

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Marcos Eduardo Treter

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS
E MONITORAMENTO PARA O DIAGNÓSTICO DE CENTRAIS DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Santa Maria, RS
2016

Marcos Eduardo Treter

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS E
MONITORAMENTO PARA O DIAGNÓSTICO DE CENTRAIS DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

ORIENTADOR: Prof. Leandro Michels

Santa Maria, RS
2016

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Treter, Marcos Eduardo

Desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados e monitoramento para o diagnóstico de centrais de geração fotovoltaica / Marcos Eduardo Treter.- 2016.

121 p. ; 30 cm

Orientador: Leandro Michels

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2016

1. Energia fotovoltaica 2. Sistema de aquisição de dados 3. Detecção de falhas 4. Monitoramento I. Michels, Leandro II. Título.

©2016

Todos os direitos autorais reservados a Marcos Eduardo Treter. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Av. Prefeito Evandro Behr, n. 7474 - APTO 401

Fone (0xx) 55 9940 2989; End. Eletr.: marcostreter@gmail.com

Marcos Eduardo Treter

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS E
MONITORAMENTO PARA O DIAGNÓSTICO DE CENTRAIS DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 27 de julho de 2016:

Leandro Michels, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Fabício Bradaschia, Dr. (UFPE)
(Participou por videoconferência)

Rafael Concatto Beltrame, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2016

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Tânia e Marcos, a minha irmã Manuela e a minha namorada Bruna pelo carinho e pela confiança proporcionados em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Leandro Michels, pela orientação e pelo constante estímulo transmitido durante todo o trabalho.

Aos demais professores do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle, GEPOC, da Universidade Federal de Santa Maria.

Aos funcionários do Núcleo de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica, NUPEDDEE.

Aos amigos que colaboraram direta e indiretamente para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao projeto PRONEM/FAPERGS, ao CNPq e à CAPES pelo suporte financeiro para realização do trabalho.

Você quer ficar o resto da sua vida vendendo água com açúcar ou você quer uma chance de mudar o mundo? (Frase utilizada por Steve para convencer Sculley a sair da Pepsi e se tornar CEO da Apple)

(Steve Jobs)

RESUMO

DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS E MONITORAMENTO PARA O DIAGNÓSTICO DE CENTRAIS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

AUTOR: Marcos Eduardo Treter
ORIENTADOR: Leandro Michels

Esta dissertação apresenta um sistema de aquisição de dados e monitoramento para centrais de geração solar fotovoltaica. A energia produzida através de sistemas fotovoltaicos depende de diversos fatores, tais como: configurações do arranjo, condições meteorológicas, sombreamento, falhas, entre outros. Devido às influências da irradiância solar e da temperatura na geração de energia, é difícil a avaliação do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos. Este trabalho propõe um método para detectar períodos no qual o sistema fotovoltaico possui comportamentos inadequados, ou seja, períodos em que a produção de energia está abaixo do esperado. Um sistema de aquisição de dados foi desenvolvido para aplicações fotovoltaicas, com as seguintes características: armazenamento de dados na nuvem, taxa de aquisição de dados de 1 segundo e possibilidade de comunicação através de diferentes protocolos de comunicação e interfaces físicas. Para detectar comportamentos inadequados no sistema fotovoltaico foi proposto um algoritmo responsável pela comparação entre a potência estimada por um modelo matemático e a potência medida pelo sistema de aquisição de dados. Caso a diferença entre a potência medida e a potência estimada seja superior a uma constante predeterminada, constata-se que o sistema fotovoltaico está com comportamento inadequado, ou seja, com produção de energia abaixo do esperado. O método para detecção do tipo do problema detecta se o sistema está operando sob condição de céu claro ou encoberto, e toma diferentes decisões dependendo desta condição. Os métodos desenvolvidos na dissertação foram testados experimentalmente, sendo que os resultados obtidos foram satisfatórios para a detectar os principais comportamentos inadequados dos sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica. Sistema de aquisição de dados. Detecção de falhas. Monitoramento.

ABSTRACT

DEVELOPMENT OF A DATA ACQUISITION AND MONITORING SYSTEM FOR DIAGNOSING PHOTOVOLTAIC GENERATION PLANTS

AUTHOR: Marcos Eduardo Treter

ADVISOR: Leandro Michels

This master thesis presents a data acquisition and monitoring system for photovoltaic solar generation plants. The energy produced by photovoltaic systems depends on several factors, such as: array settings, weather conditions, shading, failures, among others. Due to the influences of solar irradiance and temperature on power generation, it is difficult to evaluate the operation of PV systems. This paper proposes a method to detect periods in which the photovoltaic system is inappropriate behavior, that is, periods in which the energy production is lower than expected. A data acquisition system was developed for photovoltaic applications, with the following characteristics: cloud data storage, data acquisition rate of 1 second and possibility of communicating using different communication protocols and physical interfaces. To detect inappropriate behaviors in the PV system was proposed an algorithm that performs the comparison between the estimated power by a mathematical model and the power measured by the data acquisition system. If the difference between the measured power and the estimated power exceeds a predetermined constant, it appears that the photovoltaic system is inappropriate operation, that is, with energy production lower than expected. The method for detecting the type of problem detected if the system is operating under sunny or overcast sky conditions condition, and take different decisions depending on the condition. The methods developed in the master thesis were tested experimentally, and the results were satisfactory to detect the main inappropriate behavior of PV systems.

Keywords: Photovoltaic energy. Data acquisition system. Fault detection. Monitoring.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Mapa da média anual do total diário de irradiância solar global incidente no território brasileiro.	31
Figura 1.2 – Influência da irradiância solar na curva I-V de um módulo fotovoltaico.	34
Figura 1.3 – Influência da temperatura na curva I-V de um módulo fotovoltaico.	35
Figura 1.4 – Modelo ideal de um módulo fotovoltaico.	38
Figura 1.5 – Modelo com uma resistência em série de um módulo fotovoltaico.	38
Figura 1.6 – Modelo de diodo único de um módulo fotovoltaico.	39
Figura 1.7 – Modelo de diodo duplo de um módulo fotovoltaico.	39
Figura 2.1 – Sistemas de aquisição proposto aplicados no monitoramento de um sistema fotovoltaico.	43
Figura 2.2 – Estrutura de funcionamento e interação dos <i>softwares</i> na BBB.	45
Figura 2.3 – Fluxograma de funcionamento do <i>software</i> desenvolvido para BBB.	46
Figura 2.4 – Estrutura de comunicação com os inversores fotovoltaicos.	47
Figura 2.5 – Fluxograma da comunicação da biblioteca YASDI.	48
Figura 2.6 – Circuito utilizado para medida de uma corrente elétrica CC.	50
Figura 2.7 – Circuito utilizado para medida de uma tensão elétrica CC.	50
Figura 2.8 – Estrutura de funcionamento e comunicação da string monitor.	51
Figura 2.9 – Piranômetro utilizado para medir a irradiância no plano inclinado.	52
Figura 2.10 – Termorresistências utilizada para medir a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos.	52
Figura 2.11 – Circuito utilizado para medida temperatura dos módulos fotovoltaicos.	53
Figura 2.12 – Estrutura de funcionamento e comunicação da estação meteorológica.	53
Figura 3.1 – Algoritmo para extração dos parâmetros desconhecidos.	62
Figura 3.2 – Etapas para estimação da irradiância solar de céu límpido.	64
Figura 3.3 – Etapas para estimação da irradiância extraterrestre.	65
Figura 3.4 – Declinação solar.	66
Figura 3.5 – Ângulo zenital do Sol.	66
Figura 3.6 – irradiância extraterrestre.	67
Figura 3.7 – As três parcelas da irradiância terrestre.	68
Figura 3.8 – Etapas para estimar a irradiância solar global e as parcelas direta e difusa. ..	68
Figura 3.9 – Etapas para estimar a irradiância solar limiar de céu límpido.	70
Figura 3.10 – Azimute solar.	71
Figura 3.11 – Ângulo de incidência solar sobre o módulo e inclinação do módulo.	71
Figura 3.12 – Irradiância extraterrestre, global e no plano inclinado para 1º de janeiro em Santa Maria - RS.	72
Figura 3.13 – Diagnóstico de funcionamento para um sistema fotovoltaico.	73
Figura 3.14 – Algoritmo para identificação do tipo de falha em um sistema fotovoltaico. .	76
Figura 3.15 – Algoritmo para localização das falhas em um sistema fotovoltaico.	77
Figura 4.1 – Conjunto de módulos fotovoltaicos utilizados para obter os resultados experimentais.	80
Figura 4.2 – Inversores fotovoltaicos SB2500 (esq.) e SMC6000TL (dir.).	81
Figura 4.3 – Dados adquiridos a partir da comunicação com o inversor SMC6000TL no dia 27/06/2016.	82
Figura 4.4 – Dados adquiridos a partir do arranjo fotovoltaico no dia 27/06/2016.	84
Figura 4.5 – Dados adquiridos a partir da estação meteorológica no dia 27/06/2016.	85

Figura 4.6 – Comparação entre o modelo matemático e o <i>datasheet</i> para diferentes níveis de irradiância solar.	88
Figura 4.7 – Comparação entre o modelo matemático e o <i>datasheet</i> para diferentes níveis de temperatura.	89
Figura 4.8 – Irradiância solar no plano inclinado.	90
Figura 4.9 – Temperatura de operação das células fotovoltaicas.	90
Figura 4.10 – Potência medida e potência estimada.	90
Figura 4.11 – Erro absoluto em potência.	91
Figura 4.12 – Classificação quanto a cobertura do céu para o dia 10/06/2016.	92
Figura 4.13 – Irradiância solar medida entre as 16 h e as 18 h do dia 12/06/2016.	94
Figura 4.14 – Potência medida entre as 16 h e as 18 h do dia 12/06/2016.	94
Figura 4.15 – Irradiância solar medida entre as 11 h e as 13 h do dia 12/06/2016.	95
Figura 4.16 – Potência medida entre as 11 h e as 13 h do dia 12/06/2016.	95
Figura 4.17 – Irradiância medida no plano inclinado e irradiância limiar de céu límpido entre as 12 h e as 15 h do dia 04/06/2016.	96
Figura 4.18 – Potência medida entre as 12 h e as 15 h do dia 04/06/2016.	97
Figura 4.19 – Irradiância medida no plano inclinado e irradiância limiar de céu límpido entre as 11 h e as 15 h do dia 13/06/2016.	98
Figura 4.20 – Potência do sistema fotovoltaico entre as 11 h e as 15 h do dia 13/06/2016.	98
Figura 4.21 – Sombreamento forçado aplicado em dois módulos fotovoltaicos.	99
Figura 4.22 – Sombreamentos forçados no arranjo fotovoltaico no dia 23/05/2016.	100
Figura 4.23 – irradiância solar entre as 10 h e as 16 h do dia 23/05/2016.	103
Figura 4.24 – Potência do sistema fotovoltaico entre as 10 h e as 16 h do dia 23/05/2016.	104
Figura 4.25 – Corrente elétrica das <i>strings</i> entre as 10 h e as 16 h do dia 23/05/2016.	105
Figura 4.26 – Curto-circuito aplicado na caixa de junção de um módulo fotovoltaico.	106
Figura 4.27 – Curto circuito aplicado em dois módulos fotovoltaicos da <i>string</i> B.	107
Figura 4.28 – irradiância solar entre as 11 h e as 14 h do dia 03/07/2016.	108
Figura 4.29 – Potência do sistema fotovoltaico entre as 11 h e as 14 h do dia 03/07/2016.	109
Figura 4.30 – Corrente elétrica das <i>strings</i> entre as 11 h e as 14 h do dia 03/07/2016.	110
Figura A.1 – Comparação entre o protótipo e os piranômetros Apogee e Kipp & Zonnen.	123
Figura A.2 – Erro do protótipo em relação ao piranômetro Kipp & Zonnen.	123

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Potência fotovoltaica instalada no mundo.	27
Tabela 1.2 – Países que mais aumentaram sua capacidade fotovoltaica em 2015.....	28
Tabela 1.3 – Países com a maior capacidade fotovoltaica instalada.....	29
Tabela 1.4 – Maiores usinas fotovoltaicas do mundo.	30
Tabela 1.5 – Produção de energia elétrica no Brasil de acordo com o tipo de fonte de energia explorada.....	32
Tabela 3.1 – Parâmetros para estimar a irradiância para o dia 1º de janeiro na cidade de Santa Maria - RS.	72
Tabela 4.1 – Parâmetros de <i>datasheet</i> do módulo fotovoltaico TPB 156x160-60P.....	80
Tabela 4.2 – Calibração do circuito de instrumentação - Tensão.	83
Tabela 4.3 – Calibração do circuito de instrumentação - Corrente.....	84
Tabela 4.4 – Parâmetros de <i>datasheet</i> do módulo fotovoltaico KC200.....	87
Tabela 4.5 – Parâmetros do modelo de diodo único obtidos por diferentes autores.....	87
Tabela 4.6 – Parâmetros desconhecidos obtidos para diferentes níveis de irradiância.....	88
Tabela 4.7 – Parâmetros desconhecidos obtidos para diferentes níveis de temperatura.....	89
Tabela 4.8 – Parâmetros utilizados para estimar a irradiância limiar de céu límpido no dia 10/06/2016.....	93

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 – Parâmetros fornecidos pelos inversores da SMA.	49
Quadro 3.1 – Possíveis diagnósticos aplicados nos sistemas fotovoltaicos.	74
Quadro 4.1 – Ensaios de sombreamento realizados no dia 23 de maio de 2016.	99

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>A/D</i>	Analógico / Digital
<i>ABES</i>	Atlas Brasileiro de Energia Solar
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>BIG</i>	Banco de Informação de Geração
<i>BBB</i>	BeagleBone Black
<i>DAQ</i>	<i>Data Acquisition System</i> - Sistema de Aquisição de Dados
<i>GEPOC</i>	Grupo de Eletrônica de Potência e Controle
<i>IDEAL</i>	Instituto Para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
<i>LAMP</i>	Linux, Apache, MySQL, PHP
<i>NOCT</i>	<i>Nominal Operation Cell Temperature</i> - Temperatura de Operação Nominal da Célula
<i>REN</i>	Resolução Normativa
<i>SO</i>	Sistema Operacional
<i>STC</i>	<i>Standard Test Conditions</i> - Condições Padrões de Teste
<i>YASDI</i>	<i>Yet Another SMA Data Implementation</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Fator de idealidade do diodo
d	Número do dia do ano
dt	Ajuste da hora devido ao horário de verão
E	Equação do tempo
E_0	Fator de excentricidade
f_{rfl}	Fator de reflexão solar
G_{pv}	irradiância solar sobre o módulo fotovoltaico
G_{STC}	irradiância solar em STC
hl	Hora local
i	irradiância solar terrestre
i_0	irradiância solar extraterrestre
i_{dif}	Parcela difusa da irradiância
$i_{dif_{pv}}$	Parcela difusa da irradiância sobre o módulo fotovoltaico
i_{dir}	Parcela direta da irradiância
$i_{dir_{pv}}$	Parcela direta da irradiância sobre o módulo fotovoltaico
$i_{frl_{pv}}$	Parcela refletida da irradiância sobre o módulo fotovoltaico
i_{pv}	irradiância limiar de céu límpido
I	Corrente elétrica
I_{PH}	Corrente fotoelétrica
$I_{PH_{STC}}$	Corrente fotoelétrica em STC
I_{MP}	Corrente no ponto de máxima potência
$I_{MP_{STC}}$	Corrente no ponto de máxima potência em STC
I_{pv}	Corrente de um módulo fotovoltaico
I_S	Corrente de saturação do diodo
$I_{S_{STC}}$	Corrente de saturação do diodo em STC
I_{SC}	Corrente de curto circuito

