



Avaliação de Diferentes Métodos para Estimação da Resistência Série de Módulos Fotovoltaicos

Felipe Albuquerque

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e de Gestão do Instituto Politécnico de Bragança para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial -
Ramo de Eletrotécnica

Trabalho orientado por:

Prof. Doutor Américo Vicente Teixeira Leite
Prof. Doutor Claudinor Bitencourt Nascimento

Bragança

2017

Avaliação de Diferentes Métodos para Estimação da Resistência Série de Módulos Fotovoltaicos

Felipe Albuquerque

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e de Gestão do Instituto
Politécnico de Bragança para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial -
Ramo de Eletrotécnica

Trabalho orientado por:

Prof. Doutor Américo Vicente Teixeira Leite

Prof. Doutor Claudinor Bitencourt Nascimento

Bragança

2017

Agradecimentos

Esta dissertação possui grande valor atribuído por mim, pois ela fecha um ciclo de grande importância na minha vida, minha primeira formação no ensino superior. E, é com imensa satisfação que declaro meus mais profundos agradecimentos a todos aqueles que de alguma forma permitiram que isso se torna-se realidade.

Primeiramente, gostaria de agradecer ao Professor Doutor Vicente Leite, que me recebeu de braços abertos e um sorriso no rosto, pelo conhecimento adquirido e a oportunidade de trabalhar-mos juntos. Assim como também ao Professor Doutor Claudinor Bittencourt, responsável pelo início da minha vida científica.

Gostaria também de agradecer ao Mestre José dos Santos Teixeira Batista pela ajuda e acolhimento no Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos.

Por fim, um agradecimento especial para meus familiares e amigos, que de uma forma ou de outra sempre me deram apoio para seguir em frente.

A todos, muito obrigado!

Resumo

O trabalho documentado nessa dissertação tem como foco, o estudo do efeito de envelhecimento e degradação sobre o funcionamento dos módulos fotovoltaicos.

Para isso, um breve resumo sobre a tecnologia fotovoltaica é realizado no Capítulo 2, apresentando fundamentos e principais modelos (matemáticos e elétricos) de células ou módulos fotovoltaicos utilizados na literatura. Incluindo, os métodos para extração dos parâmetros dos modelos, e também, as equações que expressam a dependência dos parâmetros em relação às condições ambientais de funcionamento. Com o intuito de avaliar os modelos descritos, implementou-se um simulador de sistemas fotovoltaicos no ambiente do *Matlab/Simulink*.

Já o Capítulo 3, tem como foco o diagnóstico dos módulos. Na primeira parte é realizada a caracterização das falhas, quais suas causas e suas consequências nas características elétricas e na curva $I - V$. Em um segundo momento, os métodos de diagnóstico dos módulos são apresentados, classificados como *on-line* ou *off-line*, o presente trabalho foca-se no primeiro tipo, onde o diagnóstico é realizado em campo com o módulo operando em condições reais.

O principal parâmetro para o diagnóstico de módulos é a resistência série equivalente, pois ela assume as perdas por efeito Joule, ocorridas devido às conexões metálicas, corrosão dos condutores ou outras falhas.

Partindo desse princípio as técnicas apresentadas são avaliadas no Capítulo 4. Resistências séries foram adicionadas ao módulo afim de simular um envelhecimento, e, utilizando um traçador de curvas os pontos são adquiridos para serem processados no *Matlab* e então aplicado os métodos. Como o valor adicionado é conhecido, facilmente

calcula-se o erro entre o valor real e o valor estimado.

Com os resultados obtidos nota-se que é possível fazer um diagnóstico do módulo em tempo real, utilizando dados da folha de características, valores das condições de funcionamento e alguns pontos da curva $I - V$.

Palavras-chave: módulos fotovoltaicos; modelagem; diagnóstico de falhas; estimação resistência série; simulador fotovoltaico.

Abstract

The work documented in this dissertation focuses on the study of the effect of aging and degradation on the functioning of photovoltaic modules.

For this, a brief summary on photovoltaic technology is carried out in Chapter 2, presenting fundamentals and main models (mathematical and electrical) of cells or photovoltaic modules used in the literature. Including, the methods for extracting the parameters of the models, and also, the equations that express the dependence of the parameters in relation to the environmental conditions of operation. In order to evaluate the described models, a simulator of PV systems was implemented in the *Matlab/Simulink* environment.

The Chapter 3 focuses on the diagnosis of modules. In the first part, the characterization of the faults, their causes and their consequences in the electrical characteristics and in the curve $I - V$ are realized. In a second moment, the methods of diagnosis of the modules are presented, classified as *online* or *offline*, the present work focuses on the first type, where the diagnosis is carried out in the field with module operating under real conditions.

The main parameter for module diagnostics is equivalent series resistance because it assumes Joule losses due to metal connections, conductor corrosion or other faults.

From this principle the techniques presented are evaluated in Chapter 4. Series resistances have been added to the module in order to simulate aging, and using a curve plotter the points are acquired to be processed in Matlab and then the methods are applied. As the value added is known, the error between the actual value and the estimated value is easily calculated.

With the results obtained it is possible to make a diagnosis of the module in real time,

using data from the data sheet, values of the operating conditions and some points of the curve $I - V$.

Keywords: Photovoltaic modules; modelling; fault and degradation diagnosis; series resistance estimation; photovoltaic simulator.

Conteúdo

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
1 Introdução	1
1.1 Motivação e objetivo	1
1.2 Organização do trabalho	2
2 Fundamentos e modelos de células e módulos PV	5
2.1 Módulo fotovoltaico	6
2.2 Estimação dos parâmetros	10
2.2.1 Modelo com quatro parâmetros	11
2.2.2 Modelo com cinco parâmetros	14
2.3 Influência das condições ambientais sobre os parâmetros	16
2.4 Implementação de um simulador PV	18
3 Monitoramento de módulos PV	23
3.1 Introdução	23
3.1.1 Caracterização das falhas	26
3.1.2 Diagnóstico de módulos PV	27
3.2 Monitoramento da resistência série equivalente	29

3.2.1	Método de normalização do R_{se} para STC	31
3.3	Estimação do incremento na resistência série equivalente	32
4	Avaliação dos métodos de diagnóstico	35
4.1	Metodologia de avaliação	35
4.2	Resultados e discussão	38
5	Conclusão	45
5.1	Conclusões gerais do trabalho	45
5.2	Trabalhos futuros	46
A	Folha de características dos módulos utilizados	55
B	Artigo	57

Lista de Tabelas

2.1	Idealidade do diodo e energia de banda ideais para diferentes tipos de células [7].	8
2.2	Parâmetros fornecidos pelo fabricante na folha de características do módulo	10
3.1	Principais falhas e seus possíveis efeitos na curva $I - V$	28
4.1	Valores das resistências adicionadas.	36
A.1	Características elétricas dos módulos utilizados	56

Lista de Figuras

2.1	Circuito elétrico equivalente de uma célula com diodo simples [6].	7
2.2	Circuito elétrico equivalente de um módulo com diodo simples, considerando a resistência em paralelo do módulo [4].	8
2.3	Circuito elétrico equivalente de um módulo com dois diodos, considerando a resistência em paralelo do módulo [4].	9
2.4	Curva IV e os pontos-chave.	10
2.5	Diagrama de blocos do simulador PV implementado no <i>Simulink</i>	18
2.6	Curvas $I - V$ e $P - V$ do módulo Evergreen EC-115-GL em diferentes valores de irradiação, sendo $T \approx 45.2^{\circ}C$, $T \approx 39.9^{\circ}C$ e $T \approx 32.9^{\circ}C$ para roxo, verde e laranja, respectivamente, com linha contínua sendo valores resultantes da simulação (4 parâmetros) e os valores experimentais representados por pontos.	20
2.7	Curvas $I - V$ e $P - V$ do(s) módulo(s) FTS220P sendo verde, azul e laranja, resultados para um, dois e três módulos em série, respectivamente. Linha contínua representa valores resultantes da simulação (5 parâmetros) e os valores experimentais representados por pontos, sistemas trabalhando com $G \approx 850W/m^2$ e $T \approx 46^{\circ}C$	21
3.1	Efeito da infiltração de umidade no módulo, resultando em crescimento de musgos no encapsulamento.	24
3.2	Módulo GEVPVp-205-M com sete anos de uso e célula danificada.	24

3.3	Curvas $I - V$ e $P - V$ do módulo GEPVp-205-M com $G \approx 896W/m^2$ e $T \approx 50^\circ C$. Linha contínua representa valores resultantes da simulação (5 parâmetros) e os valores experimentais representados por pontos.	25
3.4	Curvas $I - V$ obtidas do módulo EC-115-GL e suas respectivas inclinações em circuito aberto, cor vermelha o módulo esta operando com $G \approx 1000W/m^2$ e em roxo $G \approx 500W/m^2$. Sendo que os dados experimentais são representdos por pontos, enquanto a linha contínua representa a inclinação. Em (b) é feito um zoom na região de circuito aberto, onde a aproximação linear foi feita.	30
3.5	Efeito da irradiação sobre a resistência série no módulo EC-115-GL. Utilizando o método de inclinação da curva no ponto de circuito aberto, onde RseB representa o valor de R_{se} baseado em valores da folha de características, Rse a resistência estimada pela inclinação e RseSTC com a compensação apresentada na Equação (3.8).	32
3.6	Ilustração do indicador e a respectiva redução da tensão no ponto de máxima potência [50].	33
4.1	Esquema de ligação realizado para avaliação dos métodos de diagnóstico, utilizando o traçador de curva $I - V$ PVPM-1000C.	36
4.2	Multímetro de bancada 889B.	37
4.3	Curvas $I - V$ experimentais do módulo EC-115-GL adquiridas com resistências séries adicionadas de acordo com a Tabela 4.1. Sendo em (a) $G \approx 1060W/m^2$ e $T \approx 47^\circ C$, enquanto em (b) $G \approx 540W/m^2$ e $T \approx 38^\circ C$	39
4.4	Relação entre a redução no valor de P_{mpp} e a resistência série adicionada para $G \approx 1060W/m^2$ e $G \approx 540W/m^2$	40

4.5 Gráficos do erro em função da irradiação dos três diferentes métodos para o monitoramento de R_{se} . Onde (a) representa a determinação de R_{se} utilizando a expressão analítica, (b) utilizando pontos adquiridos da curva $I - V$, (c) o incremento da resistência série e (d) apresenta o erro do cálculo de R_{se} realizado pelo traçador de curvas PVPM1000C. 42

Siglas e símbolos

ΔR_s Incremento da resistência série devido à degradação do módulo (*Omega*). 34

I - V Corrente - Tensão. vii–x, xiii, xv–xvii, 5, 10, 11, 14, 16, 17, 19–21, 25, 27–30, 32, 36, 38, 39, 42, 43, 46, 47

K_i Coeficiente de variação da corrente com a temperatura (A/K). 10, 14, 16, 56

K_v Coeficiente de variação da tensão com a temperatura (V/K). 10, 16, 56

P - V Potência - Tensão. xv, xvi, 20, 21, 25

ff Fator de Forma. 10

k Constante de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23} J/K$). 7

n_c Número de células do módulo. 7, 10, 56

q Carga do elétron ($1.6 \times 10^{-16} C$). 7

A Idealidade do diodo. 7–9

C Coeficiente de temperatura da corrente de saturação. 15

E_{gap} Banda de energia do semicondutor (eV). 7, 8, 15

G Irradiação (W/m^2). xv, xvi, 5, 18, 21, 25, 31, 32, 40

G_{stc} Valor da irradiação em STC ($1000 \frac{W}{m^2}$). 16

I_{mpp} Corrente no ponto de potência máxima do módulo (A). 10, 33, 34, 56

$I_{\text{o}_{\text{stc}}}$ Corrente de saturação nas condições STC (A). 16, 18

I_{o} Corrente de saturação do diodo (A). 7, 9, 12, 14–16

I_{ph} Corrente fotoelétrica (A). 7, 9, 11, 16

$I_{\text{sc}_{\text{stc}}}$ Corrente de curto-circuito nas condições STC (A). 16–18

I_{sc} Corrente no ponto de curto-circuito (A). 10, 11, 31, 38, 46, 56

P_{mpp} Ponto de máxima potência (W). 10, 11, 17, 25, 38, 56

PV Fotovoltaicos. 1–3, 5, 9, 13, 18, 27, 29, 40, 45, 46

$R_{\text{se}_{\text{stc}}}$ Resistência série equivalente do módulo em condições STC (Ω). 31

R_{se_x} Resistência série equivalente estimada utilizando a respectiva R_{add_x} conectada em série com o módulo (Ω). 37

R_{se} Resistência série equivalente do módulo (Ω). xvii, 29, 31, 32, 37, 40, 42, 46

$R_{\text{add}_{\text{est}_x}}$ Resistência série adicional estimada (Ω). 37

$R_{\text{s}_{\text{stc}}}$ Resistência série do modelo em condições STC (Ω). 17, 18

$R_{\text{sh}_{\text{stc}}}$ Resistência paralela equivalente do módulo PV em condições STC (Ω). 17, 18

R_{sh} Resistência paralelo do módulo (Ω). 8, 9, 14, 17, 19, 33

R_{s} Resistência série do modelo (Ω). 7, 9, 12, 19, 28, 29

STC Condições de Teste Padrão. 2, 10, 11, 15, 16, 18

T Temperatura (K). xv, xvi, 5, 7, 15, 18, 20, 21, 25, 31, 32, 40

T_{stc} Valor da temperatura em STC (25°C ou 298.16K). 16

V_{id} Tensão de máxima potência ideal (V). 32, 33

V_{mpp} Tensão no ponto de potência máxima do módulo (V). 10, 32, 33, 56

$V_{oc_{stc}}$ Tensão de circuito aberto nas condições STC (V). 17

V_{oc} Tensão em circuito aberto (V). 10, 11, 14, 17, 20, 46, 56

$V_{t_{stc}}$ Tensão térmica do modelo em condições STC (V). 17, 18

V_t Tensão térmica (V). 6, 12, 14, 15, 17, 29, 31

Capítulo 1

Introdução

Este Capítulo 1 é dedicado à apresentação do tema, assim como a motivação do trabalho documentado nesta dissertação. Incluindo um breve resumo do atual cenário da energia fotovoltaica e suas possíveis falhas, focando em métodos de diagnóstico dos Sistemas Fotovoltaicos (PV), particularmente técnicas usadas para monitoramento, em tempo real, da degradação com o sistema operando em condições reais de operação.

1.1 Motivação e objetivo

A demanda de energia em uma sociedade moderna, cresce com o passar do tempo e suas fontes tornam-se um problema quando são limitadas. Isso ocorre com os combustíveis fósseis, que além de serem limitados e liberarem poluentes. São encontrados apenas em alguns lugares específicos do globo, ocasionando dependência energética de muitos países e instabilidade no preço. Frente a isso as Energias Renováveis mostram-se como uma solução, uma solução alternativa que permite reduzir as emissões de CO₂.

Devido às desvantagens na utilização do petróleo algumas entidades responsáveis apresentaram diversos incentivos na utilização de sistemas que trabalhem com fontes renováveis de energia, e com isso uma expansão no mercado fotovoltaico. Para fins de comparação, em 2015 foram instalados 53,7 GW, enquanto no ano de 2012 foram apenas 29,5 GW mundialmente falando, onde países como Alemanha e Japão são exemplos de sucesso

nesse cenário [1].

Entretando, um aumento significativo nas instalações de plantas PV causa também uma maior preocupação com suas condições de funcionamento, pois um módulo degradado produz menos energia, e afeta diretamente a eficiência de todo o sistema. Sendo assim é imprescindível a caracterização e classificação dos tipos de falhas dos módulos e, se possível, suas origens.

Em geral as técnicas de monitorização e diagnóstico dos módulos podem ser realizados de duas maneiras: on-line e off-line. Enquanto nos métodos off-line o módulo deve ser retirado do ambiente de trabalho e analisado em condições laboratoriais controladas, designadas por Condições de Teste Padrão (STC), nos métodos on-line o diagnóstico é realizado com o sistema funcionando em campo. Atualmente, na maior parte dos sistemas PV que estão em funcionamento, não existe qualquer tipo de mecanismo para supervisão do estado dos módulos, especialmente em pequenas plantas onde o custo para tal é quase igual ao valor do investimento [2]. Esses mecanismos são muito importantes para os usuários de sistemas PV, não só para estimar a perda de produção mas também para identificar as possíveis causas e adotar medidas para correção.

Neste trabalho, o principal objetivo é estudar e avaliar as diferentes técnicas presentes na literatura para diagnóstico on-line dos módulos, baseados nas características elétricas do modelo de uma célula fotovoltaica. Para isso foram utilizadas simulações realizadas em *Simulink* assim como medições experimentais em diferentes módulos e envelhecimento forçado.

1.2 Organização do trabalho

O trabalho é constituído por uma breve análise do atual cenário do mercado fotovoltaico, apontando principalmente para as falhas que podem aparecer com o passar do tempo devido às mais diversas condições ambientais que os módulos são submetidos em campo e, também, sintetizando quais os tipos de métodos para diagnóstico utilizados hoje em dia.

Dando sequência ao trabalho, o Capítulo 2 apresenta de forma sucinta os diferentes modelos de células e módulos fotovoltaicos, com seus respectivos diagramas elétricos e uma breve descrição. A solução para determinação dos parâmetros para os dois modelos mais utilizados (com 4 e 5 parâmetros) são demonstrados, juntamente com as equações que expressam a dependência do modelo em relação às condições de irradiação e temperatura da célula. Para validação das equações foi realizada uma simulação e os resultados comparados com dados adquiridos.

