo de varredura na medida da curva característica

Em linhas gerais para a determinação dos parâmetros  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $P_m$  e  $V_{mp}$  o tempo de varredura possui pouca influência considerando intervalos de até 2 s, pois as variações ficam na ordem de 0,5 % para dias de céu limpo. Entretanto quando a varredura e conseqüentemente o tempo de integração de cada medida torna-se pequeno, a influência do ruído começa a ficar perceptível. A determinação da declividade da curva característica na região de curto-circuito e circuito aberto é de interesse especial, pois  $R_p$  e  $R_s$  podem ser determinadas a partir destes dados e a qualidade da medida é um fator importante a ser considerado.

Os pontos da região de curto-circuito de curvas características medidas com diferentes tempos de integração para a leitura dos multímetros são apresentados nas figuras 5.9, 5.10, 5.11 e 5.12. Os tempos de integração foram respectivamente 10, 60, 460 e 960  $\mu s$ . Todos os gráficos possuem a mesma escala e convém notar que a escala é de 1 mA por divisão do eixo das ordenadas. Para a determinação do valor da corrente de curto-circuito a diferença será no máximo 1 mA e a incerteza na determinação da irradiância é muito superior a esta oscilação. A questão principal neste caso é a aquisição de dados de boa qualidade para determinação da

declividade da curva na região de curto-circuito, informação necessária na determinação da resistência paralela  $R_p$  do módulo fotovoltaico.

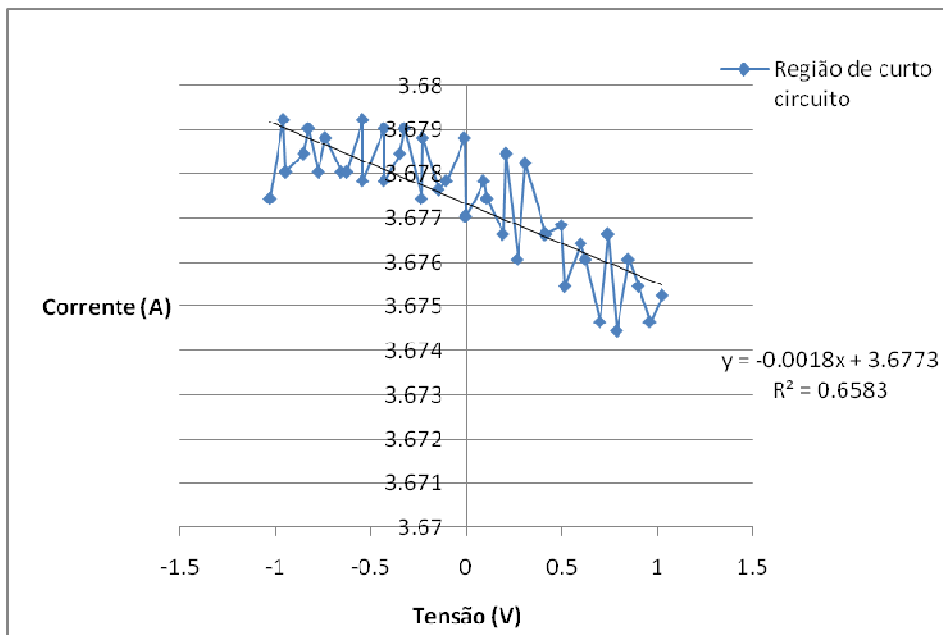


Figura 5.9 – Pontos na região de curto-circuito de uma curva característica medidos com tempo de integração de  $10 \mu s$ .  $G = 1059 \text{ W/m}^2$  e  $T = 30,5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

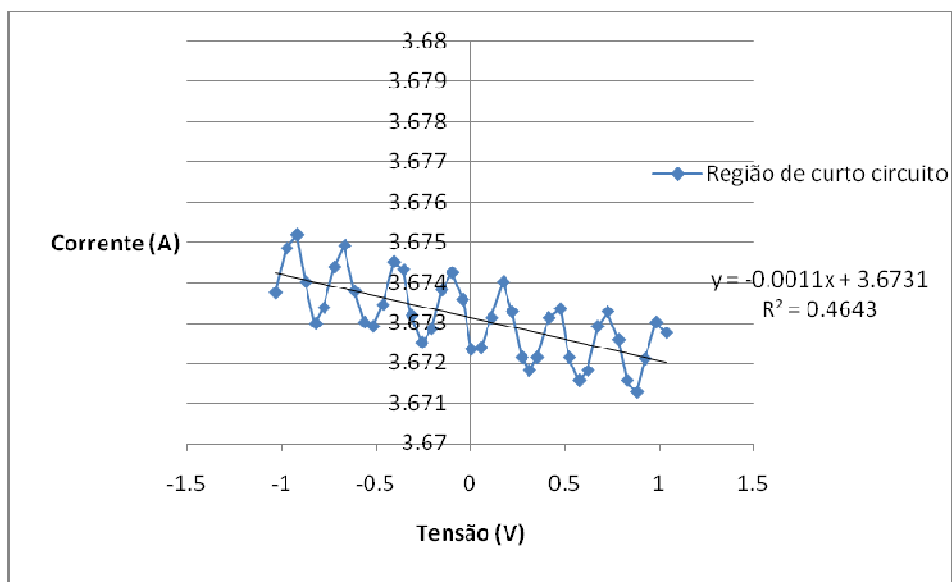


Figura 5.10 – Pontos na região de curto-circuito de uma curva característica medidos com tempo de integração de  $60 \mu s$ .  $G = 1058 \text{ W/m}^2$ ,  $T = 30,6 \text{ }^\circ\text{C}$ .