$I_{SC_{STC}}$	Corrente de curto circuito em STC
k	Constante de Boltzmann
k_t	Índice de limpidez atmosférico
K_{cor}	Diferença percentual considerada normal entre a corrente das <i>strings</i>
$K_{I_{SC}}$	Coefficiente de temperatura da corrente de curto circuito
$K_{G_{min}}$	Quantidade mínima de irradiância solar para o sistema fotovoltaico operar
K_{pot}	Diferença percentual considerada normal entre a potência medida e a potência estimada do <i>array</i> fotovoltaico
$K_{V_{OC}}$	Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto
Lst	Hora solar em graus
m	Número de módulos fotovoltaicos em série
N_S	Número de células que compõem um módulo fotovoltaico
P_{pv}	Potência de um módulo fotovoltaico
R_S	Resistência série
$R_{S_{STC}}$	Resistência série em STC
q	Carga do elétron
R_{SH}	Resistência paralela
$R_{SH_{STC}}$	Resistência paralela em STC
T_{STC}	Temperatura em STC
T_{pv}	Temperatura do módulo fotovoltaico
V	Tensão elétrica
V_{MP}	Tensão no ponto de máxima potência
$V_{MP_{STC}}$	Tensão no ponto de máxima potência em STC
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
$V_{OC_{STC}}$	Tensão de circuito aberto em STC
V_{pv}	Tensão de um módulo fotovoltaico
V_t	Tensão térmica do diodo
α	Altitude solar
β	Inclinação em graus do módulo em relação à superfície horizontal

γ	Desvio azimutal do módulo
γ_z	Azimute solar
γ_{pv}	Azimute do módulo fotovoltaico
δ	Declinação solar
θ	Ângulo de incidência solar sobre o módulo
θ_z	Ângulo zenital solar
λ	Ajusta de hora (em graus) devido ao fuso horário
σ	Longitude
ϕ	Latitude
ω	Ângulo horário do sol

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	MOTIVAÇÃO	27
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	37
1.2.1	Modelagem de sistemas fotovoltaicos	37
1.2.2	Detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos	40
1.3	OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	41
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	42
2	SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS PROPOSTO	43
2.1	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO COM INVERSORES FOTOVOLTAICOS ..	47
2.2	MEDIDA DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS DO ARRANJO FOTOVOLTAICO	49
2.3	SENSORIAMENTO DOS DADOS CLIMÁTICOS	51
2.4	SUMÁRIO	54
3	MÉTODO DE DETECÇÃO DE FALHAS EM SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	55
3.1	MÉTODO PARA ESTIMAÇÃO DA POTÊNCIA GERADA POR MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	57
3.1.1	Método para obtenção dos parâmetros do módulo fotovoltaico	58
3.1.2	Determinação do ponto de operação do módulo fotovoltaico	61
3.2	MÉTODO PARA ESTIMAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR DE CÉU LÍMPIDO	64
3.2.1	Etapa 1 – Estimativa da irradiância extraterrestre	64
3.2.2	Etapa 2 – Estimativa da irradiância terrestre	67
3.2.3	Etapa 3 – Estimativa da irradiância solar limiar de céu límpido no plano inclinado	69
3.3	MÉTODO DE DETECÇÃO DE FALHAS DE OPERAÇÃO PROPOSTO	72
3.3.1	Etapa 1 – Detecção das condições de operação de um sistema fotovoltaico .	73
3.3.2	Etapa 2 - Detecção do tipo de falha em um sistema fotovoltaico	75
3.4	SUMÁRIO	77
4	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	79
4.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA EMPREGADO PARA OS ENSAIOS EXPERIMENTAIS	79
4.2	VALIDAÇÃO DO SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS PROPOSTO	80
4.2.1	Validação do sistema de comunicação com inversores fotovoltaicos	81
4.2.2	Validação do sistema de aquisição de grandezas elétricas do arranjo fotovoltaico	83
4.2.3	Validação do sistema de sensoriamento de dados climáticos	85
4.3	VALIDAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO PARA DETECÇÃO DE FALHAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	86
4.3.1	Validação da estimativa da potência gerada por módulos fotovoltaicos	86
4.3.2	Estimativa da irradiância limiar de céu límpido	91
4.3.3	Detecção de falhas de operação	93
4.3.3.1	<i>Estado 100 - Sistema desligado, condições climáticas desfavoráveis</i>	93
4.3.3.2	<i>Estado 101 - Sistema desligado, condições climáticas favoráveis</i>	94
4.3.3.3	<i>Estado 200 - Sistema ligado, céu com elevado número de nuvens</i>	96
4.3.3.4	<i>Estado 300 - Sistema ligado, produção de energia elevada, céu limpo</i>	97

4.3.3.5	<i>Estado 301 - Sistema ligado, produção de energia baixa por sombreamento . . .</i>	99
4.3.3.6	<i>Estado 301 - Sistema ligado, produção de energia baixa por sujeira nos módulos ou falha nos componentes</i>	106
4.4	SUMÁRIO	111
5	CONCLUSÃO	113
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	113
5.2	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	114
5.3	PUBLICAÇÕES	115
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
	ANEXO A – VALIDAÇÃO DO PIRANÔMETRO UTILIZADO PARA MEDIR A IRRADIÂNCIA NO PLANO INCLINADO	123

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Estima-se que o consumo mundial de energia irá crescer cerca de 56% entre os anos de 2010 e 2040, ou seja, o total de energia consumida no mundo passará de 524 quatrilhões de BTU para 820 quatrilhões de BTU em 2040 (IEA, 2013). Esta crescente demanda por energia têm fomentado o desenvolvimento da geração de energia através de recursos renováveis. Dentre estas fontes, destaca-se a energia solar, que em 2015 foi a fonte de energia que mais cresceu percentualmente no mundo (O Globo, 2016). Algumas vantagens já puderam ser constatadas devido a esse crescimento. No ano de 2014, pela primeira vez nas últimas quatro décadas, as emissões globais de carbono mantiveram-se estáveis, mesmo com o aumento do consumo de energia (REN, 2015).

Do total de energia elétrica produzida no mundo em 2015, apenas 1,3% foi gerado através de sistemas fotovoltaicos. Entretanto, em 2015 o mercado fotovoltaico quebrou vários recordes e continuou a sua expansão global. Apenas no ano de 2015, foram acrescentados mais de 50 GW na potência mundial em fontes solares, um crescimento superior a 25% em relação aos 40 GW instalados em 2014 (IEA, 2015).

Conforme descrito, o mercado fotovoltaico mundial continua em forte desenvolvimento, dado que 70% da capacidade de produção de energia através de fontes solares foi instalada nos últimos quatro anos (REN, 2015). A tabela 1.1 apresenta a potência mundial instalada ao final de cada ano.

Tabela 1.1 – Potência fotovoltaica instalada no mundo.

Ano	Potência
2004	3,7 GW
2005	5,1 GW
2006	6,0 GW
2007	9,0 GW
2008	16 GW
2009	23 GW
2010	40 GW
2011	70 GW
2012	100 GW
2013	138 GW
2014	178 GW
2015	233 GW

Ao longo dos últimos dois anos, os mercados que mais investiram na produção de energia solar mantiveram-se os mesmos, na seguinte ordem: China, Japão e Estados Unidos. O mercado asiático pelo terceiro ano consecutivo foi o que mais instalou sistemas fotovoltaicos, com cerca de 60% do mercado mundial (IEA, 2015; REN, 2015).

Os Estados Unidos instalaram 6,2 GW de potência em 2014 e em 2015 continuaram a sua expansão no mercado fotovoltaico com o acréscimo de mais 7,3 GW de potência. Os japoneses instalaram 9,7 GW em 2014, e também aumentaram a sua capacidade em relação ao ano anterior, instalando 11 GW de potência em 2015 (IEA, 2015; PVPS, 2015).

Em 2015, a China adicionou mais de 15 GW na sua capacidade de produção, ultrapassando a Alemanha como o maior mercado de energia solar no mundo. A China possui agora uma capacidade instalada de 43,5 GW, em relação aos 39,7 GW da Alemanha. De acordo com o governo chinês, o país deve adicionar de 15 a 20 GW nos próximos anos, com o objetivo de alcançar uma capacidade de produção de 140 GW (IEA, 2015).

Na Europa, o Reino Unido foi o mercado que apresentou o maior crescimento na instalação de sistemas fotovoltaicos. Em 2014, foram instalados 2,4 GW e em 2015 foram acrescidos mais 3,5 GW de potência. Em segundo lugar, a Alemanha instalou 1,9 GW em 2014 e 1,5 GW em 2015. Na América Latina, o Chile continuou com a maior capacidade de produção de energia solar, com 848 MW, seguido pelo México com 234 MW (IEA, 2015; PVPS, 2015).

Entre os 10 mercados que mais aumentaram a sua capacidade de produção fotovoltaica, cinco países representam a Ásia e a Oceania (China, Japão, Índia, Coreia do Sul e Austrália), três países representam o continente europeu (Alemanha, Reino Unido e França) e dois países representam o continente americano (Estados Unidos e Canadá) (PVPS, 2015). A tabela 1.2 apresenta os mercados que mais aumentaram a sua capacidade de produção fotovoltaica, enquanto que a tabela 1.3 apresenta os países com a maior capacidade de produção instalada .

Tabela 1.2 – Países que mais aumentaram sua capacidade fotovoltaica em 2015.

Ordem	País	Potência
1	China	15,2 GW
2	Japão	11,0 GW
3	Estados Unidos	7,3 GW
4	Reino Unido	3,5 GW
5	Índia	2,0 GW
6	Alemanha	1,5 GW
7	Coreia do Sul	1,0 GW
8	Austrália	0,9 GW
9	França	0,9 GW
10	Canadá	0,6 GW

Fonte: Adaptado de PVPS (2015).

Ao longo de 2015, sete países instalaram mais de 1 GW de energia solar, um crescimento em relação aos cinco países que atingiram essa marca em 2014. Ao final de 2015, 23 países já

Tabela 1.3 – Países com a maior capacidade fotovoltaica instalada.

Ordem	País	Potência
1	China	43,6 GW
2	Alemanha	39,7 GW
3	Japão	34,4 GW
4	Estados Unidos	25,6 GW
5	Itália	18,9 GW
6	Reino Unido	8,8 GW
7	França	6,6 GW
8	Espanha	5,4 GW
9	Austrália	5,1 GW
10	Índia	5,0 GW

Fonte: Adaptado de PVPS (2015).

possuíam mais de 1 GW de capacidade instalada, um acréscimo em relação aos 20 países que já haviam conquistado a marca em 2014 (IEA, 2015; REN, 2015).

Ao final de 2015, Itália, Grécia e Alemanha possuíam capacidade de geração de energia solar suficientes para produzir, respectivamente, 8%, 7,4% e 7,1% de sua demanda anual de eletricidade. O continente Europeu, por sua vez, possui capacidade de produzir 3,5% de sua demanda anual (PVPS, 2015).

Quanto a produção de energia fotovoltaica, as maiores usinas fotovoltaicas estão construídas nos Estados Unidos. A usina *Solar Star Projects*, a maior do mundo, possui duas plantas solares localizadas na Califórnia, com uma capacidade total de geração de energia de 575 MW. A construção da usina foi concluída em junho de 2015, em uma área com mais de 13 hectares. A *Solar Star Projects* possui 1,7 milhões de módulos fotovoltaicos policristalinos e conta com um sistema que permite aos módulos seguirem o Sol durante o dia. A usina reduz a emissão de 570 mil toneladas de dióxido de carbono, o equivalente a remoção de 108 mil carros das ruas a cada ano (IMECHE, 2016).

A *Desert Sunlight Solar Farm*, a segunda maior usina solar do mundo, divide a posição com a usina *Topaz Solar Farm*. Ambas as usinas também estão localizadas na Califórnia e possuem uma capacidade de produção de 550 MW (IMECHE, 2016). A tabela 1.4 apresenta os 10 maiores parques solares do mundo.

Estudos estimam que o mercado fotovoltaico mundial deve sofrer uma estagnação em 2017, mas em 2018 o crescimento deverá ser retomado. Estima-se que em 2019 a capacidade global de produção de energia solar deverá ficar entre 396 GW e 540 GW (EUROPE, 2015).

Por outro lado, analisando a produção fotovoltaica no Brasil verifica-se que o país possui ótimas condições para a geração de energia solar. O fato do Brasil estar localizado quase que totalmente dentro da região tropical garante que o território brasileiro receba elevados índices de irradiância solar mesmo durante o inverno, conforme o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2006).

Tabela 1.4 – Maiores usinas fotovoltaicas do mundo.

Parque solar	Localização	Potência	Operando desde:
Solar Star Projects	Estados Unidos	575 MW	2015
Desert Sunlight Solar Farm	Estados Unidos	550 MW	2015
Topaz Solar Farm	Estados Unidos	550 MW	2011 - 2014
Longyangxia Hydro-Solar PV Station	China	480 MW	2013 - 2015
Charanka Park PV Power Plant	Índia	345 MW	2012 - 2015
Centrale Solaire de Cestas	França	300 MW	2015
Agua Caliente Solar Project	Estados Unidos	290 MW	2012
Copper Mountain III Solar Facility	Estados Unidos	250 MW	2015
California Valley Solar Ranch	Estados Unidos	250 MW	2012 - 2013
Antelope Valley Solar	Estados Unidos	230 MW	2015

Fonte: Adaptado de PV Resources (2016).

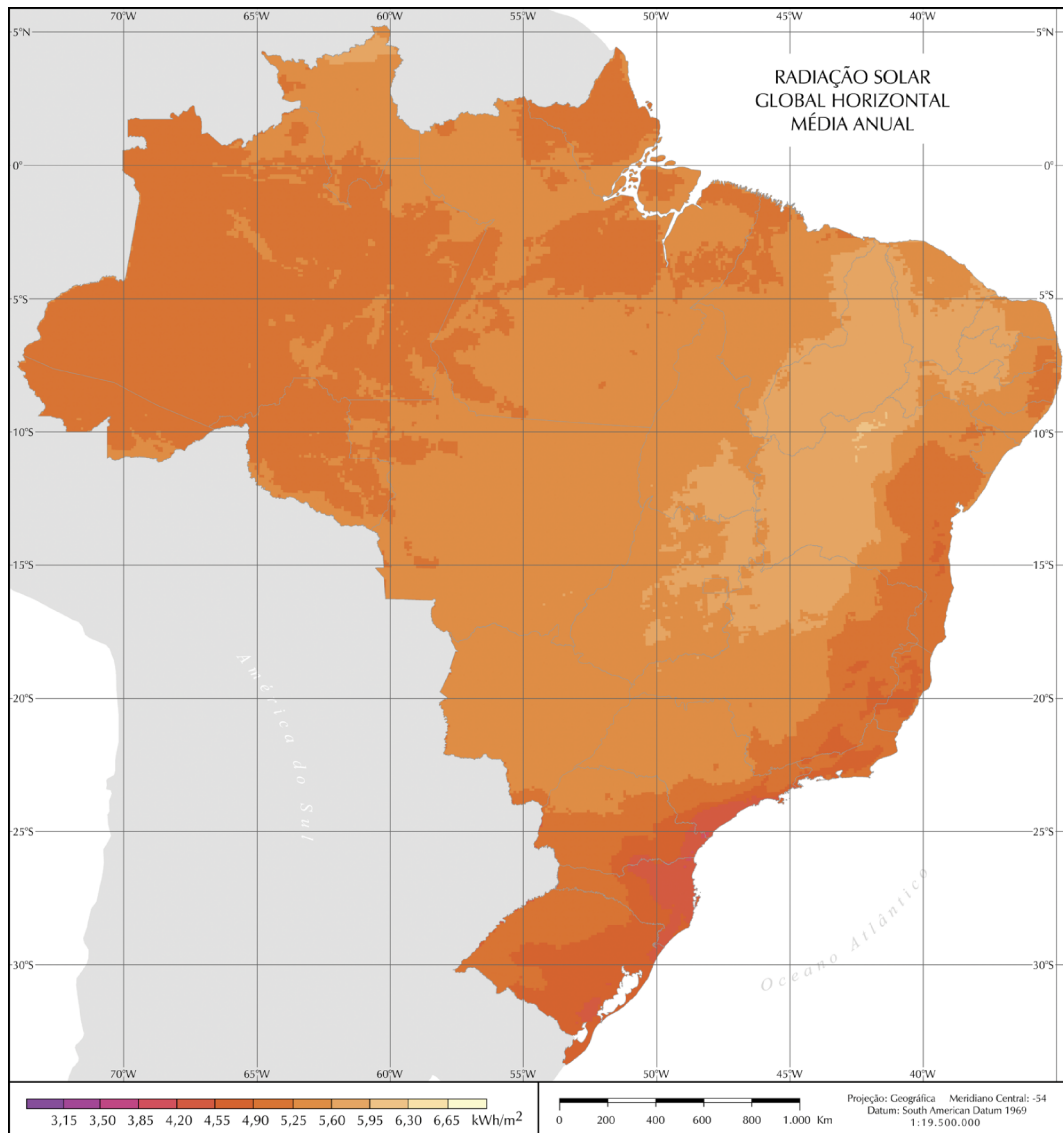
O Atlas Brasileiro de Energia Solar produziu um mapa apresentado na figura 1.1 que ilustra a média anual do total diário de irradiância solar global incidente no território brasileiro. De acordo com o mapa, o norte da Bahia é o local do território brasileiro que possui a maior incidência de energia solar, chegando a atingir 6,5 kWh/m². Esse local destaca-se porque a região possui baixa precipitação média anual e apresenta a menor cobertura de nuvens do país. Por outro lado, o litoral norte de Santa Catarina recebe os menores valores de energia solar, atingindo 4,25 kWh/m², devido principalmente a elevada taxa de precipitação bem distribuída ao longo de todo ano, bem como à elevada quantidade de nebulosidade (PEREIRA et al., 2006).