O Capítulo 3 foca-se nas causas e efeitos da degradação no módulo, fazendo uma síntese das principais falhas, analisando suas consequências no comportamento de funcionamento de sistemas PV e apresentando também os métodos de diagnóstico *online* mais promissores da literatura. Já no Capítulo 4, os métodos mencionados são avaliados de acordo com a metodologia descrita, onde os resultados obtidos são apresentados e comentados.

Por fim, o Capítulo 5 dedica-se às conclusões alcançadas com o trabalho, dando também algumas perspectivas para trabalhos futuros que podem ser realizados dentro da própria Escola Superior de Tecnologia e Gestão (ESTiG).

Capítulo 2

Fundamentos e modelos de células e módulos PV

Neste capítulo serão apresentados os fundamentos mais importantes do funcionamento de células PV, sua modelagem e seus principais esquemas elétricos utilizados na literatura. Seguido a isso apresenta-se as possíveis maneiras para a determinação dos parâmetros.

O foco desta dissertação é o diagnóstico dos sistemas PV e para isso deve-se estabelecer alguns passos. Primeiro é necessário caracterizar o funcionamento da tecnologia, sendo possível então determinar um modelo capaz de descrever o comportamento de um sistema, seja uma célula, módulo, fileira ou matriz de módulos.

Posteriormente, a simulação criada a partir deste modelo tenta prever com uma aproximação aceitável o comportamento e potência gerada de diferentes sistemas funcionando em diversas condições, mais especificamente para valores distintos de irradiação e temperatura das células (G e T). Com a análise das características da curva $I - V$ é possível avaliar quais são os efeitos da degradação em um módulo, e através da curva determinar os parâmetros do modelo (que serão descritos a seguir), essenciais no diagnóstico pois refletem as condições atuais do sistema, sendo possível compará-los com valores baseados nas características técnicas, que são considerados valores de referência.

2.1 Módulo fotovoltaico

A conversão de energia solar em elétrica denomina-se por efeito fotovoltaico, tal processo ocorre em materiais semicondutores que ao serem irradiados com luz solar geram elétrons livres e lacunas. Eles são então separados devido à estrutura do dispositivo, elétrons para o terminal negativo e as lacunas para o positivo, e assim gerando energia elétrica [3].

Como uma célula fotovoltaica é feita com materiais semicondutores, idealmente falando ela pode ser representada por uma fonte de corrente contínua conectada em paralelo com diodos. Porém, para uma melhor aproximação do comportamento real algumas resistências são adicionadas representando possíveis perdas de energia.

Dois modelos principais são amplamente utilizados, cada um com sua respectiva complexidade, um com um único diodo (uma exponencial) e o outro com dois diodos (duas exponenciais) [4]. Ambos baseados na equação de Shockley [5], que descreve o comportamento a corrente em função da tensão.

Modelo elétrico com um diodo simples (exponencial simples de quatro parâmetros) é descrito pela Eq. (2.1) e seu circuito elétrico equivalente, apresentado na Figura 2.1, consiste na estrutura de uma célula ideal, porém com uma resistência série adicionada. Esse modelo leva em consideração as perdas devido às resistências internas do módulo, assim como os contatos e interconexões entre células e módulos. Este modelo apresenta relativamente boa precisão e simplicidade, para fins de diagnóstico mostra-se muito eficiente.

$$I = I_{ph} - I_o \cdot \left[\exp \frac{(IR_s + V)}{V_t} - 1 \right] \quad (2.1)$$

A tensão térmica (V_t) é definida pela Eq. (2.2):

$$V_t = \frac{kT n_c A}{q} [\text{V}] \quad (2.2)$$

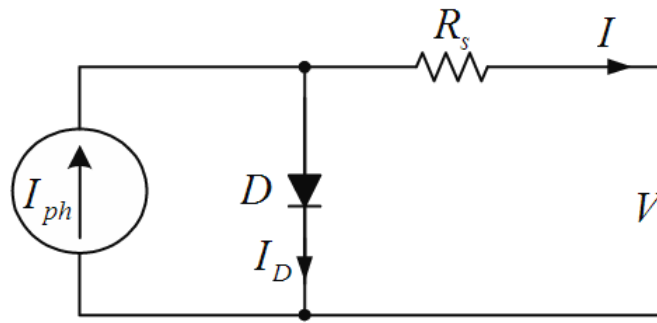


Figura 2.1: Circuito elétrico equivalente de uma célula com diodo simples [6].

Onde:

- I_o - Corrente de saturação do diodo (A);
- I_{ph} - Corrente fotoelétrica (A);
- A - Idealidade do diodo;
- T - Temperatura (K);
- q - Carga do elétron ($1.6 \times 10^{-16} C$);
- R_s - Resistência série do modelo (Ω);
- k - Constante de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23} J/K$);
- n_c - Número de células do módulo, caso deseje modelar uma célula $n_c=1$.

Em muitos casos a idealidade do diodo e a energia de banda da junção (E_{gap}) são tratados como parâmetros a serem estimados, entretanto neste trabalho esses valores foram determinados de acordo com a tecnologia da célula, seguindo a Tabela 2.1 [7], simplificando o modelo.

Tabela 2.1: Idealidade do diodo e energia de banda ideais para diferentes tipos de células [7].

Tipo da célula	Mono-Si	Poly-Si	a-Si-H	a-Si-H tandem	a-Si-H triple	CdTe	CIS	AsGa
A	1.026	1.025	1.8	3.3	3.09	1.5	1.5	1.3
E_{gap}	1.12	1.14	1.65	2.9	1.6	1.48	1	1.43

Modelo elétrico com diodo simples e resistência paralelo (exponencial simples de cinco parâmetros) é representado na Figura 2.2, enquanto a Eq.(2.3) descreve o comportamento da corrente em função da tensão. Ao contrário do primeiro, o modelo de cinco parâmetros considera uma resistência em paralelo com o módulo que é responsável pelas perdas devido à fuga de corrente na junção *pn* e possíveis impurezas ou imperfeições no cristal [8].

$$I = I_{ph} - I_o \cdot \left[\exp \frac{(IR_s + V)}{V_t} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

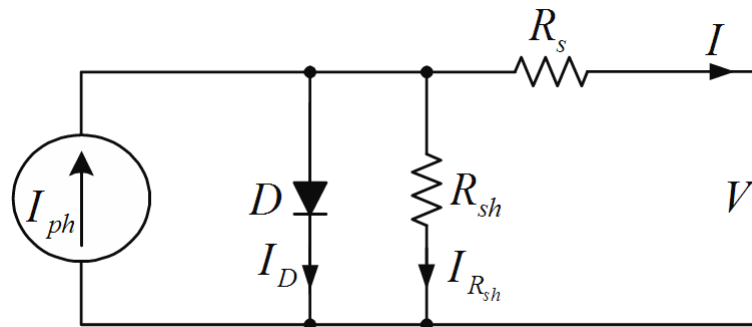


Figura 2.2: Circuito elétrico equivalente de um módulo com diodo simples, considerando a resistência em paralelo do módulo [4].

Onde:

- R_{sh} - Resistência paralelo do módulo (Ω).

Modelo elétrico com dois diodos (ou exponencial dupla) neste circuito elétrico é adicionado um diodo em paralelo com a fonte de corrente Figura 2.3, sendo assim em seu

modelo matemático aparece mais um termo exponencial como apresentado na Eq. (2.4), que descreve a corrente no segundo diodo. Ele considera as perdas devido à recombinação dos portadores na junção e na superfície [5], [8] e [9].

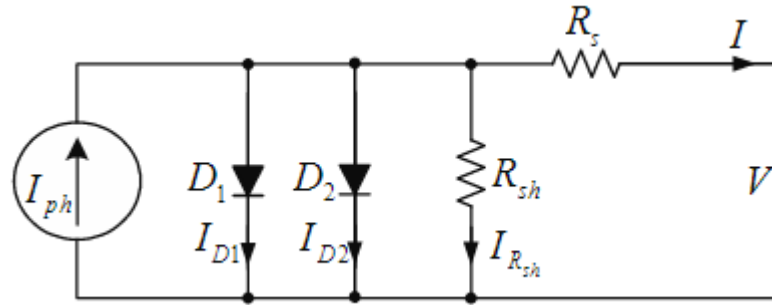


Figura 2.3: Circuito elétrico equivalente de um módulo com dois diodos, considerando a resistência em paralelo do módulo [4].

$$I = I_{ph} - I_{o1} \cdot \left[\exp\left(\frac{IR_s + V}{V_t}\right) - 1 \right] - I_{o2} \cdot \left[\exp\left(\frac{IR_s + V}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

Onde:

- I_{o1} - Corrente de saturação do primeiro diodo, modelando a corrente de difusão;
- I_{o2} - Corrente de saturação do segundo diodo, modelando a recombinação das lacunas.

O chamado modelo de quatro parâmetros é constituído por R_s , I_o , I_{ph} e A , enquanto o de cinco parâmetros inclui ainda a R_{sh} . Já no modelo com dois diodos adiciona-se a corrente de saturação do segundo diodo. Há alguns autores ainda consideram a idealidade de ambos diodos como parâmetros [10], [11], tornando o sistema um pouco mais complexo.

O modelo com dois diodos é considerado, por muitos, mais preciso que o modelo com diodo simples [12], [13], principalmente para baixos valores de irradiação [14]. Porém, para a modelagem de sistemas PV com diversos módulos o segundo diodo não apresenta uma diferença significativa, e muito autores na literatura adotam o uso de um único diodo para as simulações desses sistemas [15], [16].

2.2 Estimação dos parâmetros

Tais parâmetros dizem muito sobre as características do módulo, tanto do material que foi fabricado quanto das atuais condições, sejam elas climatéricas, possíveis sombras sobre as células ou estado de degradação [4]. Para estimar os parâmetros é necessário estabelecer um sistema de equações com uma resolução possível.

As equações (2.1), (2.3) e (2.4) descrevem a curva $I - V$ de um módulo. Sendo assim é possível determinar um sistema de equações a partir dos pontos-chave da curva, ver Figura 2.4, que são eles: circuito aberto, curto circuito e ponto de máxima potência. Os fabricantes fornecem certos valores baseados em STC, como apresentado na Tabela 2.2.

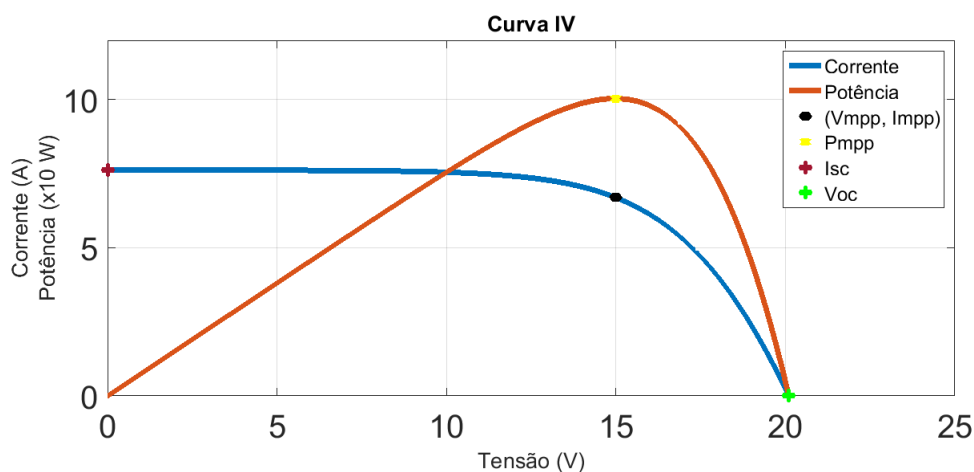


Figura 2.4: Curva IV e os pontos-chave.

Tabela 2.2: Parâmetros fornecidos pelo fabricante na folha de características do módulo

I_{sc} - Corrente no ponto de curto-circuito (A)	P_{mpp} - Ponto de máxima potência (W)
V_{oc} - Tensão em circuito aberto (V)	K_i - Coeficiente de variação da corrente com a temperatura (A/K)
I_{mpp} - Corrente no ponto de potência máxima do módulo (A)	K_v - Coeficiente de variação da tensão com a temperatura (V/K)
V_{mpp} - Tensão no ponto de potência máxima do módulo (V)	n_c - Número de células do módulo

Um importante parâmetro utilizado para verificar a eficiência de uma célula ou módulo é o Fator de Forma (ff), cuja a definição é dada pela razão entre a potência máxima obtida

e o produto entre V_{oc} e I_{sc} . Quanto mais próximo de 1 o fator de forma mais eficiente será o módulo.

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

2.2.1 Modelo com quatro parâmetros

Como dito anteriormente, para propósitos de diagnóstico o modelo com quatro parâmetros apresenta uma boa precisão e simplicidade. Existem algumas formas para a determinação desses 4 parâmetros documentadas na literatura [6], [17], [18], todas baseadas, essencialmente, nas mesmas situações, utilizam os pontos-chave da curva $I - V$ e/ou dados da folha de características do módulo para estabelecer um sistema de equações que possua uma solução, seja analítica ou numérica. É importante notar que os parâmetros calculados a partir dos dados da folha de características serão para um módulo novo trabalhando sob condições STC.

Para a determinação dos parâmetros usam-se algumas simplificações, como a corrente de saturação em dispositivos de silício que é muito pequena (em comparação à exponencial), o termo que contém o -1 é desconsiderado [19]. Outra simplificação a ser considerada é a aproximação amplamente utilizada da corrente fotoelétrica I_{ph} com I_{sc} ($I_{ph} \approx I_{sc}$), pois a diferença entre as duas é em geral desprezível [17], [20], [21]. Essa aproximação pode ser considerada para células de silício cristalino, onde as perdas na resistência série no ponto de curto circuito são mínimas. Neste caso obtemos a equação base para a determinação dos parâmetros:

$$I = I_{sc} - I_o \cdot \left[\exp^{\frac{(IR_s + V)}{V_t}} - 1 \right] \quad (2.6)$$

Solução analítica. Aplicam-se os pontos principais da curva $I - V$ na Eq. (2.6) e trabalha-se com as derivadas da potência em relação à tensão no P_{mpp} e da corrente em relação à tensão, como demonstrado a seguir [22]:

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{P=P_{mpp}} = \left. \frac{d(VI)}{dV} \right|_{P=P_{mpp}} = V_{mpp} \frac{dI}{dV} + I_{mpp} = 0 \quad (2.7)$$

Como a Eq.(2.6) é uma função transcendente, ou seja $I = f(I, V)$, logo é possível escrever:

$$\frac{dI}{dV} = \frac{\partial f(I, V)}{\partial V} + \frac{\partial f(I, V)}{\partial I} \cdot \frac{dI}{dV} = \frac{\frac{\partial f(I, V)}{\partial V}}{1 - \frac{\partial f(I, V)}{\partial I}} \quad (2.8)$$

Aplicando as derivadas parciais na Eq.(2.6) e trabalhando-as na Eq.(2.8) no ponto de potência máxima, junto com os pontos aplicados na Eq.(2.6) é possível escrever o seguinte sistema:

$$\begin{cases} 0 = I_{sc} - I_o \cdot e^{\frac{V_{oc}}{V_t}} \\ I_{mpp} = I_{sc} - I_o \cdot e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{V_t}} \\ \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} = \frac{I_o \cdot e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{V_t}}}{V_t \left(1 + \frac{I_o R_s e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{V_t}}}{V_t} \right)} \end{cases} \quad (2.9)$$

Resolvendo o sistema (2.9) acima conseguimos chegar nas seguintes soluções para V_t , I_o e R_s [22]:

$$V_t = \frac{(2V_{mpp} - V_{oc})(I_{sc} - I_{mpp})}{I_{mpp} - (I_{sc} - I_{mpp} \ln(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}}))} \quad (2.10)$$

$$I_o = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{V_{oc}}{V_t}}} \quad (2.11)$$

$$R_s = \frac{V_{oc} - V_{mpp} + V_t \ln\left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}}\right)}{I_{mpp}} \quad (2.12)$$

Com as equações acima é possível calcular os parâmetros a partir de medições. Entretanto, é importante notar que as Eq. (2.10), (2.11) e (2.12) não fornecem os reais parâmetros físicos do módulo ou célula, pois são parâmetros de ajuste. Alguns autores inclusive mostram que o R_s calculado a partir da Eq. (2.12) pode assumir valores negativos

[17], [23].

Solução numérica. Diversas outras formas para a determinação dos parâmetros são encontradas na literatura, [17] baseia-se em métodos numéricos para isso, partindo da equação (2.13) apresentada em [24].

$$M = \frac{dV}{dI}(I = 0) = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \left(k_1 \frac{I_{mpp} V_{mpp}}{I_{sc} V_{oc}} + k_2 \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} + k_3 \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} + k_4 \right) \quad (2.13)$$

Onde:

$$k = \begin{pmatrix} -5.411 \\ 6.450 \\ 3.417 \\ -4.422 \end{pmatrix} \quad (2.14)$$

Importante notar que as constantes têm origem em métodos numéricos e não empíricos, portanto, independentes das propriedades da célula PV. A determinação dos parâmetros utilizando Eq. (2.13) é apresentada a seguir [17]:

$$R_s = -M \frac{I_{sc}}{I_{mpp}} + \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} \cdot \left(1 - \frac{I_{sc}}{I_{mpp}} \right) \quad (2.15)$$

$$V_t = -(M + R_s) I_{sc} \quad (2.16)$$

$$I_o = I_{sc} e^{-\frac{V_{oc}}{V_t}} \quad (2.17)$$

$$I_{ph} = I_{sc} \quad (2.18)$$

Assim como as expressões analíticas os parâmetros determinados pelas equações acima não representam, de facto, características físicas do módulo ou célula, mas sim ajustes do modelo.

2.2.2 Modelo com cinco parâmetros

Neste modelo acrescenta-se a resistência paralela equivalente (R_{sh}) ao grupo das variáveis a serem calculadas, com isso totalizando cinco. Tal como na determinação dos quatro parâmetros do modelo anterior, neste, ilustrado na Figura 2.2, existem diferentes formas para estimar os parâmetros utilizando medições da curva $I - V$ [18], [25], [26].