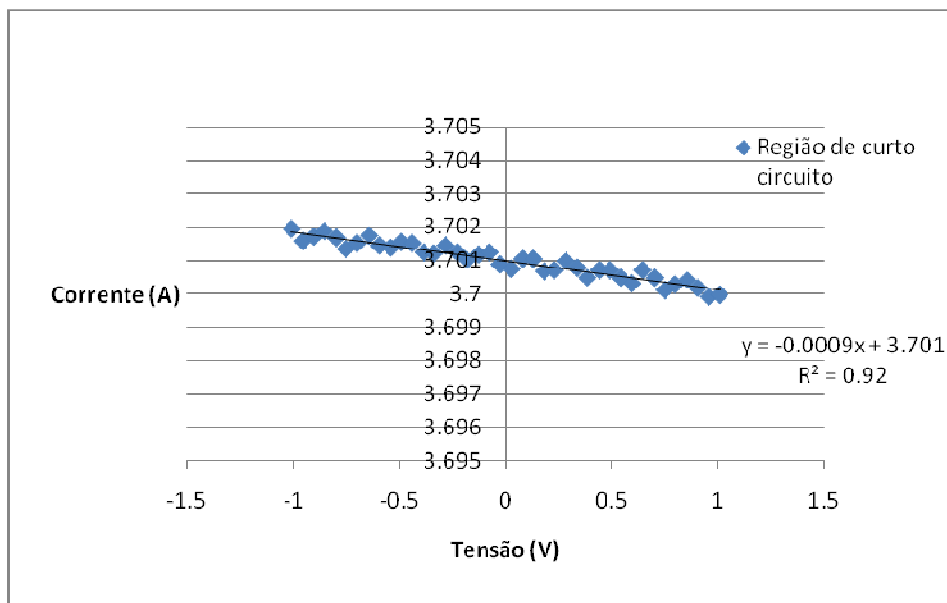


Figura 5.11 – Pontos na região de curto-circuito de uma curva característica medidos com tempo de integração de 460  $\mu\text{s}$ .  $G = 1065 \text{ W/m}^2$  e  $T = 30,3 \text{ }^\circ\text{C}$ .

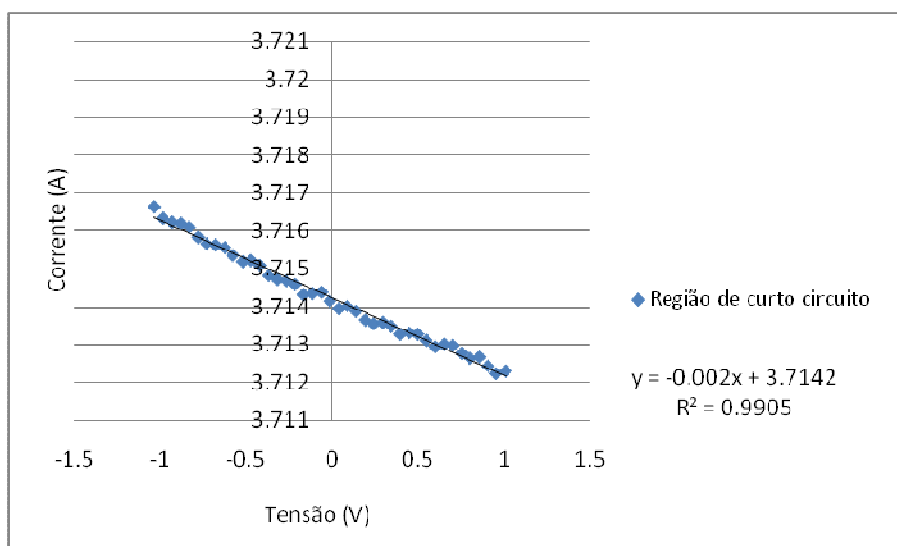


Figura 5.12 - Pontos na região de curto-circuito de uma curva característica medidos com tempo de integração de 960  $\mu\text{s}$ .  $G = 1067 \text{ W/m}^2$ ,  $T = 31,1 \text{ }^\circ\text{C}$ .

O tempo de integração que apresentou medidas de melhor qualidade foi o de 960  $\mu\text{s}$ . Há uma diferença de 40  $\mu\text{s}$  entre o tempo de integração e o tempo total de cada medida pela necessidade de um intervalo de tempo necessário para o multímetro transferir a medida para a memória. Com um valor do tempo de integração maior o coeficiente de correlação da reta na



região de curto-circuito fica mais elevado, sendo importante no processamento e extração de parâmetros da curva característica.