Apesar do clima propício para a produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos, o Brasil ainda é incipiente na produção de energia solar. Conforme o Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil possui 4.564 empreendimentos em operação, que resultam em uma potência instalada de 147.493 MW, sendo as 40 usinas fotovoltaicas em operação responsáveis por apenas 22,962 MW. A tabela 1.5 apresenta a potência fiscalizada de energia elétrica no Brasil de acordo com o tipo de fonte de energia explorada (ANEEL, 2016a).

Entre as usinas fotovoltaicas que estão em operação no Brasil destacam-se a Central Mineirão, a usina Nova Aurora e o Complexo Torres. A Central Mineirão foi construída sobre o estádio de futebol Governador Magalhães Pinto, o popular Mineirão, localizado na cidade de Belo Horizonte, estado de Minas Gerais. A usina entrou em operação em 25 de abril de 2014 e foi construída em parceria com o Banco de Desenvolvimento da Alemanha. A usina possui aproximadamente 6 mil módulos fotovoltaicos responsáveis pelo fornecimento de 1,4 MW de potência, tornando esta a terceira maior usina em operação do país.

A usina Nova Aurora, também conhecida por Cidade Azul, está localizada na cidade de Tubarão, estado de Santa Catarina. A usina entrou em operação em 20 de agosto de 2014 e foi desenvolvida pela empresa Tractebel Energia em parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina. A Nova Aurora possui mais de 19 mil módulos fotovoltaicos responsáveis pelo

Figura 1.1 – Mapa da média anual do total diário de irradiância solar global incidente no território brasileiro.



Fonte: Adaptado de Pereira et al. (2006).

Tabela 1.5 – Produção de energia elétrica no Brasil de acordo com o tipo de fonte de energia explorada.

Tipo de fonte de energia	Potência fiscalizada (kW)	%
Central geradora hidrelétrica	437.072	0,3
Central geradora eólica	9.318.630	6,3
Pequena central hidrelétrica	4.840.218	3,28
Central geradora solar fotovoltaica	22.962	0,02
Usina hidrelétrica	90.241.353	61,18
Usina termelétrica	40.643.107	27,56
Usina termonuclear	1.990.000	1,35
Total	147.493.342	100

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016a).

fornecimento de 3 MW, tornando esta a segunda maior usina em operação do país. Apesar da cidade de Tubarão ser um dos piores lugares do território brasileiro para geração de energia solar, ainda é uma área com maior incidência solar que a Alemanha.

O Complexo Torres, o maior parque fotovoltaico do Brasil, foi inaugurado em 25 de setembro de 2015, na cidade de Tacaratu, estado de Pernambuco. O complexo foi desenvolvido pela multinacional italiana Enel Green Power e custou cerca de R\$ 660 milhões. O Complexo Torres é o primeiro parque híbrido do Brasil, que une a geração de energia solar com a geração de energia eólica. O empreendimento é formado por duas usinas fotovoltaicas com potência instalada de 10 MW, além de um parque eólico de 80 MW, juntos são capazes de gerar 340 GWh por ano.

Apesar de incipiente, a utilização de energia solar no Brasil tende a crescer nos próximos anos. De acordo com Tolmasquim (2016) um fato que marcou a entrada da energia fotovoltaica em grande escala no território brasileiro foi o Leilão de Energia de Reserva em 2014, que contou pela primeira vez com um certame exclusivo para energia solar. Nesse leilão foi garantida a contratação de 890 MW de potência, volume muito superior ao que havia no país até o momento.

Conforme o BIG da ANEEL existem mais de 30 usinas fotovoltaicas em desenvolvimento no país, entre elas destaca-se o projeto Ituverava, que está em construção desde dezembro de 2015 no estado da Bahia. A usina de Ituverava contará com a capacidade de geração de 254 MW, sendo portanto a maior usina fotovoltaica da América Latina. A previsão é que o parque solar entre em funcionamento em meados de 2017. Conforme a Enel Green Power (EGP), empresa responsável pela construção da planta, serão investidos aproximadamente US\$ 400 milhões na construção da planta de Ituverava.

O Brasil também tem se mostrado inovador na construção de parques solares. Em março de 2016 foi inaugurado o projeto piloto da primeira usina solar flutuante do mundo em lago de hidrelétrica. O projeto foi desenvolvido na usina hidrelétrica de Balbina, localizada no município de Presidente Figueiredo, no estado do Amazonas. O sistema instalado vai gerar inici-

almente 1 MW, mas já possui uma previsão de ampliação que permitirá gerar até 5 MW em outubro de 2017. A utilização de lagos de hidrelétricas para instalação de usinas fotovoltaicas apresenta algumas vantagens como: o aproveitamento das subestações e das linhas de transmissão da usina que estão ociosas, além da utilização de um espaço não aproveitado.

A geração distribuída ainda é uma novidade no Brasil, mas aos poucos mais brasileiros vem aderindo a micro e minigeração. Conforme a ANEEL, em outubro de 2015 mais de 1.000 clientes geravam energia e injetavam na rede. Em dezembro do mesmo ano esse número chegou a 1.731 conexões. A fonte mais utilizada pelos clientes continua sendo a solar, com 1.675 conexões, que representam um total de 13,3 MW de potência instalada (ANEEL, 2016b).

Segundo uma pesquisa do Instituto Para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL), o aumento na microgeração vem crescendo desde abril de 2012. Neste ano foi publicada a Resolução Normativa (REN) 482 da ANEEL, que permite aos proprietários de um pequeno gerador de fonte renovável injetar na rede a energia que não for consumida no momento da geração. Os proprietários recebem créditos em kWh pela energia injetada na rede, sendo que os créditos devem ser consumidos em até 36 meses (KONZEN; MANOEL; KRENZ, 2015).

Durante o ano de 2015, a REN 482 passou por um processo de revisão, que originou a REN 687/2015. A nova resolução ampliou as possibilidades da micro e minigeração, aumentando o limite de potência, criando mecanismo de compartilhamento de geração, reduzindo prazos para resposta das distribuidoras, entre outros. Essas novas regras para a micro e minigeração começaram a valer a partir de março de 2016 (TOLMASQUIM, 2016).

O preço das instalações de sistemas fotovoltaicos no Brasil podem ter contribuído para o aumento da microgeração. O IDEAL verificou um aumento de R\$ 8,69/Wp em 2013 para R\$ 8,81/Wp em 2014. Destaca-se que devido a inflação acumulada e elevação do dólar frente ao real no período, estima-se que houve uma redução de 6,5% no preço médio de sistemas fotovoltaicos. Em relação aos valores internacionais, o preço no Brasil ainda é elevado. Comparado à Alemanha, os brasileiros pagam cerca de 76% a mais que os alemães (KONZEN; MANOEL; KRENZ, 2015).

O fato do Brasil possuir tão poucos sistemas fotovoltaicos instalados, mesmo com o potencial para desenvolvimento da energia solar acima de outras nações em que essa fonte já é utilizada deve-se a alguns obstáculos. No caso da microgeração e minigeração distribuídas, o prazo da maturação do investimento é um dos principais problemas encontrados. Embora, no médio prazo, a redução na despesa com energia elétrica supere o investimento inicial, obter os recursos para promover a instalação dos equipamentos é um limitador para boa parte dos brasileiros. Além disso, a expansão da fonte solar no Brasil, é baseada no uso de equipamentos importados, o que contribui para o elevado custo inicial das instalações fotovoltaicas (SILVA, 2015).

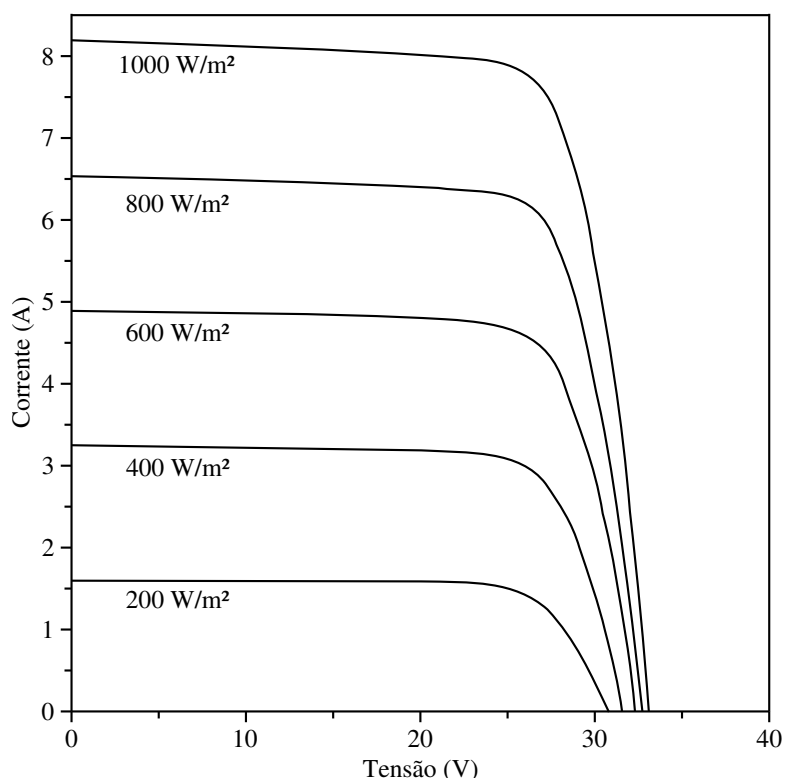
A produção de energia elétrica através de um sistema fotovoltaico depende de vários fatores tais como as características nominais dos componentes do sistema, as configurações série

paralela do arranjo fotovoltaico, as condições meteorológicas do local da instalação, além dos sombreamentos e das falhas que podem ocorrer durante o operação do sistema (CHINE et al., 2014).

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas, estas por sua vez são construídas com material semicondutor, que ao receber incidência de luz com energia suficiente para remover o elétron do semicondutor, geram o efeito fotoelétrico transformando a luz em energia elétrica (DURAND, 1994). O desempenho de sistemas fotovoltaicos é influenciado diretamente pela irradiância solar incidente, bem como pela temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos.

O aumento da irradiância solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos gera um acréscimo na tensão de circuito aberto e na corrente elétrica gerada pelo módulo, isso se a temperatura for mantida constante. A figura 1.2 apresenta o efeito da irradiância na curva I-V (tensão – corrente), para o módulo fotovoltaico KC200 produzido pela Kyocera, mantido a 25 °C (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 1.2 – Influência da irradiância solar na curva I-V de um módulo fotovoltaico.

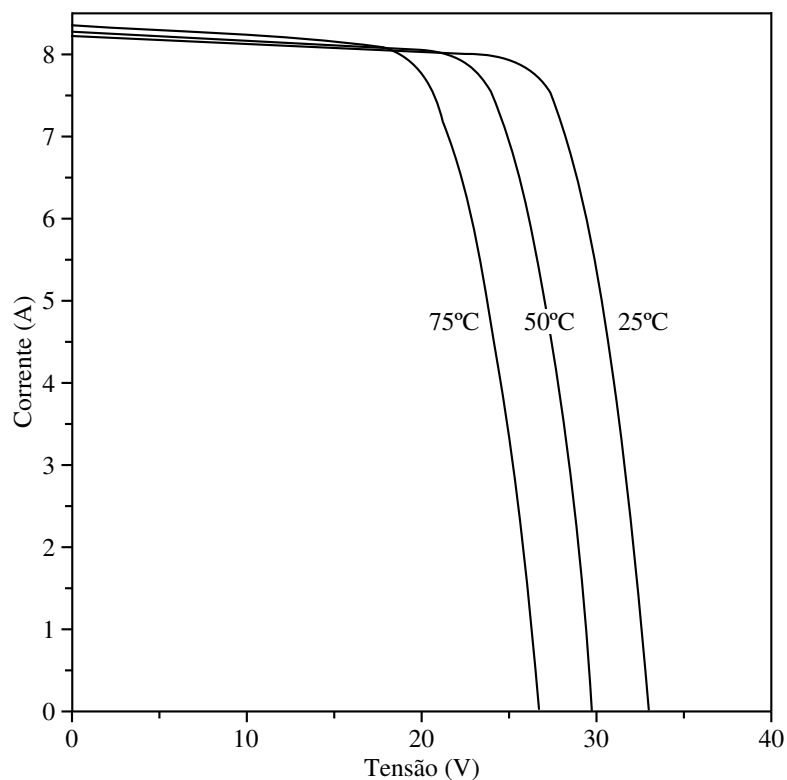


Fonte: Kyocera (2016).

O aumento de temperatura reduz significativamente a tensão gerada por um módulo fotovoltaico. Além disso, o aumento de temperatura eleva minimamente a corrente gerada pelo módulo. A figura 1.3 apresenta o efeito da temperatura na curva I-V, para o módulo fotovoltaico KC200 produzido pela Kyocera, mantido sobre 1000 W/m^2 (PINHO; GALDINO, 2014).

Os módulos fotovoltaicos podem ser considerados os principais componentes de um

Figura 1.3 – Influência da temperatura na curva I-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Kyocera (2016).

sistema fotovoltaico, apesar de serem considerados equipamentos robustos, estão suscetíveis a algumas falhas no processo de conversão da energia solar em energia elétrica. Em sistemas fotovoltaicos, um módulo com uma única célula danificada pode ser considerada uma falha, pois acarreta em perdas financeiras para os seu proprietário.

Os arranjos fotovoltaicos normalmente são instalados em áreas abertas e normalmente estão expostos a diversas condições de estresse climático que contribuem para o aparecimento de falhas. As condições de estresse climático mais comuns são: irradiância solar, umidade, vento, chuva, granizo, temperaturas baixas e elevadas, poeira, etc.