As aproximações utilizadas para a resolução do problema são quase as mesmas para ambos casos. A corrente fotoelétrica é considerada igual à corrente de curto circuito. A seguir aplica-se o ponto de circuito aberto na equação do modelo, Eq. (2.19), e desconsidera-se o termo -1 pelos mesmos motivos já mencionados anteriormente, tal como o termo que diz respeito à corrente que flui por R_{sh} , por ser muito pequena, após o ajuste dos parâmetros ela pode ser determinada [26]. Chegando então na Eq. (2.20).

$$I = I_{sc} - I_o \cdot \left[e^{\frac{V+I \cdot R_s}{V_t}} - 1 \right] \quad (2.19)$$

$$I_{sc} - I_o \cdot e^{\frac{V_{oc}}{V_t}} = 0 \quad (2.20)$$

Diferentemente da resolução anterior, esse método utiliza os coeficientes de temperatura fornecidos pelo fabricante para resolver o problema. Partindo da Eq. (2.20), isolando V_{oc} e derivando de acordo com Eq. (2.23), bem como utilizar as definições de K_i e I_o , dadas pelas Eq. (2.22) e Eq. (2.21) respectivamente, chega-se à equação do segundo parâmetro a ser calculado, V_t , dado pela Eq.(2.24) [26].

$$I_o = C \cdot T^3 \cdot e^{-\frac{E_{gap}}{kT}} \quad (2.21)$$

$$K_i = \frac{dI_{sc}}{dT} \quad (2.22)$$

$$K_v = \frac{dV_{oc}}{dT} \quad (2.23)$$

$$V_t = \frac{K_v - \frac{V_{oc}}{T}}{\frac{K_i}{I_{sc}} - \frac{3}{T} - \frac{E_{gap}}{kT^2}} \quad (2.24)$$

Onde E_{gap} é a banda de energia do semicondutor, no caso para silício cristalino $E_{gap} = 1.124eV = 1.8 \cdot 10^{-19}J$ e C representa o coeficiente de variação com a temperatura da corrente de saturação (dado em AK^{-3}) [26]. Com o valor de V_t determinado calcula-se I_o pela Eq. (2.20), e então estimando C com a Eq. (2.21) é possível calcular I_o para qualquer T através da Eq. (2.21). Portanto, faltam apenas as resistências do modelo para serem estimadas.

Em [25] é proposto um algoritmo para determinar as resistências devido a não-linearidade do sistema. Porém, uma solução utilizando a função Lambert W [27] é documentada em [18] e apresentada a seguir.

$$R_s = \frac{xV_t - V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (2.25)$$

$$R_{sh} = \frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{I_{ph} - I_{mpp} - I_o \cdot \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{V_t}} - 1 \right)} \quad (2.26)$$

Onde:

$$x = W \cdot \left[\frac{V_{mpp}(2I_{mpp} - I_{sc})e^{\frac{n_c \cdot V_{mpp}(V_{mpp} - 2V_t)}{V_t^2}}}{I_o V_t} \right] + 2 \frac{V_{mpp}}{V_t} - \frac{V_{mpp}^2 \cdot n_c}{V_t^2} \quad (2.27)$$

Através da solução acima, a determinação dos cinco parâmetros não necessita da resolução de qualquer sistema não-linear e utilizando apenas dados da folha de características e as condições STC nas expressões (2.24), (2.27), (2.25) e (2.26) determinam-se todos os parâmetros.

2.3 Influência das condições ambientais sobre os parâmetros

Como dito anteriormente as células fotovoltaicas dependem da irradiação solar para gerarem eletricidade. Tal como referido, a dependência das características do material semicondutor, em relação à temperatura (Eq. (2.2)) e partindo do princípio de que seus parâmetros são determinados pelo comportamento da curva $I - V$, chega-se à conclusão de que as condições ambientais (externas) influenciam os valores dos parâmetros de ajuste do modelo [6].

Importante ressaltar que os cálculos realizados com os dados da folha de características resultam em parâmetros para módulos novos trabalhando em condições STC, ou seja, T_{stc} e G_{stc} . Este capítulo trata de investigar como se dá essa influência.

A quantidade de luz incidente está diretamente relacionada com a corrente fotoelétrica. Quanto maior a incidência de luz maior a corrente gerada. Não só a irradiação, a temperatura também interfere no valor de I_{ph} , de acordo com a seguinte equação [28], [29]:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{STC}} \cdot [I_{scstc} + K_i(T - T_{STC})] \quad (2.28)$$

Por outro lado, a corrente de saturação do diodo não varia com a irradiação de acordo com Messenger e Ventre [30]. A Eq. (2.29) mostra que a razão entre $I_{o_{stc}}$ e I_o depende da temperatura da célula [29]. Portanto, basta determinar o parâmetro a partir da folha de características do módulo e consegue-se calcular para quaisquer outras condições de trabalho.

$$I_o = I_{o_{stc}} \cdot \left[\frac{T}{T_{stc}} \right]^3 \cdot \exp \left[\frac{E_g q}{A k} \left(\frac{1}{T_{stc}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (2.29)$$

Entretanto, um aprioramento para a determinação de I_o é proposto em [31]. Incluindo os coeficientes K_i e K_v na Eq. (2.20) chega-se à Eq. (2.30), que expressa a dependência da corrente de saturação em relação à temperatura.

2.3. INFLUÊNCIA DAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS SOBRE OS PARÂMETROS 17

$$I_o = \frac{I_{sc_{stc}} + K_i(T - T_{stc})}{\exp\left[\frac{V_{oc_{stc}} + K_v(T - T_{stc})}{V_t}\right] - 1} \quad (2.30)$$

A Eq. (2.30) busca coincidir o valor de V_{oc} da simulação com os dados coletados por medições em uma ampla gama de temperatura. Com ela, o modelo torna-se mais simples e cancela-se os erros próximos ao circuito aberto, conseqüentemente uma melhor aproximação do modelo real.

A resistência paralela (R_{sh}) altera a inclinação da curva $I - V$ no ponto de curto-circuito. Um valor elevado de R_{sh} causa uma maior inclinação, resultando em uma diminuição no P_{mpp} . Porém, ela também varia com a irradiação. Schroder [32] indica que a resistência paralela é inversamente proporcional à corrente de curto-circuito (logo também à irradiação). Esse comportamento é verificado para todos tipos de células, principalmente para a célula de tripla junção, a Eq. (2.31) é uma proposta empírica que descreve esse efeito [28].

$$R_{sh} = \frac{G_{stc}}{G} \cdot R_{sh_{stc}} \quad (2.31)$$

Assim como R_{sh} , a resistência série altera o comportamento da curva $I - V$, mas no segmento próximo ao ponto de circuito aberto. Quanto maior o valor da resistência série maior a inclinação da curva e maiores são as perdas, logo reduzindo P_{mpp} . Virtuani [33] mostra que ela é inversamente proporcional à irradiação. A equação que expressa essa dependência é apresentada a seguir:

$$R_s = \frac{T}{T_{stc}} R_{s_{stc}} \cdot \left(1 - \beta \cdot \ln\left(\frac{G}{G_{stc}}\right)\right) \quad (2.32)$$

Onde β é uma constante e se aproxima de 0.217 [34]. Para finalizar a formalização matemática do modelo que reproduza o comportamento real de uma célula fotovoltaica trabalhando em diferentes condições ambientais, deve-se estabelecer a relação de V_t com $V_{t_{stc}}$, o que é trivial pois a própria definição da tensão térmica (Eq. (2.2)) é uma função da temperatura. Logo pode-se escrever:

$$V_t = V_{t_{stc}} \cdot \frac{T}{T_{stc}} \quad (2.33)$$

2.4 Implementação de um simulador PV

Esta secção dedica-se à apresentação de um simulador PV implementado no ambiente do *Matlab/Simulink*®, assim como seus resultados, com o intuito de implementar e validar as equações apresentadas anteriormente.

Através das equações apresentadas na secção 2.2 determina-se os parâmetros utilizando valores fornecidos pelo fabricante do módulo, ou seja, valores STC. Com tais parâmetros em mãos ($I_{sc_{stc}}$, $I_{o_{stc}}$, $R_{s_{stc}}$, $R_{sh_{stc}}$ e $V_{t_{stc}}$) é possível estimar os novos para dadas condições de G e T de acordo com as equações da secção 2.3.

A Figura 2.5 apresenta o diagrama de blocos implementado. É importante ressaltar que a primeira parte dos cálculos foi realizada em uma função de inicialização do modelo, posterior à declaração dos valores da folha de características. O sistema foi montado de tal forma para que seja possível simular inclusive um conjunto de módulos em série e/ou paralelo, como também utilizar os modelos elétricos com 4 ou 5 parâmetros.

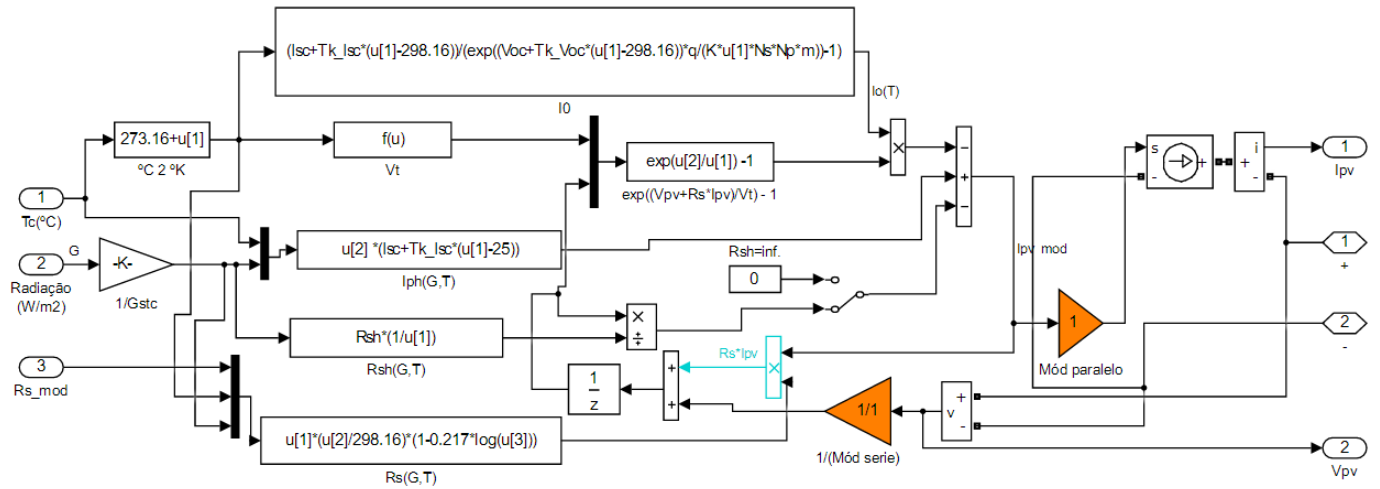


Figura 2.5: Diagrama de blocos do simulador PV implementado no *Simulink*

Um sistema PV de poucos kW possui muitas vezes milhares de células não ideais, cada

uma contendo suas características e interconexões. Criar um modelo para cada célula seria um trabalho imenso. Além da complexidade de modelagem a simulação exigiria um alto poder de processamento computacional, devido a isso algumas simplificações foram consideradas:

- Todas as células do sistemas são idênticas, fisicamente falando, e com as mesmas características $I - V$, o que não acontece de fato, já que algumas diferenças entre o mesmo tipo de célula foram reportadas [15].
- A irradiação é uniforme em todo o sistema.
- A temperatura é uniforme em todo o sistema, onde na prática podem ocorrer algumas variações, como os chamados *hotspots*, que podem ocorrer devido à alguma sombra sobre as células [35].

Para a validação dos modelos de quatro e cinco parâmetros ambos com diodo simples, foram comparados os valores resultantes de simulação com valores experimentais adquiridos com o traçador de curva PVPM-1000C [36], o qual não só fornece os pontos da curva $I - V$ como também temperatura da célula, irradiação e estima R_s através do método descrito em [17]. A Figura 2.6 apresenta os resultados obtidos utilizando um módulo Evergreen EC-115-GL novo [37], onde os pontos representam valores experimentais e a linha contínua representa a curva da simulação.

O modelo que apresentou melhores resultados para essa situação foi o de quatro parâmetros utilizando as equações da solução analítica, portanto considerou-se R_{sh} infinito. Facilmente nota-se a validade do modelo para diferentes condições ambientais, porém vale ressaltar que o módulo é novo, logo, sem os efeitos da degradação, que serão melhor discutidos no próximo capítulo.

Agora é possível notar os efeitos da degradação em um módulo comparando os gráficos da Figura 2.6 com os da Figura 2.7, pois a segunda diz respeito a um grupo de módulos FTS220P conectados em série que trabalham expostos as condições ambientais há aproximadamente cinco anos. As diferenças entre a simulação e os dados experimentais

ficaram mais nítidas, mais precisamente, nota-se uma maior inclinação da curva $I - V$ próximo ao V_{oc} , resultado de um aumento na resistência série. Além disso o modelo de cinco parâmetros foi o que mostrou melhores resultados, ou seja, diminuiu a resistência paralela do módulo, logo houve uma diminuição na energia gerada. Através dessa análise verifica-se não só as diferenças entre módulos novos e usados mas também avalia-se o comportamento do modelo de uma associação de módulos, no caso conectados em série.

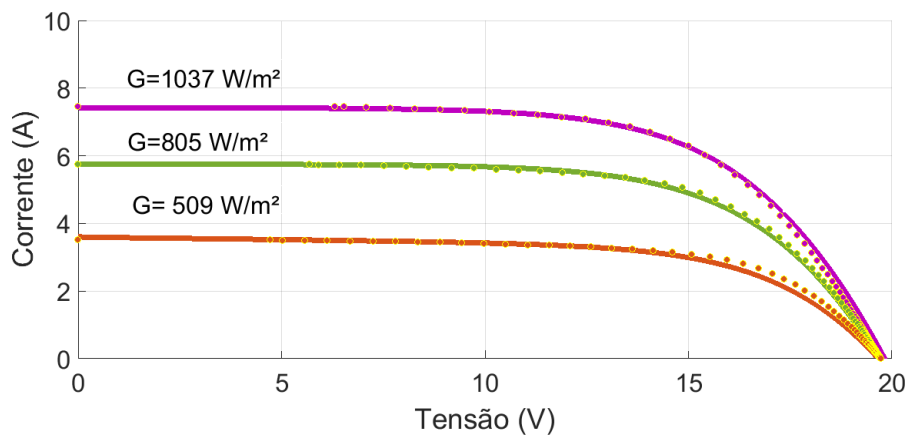
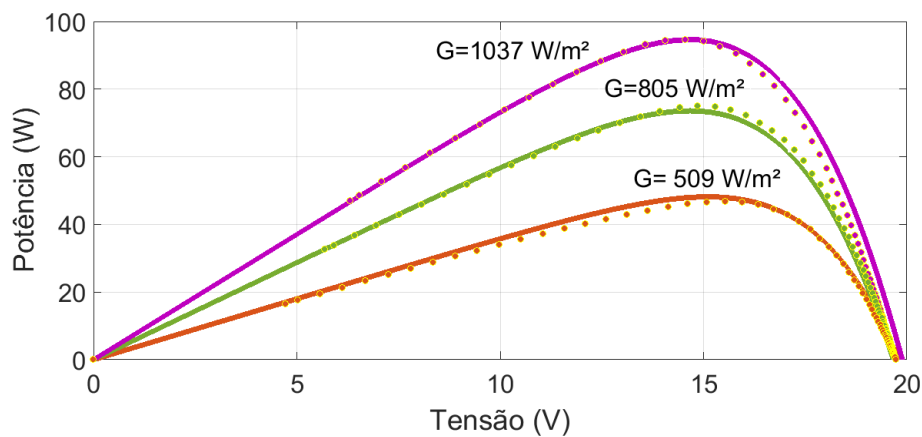
(a) Curva $I - V$ (b) Curva $P - V$

Figura 2.6: Curvas $I - V$ e $P - V$ do módulo Evergreen EC-115-GL em diferentes valores de irradiação, sendo $T \approx 45.2^\circ\text{C}$, $T \approx 39.9^\circ\text{C}$ e $T \approx 32.9^\circ\text{C}$ para roxo, verde e laranja, respectivamente, com linha contínua sendo valores resultantes da simulação (4 parâmetros) e os valores experimentais representados por pontos.