A frequência dos ruídos associados foi determinada a partir da análise espectral dos 250 pontos iniciais medidos das curvas com tempo de integração entre 50 e 300  $\mu\text{s}$  e revelaram uma frequência da ordem de 1700 Hz como ilustra a Figura 5.13.

A causa dos ruídos associados a tempos de integração menores não foi investigado e convém destacar que a oscilação medida na corrente é da ordem de 1 mA equivalente a 30  $\mu\text{V}$  de oscilação na queda de tensão no *shunt* utilizado. Com um tempo de integração do conversor A/D do multímetro maior, as oscilações causadas pelo ruído elétrico são integradas e anulam-se.

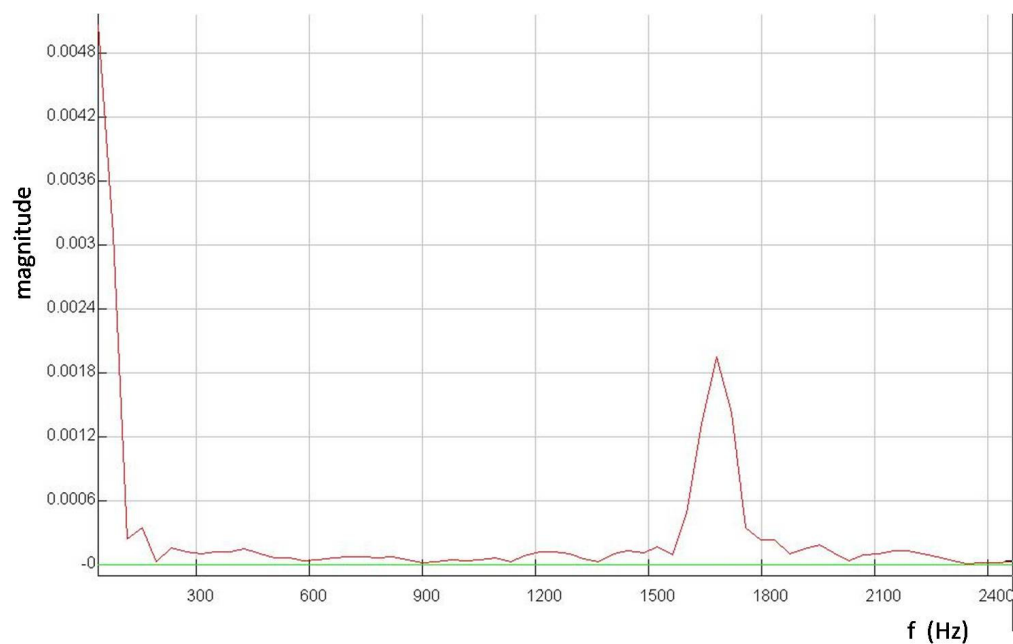


Figura 5.13 – Espectro dos dados de 250 pontos iniciais da curva característica I-V com tempo de integração de 60  $\mu\text{s}$ .

## 6 ANÁLISE DE INCERTEZAS

Para o cálculo das incertezas associadas às medidas realizadas pelo sistema desenvolvido, foi utilizado o método de Kleine e McClintock. Segundo este método, o resultado do cálculo da incerteza é uma função das variáveis independentes  $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ .

Definindo  $R$  como o valor do resultado,  $\Delta R$  como a incerteza do resultado e  $\Delta x_1, \Delta x_2, \Delta x_3, \dots, \Delta x_n$  as incertezas das variáveis independentes, o método propõe que a incerteza total será dada pela seguinte expressão geral:

$$\Delta R = \left[ \left( \frac{\partial R}{\partial x_1} \Delta x_1 \right)^2 + \left( \frac{\partial R}{\partial x_2} \Delta x_2 \right)^2 + \dots \right]^{\frac{1}{2}} \quad (6.1)$$

Os cálculos de incerteza apresentados nas seções seguintes referem-se ao módulo HG135P, com a curva apresentada na Figura 5.1. A mesma metodologia é aplicada para calcular a incerteza para qualquer medida de módulos fotovoltaicos.

### 6.1 Incertezas na medida dos multímetros

A maneira de calcular as incertezas associadas diretamente ao instrumento de medida é obtida no manual do fabricante. As especificações de incerteza são expressas em duas partes, uma associada ao valor da leitura e outra associada ao valor da escala utilizada. Esta especificação é válida em um intervalo de  $\pm 5$  °C da temperatura de calibração ( $T_{cal}$ ). Caso o multímetro esteja em uma temperatura fora desta faixa deve ser adicionada uma incerteza proporcional à temperatura. Cada grau de desvio da faixa da temperatura de calibração deve ser multiplicado pelo coeficiente de temperatura para estimar esta incerteza.

As tabelas de incerteza também possuem diferentes valores considerando diferentes intervalos de tempo de operação do multímetro. Assumindo um ponto de vista conservador, foi tomada a incerteza associada em um intervalo de operação de um ano. De acordo com o certificado de calibração dos multímetros 34410 A, a temperatura de calibração é 23 °C, logo não será preciso adicionar o erro relativo à temperatura, pois as medidas foram tomadas dentro da faixa que não requer correção. A Tabela 6.1 apresenta as especificações de incerteza para a função DC do multímetro 34410A, utilizado para medir irradiância solar.