Os módulos fotovoltaicos são encapsulados, normalmente com polímeros, para garantir a proteção dos seus componentes contra corpos estranhos e a umidade. Falhas no encapsulamento podem gerar a descoloração e a delaminação do vidro. Além disso, a infiltração de umidade nos módulos pode gerar um processo de condensação, diminuindo a exposição das células fotovoltaicas à luz solar. Por fim, a umidade aliada a elevadas temperaturas contribuem para o processo de corrosão dos componentes internos do módulo. As falhas no encapsulamento podem ocorrer de forma precoce ou a longo prazo e, normalmente, estão relacionadas com estresse climático ou pelo manuseio incorreto (CRISTALDI et al., 2014).

Outro problema comum encontrado nos módulos fotovoltaicos é o craqueamento das células. Este problema pode ocorrer desde a fabricação dos módulos devido as tensões elevadas que são induzidas nas células, como no manuseio e até mesmo depois de sua instalação devido

as pressões e vibrações ocasionadas pelo vento (CRISTALDI et al., 2014).

Quando um módulo fotovoltaico é parcialmente sombreado, devido a uma construção, uma árvore ou a passagem de uma nuvem, as suas células podem ser polarizadas de forma reversa, absorvendo energia ao invés de produzir. Uma célula fotovoltaica polarizada de forma reversa, desenvolve pontos quentes no módulo fotovoltaico. Por sua vez, os pontos quentes podem acarretar em danos irreversíveis a um módulo fotovoltaico (SILVESTRE; CHOUDER, 2008).

Os módulos fotovoltaicos possuem diodos de passagem ou também conhecido por diodos de *bypass*. Estes dispositivos são instalados em paralelo com as células fotovoltaicas dos módulos, com o objetivo de limitar a tensão reversa e, por consequência, as perdas causadas pelo sombreado das células. Entretanto, os diodos de *bypass* estão sujeitos a falhas, principalmente devido ao estresse térmico no qual são submetidos (SILVESTRE; CHOUDER, 2008).

A poeira depositada sobre os módulos fotovoltaicos têm impacto significativo na sua eficiência. As manchas de poeira sobre a superfície dos módulos variam em forma, localização e densidade, podendo levar algumas células a menores exposições de luz, ou seja, causando o mesmo efeito observado nos módulos sujeitos a sombreado (SILVESTRE; CHOUDER, 2008). Conforme os autores Jiang, Lu e Sun (2011), os módulos fotovoltaicos com densidade de poeira de 8 g/m^2 possuem uma redução da eficiência de cerca de 11,6%. Em regiões desérticas, a combinação do vento, areia e poeira pode causar abrasão do vidro frontal dos módulos fotovoltaicos, danificando os revestimentos antirreflexivos do vidro (FERRARA; PHILIPP, 2012).

Os autores Ferrara e Philipp (2012), realizaram ensaios com módulos fotovoltaicos considerando condições extremas de operação. Foram ensaiados 297 conjuntos de painéis para certificação no período de 2006 à 2009, cerca de 35% dos conjuntos apresentaram pelo menos um módulo com falhas. Sendo que 20% dos módulos que falharam apresentaram insucessos nos testes de verificação de pontos quentes, seguidos de 17% nos testes de carga mecânica e 16% apresentaram falhas devido a umidade.

Os autores Köntges et al. (2014), apresentam uma abordagem que permite separar as falhas que ocorrem nos dois primeiros anos da instalação dos módulos e as falhas que ocorrem a longo prazo. As falhas prematuras normalmente são de responsabilidade do fabricante e do instalador do arranjo, podendo ser divididas em: 5% devido ao manuseio incorreto, 10% devido a quebra do vidro, 10% devido as más conexões entre as células fotovoltaicas e cerca de 19% devido as falhas nas caixas de junções e nas conexões físicas dos cabos. As falhas a longo prazo, módulos com cerca de 12 anos de funcionamento, dividem-se em: 12% devido as falhas nas caixas de junções e nas conexões físicas dos cabos, 33% devido a quebra, delaminação ou abrasão do vidro e 36% nos circuitos elétricos internos dos módulos.

Os inversores são considerados o cérebro do sistema PV, além de serem um elemento caro e complexo no sistema fotovoltaico. Conforme os autores Kaplar et al. (2011), cerca de 65% das falhas que causam a interrupção na produção de energia de um sistema fotovoltaico estão relacionadas a falhas no inversor. As falhas do inversor podem ser classificadas em três

categorias: projeto e fabricação inadequados, problemas de controle e falha nos componentes elétricos.

Conforme já descrito, os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos a diversos tipos de falhas que além de diminuir a eficiência, reduzem a vida útil dos seus componentes. Além disso, a influência da irradiância solar na produção de energia torna complexa a detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos, principalmente se a falha não ocasionar a interrupção na geração de energia. Assim, este trabalho tem o objetivo de desenvolver um método para detectar períodos em que o sistema fotovoltaico opere de forma não adequada, com o objetivo de facilitar a manutenção e evitar que os sistemas fotovoltaicos operem abaixo da sua condição de operação ideal.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A maioria dos métodos de detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos relatados na literatura seguem o princípio de comparar os dados monitorados do arranjo fotovoltaico com os resultados estimados através de um modelo matemático. As falhas são identificadas quando se observam diferenças significativas entre os dois conjuntos de dados (SILVESTRE; CHOU-DER; KARATEPE, 2013). Portanto, a revisão bibliográfica é dividida em duas subseções. Na primeira parte são apresentadas diferentes formas de modelagem de sistemas fotovoltaicos. Já na segunda parte são discutidos métodos para detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos.

1.2.1 Modelagem de sistemas fotovoltaicos

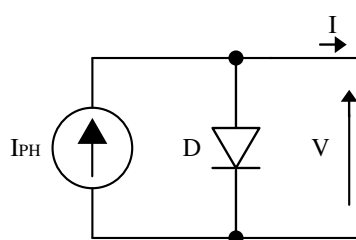
A literatura apresenta diversas formas de modelar um sistema fotovoltaico. Os autores Firth, Lomas e Rees (2010) analisam o desempenho de um sistema fotovoltaico através de uma relação entre a potência produzida pelo arranjo fotovoltaico, a irradiância solar incidente sobre os módulos e a área total dos painéis. Uma abordagem frequente na literatura foi proposta pelo autor Evans (1981), que analisou o desempenho de um arranjo fotovoltaico considerando apenas a eficiência do sistema e as condições meteorológicas do local. O autor Sark et al. (2007) utilizou uma abordagem semelhante aos anteriores, entretanto na sua análise foram consideradas as condições meteorológicas e a energia produzida pelo sistema fotovoltaico durante um período determinado. Os métodos citados até o momento priorizam uma modelagem matemática simplificada, o que garante tempo de processamento computacional pequeno, em contrapartida os modelos não possuem elevada precisão.

Metodologias mais complexas normalmente proporcionam maior precisão para analisar o desempenho de um sistema fotovoltaico. A modelagem normalmente empregada quando é desejável maior precisão baseiam-se em um circuito elétrico equivalente ao comportamento de

um módulo fotovoltaico. Como os sistemas fotovoltaicos são compostos por vários módulos conectados em série e em paralelo, com o objetivo de aumentar a corrente e a tensão de saída, é possível modelar todo o conjunto como sendo formado por apenas um módulo fotovoltaico. A modelagem empregando um circuito elétrico é bem difundida na literatura, sendo que o primeiro modelo foi proposto pelos autores Phang, Chan e Phillips (1984). Atualmente na literatura podemos encontrar ao menos quatro circuitos que são frequentemente utilizados.

O circuito elétrico apresentado na figura 1.4 modela o comportamento ideal de um módulo fotovoltaico. O modelo é composto por uma fonte de corrente diretamente proporcional à irradiância solar que incide sobre o módulo, além de um diodo em paralelo que determina as características da curva corrente-tensão (I-V). Este modelo possui poucos parâmetros desconhecidos e necessita de pouco tempo computacional para convergir. Entretanto, o modelo possui pouca precisão para modelar um módulo real (PHANG; CHAN; PHILLIPS, 1984).

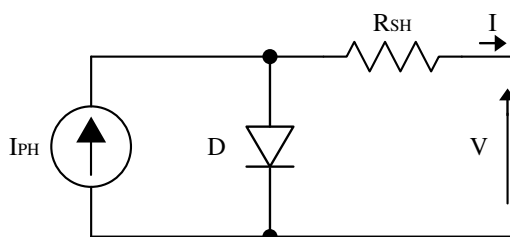
Figura 1.4 – Modelo ideal de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As perdas de um módulo fotovoltaico real começaram a ser modeladas através do circuito elétrico apresentado na figura 1.5. Nesse modelo foi acrescentada uma resistência em série. Tal alteração permite modelar as perdas internas devido ao fluxo de corrente. O modelo apresenta erros consideráveis nos momentos que o módulo opera em altas temperaturas (YETAYEW; JYOTHSNA, 2013).

Figura 1.5 – Modelo com uma resistência em série de um módulo fotovoltaico.

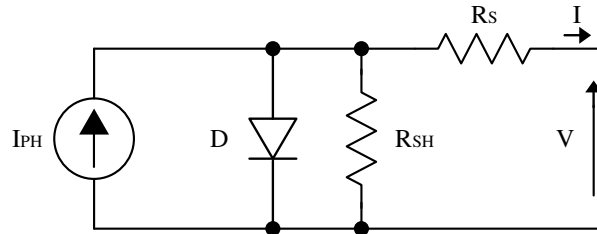


Fonte: Elaborado pelo autor.

O circuito elétrico mais utilizado para modelar um painel solar e o que foi utilizado neste trabalho é o modelo de diodo único, apresentado na figura 1.6. O modelo de diodo único além da resistência em série, possui o acréscimo de uma resistência em paralelo que permite

modelar a corrente de fuga do módulo fotovoltaico (VILLALVA; GAZOLI et al., 2009; SERA; TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2007; CHOUDER et al., 2012)

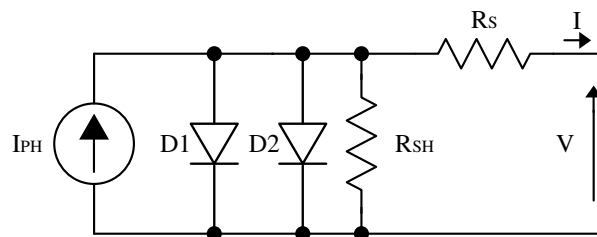
Figura 1.6 – Modelo de diodo único de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O modelo de diodo duplo, apresentado na figura 1.7, foi desenvolvido para modelar com maior fidelidade um módulo fotovoltaico real em relação ao modelo de diodo único. Como desvantagem, o modelo de diodo duplo possui duas variáveis desconhecidas a mais para serem determinadas (YETAYEW; JYOTHSNA, 2013).

Figura 1.7 – Modelo de diodo duplo de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O comportamento dos circuitos elétricos são não lineares, pois as células fotovoltaicas possuem tal comportamento que varia de acordo com a temperatura e a irradiância solar. Além disso, os circuitos possuem parâmetros que normalmente não são conhecidos, pois não estão presentes nas folhas de dados e não são diretamente mensuráveis. O modelo de diodo único, utilizado neste trabalho, possui cinco parâmetros desconhecidos, são eles: fotocorrente, corrente de saturação, fator de idealidade, resistências série e paralela.

Para obter os parâmetros desconhecidos dos circuitos, normalmente, são empregados métodos matemáticos que levam em consideração os dados de catálogo dos módulos fotovoltaicos. Conforme os autores Kebir, Haddadi e Ait-Cheikh (2015) existem mais de 30 métodos de extração distintos, sendo que eles variam em: complexidade, precisão, velocidade de convergência, eficiência, facilidade de implementação, etc. Podemos separar as diferentes formas de extração dos parâmetros em quatro grandes grupos:

No primeiro grupo estão os trabalhos que propõem diferentes tipos de ensaios e medições com os módulos fotovoltaicos, em diferentes condições (escuridão, iluminação constante, variações de temperatura, etc.), para obter alguns dos parâmetros desconhecidos. Os autores

Thongpron, Kirtikara e Jivacate (2006), Wolf e Rauschenbach (1963) e Bashahu e Habyarimana (1995) propuseram trabalhos que se enquadram nesse grupo (KEBIR; HADDADI; AIT-CHEIKH, 2015). Este método normalmente não é empregado devido a complexidade para executar os ensaios necessários.

No segundo grupo podemos citar os trabalhos que obtêm os parâmetros desconhecidos através de cálculos analíticos, considerando algumas aproximações e simplificações. Estes métodos são simples e convergem muito rapidamente, pois necessitam de apenas uma iteração, entretanto a sua resposta é aproximada. Os autores Ortiz-Conde, Sánchez e Muci (2006), Chan, Phillips e Phang (1986) e Brano e Ciulla (2013) propuseram trabalhos que se enquadram nesse grupo (KEBIR; HADDADI; AIT-CHEIKH, 2015).

No terceiro grupo estão os trabalhos que mesclam a utilização de cálculos analíticos com a resolução de equação não lineares, ou seja, que necessitam de um método numérico para obter sua solução. Como a equação que rege o funcionamento de um módulo fotovoltaico é não linear, esta forma de extração dos parâmetros é uma das mais utilizadas pois apresentam os melhores resultados. Os autores Sera, Teodorescu e Rodriguez (2007), Majdoul et al. (2015) e Salam, Ishaque e Taheri (2010) propuseram trabalhos que se enquadram nesse grupo (KEBIR; HADDADI; AIT-CHEIKH, 2015).

No quarto e último grupo, podemos citar os trabalhos que utilizam métodos heurísticos baseados em inteligência artificial para obter os parâmetros desconhecidos. Ao contrário dos métodos numéricos, os métodos inteligentes não precisam de nenhuma condição inicial, além disso, possuem alta velocidade de convergência, entretanto necessitam realizar um treinamento antes de entrarem em operação. Os autores Karatepe, Boztepe e Colak (2006), Bendib et al. (2013) e Jiang, Maskell e Patra (2013) propuseram trabalhos que se enquadram nesse grupo (KEBIR; HADDADI; AIT-CHEIKH, 2015).

1.2.2 Detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos

Dentre os trabalhos mais relevantes na detecção de falhas de sistemas fotovoltaicos, destacam-se os trabalhos detalhados a seguir.

O trabalho proposto pelos autores Silvestre, Chouder e Karatepe (2013) propõem um software em LabVIEW que permite realizar a extração de parâmetros dos módulos, modelar o sistema fotovoltaico, monitorar variáveis elétricas e climáticas e detectar falhas. O algoritmo para detecção de falhas utiliza o princípio de comparação dos dados monitorados com os resultados do modelo matemático, a mesma técnica que será abordada neste trabalho. A principal vantagem deste trabalho é a extração dos parâmetros dos painéis através de um traçador de curvas, o que garante maior precisão para o modelo matemático. Já a principal desvantagem é a utilização de equipamentos caros e *softwares* proprietários.

O autor Chine et al. (2015) apresenta um sistema desenvolvido no *software* proprietário

Matlab, que permite realizar a comparação entre os dados monitorados com os resultados de um modelo matemático. O autor realiza a modelagem tanto da parte CC como da parte CA do sistema fotovoltaico, permitindo identificar um maior número de falhas.

O método proposto por Kim et al. (2013) avalia as condições de sombreamento parciais de um sistema fotovoltaico utilizando o método de comparação entre a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico e a potência estimada pelo modelo matemático. O modelo matemático utilizado é uma modificação do modelo de diodo único, onde ocorre a inclusão de um capacitor em paralelo com o diodo. Como vantagem, o autor garante a possibilidade de detectar pequenos sombreamentos, entretanto é necessário utilizar o modelo matemático não tradicional.