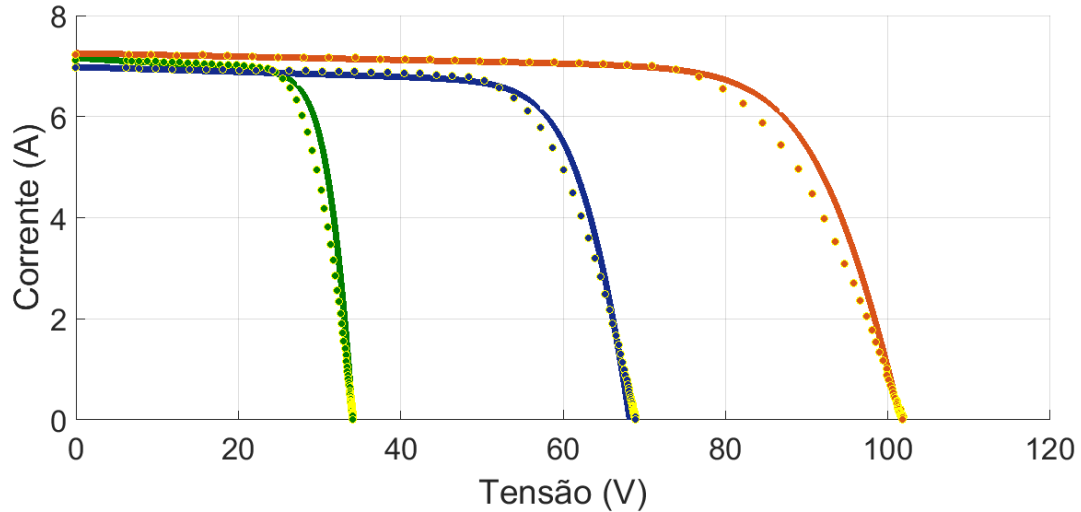
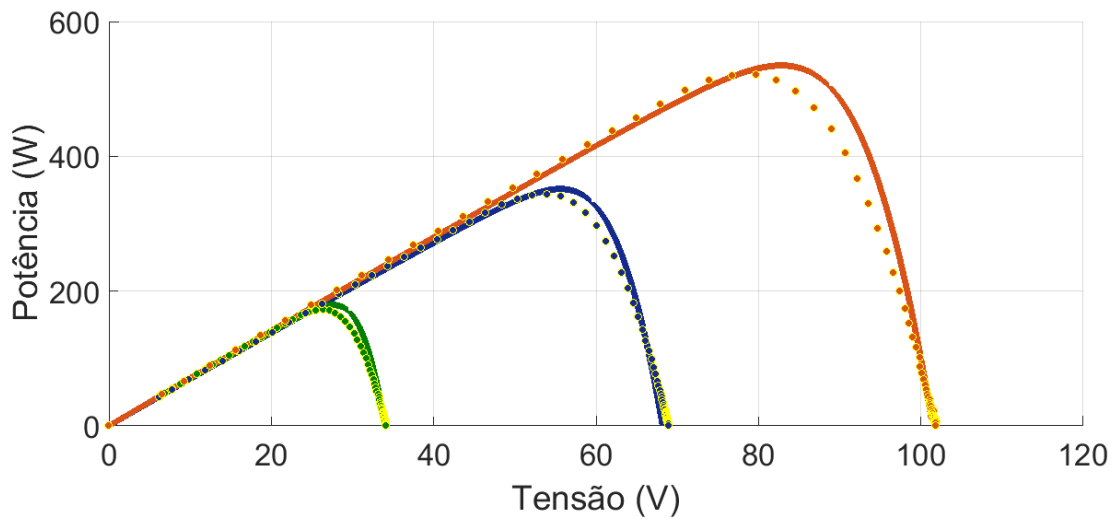
(a) Curva $I - V$ (b) Curva $P - V$

Figura 2.7: Curvas $I - V$ e $P - V$ do(s) módulo(s) FTS220P sendo verde, azul e laranja, resultados para um, dois e três módulos em série, respectivamente. Linha contínua representa valores resultantes da simulação (5 parâmetros) e os valores experimentais representados por pontos, sistemas trabalhando com $G \approx 850W/m^2$ e $T \approx 46^\circ C$.

Capítulo 3

Monitoramento de módulos PV

Este capítulo dedica-se à análise dos estados de saúde dos módulos. Basicamente, divide-se em duas partes principais, onde a primeira trata das causas e efeitos da degradação, e na segunda é feita uma apresentação das técnicas presentes na literatura atual utilizadas para diagnóstico de um módulo.

3.1 Introdução

Junto com o crescimento no número de plantas fotovoltaicas instaladas cresce também a quantidade de falhas e a preocupação em evitá-las ou repará-las, assim como acontece em qualquer projeto de engenharia. As Figuras 3.1 e 3.2 mostram exemplos de degradação, designadamente ao efeito da infiltração de umidade nos módulos e células danificadas devido à exposição ao tempo, detectados em sistemas instalados na escola.

Atualmente alguns inversores fornecem dados diários de produção, potência atual, temperatura dos módulos e até dados climatéricos quando conectados à Internet. No entanto, a maioria desses sistemas não possui qualquer tipo de mecanismo para diagnóstico, especialmente em pequenas escalas.

Um sistema PV é constituído por diferentes partes (módulos, inversores, fios e conexões) em que todas podem apresentar defeitos, porém este trabalho foca-se nos módulos. Com seu envelhecimento o módulo passa a produzir menos energia, isso ficou claro com



Figura 3.1: Efeito da infiltração de umidade no módulo, resultando em crescimento de musgos no encapsulamento.



Figura 3.2: Módulo GEVPVp-205-M com sete anos de uso e célula danificada.

os resultados obtidos com o simulador (seção 2.4) onde a diferença entre o P_{mpp} da simulação e dos dados experimentais é maior para os módulos que foram expostos as condições ambientais por um longo período de tempo, isso fica ainda mais evidente com os dados obtidos do módulo GEPVp-205-M com sete anos de uso, apresentados a seguir.

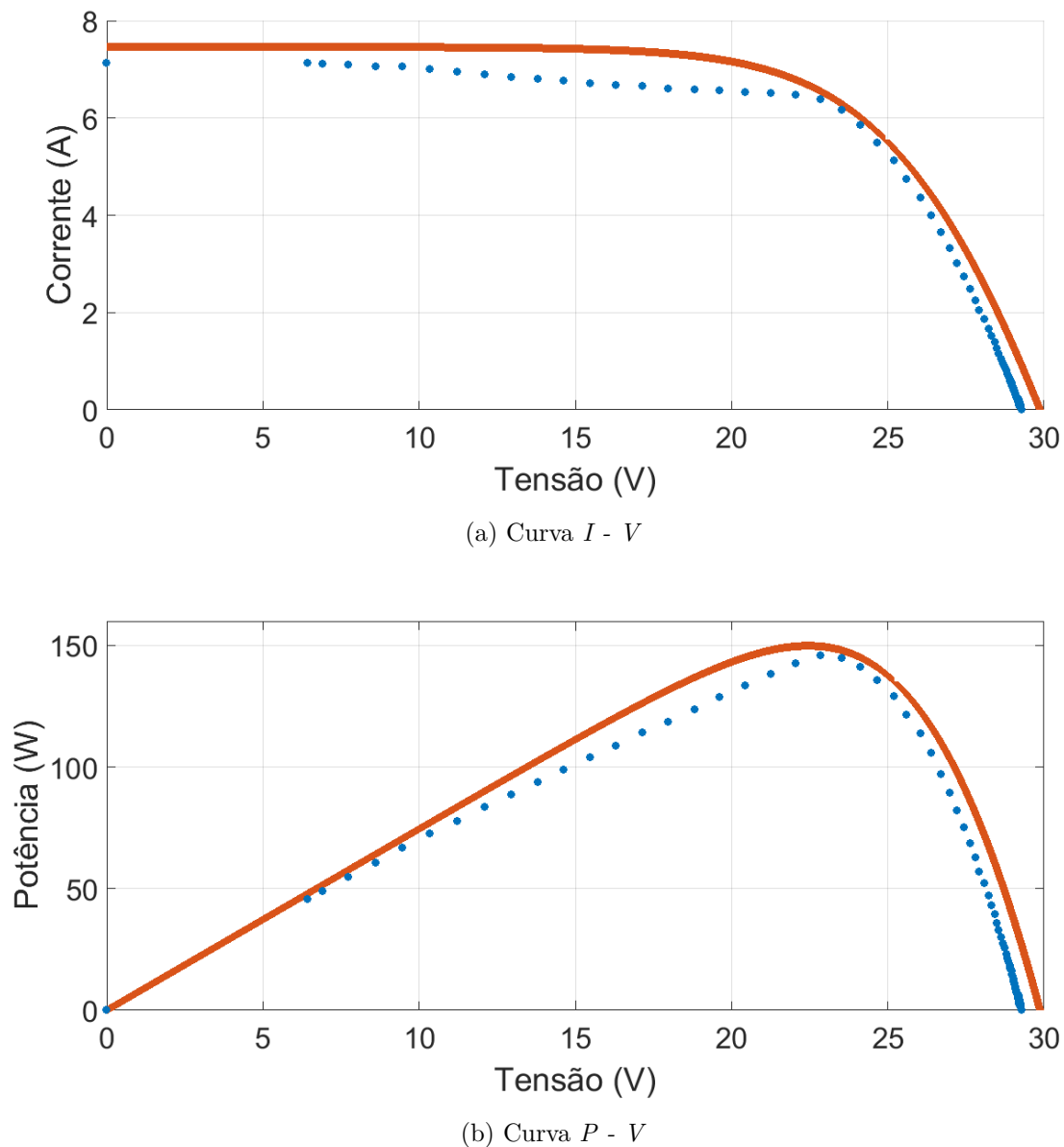


Figura 3.3: Curvas $I - V$ e $P - V$ do módulo GEPVp-205-M com $G \approx 896W/m^2$ e $T \approx 50^\circ C$. Linha contínua representa valores resultantes da simulação (5 parâmetros) e os valores experimentais representados por pontos.

3.1.1 Caracterização das falhas

Basicamente, as falhas existentes em módulos PV podem ser listadas da seguinte forma [38]:

- **Hot-spots:** Os chamados pontos quentes são locais com altas temperaturas no módulo, que são causados quando a corrente gerada pela célula é menor que a corrente da fileira, isso ocorre devido à sombras, células danificadas e conseqüentemente, um aumento na resistência à passagem de corrente elétrica, ocasionando maiores perdas por efeito Joule, aumentando a temperatura da célula [39], [40].
- **Encapsulamento danificado:** o encapsulamento é responsável por proteger as células do meio exterior e também funciona como isolamento elétrico. Falhas como descoloração e desfolhação são comuns e podem ocorrer tanto a curto quanto a longo prazo, sendo mais frequentes em ambientes quentes e úmidos. Também podem ser conseqüência de *hot-spots*, e causam um decréscimo na corrente fotoelétrica gerada pois a irradiação é parcialmente bloqueada. Outra falha comum é a penetração de umidade, que causa um aumento na resistência série do módulo [41], logo aumentando as perdas.
- **Corrosão do módulo:** A corrosão dos condutores e conexões metálicas causam deterioração no módulo, aumentando a resistência série e diminuindo a resistência paralelo do modelo elétrico [42], assim como o verificado na simulação.
- **Condutor quebrado ou solda fria:** Os barramentos responsáveis pela circulação da corrente elétrica podem abrir devido ao estresse mecânico causado por expansão e contração térmica. Nos módulos instalados no Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos foi detectado conexões abertas devido a oxidação dos conectores.
- **Rachaduras nas células:** Devido ao estresse causado nas células, tanto mecânico quanto térmico rachaduras podem aparecer.

- **Poeira:** Lugares secos apresentam muita poeira, que por sua vez podem bloquear parcialmente a irradiação de luz nas células tanto por absorção quanto por dispersão. Podem causar sombras no módulo e possivelmente ocorrer *hot-spots*. Existem casos que a queda na produção de energia chega a 50%, caso os módulos não sejam limpos com periodicidade de seis meses [43].

3.1.2 Diagnóstico de módulos PV

Não só a capacidade de produção, como também o bom funcionamento das partes de um sistema de geração, está diretamente relacionado à rentabilidade do projeto. Portanto é de interesse do investidor uma longa vida útil dos equipamentos. A garantia dos módulos gira em torno dos 25 anos, no entanto estudos mostram que alguns começam a apresentar sinais de degradação logo nos primeiros anos de operação [44], [45].

O mercado de monitoramento de sistemas PV é muito promissor, algumas empresas começaram a oferecer soluções para monitorar a produção de energia e identificar falhas, por exemplo a Bitron [46] que oferece serviços para otimização em sistemas PV, monitorando cada módulo, inclusive com alarmes e notificações por email e SMS. Entretanto o monitoramento realizado é feito a partir da análise de produtividade energética que está estritamente ligada aos fatores climáticos.

No geral as técnicas de diagnóstico podem ser separadas em dois grupos: *off-line* e *on-line*. Na primeira os módulos são retirados do sistema e analisados de acordo com indicadores de desempenho, geralmente com medições da curva $I - V$ no escuro e sob irradiação para avaliação da junção pn [47], [48], assim como a resposta espectral da célula. Já nos métodos *on-line* o diagnóstico é realizado com o módulo em operação (não é necessário interromper o sistema), nestes métodos o diagnóstico é feito através de um modelo elétrico equivalente e estimando os parâmetros tanto com valores da folha de características quanto com valores medidos atuais é possível determinar o nível de degradação do módulo. Os métodos *on-line* possuem menores custos de implementação pois são baseados em algoritmos e alguns sensores, enquanto os *off-line* exigem maior

mão-de-obra.

Para o propósito de diagnóstico do módulo é vital averiguar quais são os efeitos das falhas na curva $I - V$, assim como no modelo. A Tabela 3.1 resume tais efeitos [38].

Tabela 3.1: Principais falhas e seus possíveis efeitos na curva $I - V$

Falha	Detectabilidade
Perda da transparência do encapsulamento: areia, sujeira, desfolhação, descoloração do plástico	Menor pico de potência gerada, decrescimento no fator de forma
Corrosão do módulo	Aumento na resistência série equivalente
Células danificadas, interconexão aberta	Aumento na resistência série equivalente, decrescimento no fator de forma e tensão de circuito aberto

Diversos modelos elétricos para sistemas PV são reportados, cada um com sua complexidade, idealizações e parâmetros. Usualmente os modelos mais complexos (5, 6 ou 7 parâmetros) são os que possuem melhor correlação entre os resultados estimados e os experimentais, onde os parâmetros geralmente são estimados por algoritmos e comparação [25]. Entretanto, para fins de diagnóstico métodos muito complexos não são necessários, devido ao alto poder computacional exigido, para realizar as diversas iterações.

Partindo do ponto de vista do diagnóstico é necessário selecionar os parâmetros-chave, que refletem diretamente a saúde do módulo. E olhando a Tabela 3.1 nota-se que a resistência série do módulo é um parâmetro muito relevante no diagnóstico, mesmo nas falhas que dizem respeito ao encapsulamento, pois menor ponto de máxima potência está ligado a um maior valor de R_s .

Na literatura é possível achar diversos métodos para monitoramento de desempenho dos módulos, os mais utilizados são: fator de forma [49], supervisão da resistência série [6], [17] e monitoramentos dos pontos principais da curva $I - V$. A seguir são apresentadas as principais técnicas reportadas para supervisão *on-line*.

3.2 Monitoramento da resistência série equivalente

Como já é amplamente conhecido, a corrente de uma junção p-n diretamente polarizada cresce exponencialmente com a tensão aplicada, e sua derivada tende ao infinito sendo limitada somente pela resistência série interna. No caso do módulo PV, essa resistência é constituída por impurezas no cristal, conexões metálicas e contatos [8].

De acordo com o circuito elétrico equivalente do módulo (Fig. 2.1) a maior tensão direta no diodo é a tensão de circuito aberto, sendo assim, é conveniente determinar a resistência série quando o ponto de funcionamento do módulo tende para esse ponto. As Equações (3.1) e (3.2) a seguir definem a tensão do módulo em função da corrente e a resistência série equivalente do módulo (R_{se}), respectivamente.

$$V = V_t \cdot \ln \left(\frac{I_{sc} - I}{I_o} \right) - I \cdot R_s \quad (3.1)$$

$$R_{se} = - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V \approx V_{oc}} \quad (3.2)$$

Vale a pena ressaltar que o R_s das equações dos modelos é apenas um parâmetro de ajuste e não representa a resistência física do módulo e inclusive pode assumir valores negativos [17], [23]. Geralmente, isso ocorre com pequenos valores de irradiação. Na literatura existem duas maneiras para estimar R_{se} próximo ao ponto de circuito aberto.

Expressão analítica. É possível estimar o valor de R_{se} derivando a Equação (3.1), assim como expresso em (3.2), chegando então à Eq. (3.3).

$$R_{se} = \frac{V_t}{I_{sc}} + R_s \quad (3.3)$$

Sendo assim, é necessário adquirir os principais pontos das curva $I - V$, calcular os parâmetros R_s e V_t do modelo de 4 parâmetros com as Equações (2.12) e (2.10), para então determinar R_{se} .

Baseado na inclinação da curva $I - V$. Partindo do princípio que a resistência série equivalente altera a inclinação da curva $I - V$ é possível determiná-la através de

alguns pontos adquiridos experimentalmente perto do ponto de circuito aberto, segundo a Eq. (3.4). Na prática é recomendável utilizar $dV = 1V$ para bons resultados [6], porém quanto mais pontos menores são os erros causados por ruídos.

$$R_{se} = - \left. \frac{V_2 - V_1}{I_2 - I_1} \right|_{V \approx V_{oc}} \quad (3.4)$$

A Figura 3.4 mostra duas curvas $I - V$ obtidas no laboratório e suas respectivas inclinações em dois valores de irradiação distintos do módulo EC-115-GL [37].