Tabela 6.1 – Multímetro Agilent 34410A - Especificações de incerteza  
(% leitura + % fundo de escala)

Escala DC	Incerteza 1 ano Tcal $\pm 5$ °C	Coefficiente de temperatura
100,0000 mV	0,0050 + 0,0035	0,0005 + 0,0005
1,000000 V	0,0035 + 0,0007	0,0005 + 0,0001
10,00000 V	0,0030 + 0,0005	0,0005 + 0,0001
100,0000 V	0,0040 + 0,0006	0,0005 + 0,0001
1000,000 V	0,0040 + 0,0006	0,0005 + 0,0001

A Tabela 6.1 é válida para tempos de integração da medida de 100 NPLC (número de ciclos da rede). Para outros valores de tempo de integração, deve-se somar à incerteza total, um fator proporcional à escala de leitura devido ao ruído. A Tabela 6.2 encontrada no manual do usuário apresenta o valor para correção devido ao tempo de integração da leitura.

Tabela 6.2 – Incertezas associadas à velocidade de leitura  
Performance *versus* tempo de integração – rede de 60 Hz  
Multímetro 34410A

Tempo de integração (NPLC) n° ciclos da rede	Leituras por segundo	Fator de incerteza devido ao ruído % do fundo de escala		
		DCV 10, 1000 V	DCV 1, 1000 V	DCV 100 mV
		0,006	10000	0,0012
0,02	3000	0,0006	0,0030	0,0300
0,06	1000	0,0003	0,0020	0,0200
0,2	300	0,0002	0,0015	0,0150
1	60	0,0	0,0001	0,0010
2	30	0,0	0,0001	0,0010
10	6	0,0	0,0	0,0005
100	0,6	0,0	0,0	0,0

As incertezas da medida do multímetro Agilent 3458A também são especificadas em duas partes, uma em relação ao valor da leitura e outra devida ao fundo de escala. A Tabela 6.3

extraída do manual do usuário mostra a incerteza associada considerando o período de um ano. Somado a estes valores deve-se acrescentar a incerteza associada a diferença de temperatura e erros associados ao ruído devido a velocidade de medida. Os valores são expressos em ppm (partes por milhão).

Tabela 6.3 – Multímetro Agilent 3458A - Especificações de incerteza  
(ppm leitura + ppm fundo de escala)

Escala DC	Incerteza 1 ano Tcal $\pm 5$ °C	Coefficiente de temperatura
100 mV	9 + 3	0,15 + 1
1 V	8 + 0,3	0,15 + 0,1
10 V	8 + 0,05	0,15 + 0,01
100 V	10 + 0,3	0,15 + 0,1
1000 V	10 + 0,1	0,15 + 0,1

## 6.2 Incerteza na medida da irradiância solar

O valor da irradiância solar é determinado a partir da medida da queda de tensão em um resistor *shunt* conectado à célula de referência, considerando que a célula esteja em curto-circuito.

O resistor *shunt* foi obtido através da associação de 4 resistores de 1  $\Omega$  em paralelo e seu valor preciso foi determinado a partir da medida da queda de tensão causada por uma corrente fixa de aproximadamente 120 mA resultando no seguinte valor:

$$R = (0,2505 \pm 0,005) \Omega$$

Foi escolhida a corrente de 120 mA por ser próxima à corrente de curto-circuito da célula de referência quando exposta a 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiância solar.

No relatório da calibração da célula de referência temos os seguintes dados:

A corrente de curto-circuito em 1000 W/m<sup>2</sup> ( $I_{1000}$ ) é:

$$I_{1000} = 122,8 \text{ mA} \pm 1\% \text{ ou em forma absoluta } I_{1000} = (122,8 \pm 1,2) \text{ mA.}$$

No mesmo relatório de calibração da célula de referência, a informação da incerteza na determinação da irradiância em função do simulador solar utilizado é de 20 W/m<sup>2</sup>.

A irradiância medida ( $G_{\text{med}}$ ) é determinada comparando a queda de tensão no resistor *shunt* ( $V_{\text{sh}}$ ) com a queda de tensão nas condições de calibração ( $V_{1\text{kW}}$ ) conforme a Equação 6.2.

$$G_{\text{med}} = \frac{V_{\text{sh}}}{V_{1\text{kW}}} \times 1000 \quad (6.2)$$

O valor da tensão  $V_{\text{sh}1000}$  é dado por:

$$V_{\text{sh}1000} = RI \quad \therefore \quad V_{\text{sh}1000} = 0,2505 \, \Omega \times 0,1228 \, \text{A} = 0,030761 \, \text{V}$$

O cálculo da incerteza associada à determinação da tensão na condição de calibração ( $V_{\text{sh}1000}$ ) é realizado abaixo:

$$\Delta V_{\text{sh}1000} = \left[ \left( \frac{\partial V_{\text{sh}1000}}{\partial R} \Delta R \right)^2 + \left( \frac{\partial V_{\text{sh}1000}}{\partial I} \Delta I \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\Delta V_{\text{sh}1000} = \left[ (I \Delta R)^2 + (R \Delta I)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\Delta V_{\text{sh}1000} = \left[ (0,1228 \times 0,0005)^2 + (0,2505 \times 0,00012)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad \therefore \quad \Delta V_{\text{sh}1000} = 3 \times 10^{-4} \, \text{V}$$