O autor Lin et al. (2012) assim como os demais, realiza a comparação entre os dados monitorados com os resultados de um modelo matemático, a grande vantagem deste trabalho é a possibilidade de identificar as falhas localizadas em cada módulo fotovoltaico e se necessário desconectar o módulo com falhas do arranjo fotovoltaico. O ponto negativo do trabalho está relacionado com a complexidade para implementação do sistema de detecção, além do custo elevado no *hardware* para permitir que os módulos sejam desconectados do arranjo fotovoltaico.

O autor Ducange et al. (2011) apresenta um sistema com inteligência artificial para detectar falhas em sistemas fotovoltaicos, baseado na análise das tensões e correntes extraídas do arranjo fotovoltaico. O sistema de detecção permite estimar a potência do arranjo fotovoltaico utilizando uma abordagem da técnica Fuzzy. A estimativa da potência é comparada com a potência extraída do arranjo, caso ocorra uma divergência apreciável um alarme é acionado. Como a maioria dos sistemas que utiliza inteligência artificial, a principal vantagem do trabalho é o fato de não necessitar de parâmetros iniciais e a principal desvantagem é a necessidade de realizar um treinamento antes do sistema de detecção de falhas entrar em operação.

Assim como na maioria dos trabalhos presentes na literatura, neste trabalho será utilizada o princípio de comparação dos dados monitorados com os resultados de um modelo matemático, neste caso o modelo de diodo único. O método para extração dos parâmetros desconhecidos deve priorizar a velocidade de convergência para que seja possível operar de forma *online*, assim foi escolhido o método proposto pelo autorMajdoul et al. (2015). Além de permitir a identificação de falhas *online*, o método deve ser capaz de localizar as falhas no arranjo fotovoltaico ao nível das *strings*.

1.3 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

O objetivo principal deste trabalho é realizar o monitoramento de um sistema fotovoltaico, identificando as principais falhas na qual o sistema está sujeito. Os objetivos específicos desta dissertação são:

- Desenvolver um sistema de medição e aquisição de dados com armazenamento na nuvem,

mas com capacidade de também operar desconectado da *Web*. O sistema de aquisição deve ser capaz de comunicar-se através das interfaces físicas *ethernet* e RS485. Além disso, o sistema deve realizar aquisições dos dados com frequência de até 1 Hz.

- Desenvolver um método para detecção e identificação das principais falhas que ocorrem em sistemas fotovoltaicos. O método deve detectar se o arranjo fotovoltaico está gerando energia em condições climáticas favoráveis, além de identificar falhas por sombreamento e/ou danificação de componentes.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está organizado com a seguinte estrutura:

O capítulo 1 deste trabalho apresenta a introdução ao tema, dividida em motivação, revisão bibliográfica e objetivos da dissertação, buscando situar o leitor no contexto e escopo deste trabalho.

O capítulo 2 propõem o desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados com armazenamento na nuvem. Além disso, o capítulo apresenta três aplicações distintas para o sistema de aquisição, ambas com o propósito de monitorar um sistema fotovoltaico.

O capítulo 3 é dividido em três seções. Na primeira seção é apresentado de forma detalhada o modelo utilizado para estimar a potência produzida por um módulo fotovoltaico. Na segunda seção é apresentado o modelo para estimação da irradiância no plano inclinado. Por fim, na terceira seção é proposto um método para detectar as possíveis falhas que um sistema fotovoltaico está sujeito.

O capítulo 4 apresenta a validação dos sistemas desenvolvidos e os resultados experimentais obtidos no monitoramento de um sistema fotovoltaico. O método proposto para detecção de falhas foi testado em um sistema fotovoltaico real, sendo que foram simuladas diversas condições de falhas para validar o funcionamento do método.

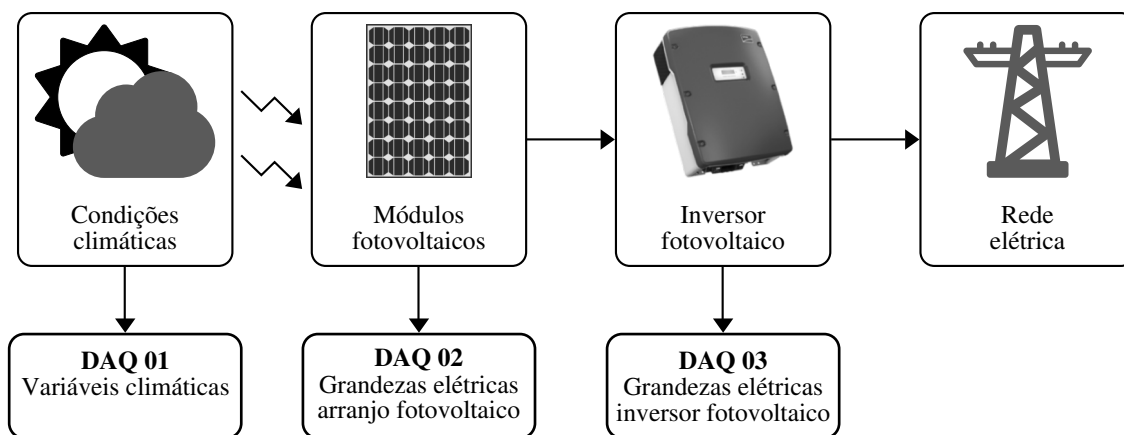
O capítulo 5 contém as conclusões finais do trabalho, sugestões para trabalhos futuros e as publicações realizadas.

2 SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS PROPOSTO

O monitoramento de sistemas fotovoltaicos pode ser realizado através de um DAQ, acrônimo para o inglês *Data Acquisition System* (Sistema de Aquisição de Dados), o qual é um dispositivo eletrônico capaz de armazenar informações de forma automática durante um longo período de tempo. Este capítulo do trabalho propõem o desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados e armazenamento na nuvem, aplicado a sistemas fotovoltaicos.

O DAQ proposto foi desenvolvido para ser aplicado em três sistemas distintos, ambos com o objetivo de monitorar um sistema fotovoltaico, conforme apresentado na figura 2.1. O primeiro DAQ foi aplicado no monitoramento de grandezas climáticas que influenciam a produção de energia, como a temperatura e a irradiância solar. O segundo DAQ foi aplicado no monitoramento de grandezas elétricas do arranjo fotovoltaico, como a corrente e a tensão CC. Por fim, o terceiro DAQ foi aplicado no monitoramento de diversas grandezas elétricas fornecidas pelo inversor fotovoltaico.

Figura 2.1 – Sistemas de aquisição proposto aplicados no monitoramento de um sistema fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O sistema de aquisição de dados proposto possui características importantes para o monitoramento de sistemas fotovoltaicos. As principais características do DAQ são: elevada frequência de aquisição de dados, armazenamento das informações em um banco de dados interno, possibilidade de espelhar o banco de dados interno com a nuvem, comunicação com outros dispositivos através de diferentes protocolos e interfaces físicas, sincronia da aquisição com relógio em tempo real.

O DAQ proposto permite realizar aquisições das informações com elevada frequência, sendo a taxa mínima de uma aquisição a cada segundo. As informações adquiridas são armazenadas em um banco de dados *MySQL* interno do DAQ.

A possibilidade de armazenar os dados internamente aumenta a confiabilidade do DAQ,

pois o sistema garante que os dados continuem a ser armazenados mesmo em caso de falha da conexão com a *Internet*. Enquanto que a possibilidade de espelhar os dados na nuvem permite que as informações possam ser acessadas remotamente através de qualquer dispositivo com acesso a *Internet*. Além disso, as informações armazenadas podem ser utilizadas em outras aplicações de forma *online*.

O DAQ utiliza um sistema operacional Linux, permitindo a implementação de diferentes protocolos de comunicação, como o SMANet e o Modbus, utilizados neste trabalho, além do protocolo SunSpec presente nos inversores fotovoltaicos da última geração. Quanto ao meio físico, o sistema de aquisição proposto permite comunicar-se com outros dispositivos através das interfaces RS232, RS485 e *ethernet* TCP/IP.

A interface RS-232 é utilizada apenas em comunicações do tipo ponto a ponto, ou seja, só admite que o DAQ realize a aquisição de dados de um único dispositivo. Já a interface RS485 permite a comunicação multiponto, ou seja, o sistema de aquisição de dados pode realizar a aquisição de dados de até 31 dispositivos conectados em rede. Além disso é um padrão amplamente utilizado pela indústria devido a sua robustez para transmitir dados em longas distâncias e em ambientes ruidosos. A interface *ethernet* TCP/IP possui a vantagem de estabelecer comunicações com alta velocidade de transmissão de dados (NOVUS, 2016).

No monitoramento de sistemas fotovoltaicos é normal a presença de dois ou mais sistemas de aquisição devido ao grande número de subsistemas e de variáveis que podem ser monitoradas. Portanto, um problema frequente e grave que pode ocorrer no monitoramento é o caso de algum DAQ estar com o relógio desincronizado. Devido a esse problema o sistema de aquisição de dados proposto permite sincronizar o relógio através da *Internet* garantindo maior confiabilidade na hora de cruzar as informações provenientes de diferentes sistemas de aquisição. Caso o DAQ seja utilizado apenas em uma rede interna, sem acesso a *Internet*, é possível configurar o sistema de aquisição para que o relógio seja sincronizado a partir de qualquer computador da rede interna.

O sistema de aquisição de dados proposto nesse trabalho é baseado na plataforma *BeagleBone Black* (BBB). A BBB é um pequeno computador embarcado com menos de 50 cm² e aproximadamente 40 gramas. A BBB utiliza o processador Sitara AM3359 de 1 GHz, possui 512 MB de memória RAM, memória interna *flash* de 2 GB, interface para cartão de memória microSD, *Ethernet* e USB, além de 65 pinos digitais de entradas e saídas (COLEY, 2013).

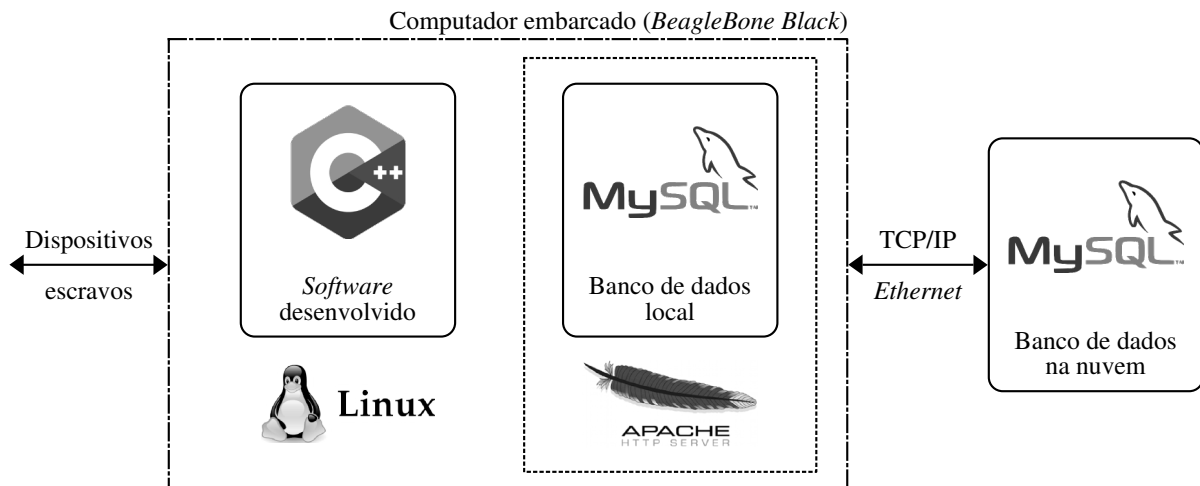
A plataforma BBB foi transformada em um servidor Web permitindo que os dados adquiridos fossem armazenados e espelhados com a nuvem. Isso tornou-se possível através da utilização dos *softwares* livres e de código aberto LAMP. O acrônimo LAMP refere-se às primeiras letras de: Linux (sistema operacional), Apache (servidor *Web*), MySQL (gerenciador de banco de dados) e PHP (linguagem de programação). A BBB utilizada possui por padrão o sistema operacional (SO) Angström. Este SO possui algumas restrições para instalação do pacote LAMP, portanto foi substituído pela distribuição Debian do Linux.

O gerenciamento de todas as atividades desenvolvidas pelo DAQ é realizado através de

um *software* desenvolvido em C++. O *software* é reponsável por realizar a comunicação com os dispositivos escravos, armazenar as informações no banco de dados interno e espelhar o banco de dados interno com a nuvem. A linguagem de programação C++ foi utilizada para o desenvolvimento do *software* principal por se tratar de uma linguagem que permite a portabilidade para outras plataformas, permite utilizar orientação a objetos, possui características de linguagens de alto e baixo nível, além de ser uma das linguagens mais utilizadas no mundo conforme a Spectrum (2015). A figura 2.2 ilustra o funcionamento e a interação dos *softwares* utilizados na BBB.

Os protocolos de comunicação necessários para a comunicação com os escravos devem ser implementados na linguagem C ou C++, para que seja possível a sua utilização junto ao DAQ. Além disso, o espelhamento das informações do banco de dados interno com a nuvem ocorre através de uma biblioteca *MySQL* escrita em C++.

Figura 2.2 – Estrutura de funcionamento e interação dos *softwares* na BBB.



Fonte: Elaborado pelo autor.

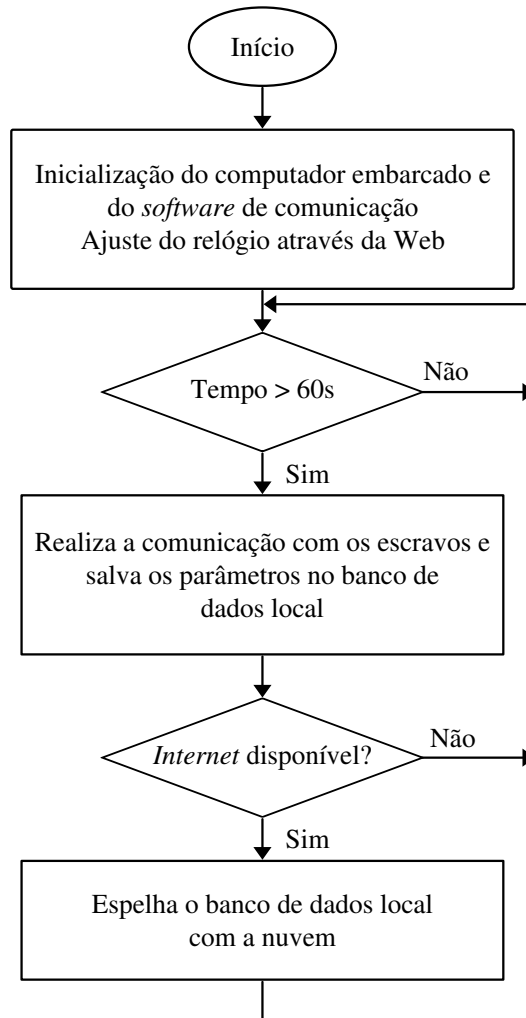
O fluxograma ilustrado na figura 2.3 apresenta o funcionamento do *software* principal do DAQ proposto. Conforme o fluxograma, sempre que a plataforma BBB for energizada o *software* principal é iniciado automaticamente e o relógio é sincronizado através da *Internet*.

A comunicação com os escravos ocorre via *threads*, em um intervalo definido pelo usuário (no trabalho utilizou-se o intervalo de 60 segundos). A utilização de *threads* permite que a comunicação com os escravos respeite o intervalo definido pelo usuário, independente do número de escravos e do tempo para realizar a comunicação.