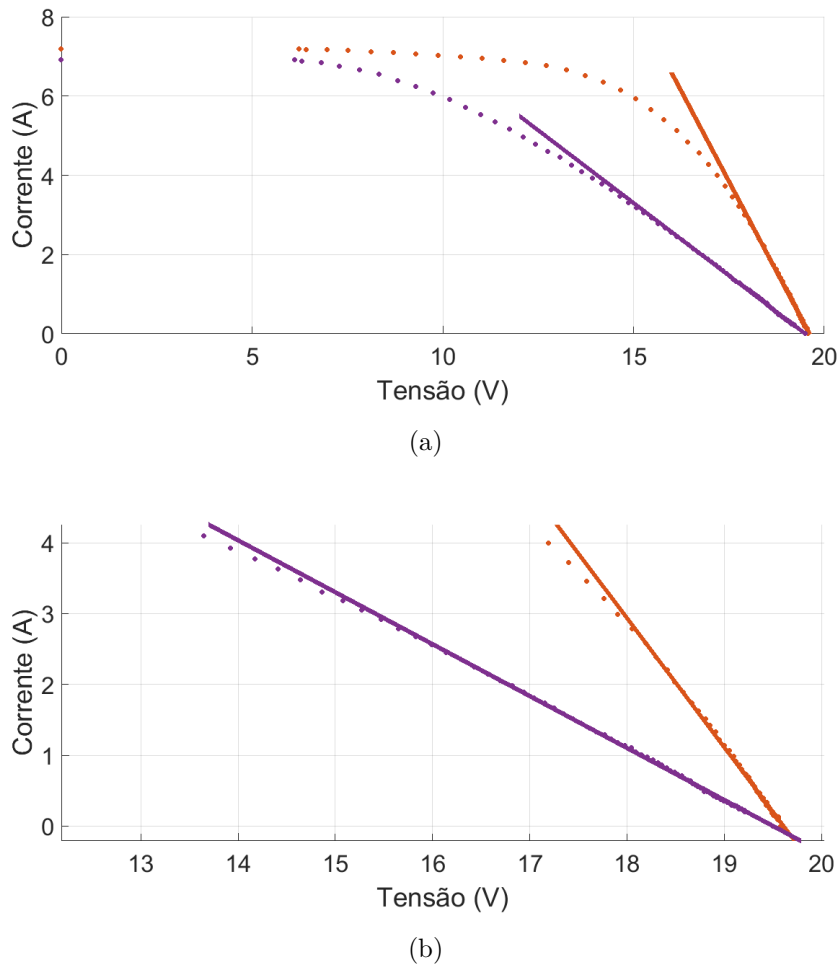


Figura 3.4: Curvas $I - V$ obtidas do módulo EC-115-GL e suas respectivas inclinações em circuito aberto, cor vermelha o módulo esta operando com $G \approx 1000W/m^2$ e em roxo $G \approx 500W/m^2$. Sendo que os dados experimentais são representados por pontos, enquanto a linha contínua representa a inclinação. Em (b) é feito um zoom na região de circuito aberto, onde a aproximação linear foi feita.

3.2.1 Método de normalização do R_{se} para STC

Observando a Figura 3.4 nota-se que as retas das inclinações não são paralelas, logo um mesmo módulo possui diferentes valores de R_{se} , variando com a irradiação e temperatura da célula, o que é natural uma vez que com menores valores de irradiação é necessário uma maior parcela da energia solar total entregue para fazer com que o material semiconductor conduza corrente elétrica, ou seja, uma menor eficiência.

Uma normalização é proposta por [6] para expressar essa dependência com os fatores climáticos e estimar $R_{se_{stc}}$ a partir dos valores de G , T e R_{se} .

De acordo com a Equação (3.3) podemos escrever R_{se} para diferentes condições, de acordo com a Equação (3.5), assim como estabelecer as relações de proporcionalidade dos valores de V_t e I_{sc} com T e G , descritas pelas Equações (3.6) e (3.7), respectivamente.

$$R_{se_{stc}} = \frac{V_{t_{stc}}}{I_{sc_{stc}}} + R_s \quad (3.5)$$

$$V_{t_{stc}} = V_t \cdot \frac{T_{stc}}{T} \quad (3.6)$$

$$I_{sc_{stc}} = I_{sc} \cdot \frac{G_{stc}}{G} \quad (3.7)$$

Substituindo as Equações (3.6), (3.7) e (3.5) na (3.3), chega-se à Equação (3.8) que exprime a relação entre as resistências série equivalente (atual e em STC) e as condições climáticas atuais.

$$R_{se_{stc}} = R_{se} - \frac{V_{t_{stc}}}{I_{sc_{stc}}} \cdot \left(\frac{T \cdot G_{stc}}{T_{stc} \cdot G} - 1 \right) \quad (3.8)$$

A Figura 3.5 mostra a dependência da resistência série equivalente com a irradiação, e também verifica a otimização dos resultados obtidos utilizando a Equação (3.8). Pode-se observar que para valores baixos de irradiação os resultados estimados ficam mais próximos ao valor de $R_{se_{stc}}$.

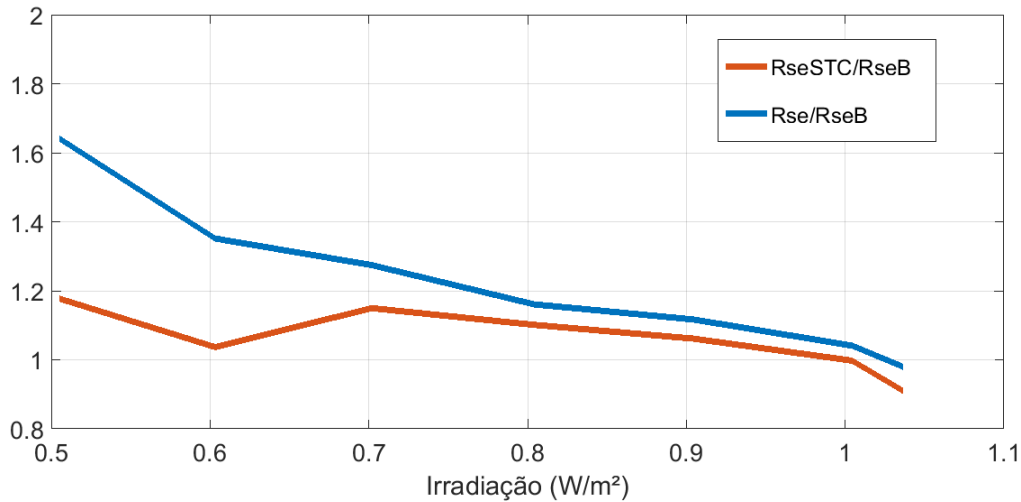


Figura 3.5: Efeito da irradiação sobre a resistência série no módulo EC-115-GL. Utilizando o método de inclinação da curva no ponto de circuito aberto, onde R_{seB} representa o valor de R_{se} baseado em valores da folha de características, R_{se} a resistência estimada pela inclinação e R_{seSTC} com a compensação apresentada na Equação (3.8).

3.3 Estimação do incremento na resistência série equivalente

Como dito anteriormente a resistência série possui impacto direto nas perdas do módulo e cresce conforme o módulo se vai degradando.

Devido à importância de R_{se} diversas técnicas de diagnóstico que utilizam este parâmetro para tentar estimar o quão degradado está o módulo são propostas as quais, em geral, usam a inclinação da curva $I - V$ para quantificar a resistência.

O aumento gradativo de R_{se} proporciona um decréscimo na potência máxima gerada, pois uma maior inclinação próximo ao circuito aberto tem como consequência uma redução significativa no valor de V_{mpp} . Em [50] um método de diagnóstico que procura estimar o incremento na resistência série equivalente é proposto. Esse método procura determinar um valor de V_{mpp} ideal (V_{id}) para dadas condições de G e T , ou seja, o valor de V_{mpp} para um módulo novo.

Diferentemente do método de monitoramento da resistência série equivalente que se

3.3. ESTIMAÇÃO DO INCREMENTO NA RESISTÊNCIA SÉRIE EQUIVALENTE 33

baseia no modelo de 4 parâmetros, este utiliza o modelo elétrico com 5 parâmetros (Seção 2.2.2), levando em consideração também R_{sh} . A tensão ideal V_{id} é determinada pela Equação (3.9) [51].

$$V_{id} = -V_t \cdot W \cdot \left[\frac{I_o \cdot R_{sh}}{V_t} \cdot \exp\left(\frac{R_{sh}}{V_t} \cdot (I_{ph} + I_o - I_{mpp})\right) \right] - I_{mpp} \cdot (R_s + R_{sh}) + R_{sh} \cdot (I_{ph} + I_o) \quad (3.9)$$

Através dos parâmetros calculados para dados valores de temperatura e irradiação (utilizando as equações da Seção 2.3) e o valor de I_{mpp} medido é possível determinar a tensão ideal, assim como a redução em V_{mpp} , ilustrada na Figura 3.6.

A ideia básica deste indicador é quantificar a resistência série que provoca a mesma redução em V_{mpp} . O primeiro passo é medir o ponto de potência máxima (V_{mpp} e I_{mpp}) e determinar a redução como segue:

$$\Delta V_{mpp} = V_{id}(I_{mpp}) - V_{mpp} \quad (3.10)$$

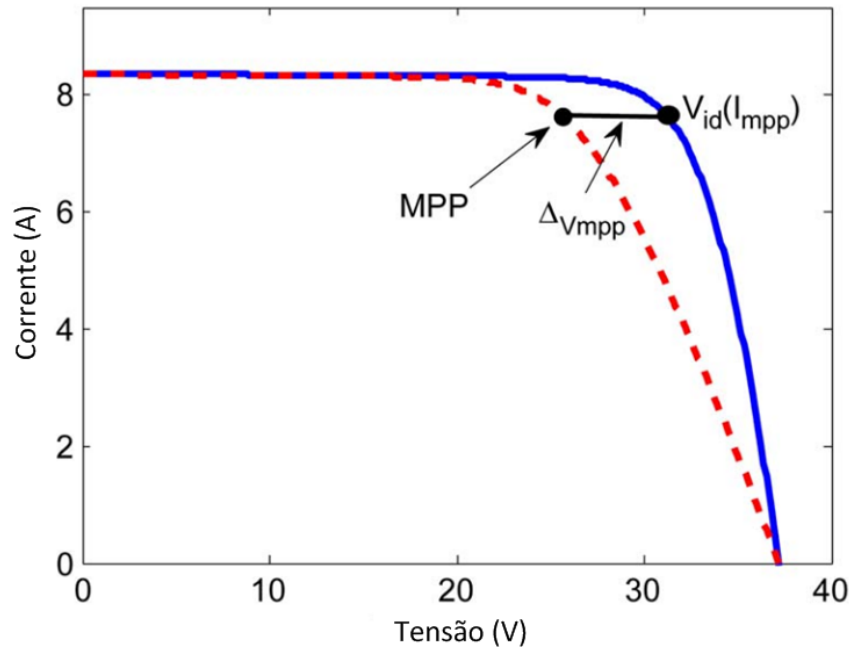


Figura 3.6: Ilustração do indicador e a respectiva redução da tensão no ponto de máxima potência [50].

A seguir estimar a resistência série adicional devido à degradação (ΔR_s) dividindo a Equação (3.10) pela corrente I_{mpp} adquirida, como expressado a seguir:

$$\Delta R_s = \frac{\Delta V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (3.11)$$

Capítulo 4

Avaliação dos métodos de diagnóstico

Neste capítulo é descrito o trabalho de implementação, apresentando a metodologia utilizada para avaliação dos métodos de diagnóstico e salientando os pontos mais relevantes da mesma, incluindo os equipamentos utilizados, resultados e discussão.

4.1 Metodologia de avaliação

Como dito anteriormente a resistência série equivalente é o principal parâmetro no que diz respeito ao diagnóstico do estado de saúde dos módulos. Conforme o módulo se degrada, a sua resistência série aumenta devido aos diversos fatores citados, ocasionando assim maiores perdas e por conseguinte menor produção de energia, afetando diretamente a eficiência do sistema como um todo. Além do mais, tal parâmetro varia de acordo com as condições ambientais, como visto no capítulo anterior.

Partindo desse princípio é necessário avaliar qual dos métodos melhor identifica a variação na resistência série nas mais diversas condições de operação. Para isso cinco resistências de potência foram conectadas em série com o módulo afim de emular a degradação no mesmo, como apresentado a seguir.

Tabela 4.1: Valores das resistências adicionadas.

Radd0	Radd1	Radd2	Radd3	Radd4	Radd5
0 Ω	0.35 Ω	0.52 Ω	0.81 Ω	1.02 Ω	1.49 Ω

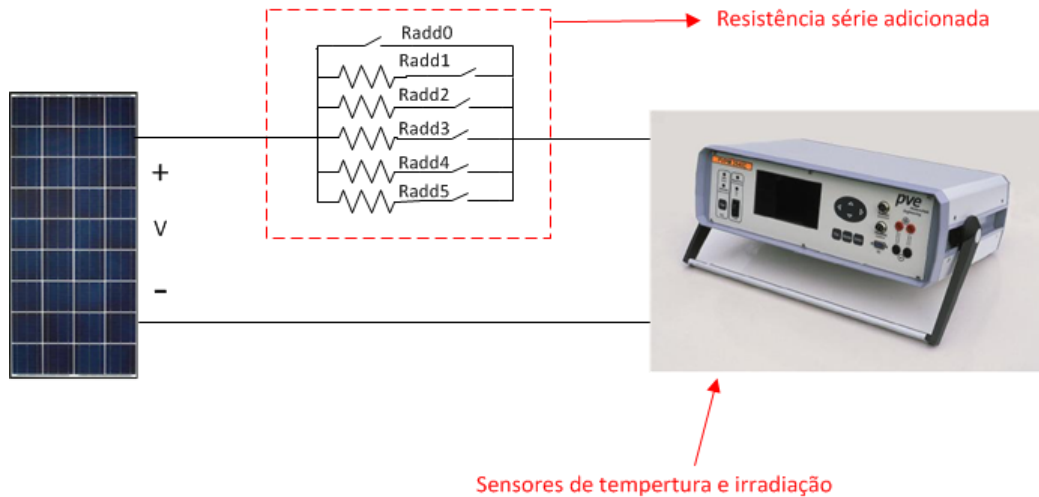


Figura 4.1: Esquema de ligação realizado para avaliação dos métodos de diagnóstico, utilizando o traçador de curva $I - V$ PVPM-1000C.

Como ilustrado na Figura 4.1 o traçador de curvas possui sensores de irradiação e temperatura, onde o primeiro é posicionado no plano do módulo e o segundo foi colocado na parte traseira.

Foram realizadas seis aquisições para cada condição de operação durante diversos dias de céu aberto, sendo uma sem resistência série adicionada e as outras cinco com diferentes resistências adicionais, com valores de acordo com a Tabela 4.1. É importante salientar que para cada situação foram feitas três aquisições, para então fazer a média dos valores resultantes, com o intuito de reduzir erros devido a ruídos.

O valor real das resistências foi determinado utilizando o multímetro de bancada 889B (Figura 4.2), fabricado pela *BK Precision*[®] [52]. De acordo com a empresa o equipamento apresenta precisão de 0.1% para medições de resistência, indutância e capacitância.



Figura 4.2: Multímetro de bancada 889B.

Após as aquisições os dados são exportados para o computador, onde são carregados no *Matlab*[®] para serem processados e feita então a extração dos pontos principais. Com os respectivos pontos e os valores da folha de características do módulo é possível aplicar os métodos, para, depois, estimar a resistência série equivalente.

Para a avaliação dos métodos foi determinado o erro entre o valor da resistência adicional real e o valor estimado. Para isso, faz-se a diferença entre R_{se} estimado com os dados adquiridos usando uma determinada resistência série e o R_{se} estimado sem qualquer resistência adicionada. Como expressado a seguir:

$$R_{add_{est_x}} = R_{se_x} - R_{se_0}; x = (1, 2, 3, 4, 5) \quad (4.1)$$

Onde:

- $R_{add_{est_x}}$ - Resistência série adicional estimada (Ω)
- R_{se_x} - Resistência série equivalente estimada utilizando a respectiva R_{add_x} conectada em série com o módulo (Ω)

Sendo assim, o valor determinado pela Equação (4.1) deve ser igual à respectiva resistência série adicionada, cujos valores são apresentados na Tabela 4.1. Portanto, o erro é calculado conforme a expressão a seguir:

$$Error = \frac{|R_{add_{est_x}} - R_{add_x}|}{R_{add_x}} \quad (4.2)$$

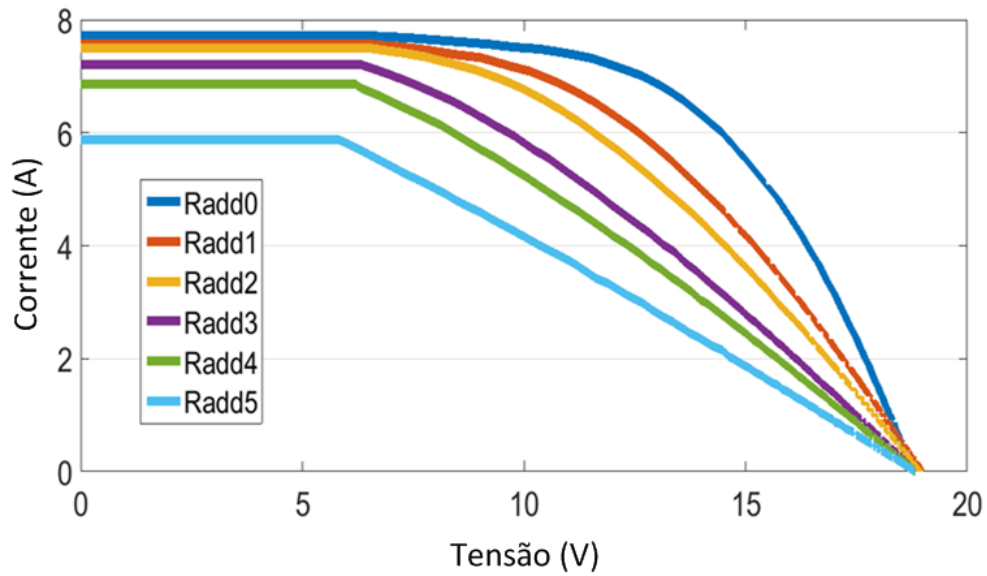
4.2 Resultados e discussão

A Figura 4.3 mostra as curvas $I - V$ experimentais do módulo EC-115-GL adquiridas com resistências séries adicionadas de acordo com a Tabela 4.1. Sendo que na Figura 4.3a o módulo está trabalhando com $G \approx 1060W/m^2$ e $T \approx 47^\circ C$, enquanto que na Figura 4.3b $G \approx 540W/m^2$ e $T \approx 38^\circ C$.