Portanto o valor da tensão no resistor *shunt* nas condições de calibração é:

$$V_{\text{sh}1000} = (0,0308 \pm 0,0003) \, \text{V}$$

Para o cálculo da incerteza associada à leitura da tensão no resistor *shunt* da célula de referência ( $V_{\text{sh}}$ ), considera-se o valor de 31 mV para a medida de tensão. O primeiro termo da equação é relativo à incerteza da medida DC considerando 1 ano e  $T_{\text{cal}} \pm 5^\circ\text{C}$  enquanto que o segundo termo é associado ao fator adicional devido à velocidade de medida.

$$\Delta V_{\text{sh}} = (31\text{mV} \times 0,0050\% + 100\text{mV} \times 0,0035\%) + (100\text{mV} \times 0,0010\%)$$

$$\Delta V_{\text{sh}} = 6 \times 10^{-5} \, \text{V}$$

Para calcular a incerteza na determinação da irradiância solar devido aos instrumentos é aplicada o método de Kleine e McClintock na Equação 6.2, resultando:

$$\Delta G_{\text{med}} = \left[ \left( 1000 \times \frac{1}{V_{1kW}} \Delta V_{1kW} \right)^2 + \left( 1000 \times \frac{-V_{sh}}{(V_{1kW})^2} \Delta V_{sh} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\Delta G_{\text{med}} = \left[ \left( 1000 \times \frac{1}{0,030761} 3,65 \times 10^{-5} \right)^2 + \left( 1000 \times \frac{-0,031}{(0,030761)^2} 3 \times 10^{-4} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\Delta G_{\text{med}} = 10 \text{ W/m}^2$$

Para determinar a incerteza total da medida considera-se a incerteza devida aos instrumentos de medida e às condições de calibração resultando no seguinte valor:

$$\Delta G_{\text{tot}} = \sqrt{(10)^2 + (20)^2}$$

$$\Delta G_{\text{tot}} = 22 \text{ W/m}^2$$

Na determinação da irradiância solar a principal causa da incerteza é devida à incerteza da calibração, que é da ordem de 2%.

O ruído elétrico na medida de irradiância tem um peso adicional no cálculo da incerteza. Com os valores de corrente da célula de referência e o resistor *shunt* utilizado, a relação da célula de referência obtida é de 30,761 mV para 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiância. Se for utilizado um tempo de integração de 0,06 NPLC verifica-se que apenas a incerteza do multímetro relacionado à velocidade de leitura será de 0,06 % do fundo de escala de 100 mV. Esta incerteza corresponde a aproximadamente 2 W/m<sup>2</sup>. Caso fosse utilizado um piranômetro com relação de 8,28 mV / 1000 W/m<sup>2</sup> esta incerteza seria de aproximadamente 7 W/m<sup>2</sup>.

Por este motivo foi determinado 1 NPLC como tempo de integração para a medida de irradiância sendo o tempo equivalente a 16 ms para um rede de 60 Hz. Desta maneira será tomado uma medida de irradiância no mínimo a cada 16 ms. O número de medidas de irradiância será reduzido durante a varredura do módulo, porém a qualidade de cada medida é superior.

### 6.3 Incerteza na medida da temperatura do módulo fotovoltaico

Para a medida de temperatura da célula fotovoltaica é utilizado um sensor Pt100 modelo CRZ classe A, cuja tolerância é  $\pm (0,15 \text{ }^\circ\text{C} + 0,002 T)$ , onde T é a temperatura medida em  $^\circ\text{C}$  e foi considerado o valor de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . O Pt100 é conectado a quatro fios em um multímetro Agilent 34410A. A incerteza associada à leitura do multímetro é de  $0,06 \text{ }^\circ\text{C}$ . Caso o multímetro esteja em uma temperatura com variação superior a  $\pm 5 \text{ }^\circ\text{C}$  da temperatura de calibração ( $T_{\text{cal}}$ ) há a necessidade de adicionar um coeficiente de  $0,003 \text{ }^\circ\text{C}$  para cada unidade de temperatura.

A incerteza na determinação da temperatura é determinada pela soma da incerteza associada ao multímetro e a incerteza do sensor de temperatura:

$$\Delta T = (0,06 + 0,15 + 0,05)^\circ\text{C}$$

$$\Delta T = 0,26^\circ\text{C}$$

### 6.4 Incerteza na determinação da tensão de circuito aberto

A tensão do módulo é medida diretamente nos terminais e a incerteza desta medida é devida somente ao multímetro. Para a determinação da tensão de circuito aberto considera-se ainda a incerteza na medida da temperatura e irradiância que são fatores que alteram a determinação de  $V_{\text{oc}}$  em condições padronizadas de teste ou em outras condições de irradiância solar e temperatura.