Após a comunicação com os escravos ser encerrada, as informações são armazenadas no banco de dados local. Na última etapa, é verificada a conexão com a *Internet* e, se disponível, o banco de dados local é espelhado com a nuvem. Como a plataforma BBB permite a utilização de cartões microSD sua capacidade de armazenamento de informações é elevada, assim vale ressaltar que os dados continuam armazenados no banco de dados interno e são apenas espelhados para a nuvem.

Após realizar a comunicação com os escravos e armazenar as informações o ciclo do DAQ é concluído. Portanto, o DAQ espera o intervalo de tempo definido pelo usuário terminar (60 segundos) para iniciar um novo ciclo de aquisição.

Figura 2.3 – Fluxograma de funcionamento do *software* desenvolvido para BBB.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As próximas seções do trabalho apresentam três aplicações do DAQ proposto com o objetivo de monitorar um sistema fotovoltaico. Na seção 2.1, o DAQ é aplicado na aquisição de grandezas elétricas fornecidas pelos inversores fotovoltaicos. Na seção 2.2, é realizada a aquisição de grandezas elétricas do arranjo fotovoltaico. Na seção 2.3, o DAQ realiza a aquisição de variáveis climáticas. Por fim, na seção 2.4, é apresentado um breve sumário com as principais informações do capítulo atual.

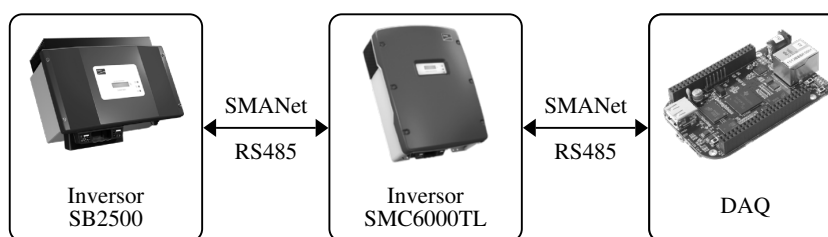
2.1 SISTEMA DE COMUNICAÇÃO COM INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Os inversores fotovoltaicos SB2500 e SMC6000TL da SMA utilizam o protocolo de comunicação SMANet, desenvolvido pela própria fabricante. A biblioteca YASDI (*Yet Another SMA Data Implementation*) é disponibilizada pela SMA para realizar a comunicação com os seus equipamentos. A biblioteca é escrita na linguagem C e pode ser utilizada nos sistemas operacionais Windows e Linux (SMA, 2016).

O protocolo de comunicação SMANet é do tipo mestre-escravo. Assim, um escravo não deve iniciar nenhum tipo de comunicação no barramento enquanto não tiver sido requisitado pelo mestre. Quanto ao meio físico, o SMANet permite uma comunicação ponto a ponto através da interface RS232 ou multiponto através da interface RS485, ambas aceitas pelo DAQ proposto.

A figura 2.4 ilustra a comunicação dos inversores fotovoltaicos com o sistema de aquisição de dados via RS485. Para tornar possível a utilização do DAQ em uma rede RS485 foi utilizado um conversor RS485/USB.

Figura 2.4 – Estrutura de comunicação com os inversores fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

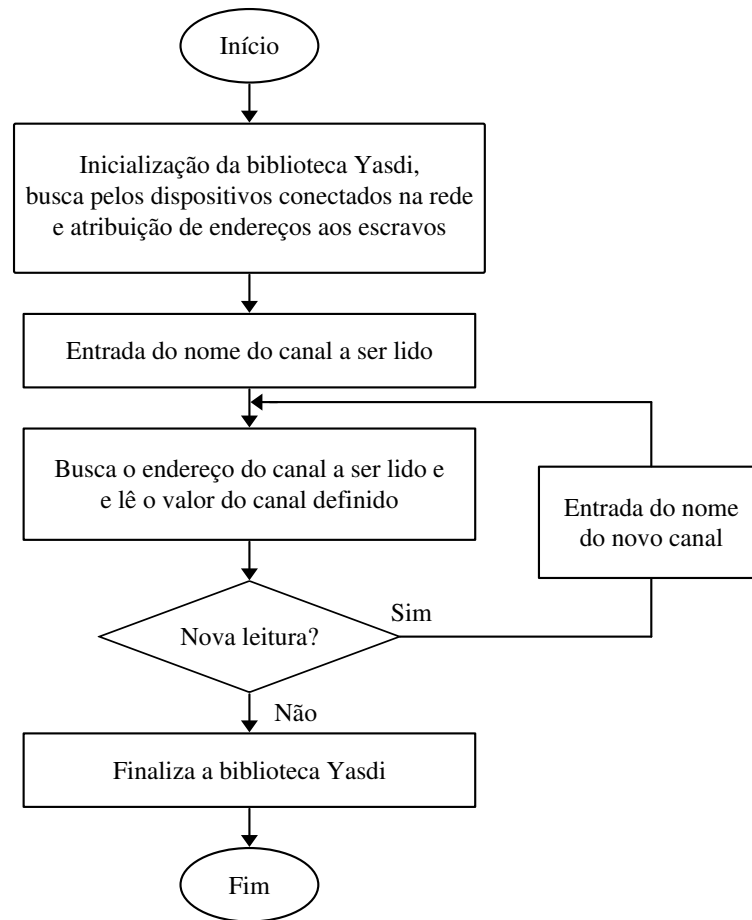
A biblioteca YASDI possui algumas limitações, a primeira delas refere-se ao processo de inicialização da biblioteca demorar alguns minutos para iniciar a aquisição dos dados. A segunda limitação da biblioteca refere-se à taxa de aquisição dos dados ser baixa. A terceira limitação da biblioteca refere-se aos parâmetros adquiridos serem amostras realizadas no momento das leituras e não valores médios. Além disso, a precisão das medidas não são fornecidas aos usuários.

O fluxograma ilustrado na figura 2.5 apresenta as etapas da comunicação de um mestre com um escravo utilizando o protocolo SMANet. A utilização da biblioteca YASDI pode ser dividida em dois momentos: a inicialização e a leitura dos parâmetros.

Na inicialização são definidas as configurações da comunicação através de um arquivo *.ini* que possui as seguintes definições: nome do protocolo (SMANet ou SunnyNet), meio físico (RS232 ou RS485), velocidade (110, 150, 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400 ou 57600 *baud*) e a porta de comunicação utilizada.

A biblioteca YASDI busca de forma automática por todos os dispositivos SMA conectados no barramento e realiza o endereçamento automático para cada dispositivo. Após cada

Figura 2.5 – Fluxograma da comunicação da biblioteca YASDI.



Fonte: Elaborado pelo autor.

escravo ser endereçado a inicialização da biblioteca é concluída e a leitura dos canais é iniciada.

Para realizar a leitura de cada canal é necessário que o usuário informe o nome do canal para a biblioteca, sendo que o nome dos canais disponíveis para leitura podem ser encontrados através de uma função da biblioteca YASDI ou podem ser consultados no manual dos dispositivos. Através do nome do canal, a biblioteca YADI busca o seu endereço e realiza as leituras. O quadro 2.1 apresenta os canais que podem ser lidos nos inversores SB2500 e SMC6000TL da SMA.

Durante a noite ou em dias chuvosos, quando a produção de energia elétrica está muito baixa, os inversores da SMA são automaticamente desligados. Portanto o sistema de aquisição verifica se os inversores estão desligados e, em caso afirmativo, o DAQ interrompe o armazenamento das variáveis e a cada minuto verifica se o inversor foi ligado novamente.

O DAQ utilizado para realizar a comunicação com os inversores fotovoltaicos foi instalados junto dos inversores e alimentados com uma fonte de alimentação CC de 5 V. Como durante os períodos de falta de energia os inversores fotovoltaicos não realizam qualquer tipo de comunicação com o DAQ, não foi necessário utilizar uma bateria para alimentar o sistema de aquisição de dados.

Quadro 2.1 – Parâmetros fornecidos pelos inversores da SMA.

Parâmetros	Unidades de medida
Tensão CC	Volts
Corrente CC	Ampere
Tensão CA	Volts
Corrente CA	Ampere
Potência CA	Watts
Frequência	Hertz
Energia produzida	Quilowatts
Tempo de funcionamento	Horas
Número de série	-
Status	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

2.2 MEDIDA DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

Conforme apresentado na seção 2.1, os inversores fotovoltaicos da SMA permitem que sejam realizadas aquisições de diversas grandezas elétricas. Porém, os inversores fotovoltaicos da SMA utilizam o protocolo de comunicação SMANet que possuem uma baixa taxa de aquisição. Além disso, são fornecidas apenas amostras dos valores medidos e não os valores médios. Por fim, a precisão das medidas não são informadas aos usuários. Devido a este conjunto de restrições que podem comprometer o monitoramento de um sistema fotovoltaico foi desenvolvido um *string monitor*.

Um arranjo fotovoltaico é formado por painéis conectados em série para aumentar a tensão e em paralelo para aumentar a corrente. Um conjunto de painéis conectados em série é chamado de *string*. Um dispositivo capaz de monitorar as grandezas elétricas de um arranjo fotovoltaico ao nível das *strings* é conhecido por *string monitor*.

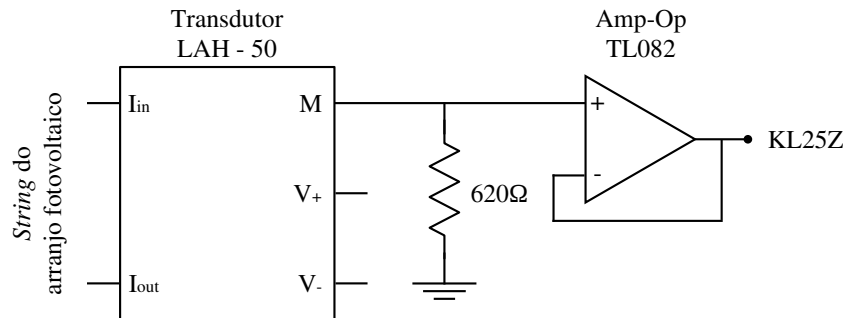
O *string monitor* proposto neste trabalho permite a aquisição de duas grandezas elétricas, sendo elas: a tensão CC e a corrente CC. O *string monitor* proposto é composto por uma placa de circuito impresso com um transdutor de tensão e dois transdutores de corrente, pois são medidas as correntes de duas *strings*. Os transdutores de corrente são do modelo LAH-50, produzidos pela LEM (LEM, 2015), com precisão de fábrica de $\pm 0,25\%$. O transdutor de tensão é do modelo LV-20, também produzido pela LEM (LEM, 2012), com precisão de fábrica de $\pm 1,00\%$ para corrente elétrica no primário de 10 mA.

A plataforma *Freedom KL25Z* foi utilizada para realizar o processamento e a leitura dos transdutores de corrente e tensão. O KL25Z é uma plataforma de baixo custo que utiliza um processador ARM Cortex M0+ de 48MHz, possui uma memória interna *flash* de 128 kB, interface USB e 16 bits de resolução do conversor A/D (FREESCALE, 2012).

A figura 2.6 apresenta o circuito utilizado para realizar a medida da corrente elétrica de cada *string*. O circuito é composto pelo transdutor de corrente LAH-50, um resistor de 620 Ω

e um amplificador operacional modelo TL082. O circuito realiza o condicionamento do sinal, ou seja, ocorre a transformação do sinal de corrente em tensão, para que seja efetuada a leitura através da plataforma KL25Z. Cada circuito permite a medida de uma corrente elétrica CC de até 10,6 A, com resolução de 0,000161 A/bit.

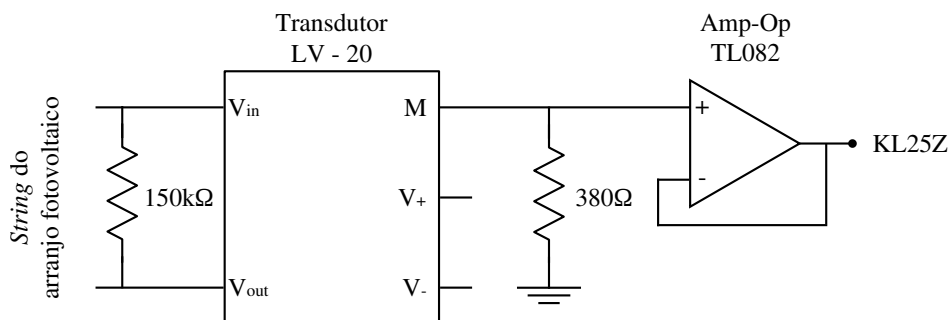
Figura 2.6 – Circuito utilizado para medida de uma corrente elétrica CC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A figura 2.7 apresenta o circuito utilizado para realizar a medida da tensão elétrica do arranjo fotovoltaico. O circuito é composto por um resistor de 150 kΩ utilizado para que o transdutor de tensão LV-20 possa realizar a medida da tensão, além de um resistor de 380 Ω e um amplificador operacional modelo TL082. Assim como no caso anterior, o circuito realiza o condicionamento do sinal, ou seja, ocorre a transformação do sinal de corrente em tensão, para que seja efetuada a leitura através da plataforma KL25Z. O circuito permite a medida de uma tensão elétrica CC de até 500 V, com resolução de 0,0198 V/bit.

Figura 2.7 – Circuito utilizado para medida de uma tensão elétrica CC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

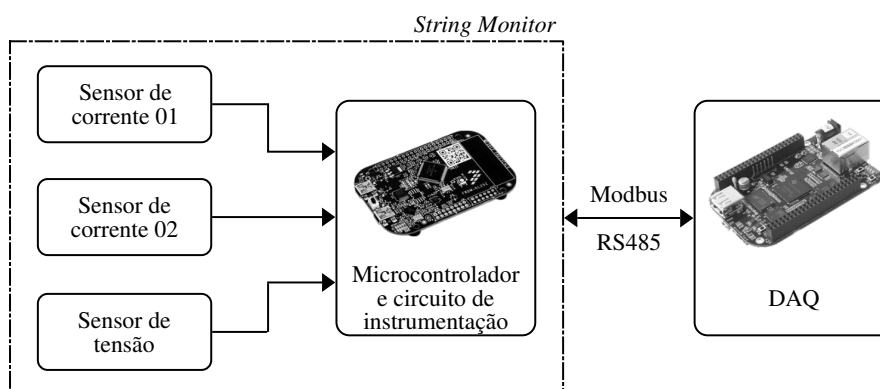
Para permitir que o sistema de aquisição proposto possa comunicar-se com um ou mais *string monitor* foi necessário implementar o protocolo de comunicação Modbus RTU na plataforma KL25Z. Foi escolhido o Modbus por ser um protocolo criado em 1979 e ter se tornado um protocolo estável e consolidado na indústria. Na plataforma KL25Z foram implementadas as funções do protocolo Modbus para ler e escrever *holding registers* (MODICON, 1996).

A figura 2.8 apresenta a estrutura de funcionamento e comunicação do *string monitor* proposto. O sistema de aquisição realiza a comunicação com a plataforma KL25Z através

do protocolo Modbus a cada 60 segundos. A plataforma KL25Z utiliza uma interrupção para realizar a leitura dos transdutores uma vez a cada segundo armazenando as informações em três vetores de 60 posições cada. Portanto, o DAQ realiza a aquisição de 180 registradores uma vez a cada 60 segundos, obtendo os registros dos três transdutores para cada segundo.

O *string monitor* e o DAQ foram instalados ao lado dos inversores fotovoltaicos, sendo este o ponto de encontro de todas as *strings* do sistema fotovoltaico. Uma fonte de alimentação de 12 V é utilizada para alimentar o DAQ e o *string monitor*.