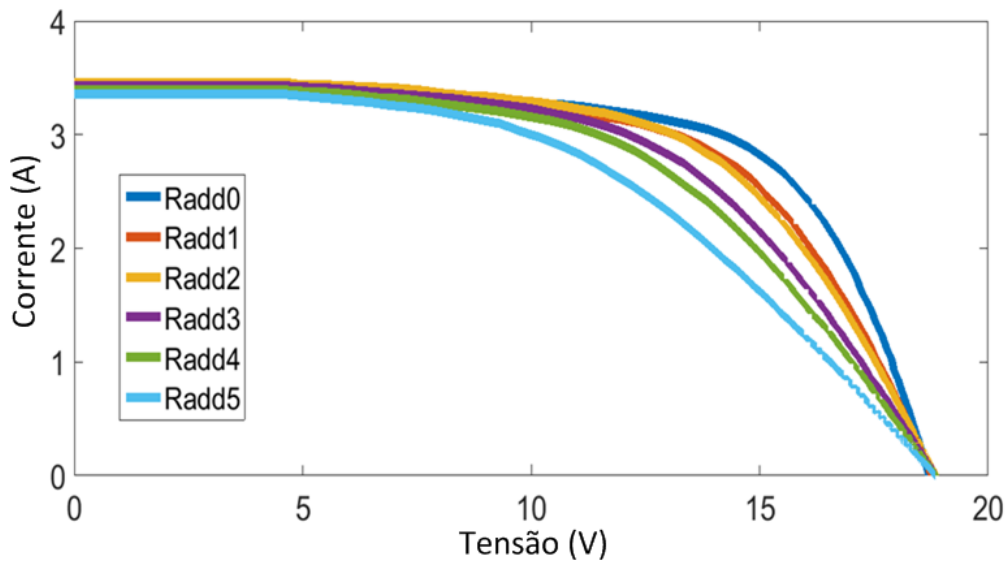
Observando o comportamento das curvas em resultado da adição da resistência é possível verificar as consequências citadas anteriormente. Conforme o módulo se degrada, e portanto aumenta a resistência série equivalente (como verificado com a simulação), altera-se a inclinação da curva próximo ao ponto de circuito aberto, de modo que resulte em uma menor potência máxima gerada.

Nota-se também que quanto maior a resistência adicionada menor é a corrente de curto-circuito, esse efeito fica muito evidente para altas irradiações como é possível verificar na Figura 4.3.

Esse é um fato que merece a atenção, pois é para altas irradiações que o módulo apresenta maiores níveis de energia produzida. No entanto, com a degradação também é para altas irradiações que o módulo apresenta maiores perdas, devido a um menor valor de I_{sc} . Isso pode ser verificado na Figura 4.4, onde fica claro que para maiores irradiações os módulos sofrem de maiores reduções em P_{mpp} comparando com as perdas em baixas irradiações. Verifica-se também que a perda de potência é linear em relação à degradação, para ambos os casos.



(a)



(b)

Figura 4.3: Curvas $I - V$ experimentais do módulo EC-115-GL adquiridas com resistências séries adicionadas de acordo com a Tabela 4.1. Sendo em (a) $G \approx 1060W/m^2$ e $T \approx 47^\circ C$, enquanto em (b) $G \approx 540W/m^2$ e $T \approx 38^\circ C$.

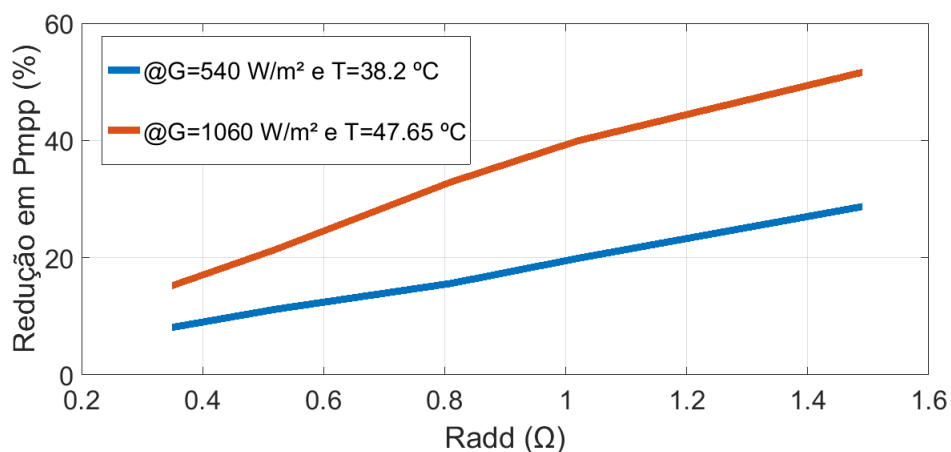
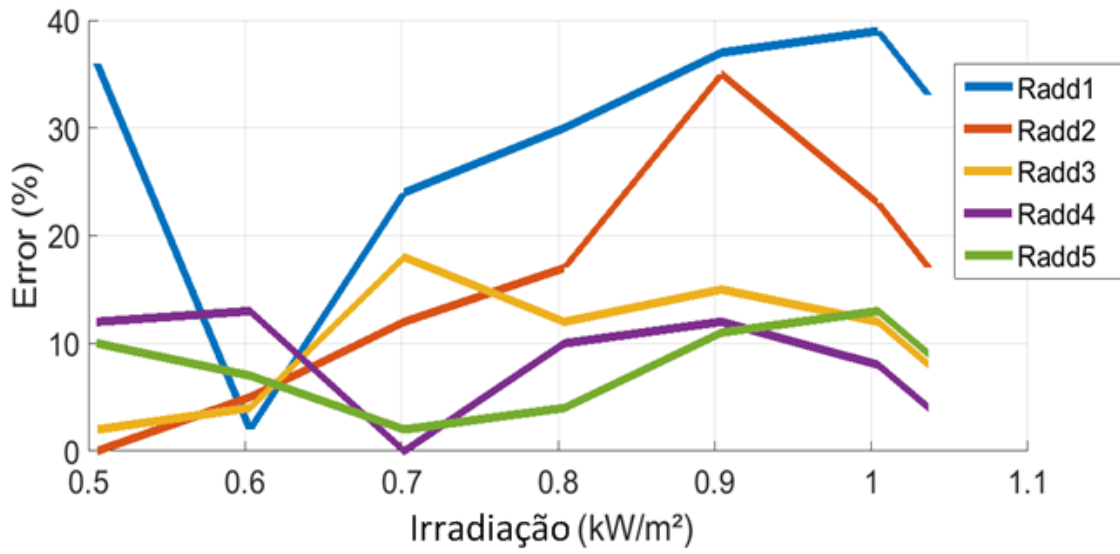


Figura 4.4: Relação entre a redução no valor de P_{mpp} e a resistência série adicionada para $G \approx 1060 \text{ W/m}^2$ e $G \approx 540 \text{ W/m}^2$.

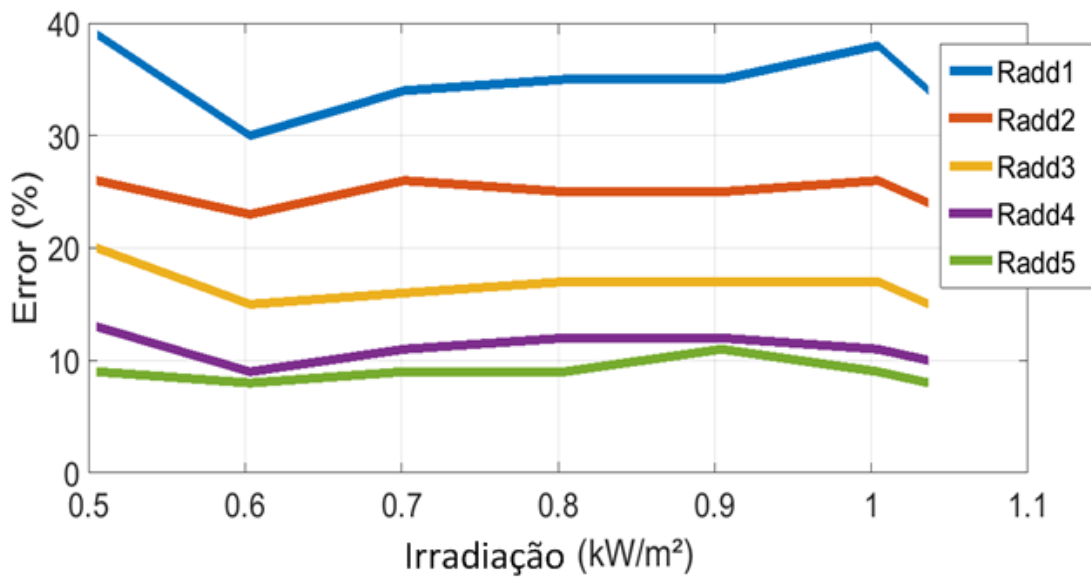
Com os parâmetros dos diferentes métodos, calculados para diversas condições de G e T , assim como seus respectivos erros é possível construir um gráfico do erro em função da irradiação, capaz de mostrar a eficiência dos métodos frente as diversas condições no ambiente de trabalho do sistema PV. A Figura 4.5 apresenta tais gráficos para os métodos mencionados no Capítulo 3.

Com os resultados em mãos o que chama bastante atenção são os erros da estimativa de R_{se} utilizando o traçador de curvas PVPM1000C, Figura 4.5d, que são muito altos e com resultados dispersos. O método implementado no traçador utiliza a solução numérica do sistema de equações para determinar os parâmetros [17], e a determinação da resistência série do módulo é definida pela técnica apresentada em [53]. Esse fato se dá principalmente porque esse método não considera as condições de irradiação e temperatura do módulo.

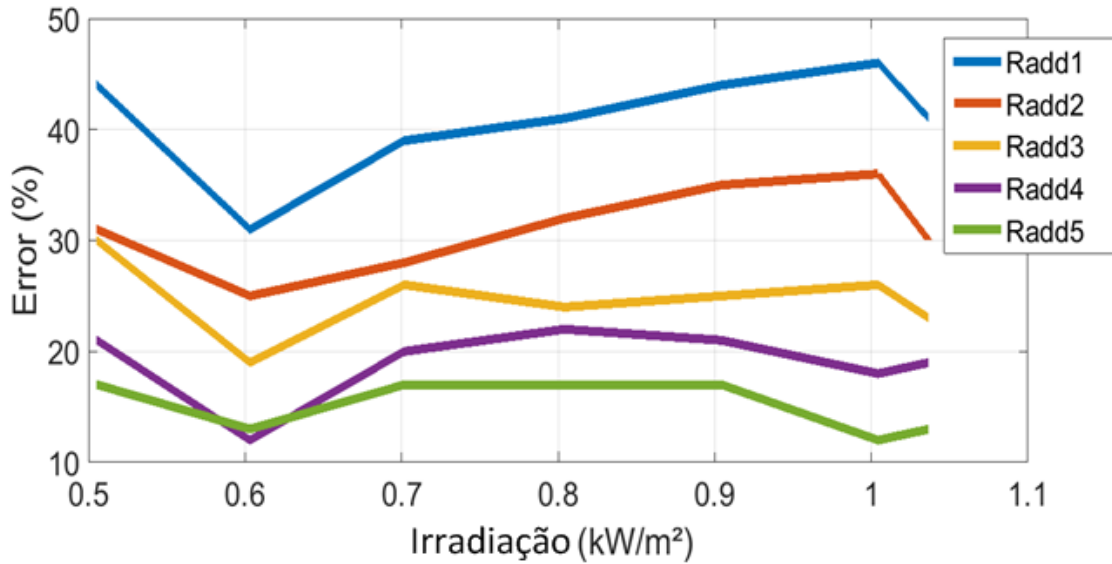
Observando os gráficos conclui-se que, de modo geral, os erros diminuem conforme o módulo se degrada (aumento na resistência série). Entretanto é possível verificar que o R_{se} estimado através da Equação (3.3) não apresenta bons resultados em função da irradiação, pois possui um comportamento muito disperso e portanto impreciso. Já para os outros dois, inclinação por pontos e incremento na resistência série, obtiveram-se comportamentos lineares para toda a gama de valores de irradiação.



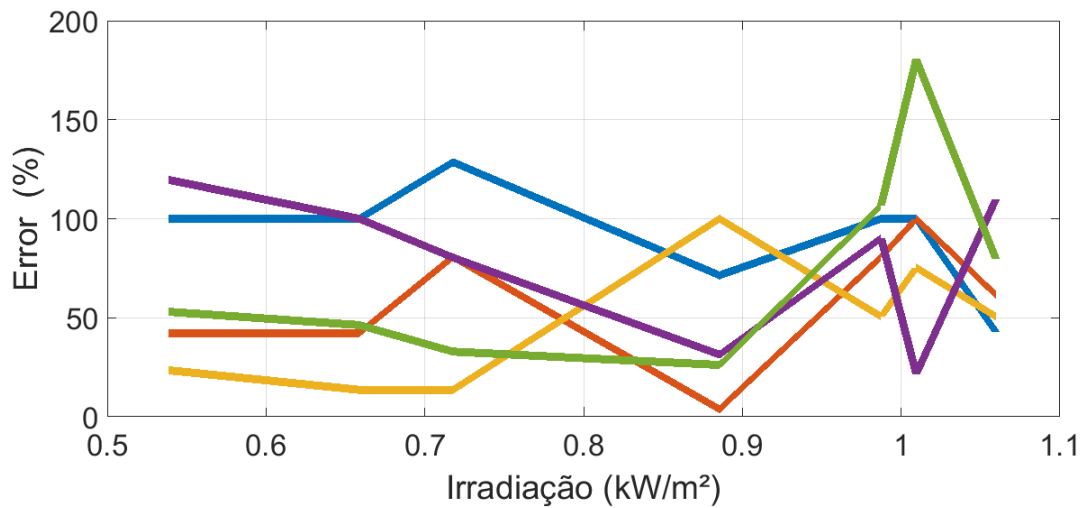
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.5: Gráficos do erro em função da irradiação dos três diferentes métodos para o monitoramento de R_{se} . Onde (a) representa a determinação de R_{se} utilizando a expressão analítica, (b) utilizando pontos adquiridos da curva $I - V$, (c) o incremento da resistência série e (d) apresenta o erro do cálculo de R_{se} realizado pelo traçador de curvas PVPM1000C.

Os resultados mais precisos foram da resistência série estimada pela inclinação da curva utilizando os pontos adquiridos, com menores erros. Porém, sua implementação é mais difícil pois necessita da aquisição de diversos pontos, enquanto que para o incremento da resistência é necessário apenas os pontos principais. No geral traçadores de curva $I - V$ são equipamentos caros, entretanto existem alternativas de baixo custo reportados na literatura como em [54].

Capítulo 5

Conclusão

Este capítulo tem o intuito de resumir o conteúdo do trabalho documentado nesta dissertação, dando ênfase aos principais pontos, assim como relacionando o trabalho com a necessidade do mercado, finalizando com uma visão e propostas para trabalhos futuros.

5.1 Conclusões gerais do trabalho

Neste trabalho foi apresentada uma rápida análise de cenário do mercado fotovoltaico, apontando principalmente para as possíveis falhas nos sistemas PV, visando sempre uma alta eficiência da tecnologia através do diagnóstico e medidas necessárias para reparo. Como citado, já existem empresas que oferecem serviços de monitoramento dos módulos.

Para alcançar esse objetivo realizou-se uma investigação sobre as diferentes técnicas existentes de diagnóstico dos módulos. O trabalho focou-se em técnicas *online* pois são mais eficientes e acessíveis pelo fato de atuarem diretamente em campo. Como visto tais técnicas exigem determinação de parâmetros em tempo real, portanto é necessária a determinação de um modelo capaz de descrever o comportamento de um sistema PV para diversas condições de operação.

No Capítulo 2 os principais modelos da literatura são resumidos junto com uma breve descrição de cada um, assim como suas equações e soluções para os parâmetros. Adicionalmente apresentam-se as influências das condições ambientais sobre os parâmetros do

modelo.

Para a verificação da concordância dos modelos obtidos com os sistemas reais foi contruída uma simulação através de um diagrama de blocos, implementado em *Matlab/Simulink*, e seus resultados foram comparados aos dados adquiridos nos módulos do IPB. Além de demonstrar que os modelos apresentam resultados satisfatórios, pois os pontos de I_{sc} e V_{oc} simulados e reais são muito próximos, assim como também o comportamento das curvas $I - V$ semelhantes, foi possível verificar perdas nos módulos usados devido aos efeitos de degradação.

Para fins de diagnóstico a caracterização das possíveis falhas e suas consequências no sistema, como um todo, foram documentadas no Capítulo 3. Com essa análise é possível verificar que a resistência série equivalente do módulo é o parâmetro que melhor quantifica o estado de saúde do mesmo. Partindo deste princípio as principais técnicas de monitoramento da resistência série são apresentadas e esclarecidas no mesmo capítulo.

Por fim, os métodos mencionados são avaliados no Capítulo 4, sendo apresentada a metodologia utilizada para avaliação e os resultados obtidos juntamente com uma discussão sobre os mesmos. Nesse capítulo é possível averiguar as consequências da degradação sobre o módulo e também as respostas dos métodos de diagnóstico frente as diversas situações de operação. De acordo com a análise realizada o método que determina R_{se} através da inclinação da curva $I - V$ utilizando pontos adquiridos foi o que mostrou melhores resultados, com linearidade frente a irradiação e menores erros comparado aos outros dois (determinar R_{se} com a expressão analítica e incremento da resistência série). Um fato curioso é que os métodos se mostraram mais eficientes para determinar a resistência série do módulo que o próprio traçador de curvas utilizado.

5.2 Trabalhos futuros

Ao longo deste trabalho foram descritos métodos de diagnóstico para módulos fotovoltaicos e a partir dos resultados obtidos chega-se à conclusão que existem técnicas que quantificam o estado de saúde dos sistemas PV em tempo real. Comparando os resultados

obtidos com os reportados na literatura, como em [50], nota-se que são satisfatórios.