Para determinação da incerteza devido à instrumentação o cálculo é realizado com o auxílio da Tabela 6.3 e o terceiro termo da equação é devido à velocidade de leitura cujo valor é consultado no manual do multímetro 3458A. Considerando a medida do módulo HG-135P apresentada no capítulo 5 são obtidos os seguintes valores:

a) Incerteza devido ao instrumento de medida:

$$\Delta V = 10 \text{ ppm} \times 22,03\text{V} + 0,3 \text{ ppm} \times 100\text{V} + 10 \text{ ppm} \times 22,03\text{V}$$

$$\Delta V = 4,7 \times 10^{-4} \text{ V}$$

b) Para calcular a incerteza na determinação da tensão de circuito aberto devido à incerteza na irradiância solar, é possível utilizar a Equação 6.3, adaptada de Lorenzo (2006) que calcula a

tensão de circuito aberto a diferentes irradiâncias uma vez tendo determinado  $V_{oc}$  a uma irradiância conhecida.

$$V_{oc} = V_{oc1} + \left(\frac{mk_B T}{e}\right) \ln \frac{G}{G_1} \quad (6.3)$$

onde  $V_{oc}$  é a tensão de circuito aberto medido na irradiância solar  $G$ ,  $V_{oc1}$  é a tensão de circuito aberto com irradiância  $G_1$ ,  $m$  é o fator de idealidade,  $k_B$  é a constante de Boltzman,  $T$  é a temperatura absoluta da célula,  $e$  é a carga elementar.

Adaptando a Equação 6.3 para um módulo fotovoltaico com  $N_s$  células conectadas em série, a incerteza na determinação de  $V_{oc}$  devido à irradiância pode ser determinada pela Equação 6.4, considerando  $m$  como unitário.

$$\Delta V_{oc} = \frac{N_s m k_B T_{cel}}{e} \ln \left( \frac{G_{med} \pm \Delta G}{G_{med}} \right) \quad (6.4)$$

Substituindo os valores das condições de medida do módulo:

$$\Delta V_{oc} = \frac{36 \times 1 \times 1,38 \times 10^{-23} \times 298}{1,6 \times 10^{-19}} \ln \left( \frac{1000 \pm 22}{1000} \right)$$

$$\Delta V_{oc} = 0,02 \text{ V}$$

c) Outra causa de incerteza na determinação da tensão de circuito aberto está relacionada com a temperatura. Utilizando o valor de  $\beta$  determinado experimentalmente de  $-0,073 \text{ V/}^\circ\text{C}$  para o módulo e a incerteza na medida de temperatura de  $0,26 \text{ }^\circ\text{C}$  obtém-se:

$$\Delta V_{oc} = \beta \Delta T \therefore \Delta V_{oc} = 0,073 \times 0,26 \therefore \Delta V_{oc} = 0,019 \text{ V}$$

Associando os três valores de incerteza na determinação da tensão de circuito aberto é obtido o seguinte valor:



$$\Delta V_{oc} = \sqrt{(4,7 \times 10^{-4})^2 + 0,02^2 + 0,019^2} \therefore \Delta V_{oc} = 0,03 \text{ V}$$

Portanto a determinação da tensão de circuito aberto do módulo HG135P nas condições em que foi medida é dada por:

$$V_{oc} = (22,03 \pm 0,03) \text{ V}$$

## 6.5 Incerteza na determinação da corrente de curto-circuito

Na medida da corrente diretamente, apenas a incerteza dos instrumentos de medida são consideradas. Porém na determinação da corrente de curto-circuito em determinadas condições de teste, outras incertezas estão envolvidas. Desta maneira na determinação da corrente de curto-circuito as seguintes incertezas estão presentes:

a) Incerteza devido aos instrumentos de medida.

A corrente é medida através da queda de tensão ( $V_{sh}$ ) em um resistor *shunt* de relação nominal 300mV/10A  $\pm 0,5\%$ . Além da incerteza da resistência do *shunt* há a incerteza na medida da queda de tensão ( $V_{sh}$ ).

$$R_{sh} = (0,03000 \pm 0,00015) \Omega$$

$$V_{sh} = (0,2373 \pm 5,2 \times 10^{-6}) \text{ V}$$

A corrente é determinada a partir da relação:

$$I_{sc} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}}$$

O cálculo de incertezas resulta em:

$$\Delta I_{sc} = \left[ \left( \frac{1}{R_{sh}} \Delta V \right)^2 + \left( \frac{-V_{sh}}{(R_{sh})^2} \Delta R_{sh} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\Delta I_{sc} = \left[ \left( \frac{1}{0,03} 5,2 \times 10^{-6} \right)^2 + \left( \frac{-0,2373}{(0,03)^2} 0,00015 \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\Delta I_{sc} = 0,04 \text{ A}$$

b) Incerteza na determinação de  $I_{sc}$  devido à determinação da irradiância solar:

Assumindo que a corrente de curto-circuito é diretamente proporcional à irradiância solar é obtida a seguinte incerteza:

$$\Delta I_{sc} = I_{sc} \frac{\Delta G}{G} \therefore \Delta I_{sc} = 7,91 \times \frac{22}{1000} \therefore \Delta I_{sc} = 0,174 \text{ A}$$

c) Incerteza na determinação de  $I_{sc}$  devido à incerteza na medida da temperatura. Utiliza-se para o parâmetro  $\alpha$  o valor medido experimentalmente:

$$\Delta I_{sc} = \alpha \Delta T \therefore \Delta I_{sc} = 0,003 \times 0,26 \therefore \Delta I_{sc} = 8 \times 10^{-4} \text{ A}$$

Levando em conta as três fontes de incerteza na determinação de  $I_{sc}$  o valor calculado é:

$$\Delta I_{sc} = \sqrt{(0,04)^2 + (0,174)^2 + (8 \times 10^{-4})^2} \therefore \Delta I_{sc} = 0,178 \text{ A}$$

Portanto, o valor medido de  $I_{sc}$  para o módulo HG135P tem o seguinte valor:

$$I_{sc} = (7,91 \pm 0,178) \text{ A}$$

Verifica-se que a principal incerteza na determinação de  $I_{sc}$  está na incerteza da medida da irradiância solar, cuja tolerância de aproximadamente 2 % tem influência direta na determinação da corrente de curto-circuito em condições determinadas de teste.

## 6.6 Incerteza na determinação da potência máxima

Os valores medidos de tensão e corrente no ponto de máxima potência são:

$$V_{mp} = (18,01 \pm 0,03) \text{ V}$$

$$I_{mp} = (7,40 \pm 0,178) \text{ A}$$

A fim de simplificar os cálculos, foram assumidos os valores das incertezas de  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  os mesmos valores calculados para  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  para a determinação da incerteza na potência máxima.

A potência máxima do módulo é determinada por:

$$P_m = V_{mp} I_{mp}$$

Realizando o cálculo a partir do método de Kleine e McClintock obtemos o seguinte valor de incerteza para a potência máxima:

$$\Delta P = \left[ \left( \frac{\partial P}{\partial I} \Delta I \right)^2 + \left( \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \therefore \Delta P = \left[ (V \Delta I)^2 + (I \Delta V)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\Delta P_m = \left[ (18,01 \times 0,178)^2 + (7,40 \times 0,03)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\Delta P_m = 3 \text{ W}$$

O valor da potência máxima do módulo HG135P considerando as incertezas é dado por:

$$P_m = (133 \pm 3) \text{ W}$$

## 7 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de um sistema para traçar curvas características I-V de módulos fotovoltaicos. O sistema é composto por uma fonte de quatro quadrantes para polarização do módulo, multímetros para medida do par corrente-tensão, irradiância solar e temperatura da célula além de um computador para gerenciar o sistema. O sistema desenvolvido utiliza multímetros de alto desempenho e velocidade possibilitando a variação do número de pontos e do tempo de medida de cada ponto.

O método utilizado para disparo dos multímetros através da entrada de *trigger* externo mostrou-se eficiente pela garantia da simultaneidade do disparo além de possibilitar a independência e integração de diferentes multímetros no sistema. A fonte programável torna a configuração dos parâmetros da rampa de varredura de tensão flexível, possibilitando estudos futuros com diferentes tempos e formas de onda. O programa de gerenciamento desenvolvido em Visual Basic permite maior flexibilidade e agilidade no tratamento e transferência dos arquivos com os dados medidos.

O sistema foi utilizado para caracterizar diversos módulos fotovoltaicos e pequenos arranjos montados no Laboratório de Energia Solar da UFRGS. A análise de incertezas demonstra que a principal fonte de incerteza na determinação dos parâmetros dos módulos fotovoltaicos é na medida da irradiância solar, pois a incerteza na determinação da corrente de curto-circuito e da potência máxima do módulo fotovoltaico foi ligeiramente superior a 2 %, que é praticamente a incerteza na calibração da célula de referência.

Sobre as curvas medidas com o sistema no estágio atual, verificou-se que um tempo de integração da ordem de 1 ms por medida permite a obtenção de resultados melhores em relação à integração do ruído elétrico, principalmente na região de curto-circuito, permitindo melhor definição da inclinação da curva nesta região. Este ruído possui magnitude baixa em relação à corrente total do módulo e não tem influência apreciável para a determinação da corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência máxima devido às outras incertezas associadas.

Quanto ao tempo total para traçar a curva característica, sob condições de céu limpo, a irradiância solar é bastante estável em intervalos de até 2 s e possui uma variação característica da ordem de 0,5%. As normas internacionais recomendam variação de no máximo 1 % na irradiância solar durante a realização do ensaio. Não foram constatadas diferenças consideráveis na determinação da curva característica com tempo total de varredura entre 50 ms e 1 s, porém este tema merece investigação futura.

O sistema desenvolvido é uma contribuição para o Laboratório de Energia Solar da UFRGS uma vez que tornou flexível o ajuste dos parâmetros para levantamento da curva característica de módulos fotovoltaicos. A utilização de multímetros com alto desenvolvimento tecnológico permite extrair parâmetros da curva característica de maneira mais precisa e investigar outros aspectos através da mudança das variáveis envolvidas na medida.