Figura 2.8 – Estrutura de funcionamento e comunicação da string monitor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.3 SENSORIAMENTO DOS DADOS CLIMÁTICOS

A geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico está diretamente relacionada às condições climáticas do meio. Portanto, sensores meteorológicos foram instalados junto do sistema fotovoltaico, permitindo que sejam capturados e armazenados os dados de irradiância no plano inclinado e temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos.

Para realizar a medida da irradiância no plano inclinado foi utilizado o piranômetro desenvolvido por Sehnem (2015). O piranômetro é baseado no princípio do funcionamento fotoelétrico, similar ao comportamento de um módulo fotovoltaico, onde um fotodiodo é utilizado para variar a tensão de saída conforme a variação da irradiância solar. No apêndice A é apresentada uma comparação desenvolvida por Sehnem (2015) entre o piranômetro proposto por ele com dois piranômetros comerciais.

O piranômetro utilizado permite medir irradiâncias de até 1300 W/m^2 no plano inclinado, o sensor possui interface de comunicação Modbus RTU integrada, tornando desnecessária a utilização de qualquer circuito de instrumentação. O piranômetro foi fixado no telhado, na mesma inclinação dos módulos fotovoltaicos, conforme a figura 2.9.

Figura 2.9 – Piranômetro utilizado para medir a irradiância no plano inclinado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para realizar a medida da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos foi utilizado uma termorresistência de platina, do tipo PT-100. O sensor foi fixado na parte traseira de um módulo fotovoltaico, conforme apresentado na figura 2.10.

Figura 2.10 – Termorresistências utilizada para medir a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos.



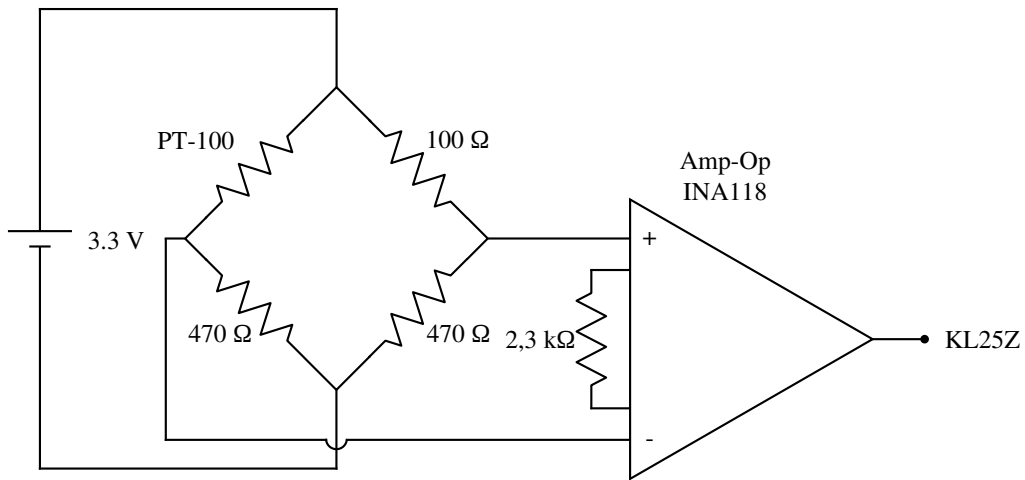
Fonte: Elaborado pelo autor.

As termorresistências são baseadas no princípio da variação da resistência elétrica conforme a variação da temperatura. O PT-100 possui uma calibração de $0,385 \Omega/^{\circ}\text{C}$, conforme a norma IEC60751. As termorresistências possuem como características a elevada exatidão, alta linearidade se comparado com outros sensores, além de dispensarem a utilização de fios especiais (NOVUS, 2015).

O circuito utilizado para medir a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos está ilustrado na figura 2.11. O circuito é composto por uma ponte de *Wheatstone*, além de um amplificador operacional INA118. O circuito de instrumentação permite medir temperaturas de até 85°C , com resolução de $0,001296^{\circ}\text{C/bit}$.

O sensor de temperatura foi conectado através do seu circuito de instrumentação na plataforma KL25Z. Para o qual também foi implementado o protocolo de comunicação Modbus RTU, com as funções para ler e escrever *holding registers*. O sensor de irradiância no plano

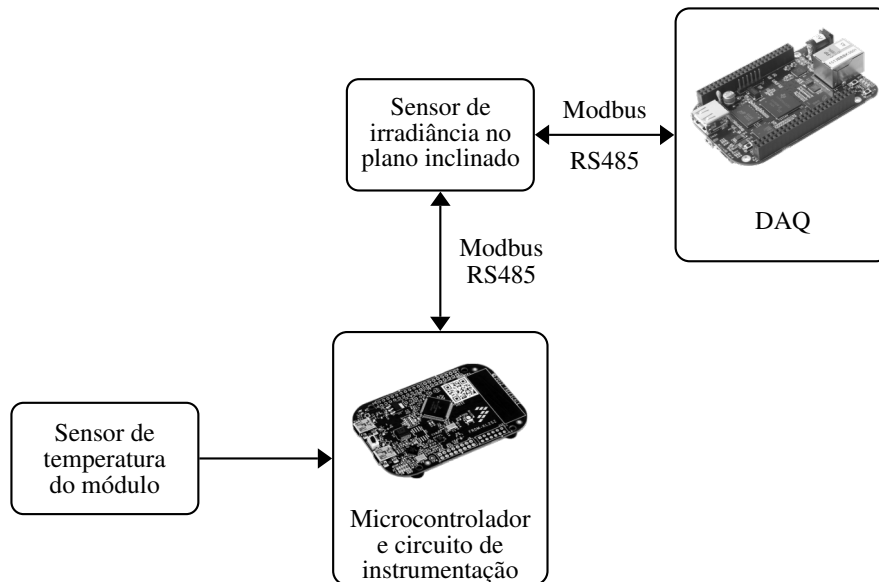
Figura 2.11 – Circuito utilizado para medida temperatura dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

inclinado e a plataforma KL25Z formam uma rede de comunicação com o dispositivo de aquisição de dados, conforme apresentado na figura 2.12. O DAQ realiza as leituras com os dois escravos a cada 60 segundos e, em cada leitura são lidos pacotes que informam as medidas dos sensores realizadas a cada segundo.

Figura 2.12 – Estrutura de funcionamento e comunicação da estação meteorológica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O DAQ responsável pelo sensoriamento dos dados climáticos foi instalado junto dos sensores meteorológicos e dos módulos fotovoltaicos. Os sensores meteorológicos não necessitam de alimentação externa, o DAQ é alimentado através de uma bateria de 12 V conectada a um carregador de baterias. Portanto, os dados climáticos continuam a ser armazenados mesmo em casos de falha da rede elétrica.

2.4 SUMÁRIO

O monitoramento de sistemas fotovoltaicos possui grande importância na maximização da produção de energia em arranjos fotovoltaicos. Uma das formas de realizar o monitoramento é através de um sistema de aquisição de dados (DAQ), ou seja, um equipamento capaz de armazenar informações de forma automática durante um longo período de tempo.

O atual capítulo do trabalho propôs o desenvolvimento de um DAQ para aplicação em sistemas fotovoltaicos. As principais características do DAQ são: elevada frequência de aquisição de dados, armazenamento das informações em um banco de dados interno, possibilidade de espelhar o banco de dados interno com a nuvem, comunicação com outros dispositivos através de diferentes protocolos e interfaces físicas, sincronia da aquisição com relógio em tempo real.

O *hardware* principal do sistema de aquisição proposto é composto pela plataforma *BeagleBone Black* (BBB), um computador embarcado. Quanto aos *softwares*, o DAQ utiliza o conjunto de *softwares* livres LAMP, além de um *software* em C++, que permite gerenciar e comandar todo o funcionamento do DAQ.

Neste capítulo são apresentadas três aplicações para o sistema de aquisição proposto. O primeiro DAQ realizou a comunicação com dois inversores fotovoltaicos. O segundo sistema de aquisição realizou o armazenamento de informações referentes às grandezas elétricas de um arranjo fotovoltaico. Por fim, o terceiro sistema de aquisição realizou a aquisição de informações oriundas de sensores meteorológicos. As informações são armazenadas internamente e espelhadas com um banco de dados na nuvem, com uma frequência de 1 Hz. A exceção foi o DAQ utilizado na comunicação com os inversores fotovoltaicos, que possuem uma frequência menor devido as limitações do protocolo SMANet.

3 MÉTODO DE DETECÇÃO DE FALHAS EM SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos a diversos tipos de falhas, tais como sombreamento, poeira, danificação dos módulos, etc. A produção de energia em um arranjo fotovoltaico depende diretamente da temperatura e da quantidade de irradiância solar que incide sobre a superfície dos módulos. A maioria das condições que reduzem a geração de energia não são facilmente detectadas devido às variabilidades climáticas. Sistemas fotovoltaicos com geração de energia abaixo do esperado significam perdas financeiras para os seus proprietários, devido à essa condição dá-se a importância de utilizar um sistema para detecção de falhas.

Esta seção do trabalho propõem um método de monitoramento e detecção de falhas aplicado em sistemas fotovoltaicos. O método de detecção consiste no princípio de medir a potência produzida por um arranjo fotovoltaico e comparar com a potência estimada através de um modelo matemático. Caso a diferença entre a potência medida e a potência estimada seja maior que um determinado limite, então o sistema fotovoltaico está operando abaixo do esperado devido a uma ou mais condições de falha. Caso seja detectado que o sistema falhou, então é necessário detectar o tipo de falha que ocorreu e, se possível, localizar em qual *string* a falha está ocorrendo.

O objetivo do método de detecção de falhas é operar *online*, portanto o modelo matemático necessita convergir com velocidade adequada, permitindo operar em tal condição. O modelo de diodo único foi empregado neste trabalho para estimar a potência dos módulos fotovoltaicos. Optou-se por este modelo devido ao seu custo benefício, ou seja, o modelo possui apenas cinco parâmetros desconhecidos e comportamento semelhante ao dos módulos reais. Os parâmetros desconhecidos do modelo precisam ser extraídos através de um método matemático, neste trabalho foi utilizado o método proposto pelo autor Majdoul et al. (2015). O método de extração empregado utiliza apenas os dados de *datasheet* do módulo para obter os parâmetros desconhecidos, além de ser considerado um método de rápida convergência.

A estimação da potência produzida por um sistema fotovoltaico pode ocorrer sobre qualquer nível de irradiância solar e temperatura. Entretanto, nos dias com elevado número de nuvens, a irradiância solar pode variar consideravelmente, resultando em momentos com sub-irradiância quanto em momentos com sobre-irradiância. Destaca-se que o fenômeno de sobre-irradiância ainda não foi muito bem explicado pela literatura, mas medições realizadas no Brasil detectaram picos de 1590 W/m^2 , enquanto que no Equador foram detectados picos de 1832 W/m^2 (ALMEIDA; ZILLES; LORENZO, 2014). Devido a estas características, é preferível avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico em períodos de céu limpo, onde a potência não apresenta variações bruscas.

A capacidade de avaliar se o céu está limpo ou com elevado número de nuvens é uma importante característica para os sistemas de monitoramento fotovoltaico. Tal capacidade pos-

sibilita comparar a potência que efetivamente está sendo gerada com a potência estimada, em períodos que a potência não apresenta variações bruscas e a irradiância é considerada ideal para a produção de energia. Uma das formas de avaliar a irradiância não possui variações abruptas é através do desvio padrão da irradiância medida. Entretanto, tal forma de avaliação não permite diferenciar se o dia está ensolarado ou chuvoso, pois em ambos os casos a irradiância não sofre variações abruptas.

A irradiância solar que atinge a superfície dos módulos fotovoltaicos depende de fatores físicos e meteorológicos. Os fatores físicos estão relacionados com os movimentos de rotação e translação da Terra, que podem ser facilmente previstos. Por outro lado, os fatores meteorológicos são difíceis de serem previstos e medidos, pois estão relacionados com a composição da atmosfera, como a quantidade de nuvens, poeira, poluição, etc. Entretanto, esses fatores meteorológicos podem ser estimados através de um coeficiente chamado de índice de limpidez atmosférico.

O autor Reiter (2014) propõe um modelo para estimar a irradiância solar horária recebida por um módulo fotovoltaico inclinado em relação ao solo. Neste trabalho, este método foi empregado e modificado para estimar a irradiância solar horária ideal, ou seja, considerando como se o céu estivesse limpo. Portanto, foi definida a irradiância limiar de céu límpido, ou seja, uma quantidade de irradiância solar mínima possível, em cada instante de tempo para um dado local, assumindo um dado posicionamento para a superfície captadora, para um dia de céu azul.

O valor da irradiância limiar de céu límpido é então comparado com o valor medido por um sensor alinhado na mesma direção dos módulos fotovoltaicos. Com base nesta comparação, classifica-se os períodos em céu limpo, que ocorrem quando a irradiância medida é maior que a limiar de céu límpido, e de céu nublado quando a irradiância medida é menor que a limiar de céu límpido.

As próximas seções do trabalho apresentam os modelos utilizados para detectar possíveis falhas em um sistema fotovoltaico. A seção 3.1 apresenta o modelo para estimação da potência de um módulo fotovoltaico. A seção 3.2 apresenta o modelo para estimação da irradiância solar no plano inclinado. A seção 3.3 apresenta o método proposto para detecção das falhas que um sistema fotovoltaico está sujeito. Por fim, na seção 3.4 é apresentado um breve sumário com as principais informações do capítulo atual.

3.1 MÉTODO PARA ESTIMAÇÃO DA POTÊNCIA GERADA POR MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A potência estimada por uma série (*array*) de m módulos fotovoltaicos idênticos conectados em série é calculada por:

$$P_{pv} = mV_{pv}I_{pv} \quad (3.1)$$

onde I_{pv} e V_{pv} são, respectivamente, a corrente e a tensão instantânea do módulo.

A tensão e a corrente instantânea do módulo são estimadas empregando o modelo de diodo único. O modelo considerado neste trabalho para estimar a potência de um arranjo fotovoltaico possui cinco parâmetros desconhecidos: a corrente fotoelétrica (I_{PH}), a corrente de saturação do diodo (I_S), o fator de idealidade do diodo (a), a resistência série (R_S) e a resistência paralela (R_{SH}). A resistência paralela possui valores elevados, normalmente maiores que uma centena de ohms, enquanto que a resistência série possui valores muito pequenos, normalmente alguns décimos de ohms. O circuito elétrico do modelo de diodo único foi apresentado na figura 1.6.

O modelo que descreve todos os pontos da curva I-V do módulo é descrito através da seguinte equação (VILLALVA; GAZOLI et al., 2009):

$$I_{pv} = I_{PH} - I_S \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + R_S I_{pv}}{N_S V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_S I_{pv}}{R_{SH}} \quad (3.2)$$

onde I_{pv} e V_{pv} são respectivamente a corrente e a tensão circulantes no módulo fotovoltaico, N_S é o número de células que compõem o módulo fotovoltaico e V_T é a tensão térmica do diodo. Observa-se que as variáveis I_{pv} e V_{pv} são dependentes uma da outra.

A tensão térmica do diodo pode ser calculada por (SERA; TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2007):

$$V_T = \frac{akT}{q} \quad (3.3)$$

onde a é fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann, ($k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K), q é a carga do elétron, ($q = 1,6 \cdot 10^{-19}$ C) e T é a temperatura de operação do módulo fotovoltaico (PHANG; CHAN; PHILLIPS, 1984). Na literatura muitos autores assumem que $a = 1,3$ (MAJDOUL et al., 2015; VILLALVA; GAZOLI et al., 2009; CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014).