Tais técnicas necessitam basicamente de pontos da curva $I - V$, que aplicados a expressões matemáticas retornam o valor da resistência série do módulo. Pela fácil aplicação é possível implementá-los em inversores, que são componentes essenciais nas plantas fotovoltaicas.

No Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos (LSE) da ESTiG, onde foi desenvolvido o presente trabalho também existe o projeto de um inversor controlado em corrente, onde foi desenvolvido utilizando *Matlab/Simulink* e a plataforma de controle *dSpace* [55]. Portanto existe a possibilidade das técnicas de monitoramento serem implementadas neste inversor para melhores avaliações.

Referências

- [1] A. Jäger-Waldau, “Pv status report 2016”, *JRC Science for Policy Report (Publications Office of the European Union, 2016)*, 2016.
- [2] M. Munoz, M. Alonso-Garcia, N. Vela e F. Chenlo, “Early degradation of silicon pv modules and guaranty conditions”, *Solar energy*, vol. 85, n° 9, pp. 2264–2274, 2011.
- [3] A. McEvoy, T. Markvart, L. Castañer, T. Markvart e L. Castaner, *Practical handbook of photovoltaics: Fundamentals and applications*. Elsevier, 2003.
- [4] D. Sera, “Real-time modelling, diagnostics and optimised mppt for residential pv systems”, tese de doutoramento, Videnbasen for Aalborg UniversitetVBN, Aalborg UniversitetAalborg University, Det Teknisk-Naturvidenskabelige FakultetThe Faculty of Engineering e Science, Institut for EnergiteknikDepartment of Energy Technology, 2009.
- [5] W. Shockley, “The theory of p-n junctions in semiconductors and p-n junction transistors”, *Bell Labs Technical Journal*, vol. 28, n° 3, pp. 435–489, 1949.
- [6] D. Sera e R. Teodorescu, “Robust series resistance estimation for diagnostics of photovoltaic modules”, em *Industrial Electronics, 2009. IECON'09. 35th Annual Conference of IEEE*, IEEE, 2009, pp. 800–805.
- [7] L. D. Partain, “Solar cells and their applications”, em *Fuel and Energy Abstracts*, vol. 5, 1995, p. 349.

- [8] E. Q. Macabebe e E. E. van Dyk, “Extraction of device parameters from dark current-voltage characteristics of pv devices”, *Physica status solidi (c)*, vol. 5, n° 2, pp. 616–619, 2008.
- [9] J.-P. Charles, G. Bordure, A. Khoury e P. Mialhe, “Consistency of the double exponential model with physical mechanisms of conduction for a solar cell under illumination”, *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 18, n° 11, p. 2261, 1985.
- [10] J. A. Jervase, H. Bourdoucen e A. Al-Lawati, “Solar cell parameter extraction using genetic algorithms”, *Measurement Science and Technology*, vol. 12, n° 11, p. 1922, 2001.
- [11] A. Kaminski, J. Marchand, A. Fave e A. Laugier, “New method of parameters extraction from dark iv curve”, em *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*, IEEE, 1997, pp. 203–206.
- [12] M. Wolf, G. Noel e R. J. Stirn, “Investigation of the double exponential in the current—voltage characteristics of silicon solar cells”, *IEEE Transactions on electron Devices*, vol. 24, n° 4, pp. 419–428, 1977.
- [13] V. Quaschnig e R. Hanitsch, “Numerical simulation of photovoltaic generators with shaded cells”, *Simulation*, vol. 2, n° 4, p. 6, 1995.
- [14] J. Del Cueto, “Method for analyzing series resistance and diode quality factors from field data part ii: Applications to crystalline silicon”, *Solar energy materials and solar cells*, vol. 59, n° 4, pp. 393–405, 1999.
- [15] J. Bishop, “Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits”, *Solar cells*, vol. 25, n° 1, pp. 73–89, 1988.
- [16] G. L. Araujo e E. Sanchez, “A new method for experimental determination of the series resistance of a solar cell”, *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 29, n° 10, pp. 1511–1513, 1982.
- [17] G. Kunz e A. Wagner, “Internal series resistance determined of only one iv-curve under illumination”, em *19th Photovoltaic Solar Energy Conference Paris*, 2004.

- [18] J. Accarino, G. Petrone, C. Ramos-Paja e G. Spagnuolo, “Symbolic algebra for the calculation of the series and parallel resistances in pv module model”, em *Clean Electrical Power (ICCEP), 2013 International Conference on*, IEEE, 2013, pp. 62–66.
- [19] M. Chegaar, Z. Ouennoughi e A. Hoffmann, “A new method for evaluating illuminated solar cell parameters”, *Solid-state electronics*, vol. 45, n° 2, pp. 293–296, 2001.
- [20] G. Walker et al., “Evaluating mppt converter topologies using a matlab pv model”, *Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia*, vol. 21, n° 1, p. 49, 2001.
- [21] W. Xiao, W. G. Dunford e A. Capel, “A novel modeling method for photovoltaic cells”, em *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, IEEE, vol. 3, 2004, pp. 1950–1956.
- [22] D. Sera, R. Teodorescu e P. Rodriguez, “Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation”, em *Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE*, IEEE, 2008, pp. 2195–2199.
- [23] D. S. Chan e J. C. Phang, “Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from iv characteristics”, *IEEE Transactions on Electron devices*, vol. 34, n° 2, pp. 286–293, 1987.
- [24] A. Wagner, *Photovoltaik engineering: Die methode der effektiven solarzellen-kennlinie*. Springer-Verlag, 2013.
- [25] D. Sera, R. Teodorescu e P. Rodriguez, “Pv panel model based on datasheet values”, em *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*, IEEE, 2007, pp. 2392–2396.
- [26] U. Eicker, *Solar technologies for buildings*. John Wiley & Sons, 2006.
- [27] E. W. Weisstein, “Lambert w-function”, 2002.

- [28] W. De Soto, S. Klein e W. Beckman, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance”, *Solar energy*, vol. 80, n° 1, pp. 78–88, 2006.
- [29] C.-H. Chang, J.-J. Zhu e H.-L. Tsai, “Model-based performance diagnosis for pv systems”, em *SICE Annual Conference 2010, Proceedings of*, IEEE, 2010, pp. 2139–2145.
- [30] R. Messenger e A. Abtahi, *Photovoltaic systems engineering*. CRC press, 2017.
- [31] M. G. Villalva, J. R. Gazoli e E. Ruppert Filho, “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays”, *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 24, n° 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [32] D. K. Schroder, *Semiconductor material and device characterization*. John Wiley & Sons, 2006.
- [33] A. Virtuani, E. Lotter e M. Powalla, “Performance of cu (in, ga) se 2 solar cells under low irradiance”, *Thin Solid Films*, vol. 431, pp. 443–447, 2003.
- [34] J. Bai, S. Liu, Y. Hao, Z. Zhang, M. Jiang e Y. Zhang, “Development of a new compound method to extract the five parameters of pv modules”, *Energy Conversion and Management*, vol. 79, pp. 294–303, 2014.
- [35] J. Bastidas-Rodriguez, G. Petrone, C. Ramos-Paja e G. Spagnuolo, “Photovoltaic modules diagnostic: An overview”, em *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, IEEE, 2013, pp. 96–101.
- [36] *Peak power measuring device and i-v-curve tracer for pv moduls und generators*, PVPM-1000C, Rev. 1.0, PV-Engineering GmbH, jan. de 2013.
- [37] *Cedar lineTM photovoltaic modules*, EC-115-GL, 120v4.0GLu, Evergreen Solar.
- [38] L. Cristaldi, M. Faifer, M. Lazzaroni, M. M. A. F. Khalil, M. Catelani e L. Ciani, “Diagnostic architecture: A procedure based on the analysis of the failure causes applied to photovoltaic plants”, *Measurement*, vol. 67, pp. 99–107, 2015.
- [39] S. Djordjevic, D. Parlevliet e P. Jennings, “Detectable faults on recently installed solar modules in western australia”, *Renewable Energy*, vol. 67, pp. 215–221, 2014.

- [40] K. A. Kim e P. T. Krein, “Hot spotting and second breakdown effects on reverse iv characteristics for mono-crystalline si photovoltaics”, em *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2013 IEEE*, IEEE, 2013, pp. 1007–1014.
- [41] T. Swonke e R. Auer, “Impact of moisture on pv module encapsulants”.
- [42] V. Saly, M. Ruzinsky, J. Packa e P. Redi, “Examination of solar cells and encapsulations of small experimental photovoltaic modules”, em *Polymers and Adhesives in Microelectronics and Photonics, 2002. POLYTRONIC 2002. 2nd International IEEE Conference on*, IEEE, 2002, pp. 137–141.
- [43] M. J. Adinoyi e S. A. Said, “Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules”, *Renewable energy*, vol. 60, pp. 633–636, 2013.
- [44] M. Vázquez e I. Rey-Stolle, “Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies”, *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, n° 5, pp. 419–433, 2008.
- [45] D. C. Jordan, J. H. Wohlgemuth e S. R. Kurtz, “Technology and climate trends in pv module degradation”, *27th EU PVSEC*, pp. 3118–3124, 2012.
- [46] *Bitron electronic division*, http://www.bitronelectronics.com/pages/Monitoring_Systems_Energy_en/187, Accessed: 2017-06-29.
- [47] D. King, B. Hansen, J. Kratochvil e M. Quintana, “Dark current-voltage measurements on photovoltaic modules as a diagnostic or manufacturing tool”, em *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*, IEEE, 1997, pp. 1125–1128.
- [48] J. Salinger, V. Benda e Z. Machacek, “Optimal resolution of lbiv/lbic methods for diagnostics of solar cell homogeneity”, em *Microelectronics, 2008. MIEL 2008. 26th International Conference on*, IEEE, 2008, pp. 251–253.
- [49] S. Kaplanis e E. Kaplani, “Energy performance and degradation over 20years performance of bp c-si pv modules”, *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 19, n° 4, pp. 1201–1211, 2011.

- [50] J. D. Bastidas-Rodríguez, E. Franco, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja e G. Spagnuolo, “Model-based degradation analysis of photovoltaic modules through series resistance estimation”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, n° 11, pp. 7256–7265, 2015.
- [51] J. Bastidas, C. Ramos-Paja, E. Franco, G. Spagnuolo e G. Petrone, “Modeling of photovoltaic fields in mismatching conditions by means of inflection voltages”, em *Engineering Applications (WEA), 2012 Workshop on*, IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [52] *889b bench lcr/esr meter with component tester*, 889B, v012016, BK Precision.
- [53] C. Bendel e A. Wagner, “Photovoltaic measurement relevant to the energy yield”, em *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, IEEE, vol. 3, 2003, pp. 2227–2230.
- [54] V. Leite, J. Batista, F. Chenlo e J. L. Afonso, “Low-cost iv tracer for photovoltaic modules and strings”, em *Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2014 International Symposium on*, IEEE, 2014, pp. 971–976.
- [55] J. D. V. d. Couto, *Exploração de uma interface para ligação à rede elétrica de diversas fontes renováveis*, 2015.

Apêndice A

Folha de características dos módulos utilizados

Tabela A.1: Características elétricas dos módulos utilizados

	FTS220P	EC-115-GL	GEVP _v -205-M
P_{mpp} (W)	220	115	205
V_{mpp} (V)	29,38	17,1	27,2
I_{mpp} (A)	7,51	6,73	7,6
V_{oc} (V)	36,76	21,3	33
I_{sc} (A)	8,30	7,62	8,2
NOCT (°C)	46	44	50
K_i (% /°C)	0,06	0,09	0,05
K_v (% /°C)	-0,33	-0,41	-0,12
n_c	60	72	54

Apêndice B

Artigo

Performance Evaluation of Different Methods in the Series Resistance Estimation of Photovoltaic Modules

Felipe Albuquerque^{1,2}, Vicente Leite^{1,3}, Claudinor Bittencourt², José Batista¹

¹Instituto Politécnico de Bragança
Escola Superior de Tecnologia e Gestão
Bragança, Portugal

²Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Ponta Grossa
Paraná, Brasil

³CISE - ElectromechatronicSystems Research Centre
Covilhã, Portugal

albuquerque353@hotmail.com, avtl@ipb.pt, claudinor@utfpr.edu.br, jbatista@ipb.pt

Abstract—The efficiency and yield of photovoltaic (PV) systems are directly dependent on the state of health (or degradation) of the PV modules. This paper focuses on the fault and degradation diagnosis of PV modules working under real field conditions. One of the most important parameters for this purpose is the series resistance of a PV module. This paper evaluates the performance of different methods to estimate this parameter. Several experimental measurements of the IV characteristic were achieved under different environmental conditions. Several acquired data sets were processed in order to compare the performance evaluation of three different techniques for the modules series resistance estimation.

Keywords—Photovoltaic modules; modelling; fault and degradation diagnosis; series resistance estimation.

I. INTRODUCTION

The demand of energy is continually growing, along with the concern of the environment. Furthermore the photovoltaic (PV) market grew quickly, since it has low generation costs, accompanied by a long service life of the modules. Some countries are examples in PV installed capacity because governmental policies to improve the industry (feed-in tariffs), such as Germany, Japan and Spain [1] and [2].

Although the large lifetime of the PV systems some studies [1] showed that the PV modules may suffer the environmental effects, appearing problems of power losses and early degradation due to many causes. As a consequence there is an increment in the return of investment time of the PV system [2]. Because of that health diagnosis procedures are important to an efficient system.

In general, the techniques of fault and degradation diagnosis can be made on-line or off-line. While in the off-line method is necessary to disconnect the modules of the system and calculate the indicators under controlled

conditions, in the on-line method the parameters are calculate with the system working [3].

Currently, PV systems working these days, do not have any kind of supervisory mechanism, especially in the small generation stations, where the cost of this mechanism represents a large part of the plant investment [1] and [4].

These mechanisms are really important to PV users, not only to estimate the energy yield, but also to take the appropriate actions, avoid or correct the degradation cause. There are already solar inverters on the market that performs the fault detection and ageing monitoring. Inverters, providing data regarding the energy production is very common.

Some of them already give some diagnosis information. However there is a lack of information about the diagnostic procedures, if they are based just on a power information or wether they use more information and sophisticated indicators [2].

A common consequence of module degradation is the decrease of the maximum power (P_{max}) relatively to the initial value in the Standard Test Conditions (STC) and the Fill Factor (FF). One of the most predominant elements responsible for this is the series resistance. The literature presents some investigations in order to develop remote monitoring and fault detection in small PV systems, providing analysis of the equivalent series resistance of the modules [5]. Various methods are used to perform this task [2].

This paper investigates an on-line method and compares different techniques to perform the series resistance monitoring, considering the most diverse environmental conditions, based on the characteristics of the module and IV curve changes.

II. MODEL OF PV MODULES

A. Electric model of a PV module

The diagnosis of PV modules is based on a model with a set of parameters, which is used for fault and degradation purposes [6].

Basically, a PV cell is a p-n junction and therefore, it is possible to use diodes in association with resistances to consider the power losses. Consequently, a module is modelled associating PV cells in series or parallel, depending on its structure.

Different models are referred in the literature, although the most used one is the single diode model because of the good relation between accuracy and complexity. In general there are three equivalent models with single diode, ideal, simplified and practical model, as are presented in Fig. 1 [7].

In this paper, the simplified and practical models will be used, with four and the five-parameter models, respectively. Both of them take account the resistance of contacts and power losses due to the series resistance of the module, but just the five-parameters model account the losses due to the leakage current across the junction and the crystal imperfections through the shunt resistance [6].

The corresponding mathematical model that describes the current as a function of the voltage in the PV module is given by the following equation:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{V_{pv} + I \cdot R_s}{n_p \cdot n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{SH}} \quad (1)$$

The junction thermal voltage is represented by V_t , calculated with the equation:

$$V_t = \frac{A \cdot T \cdot k}{q} \quad (2)$$

and:

I_{ph} - photo-current generated;

I_o - dark saturation current;

R_s - series resistance;

R_{sh} - shunt resistance;

A - diode ideality factor;

n_s - number of cells connected in series;

n_p - number of cells connected in parallel;

q - charge of electron ($1.602 \times 10^{-19} C$);

T - junction temperature;

k - Boltzmann's constant ($1.38 \times 10^{-23} J/^{\circ}K$).

In case of the simplified model, the equation that describes the current does not have the last term, containing R_{sh} because it is considered infinite (open circuit).

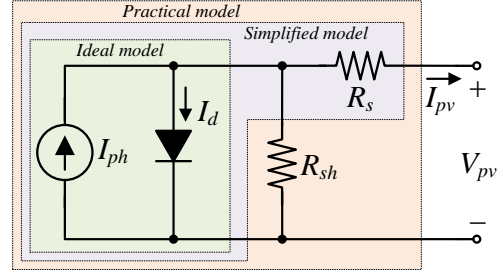


Figura 1. Electric equivalent model.

B. Parameters extraction using datasheets values

The model parameters can be determined by using values of I_{sc} , V_{oc} , V_{mpp} , I_{mpp} , $\alpha_{I_{sc}}$ and $\alpha_{V_{oc}}$ in STC, which are provided by the module's datasheets.

Different strategies can be found in the literature to calculate or estimate these parameters (I_o , I_{ph} , R_s , R_{sh} and V_t) [8], [9] and [2]. In this paper three methods were used, two based on the simplified model and the other based on the practical model. The expressions from the simplified model (4)-(6) are presented in [6], whereas the parameters of the practical model were calculated using expressions presented in [10].