Como continuidade da pesquisa, sugere-se analisar com maior profundidade a influência do tempo de medida na determinação da curva característica para minimizar os efeitos de ruído elétrico e a possibilidade do uso de filtros para melhorar a qualidade do sinal medido.

## 8 REFERÊNCIAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991a. “**NBR12136 Módulos fotovoltaicos – Determinação de características fotoelétricas**”, Rio de Janeiro.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas 1991b. “**NBR12302 Módulos fotovoltaicos – Correção das curvas características corrente versus tensão ( $I \times V$ ), em função da temperatura e radiação**”, Rio de Janeiro.

Agilent Technologies, 2000 “**3458 A Multimeter User’s Guide**” Edition 4.

Agilent Technologies, 2007 “**Agilent 34410A/11A User’s Guide**”, Edition 4.

Aneel, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005 “**Atlas de Energia Elétrica do Brasil**”, 2ª edição, Brasília.

Araújo, G. L., 1992. **La Célula Solar – Fundamentos de la Conversión Fotovoltaica. Características Eléctricas de las Células Solares** Curso: Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica, Ciemat, Madrid pp 2.1-2.20

ASTM, American Society for Testing and Materials, 1996. “**E 1036M - 96 Standard Methods of Testing Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells [Metric]**”, EEUU.

Bühler, A. J., 2008. “**Comparação Entre Diferentes Métodos de Translação de Curvas I-V de Módulos Fotovoltaicos**” II CBENS – Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Latino-Americana da ISES, Florianópolis, 18 a 21 de Novembro de 2008

Durisch, W., Urban, J., Smestad, G. 1996. “**Characterisation of solar cells and modules under actual operating conditions**” Renewable Energy Volume 8, Issues 1-4, May-August 1996, Pages 359-366 Special Issue World Renewable Energy Congress Renewable Energy, Energy Efficiency and the Environment.

Durisch, W., Tille, D., Worz, A., Plapp, W., 2000 **Characterisation of photovoltaic generators**” Applied Energy 65 pp. 273-284

EERE, 2008 Energy Efficiency and Renewable Energy – US Department of Energy “**PV Systems**”, disponível em [http://www1.eere.energy.gov/solar/pv\\_systems.html](http://www1.eere.energy.gov/solar/pv_systems.html), acessado em 20/10/2008.

Hecktheuer, L. A., Krenzinger, A.; Prieb, C. W. M., 2001. “**Rated versus Measured Power of PV Modules Used in Brazilian Rural Properties Electrification**”, Seventeenth European Solar Energy Conference, Munich, Germany. October 2001 volume II, pp. 2083 -2086

Hecktheuer, L. A.; Krenzinger, A.; Prieb, C. W. M..2002. **Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis**. J. Braz. Soc. Mech. Sci. , Rio de Janeiro, v.24, n.1, Mar.2002.

Hoffmann, W., 2006. “**PV solar electricity: Market growth and perspective**”. Solar Energy Materials and Solar Cells 90, pp 3285-3311

Honsberg C.B., Bowden, S., 2008. **“Photovoltaics CDROM”, Web publication**” Disponível em <http://pvcddrom.pveducation.org/>, acessado em 20/10/2008.

Koster, D., Minette, F., O’Nagy, O., 2006 **“Cell Technology Independent I-V Curve Measurement of PV Modules Under Real Operating Conditions”** 21st European Photovoltaic Conference in Dresden, p. 2528

Lasnier, F. and Ang, T. G., 1990. **“Photovoltaic Engineering Handbook”**. Adam Hilger, New York. 568p.

Lenardic, D., 2008 **“pvresources.com Annual Report 2007”**, Revised Edition (April 2008) disponível em <http://www.pvresources.com/download/AnnualReport2007.pdf> acessado em 08/12/2008

Lorenzo, E., 2002. **“La energia que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: El mito del 1300 y “el cascabel del gato”**. Era Solar. Madrid: nº 107, p. 22-28, Marzo/Abril 2002

Lorenzo, E. 2006. **“Eletricidad solar fotovoltaica Volumen II: Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos”**, Primera edición, Diciembre, 2006 Espanha

Muñoz, J., Lorenzo, E., 2006 **“Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays”** Solar Energy 80 (2006) 1489–1497.

Marcu, M., Moldovan, H., Zilahi M, Tomescu V, Ionas Mihai, 2005 **“Windows XP Issues for Real-Time Temperature Monitoring”** IMTC 2005 – Instrumentation and Measurement Technology Conference Ottawa, Canada, 17-19 May 2005

Newport, 2008 – **“Introduction to Solar Radiation”**, disponível em <http://www.newport.com/Introduction-to-Solar-Radiation/411919/1033/catalog.aspx>, acessado em 08/12/2008.

NT-Solar – PUCRS, 2008 **“Energia Solar Fotovoltaica”** disponível em [www.pucrs.br/cbsolar/ntsolar](http://www.pucrs.br/cbsolar/ntsolar), acessado em 10/01/2009.

Pierret, R. F., 1996. **“Semiconductor Device Fundamentals”**, Addison-Wesley, United States of America, 792p.

Prieb, C. W. M., 2002. **“Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos”**. Dissertação de mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.