Equation (3) is a widely used approximation in the literature [2], [6], [9] and [10], because I_{ph} is the light-generated current without influence of series or shunt resistances, i.e. the maximum current available at the terminals.

$$I_{ph} \approx I_{sc} \quad (3)$$

$$I_o = \frac{I_{sc}}{\exp(V_{oc} \cdot V_t^{-1})} \quad (4)$$

$$R_s = \frac{V_{oc} - V_{mpp} + V_t \ln \left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}} \right)}{I_{mpp}} \quad (5)$$

$$V_t = \frac{(2V_{mpp} - V_{oc})(I_{sc} - I_{mpp})}{I_{mpp} - (I_{sc} - I_{mpp}) \ln \left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}} \right)} \quad (6)$$

It should be noted that R_s calculated with (5) is not identical to panel's, effective resistance since it is calculated using the *datasheet* values. It is a model adjustment parameter, and it may even be negative, depending on the properties of the module [6].

III. ENVIROMENTAL EFFECTS

As mentioned previously, the parameters' values obtained from (3) – (6) are for new modules operating under STC. However, most of the time, the module will be operating in a wide variety conditions. Therefore, in an online diagnosis it is necessary to analyze these environmental effects on these parameters through the IV curve acquisition, or some points of it.

The photocurrent (I_{ph}) depends linearly on the solar irradiation and is also change with the cell temperature, as shown in [11] and [12]. Such as I_{ph} , all parameters suffer environmental effects: diode ideality factor, I_o , R_s and R_{sh} .

There are many methods proposed in the literature to calculate the parameters under certain conditions of temperature and irradiation (T_{act} , G_{act}). The following equations were the ones that provided better results according to [2]. The expressions (9) and (10) comes from [12] and [13], respectively, while (7), (8) and (11) were taken from [14].

$$I_{ph} = \frac{G_{act}}{G_{STC}} (I_{ph,STC} + \alpha_{I_{sc}} (T_{act} - T_{STC})) \quad (7)$$

$$A = A_{STC} \cdot \frac{T_{act}}{T_{STC}} \quad (8)$$

$$I_o = \frac{I_{sc,STC} + \alpha_{I_{sc}} \cdot I_{sc,STC} (T_{act} - T_{STC})}{\exp\left(\frac{V_{oc,STC} + \alpha_{V_{oc}} \cdot V_{oc,STC} (T_{act} - T_{STC})}{V_t}\right) - 1} \quad (9)$$

$$R_s = R_{s,STC} \cdot \frac{T_{act}}{T_{STC}} \cdot \left(1 - 0.217 \cdot \ln\left(\frac{G_{act}}{G_{STC}}\right)\right) \quad (10)$$

$$R_{sh} = R_{sh} \cdot \frac{G_{act}}{G_{STC}} \quad (11)$$

IV. FAULT AND DEGRADATION DIAGNOSIS

Along with the increasing number of PV installed systems, failures rises too and, consequently, the degradation diagnosis is gaining greater importance. A high number of studies based on long-term monitoring of field data from PV plants are available, e.g. [15] and [16], which provide the main causes of degradation. Basically, failures' causes can be from PV modules, inverters and, finally, from components used in the system installation.

The array of PV modules is the core of every photovoltaic system. It represents the power source and any failure in these modules will affect the overall performance [17]. In summary, the failures' types and their effects on a PV module are shown in Table I.

Table I. Fault type and possible effects on IV curve

Fault	Effects on IV curve
Decreased transparency of encapsulation due to: soiling, dust, mismatches or discoloration of plastic encapsulates	Reduced peak power; Decreased FF
Module corrosion	Increased R_s
Cells cracking	Increased R_s ; Decreased open circuit voltage

In the literature it is possible to find many ways to monitor the performance of the PV modules. The most used methods are: evaluation of the fill factor (FF) [15], series resistance estimation [9], [2] and [8], and monitoring of the main points in the IV curve (I_{sc} , V_{oc} and P_{mpp}). However, different conditions of G and T must be considered, since that curve changes with different conditions. The most promising method is the estimation of R_s , that provide the best results for a wide range of conditions. Some techniques to estimate R_{se} have been reported in literature, the main ones are summarized below.

A. Series resistance estimation using the derivative at V_{oc}

One widely used method for R_s estimation is based on the slope of the IV curve, because it is well-know that a p-n junction's current tends do infinite, being limited only by the internal series resistance, in this case PV module's series resistance, taking account metallic contacts and interconnections [6]. Thus, the series resistance is estimated using the derivative of the voltage in relation to the current at V_{oc} , i.e.,

$$R_{se} = -\frac{dV}{dI} \Big|_{V \approx V_{oc}} = -\frac{V_2 - V_1}{I_2 - I_1} \Big|_{V \approx V_{oc}} \quad (12)$$

However, some works shown that the series resistance changes with irradiance and temperature effects, principally working under lowest irradiance values [18]. In [9] a normalization is proposed, which tries to translate the series resistance under STC to actual conditions, as described by the following equation:

$$R_{s,act} = R_{s,STC} + \frac{V_{t,STC}}{I_{sc,STC}} \left(\frac{T_{STC}}{T_{act}} \frac{G_{act}}{G_{STC}} - 1 \right) \quad (13)$$

This method requires at least two points of the IV curve close to open-circuit voltage, as well as the operating conditions, to calculate the discrete derivative. In [9] was used $dV=1V$, minimizing the errors introduced by measurement noise.

B. Incremental resistance estimation

In [2] a method was proposed to quantify the degradation of a PV module, comparing the measurements of the IV curve at the MPP with a theoretical model. The parameters are

calculated using the equations of practical model presented in [10].

First of all, I_{sc} needs to be measured and, secondly T_{act} and G_{act} are estimate using (12) and (13), respectively. After this, it is possible to estimate A , I_o , R_s and R_h through (7) – (11).

An ideal voltage (V_{id}) of a new PV module is calculated by solving (16) with help of the Lambert W function, as shown in [19], being is calculated by:

$$V_{id}(I_{mpp}) = -A \cdot V_t \cdot W \cdot \left(\frac{I_o \cdot R_h}{A \cdot V_t} \cdot \exp \left(\frac{R_h}{A \cdot V_t} \cdot (I_{ph} + I_o - I_{id}) \right) \right) - I_{id} \cdot (R_s + R_h) + R_h \cdot (I_{ph} + I_o) \quad (14)$$

With the MPP is possible to calculate the reduction in the voltage, i.e., ΔV_{mpp} , which is defined as the difference between V_{id} and experimental MPP voltage, as follows:

$$\Delta V_{mpp} = V_{id}(I_{mpp}) - V_{mpp} \quad (15)$$

$$\Delta R_s = \frac{\Delta V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (16)$$

The degradation is quantified by an additional series resistance (ΔR_s), defined as in (18). To estimate ΔR_s , it is necessary to measure I_{sc} , V_{mpp} and I_{mpp} .

C. Estimation of R_{se} using an analytical expression

Some studies have shown that is possible to calculate R_{se} using closed-form equations [8], [9] and [10]. In this paper, it was used the expression proposed in [9], due to the best results.

First, it is necessary to measure the main points of the IV curve. Then, the model's parameters have to be calculated by (3) – (6), after this R_{se} is determined from the following equation:

$$R_{se} = - \frac{dV}{dI} \Big|_{V \approx Voc} = - \left(\frac{V_t}{I_{sc}} + R_s \right) \quad (17)$$

V. EXPERIMENTAL RESULTS

The three methods described in the previous Section were experimentally evaluated by using the Evergreen EC-115 polycrystalline PV module [20].

Different measurements were made under various irradiation and temperature conditions during a clear-sky days. For each condition, six data acquisition were made, one without any additional resistance and the other five with different additional resistances, placed between the module and the IV curve tracer (PVPM 1000C).

Examples of experimental data of the Evergreen module, under different conditions and various added values (R_{add} according to Table II) are presented in Fig 2.

It is possible to notice that the same module for the same additional series resistances has different responses depending on the irradiation. As can be seen in Fig. 2, with higher values of irradiance, different values of I_{sc} are obtained, being inversely proportional to the additional resistance, whereas this does not happen for lower irradiation. However, the bigger R_{se} , the lower angular coefficient and consequently a reduced P_{max} , as said previously.

Each acquired data set was processed in Matlab®. In order to obtain more consistent results, the average of three different acquisition under the same conditions and R_{add} values was made. Then, the main points of the IV curve are extracted, as well as values of G_{act} and T_{act} , and, finally, the parameters are calculate. Moreover, the evaluation of the methods was made in Excel®, by calculating the difference

TABLE II. ADDITIONAL SERIES RESISTANCES

R_{add0}	R_{add1}	R_{add2}	R_{add3}	R_{add4}	R_{add5}
0 Ω	0.35 Ω	0.52 Ω	0.81 Ω	1.02 Ω	1.49 Ω

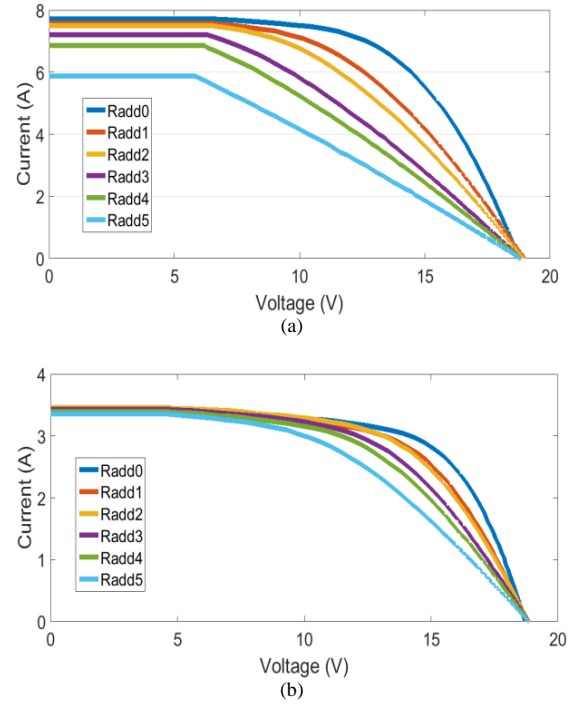


Figura 2. Experimental measurements of the Evergreen module; IV curve for different R_{add} values given in Table II. (a) Module working under $G_{act} \approx 1060 \text{ W/m}^2$ and $T_{act} \approx 47.65 \text{ }^\circ\text{C}$. (b) Module working under $G_{act} \approx 540 \text{ W/m}^2$ and $T_{act} \approx 38.2 \text{ }^\circ\text{C}$.

between estimated resistance with an $Radd_x$ and $Radd_0$, i.e. the resistance increment, which has to be equal to the measured value according to Table II.

The error between the estimated and real values, $Radd$, was calculated to every point and method. The results presented in Fig. 3 (a), (b) and (c) are from derivative estimation, incremental resistance and analytical estimation respectively.

The experimental results obtained for the derivative method show that it has a good accuracy and a small dependence with irradiance as shown in Fig. 3(a). In the same way, the incremental resistance method shows an error with linear behaviour face to irradiance, due to the consideration of environmental effects on the parameters' model, as can be seen in Fig. 3(b), but with slightly larger errors in comparison to the other two methods.

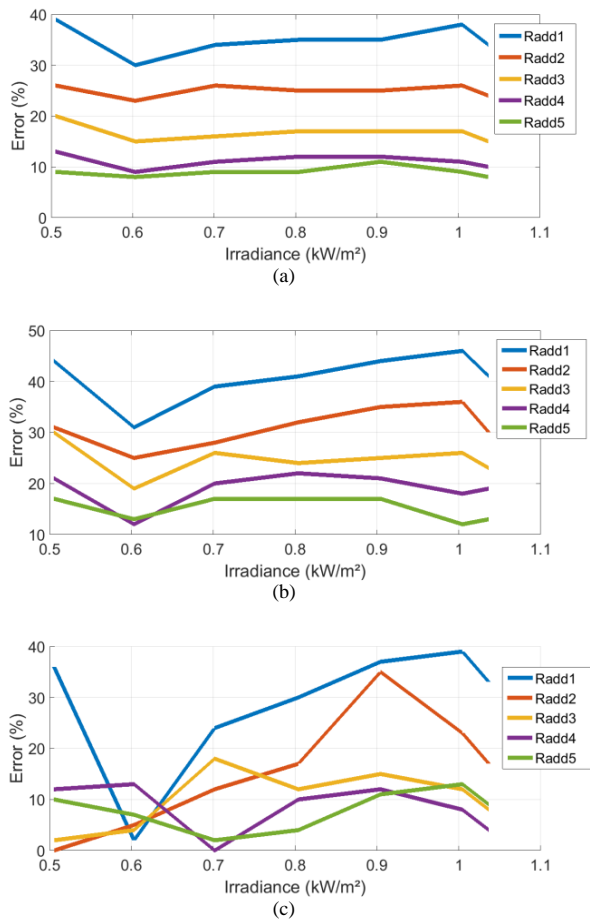


Figura 3. Error of estimated results for different additional resistances ($Radd$) according to Table II, under different irradiance values, and using: (a) Derivative method. (b) Incremental resistance. (c) Analytical expression.

On the other hand, the evaluation results of the analytical expression method, presented in Fig. 3(c), shows that it does

not have a good performance even though with lower errors, without any linear behaviour.

It is worth noting that for all methods the higher the value of the additional resistance, the lower the error value. In other words, the more degraded the module, the easier the diagnosis is performed.

VI. CONCLUSION

Three different methods were investigated in this work for fault and degradation diagnosis of PV modules working under real field conditions. The first is based on the derivative (slope) of the IV curve at open-circuit. The second is based on the increment of the series resistance taking account a theoretical ideal module, and the third one is based on the series resistance estimation using an analytical expression.

The evaluation of these methods was achieved using experimental data acquired in a wide range of irradiation levels (500 – 1060 W/m²). Furthermore, several resistance values were added externally in order to verify which of them present the best estimation results.

Analysing the preliminary results, it is possible to notice that the techniques based on the derivative and analytical expression (of the derivative), present the better results, by this order, especially for high resistance values.

More experimental results will be acquired, with different modules, and the conclusions will be improved in the final paper.

REFERENCES

- [1] M. Munoz, M. Alonso-García, N. Vela and F. Chenlo, "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions," *Sol. Energy*, vol. 85, n° 9, pp. 2264-2274, Sep. 2011.
- [2] J. Bastidas-Rodríguez, E. Franco, C. A. Ramos-Paja, G. Petrone, and G. Spagnuolo, "Model based indicators to quantify photovoltaic module degradation," in *Proc. 11th Int. Conf. Model. Simul. ELECTRIMACS*, May 2014, pp. 49–54.
- [3] J. D. Bastidas-Rodríguez, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo, "Photovoltaic modules diagnostic: An overview," in *Proc. 39th Annu. IEEE IECON*, Nov. 2013, pp. 96–101.
- [4] Djordjevic, D. Parlevliet, and P. Jennings, "Detectable faults on recently installed solar modules in Western Australia," *Renew. Energy*, vol. 67, pp. 215–221, Jul. 2014.
- [5] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, "Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation," in *Proc Industrial Electronics. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE*, pp. 2195-2199, Nov. 2008.
- [6] D. Sera, "Real-time modelling, diagnostics and optimised MPPT for residential PV systems," Doctoral dissertation, Videnbasen for Aalborg UniversitetVBN, Aalborg UniversitetAalborg University, Det Teknisk-Naturvidenskabelige FakultetThe Faculty of Engineering and Science, Institut for EnergiteknikDepartment of Energy Technology, 2009.
- [7] C. H. Chang, J. J. Zhu, and H. L. Tsai, "Model-based performance diagnosis for PV systems". In *Proc. SICE Annual Conference 2010, Proceedings of IEEE*, pp. 2139-2145, August 2010.
- [8] G. Kunz, and A. Wagner, "Internal series resistance determined of only one IV-curve under illumination," In *19th Photovoltaic Solar Energy Conference Paris*, June 2004.

- [9] D. Sera, and R. Teodorescu, "Robust series resistance estimation for diagnostics of photovoltaic modules," In *Industrial Electronics, 2009. IECON'09. 35th Annual Conference of IEEE*, Nov. 2009, pp. 800-805.
- [10] J. Accarino, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo, "Symbolic algebra for the calculation of the series and parallel resistances in PV module model," In *Clean Electrical Power (ICCEP), 2013 International Conference on IEEE*, June 2013, pp. 62-66.
- [11] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," In *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on IEEE*, June 2007, pp. 2392-2396.
- [12] M. Villalva, J. Gazoli, and E. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, May 2009.
- [13] J. Bai et al., "Development of a new compound method to extract the five parameters of PV modules," *Energy Convers. Manage.*, vol. 79, pp. 294-303, Mar. 2014.
- [14] W. De Soto, S. Klein, and W. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Sol. Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78-88, Jan. 2006
- [15] S. Kaplanis and E. Kaplani, "Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules," *Simul. Model. Practice Theory*, vol. 19, no. 4, pp. 1201-1211, Apr. 2011.
- [16] L. Cristaldi et al., "Diagnostic architecture: A procedure based on the analysis of the failure causes applied to photovoltaic plants," *Measurement*, vol. 67, pp. 99-107, Feb. 2015.
- [17] S. Ferrari, M. Lazzaroni, V. Piuri, A. Salman, L. Cristaldi and M. Faifer, "A data approximation based approach to photovoltaic systems maintenance," In *Environmental Energy and Structural Monitoring Systems (EESMS) IEEE Workshop*, pp. 1-6, Sep. 2013.
- [18] J. del Cueto, "Method for analyzing series resistance and diode quality factors from field data of photovoltaic modules," *Solar Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 55, n°3, pp. 291-297, Aug. 1998.
- [19] J. Bastidas, E. Franco, G. Petrone, C. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo, "A model of photovoltaic fields in mismatching conditions featuring an improved calculation speed," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 96, pp. 81-90, Mar. 2013.
- [20] Evergreen Solar, EC-115-GL. [Online]. Available: http://www.maplebb.com/pdf_files/Cedar%20Line%20spec%20sheet.pdf