O ponto de operação do módulo corresponde aos valores do par $[I_{pv}, V_{pv}]$, que depende da resistência equivalente de carga conectado em paralelo. Os inversores fotovoltaicos normalmente buscam ter uma impedância de entrada tal que resultem na operação no ponto $[I_{MP}, V_{MP}]$, que é aquele no qual se extrai a máxima potência disponível. Portanto, a potência gerada por uma série de m módulos fotovoltaicos em suas condições normais de operação em um sistema

fotovoltaico pode ser descrita por:

$$P_{pv} = mV_{MP}I_{MP} \quad (3.4)$$

onde I_{MP} e V_{MP} são, respectivamente, a corrente e a tensão no ponto de máxima potência. A corrente I_{MP} é estimada pela equação (3.2), considerando o conhecimento de V_{pv} no ponto de máxima potência.

Para realizar a estimação da potência do arranjo fotovoltaico é necessário, primeiramente, obter os dados de catálogo do módulo fotovoltaico para que posteriormente seja possível obter os parâmetros desconhecidos do modelo de diodo único. Por fim, são aplicadas as condições climáticas locais, para que então possa ser determinado o ponto de operação do sistema fotovoltaico.

3.1.1 Método para obtenção dos parâmetros do módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos possuem três pontos de operação principais que informam alguns parâmetros necessários para modelar o seu comportamento em todos os pontos de operação. Os parâmetros de tensão de circuito aberto ($V_{OC_{STC}}$), corrente de curto circuito ($I_{SC_{STC}}$), corrente e tensão no ponto de máxima potência ($I_{MP_{STC}}, V_{MP_{STC}}$), podem ser facilmente encontrados no *datasheet* dos módulos.

As informações fornecidas no *datasheet* dos módulos fotovoltaicos podem ser definidas para duas condições climáticas. Na condição padrão de testes do módulo (*standard test conditions - STC*), as condições climáticas são as seguintes: irradiância solar de 1000 W/m^2 , massa de ar de 1,5 AM e temperatura da célula fotovoltaica de 25°C . Na condição de operação nominal da temperatura da célula fotovoltaica (*nominal operation cell temperature - NOCT*), as condições climáticas são as seguintes: irradiância solar de 800 W/m^2 , massa de ar de 1,5 AM e temperatura da célula fotovoltaica de 20°C .

O método para obter os parâmetros desconhecidos do modelo de diodo único, desenvolvido pelo autor (MAJDOUL et al., 2015), será apresentado a seguir. Reescrevendo a equação (3.2) para os três pontos de operação do módulo fotovoltaico em STC.

Circuito aberto ($0, V_{OC_{STC}}$):

$$0 = I_{PH_{STC}} - I_{S_{STC}} \left[\exp \left(\frac{V_{OC_{STC}}}{N_S V_{T_{STC}}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{OC_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.5)$$

Curto circuito ($I_{SC_{STC}}, 0$):

$$I_{SC_{STC}} = I_{PH_{STC}} - I_{S_{STC}} \left[\exp \left(\frac{R_{S_{STC}} I_{SC_{STC}}}{N_S V_{T_{STC}}} \right) - 1 \right] - \frac{R_{S_{STC}} I_{SC_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.6)$$

Ponto de máxima potência ($I_{MP_{STC}}, V_{MP_{STC}}$):

$$I_{MP_{STC}} = I_{PH_{STC}} - I_{S_{STC}} \left[\exp \left(\frac{V_{MP_{STC}} + R_{S_{STC}} I_{MP_{STC}}}{N_S V_{T_{STC}}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{MP_{STC}} + R_{S_{STC}} I_{MP_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.7)$$

A equação da corrente fotoelétrica pode ser obtida através da equação (3.5):

$$I_{PH_{STC}} = I_{S_{STC}} \left[\exp \left(\frac{V_{OC_{STC}}}{N_S V_T} \right) - 1 \right] + \frac{V_{OC_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.8)$$

Substituindo a equação (3.8) nas equações (3.6) e (3.7), obtemos:

$$I_{SC_{STC}} = I_{S_{STC}} \left[\exp \left(\frac{V_{OC_{STC}}}{N_S V_T} \right) - \exp \left(\frac{R_{S_{STC}} I_{SC_{STC}}}{N_S V_{T_{STC}}} \right) \right] + \frac{V_{OC_{STC}} - R_{S_{STC}} I_{SC_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.9)$$

$$I_{MP_{STC}} = I_{S_{STC}} \left[\exp \left(\frac{V_{OC_{STC}}}{N_S V_T} \right) - \exp \left(\frac{V_{MP_{STC}} + R_{S_{STC}} I_{MP_{STC}}}{N_S V_{T_{STC}}} \right) \right] + \frac{V_{OC_{STC}} - V_{MP_{STC}} - R_{S_{STC}} I_{MP_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.10)$$

Para simplificar as equações podemos realizar as seguintes substituições:

$$X_{OC} = \exp \left(\frac{V_{OC_{STC}}}{N_S V_{T_{STC}}} \right) \quad (3.11)$$

$$X_{MP} = \exp \left(\frac{V_{MP_{STC}} + R_{S_{STC}} I_{MP_{STC}}}{N_S V_{T_{STC}}} \right) \quad (3.12)$$

$$X_S = \exp \left(\frac{R_{S_{STC}} I_{SC_{STC}}}{N_S V_{T_{STC}}} \right) \quad (3.13)$$

As equações (3.9) e (3.10) podem ser reescritas da seguinte forma:

$$I_{SC_{STC}} \left(1 + \frac{R_{S_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \right) = I_{S_{STC}} (X_{OC} - X_S) + \frac{V_{OC_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.14)$$

$$I_{MP_{STC}} \left(1 + \frac{R_{S_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \right) = I_{S_{STC}} (X_{OC} - X_M) + \frac{V_{OC_{STC}} - V_{MP_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.15)$$

Conforme descrito, a resistência paralela possui valores elevados, normalmente maiores que uma centena de ohms, enquanto que a resistência série possui valores muito pequenos, normalmente alguns décimos de ohms, portanto podemos realizar a seguinte simplificação:

$$1 + \frac{R_{S_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \cong 1 \quad (3.16)$$

Assumindo a simplificação e reescrevendo as equações (3.14) e (3.15):

$$I_{SC_{STC}} = I_{STC} (X_{OC} - X_S) + \frac{V_{OC_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.17)$$

$$I_{MP_{STC}} = I_{STC} (X_{OC} - X_M) + \frac{V_{OC_{STC}} - V_{MP_{STC}}}{R_{SH_{STC}}} \quad (3.18)$$

Através das equações (3.17) e (3.18) é possível obter outras duas equações para expressar a corrente de saturação e a resistência paralela em função de apenas um parâmetro desconhecido, a resistência série:

$$I_{STC} = \frac{V_{OC_{STC}}(I_{SC_{STC}} - I_{MP_{STC}}) - V_{MP_{STC}}I_{SC_{STC}}}{V_{OC_{STC}}(X_{MP} - X_S) - V_{MP_{STC}}(X_{OC} - X_S)} \quad (3.19)$$

$$R_{SH_{STC}} = \frac{V_{OC_{STC}}(X_{MP} - X_S) - V_{MP_{STC}}(X_{OC} - X_S)}{I_{SC_{STC}}(X_{MP} - X_{OC}) + I_{MP_{STC}}(X_{OC} - X_S)} \quad (3.20)$$

Para resolvermos as equações (3.19) e (3.20) é preciso obter o valor da resistência série. Considerando que a potência de um módulo fotovoltaico é dada por:

$$P = VI \quad (3.21)$$

Sendo a derivada da potência, em relação a tensão, no ponto de máxima potência igual a zero, podemos obter a seguinte relação:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial V} \right|_{(V_{MP_{STC}}, I_{MP_{STC}})} = \frac{\partial I}{\partial V} V + I = 0 \quad (3.22)$$

$$\left. \frac{\partial I}{\partial V} \right|_{(V_{MP_{STC}}, I_{MP_{STC}})} = -\frac{I_{MP_{STC}}}{V_{MP_{STC}}} \quad (3.23)$$

Através das equações (3.19), (3.20) e (3.23) podemos deduzir a seguinte relação:

$$\frac{I_{MP_{STC}}}{V_{MP_{STC}}} = \left(1 - \frac{R_{S_{STC}} I_{MP_{STC}}}{V_{MP_{STC}}} \right) \left(\frac{I_{STC}}{N_S V_T} X_{MP} + \frac{1}{R_{SH_{STC}}} \right) \quad (3.24)$$

Manipulando matematicamente a equação (3.24), obtemos a seguinte equação que permite obter a resistência série:

$$R_{S_{STC}} = \frac{V_{MP_{STC}}}{I_{MP_{STC}}} - \frac{1}{\frac{I_{STC} X_{MP}}{N_S V_T} + \frac{1}{R_{SH_{STC}}}} \quad (3.25)$$

A resistência série pode ser calculada pela equação (3.25). Entretanto essa equação é não linear, portanto, é preciso usar um método numérico tal como o de Newton-Raphson para resolvê-la. Para executá-lo, é necessário inicialmente escolher um valor aproximado para resistência série, calcular a derivada da equação (3.25) e após aplicar o seguinte método iterativo: (CATALAN; AMARAL; SOUZA, 2015).

$$R_{S_{n+1}} = R_{S_n} - \frac{f(R_{S_{STC}})}{f'(R_{S_{STC}})} \quad (3.26)$$

onde n indica a n -ésima iteração do método numérico e $f'(R_{S_{STC}})$ é a derivada da função $f(R_{S_{STC}})$ em $R_{S_{STC}}$.

A aproximação inicial para a resistência série foi definida como zero, pois conforme descrito, esta resistência possui valores muito pequenos. As seguintes equações são empregadas para calcular o método de Newton-Raphson:

$$f(R_{S_{STC}}) = -R_{S_{STC}} + \frac{V_{MP_{STC}}}{I_{MP_{STC}}} - \frac{1}{\frac{I_{S_{STC}} X_{MP}}{N_S \cdot V_T} + \frac{1}{R_{SH_{STC}}}} \quad (3.27)$$

$$f'(R_{S_{STC}}) = -1 + \frac{I_{MP_{STC}} I_{S_{STC}} X_{MP}}{N_S^2 V_T^2 \left(\frac{I_{S_{STC}} X_{MP}}{N_S V_T} + \frac{1}{R_{SH_{STC}}} \right)^2} \quad (3.28)$$

A equação da resistência série depende da corrente fotoelétrica, da corrente de saturação e da resistência paralela, assim como esses parâmetros dependem da própria resistência série. Portanto, em cada iteração do método de Newton-Raphson foi necessário recalculá-los com o novo valor da resistência série.

O autor Majdoul et al. (2015) definiu um algoritmo para realizar o cálculo de todos os parâmetros desconhecidos do modelo de diodo único, conforme o fluxograma apresentado na figura 3.1. O algoritmo possui as seguintes etapas:

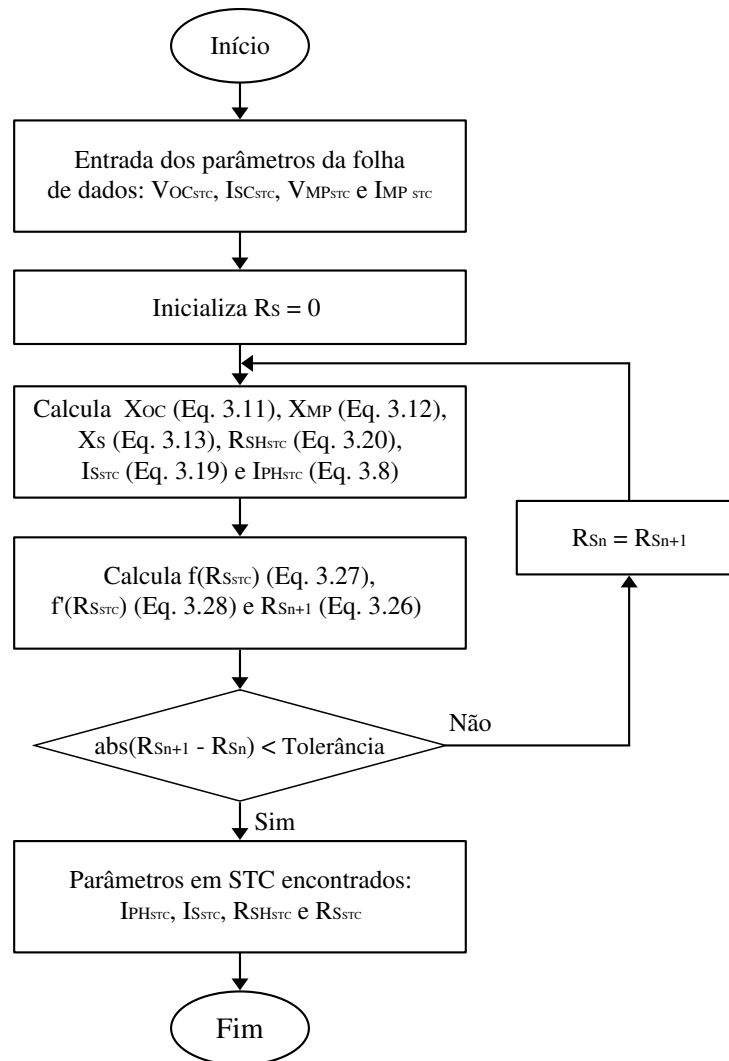
- São obtidos os parâmetros de tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito, tensão e corrente no ponto de máxima potência, em STC, de acordo com as informações do *datasheet* do módulo fotovoltaico.
- A resistência série é inicializada com valor nulo.
- As equações (3.11), (3.12), (3.13), (3.20), (3.19), (3.8), (3.27), (3.28) e (3.26) são calculadas em n iterações até a resistência série convergir, considerando uma tolerância aceitável, através do método numérico de Newton-Raphson.

Com a execução do algoritmo são obtidos os seguintes parâmetros: corrente fotoelétrica, corrente de saturação, resistência paralela e resistência série. Ressaltando que todos os parâmetros obtidos referem-se às condições padrões de teste (STC) dos módulos fotovoltaicos.

3.1.2 Determinação do ponto de operação do módulo fotovoltaico

Os dados de catálogo dos módulos fotovoltaicos e todos os parâmetros extraídos na seção anterior do trabalho referem-se a um determinado ponto de operação, definido pelas con-

Figura 3.1 – Algoritmo para extração dos parâmetros desconhecidos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

dições padrões de teste (STC). Porém, na prática os módulos não operam em um único ponto de operação, mas sim em uma extensa faixa de pontos. Portanto, os parâmetros utilizados para modelar matematicamente um módulo fotovoltaico através da equação (3.2) precisam ser convertidos para o ponto de operação do módulo.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos informam no *datasheet* dos equipamentos dois coeficientes que permitem calcular a influência da variação da temperatura na operação dos módulos. O coeficiente $K_{I_{SC}}$ indica a variação que a corrente de curto-circuito sofre, enquanto que o coeficiente $K_{V_{OC}}$ informa a variação da tensão de circuito aberto.

Por efeitos de aproximação, o valor da resistência série permanece constante em todos os pontos de operação do módulo fotovoltaico (YETAYEW; JYOTHSNA, 2013):

$$R_S = R_{S_{STC}} \quad (3.29)$$

Ao contrário da resistência série, a resistência paralela varia inversamente com a irradiância solar (YETAYEW; JYOTHSNA, 2013):

$$R_{SH} = R_{SH_{STC}} \frac{G_{STC}}{G_{pv}} \quad (3.30)$$

onde G_{pv} é a irradiância solar sobre o módulo e G_{STC} é a irradiância solar em STC.

Já a corrente fotoelétrica é alterada devido a variações tanto na irradiância solar como na temperatura (YETAYEW; JYOTHSNA, 2013):

$$I_{PH} = \frac{G_{pv}}{G_{STC}} \left[I_{PH_{STC}} + K_{I_{SC}} (T_{pv} - T_{STC}) \right] \quad (3.31)$$

onde T_{pv} é a temperatura do módulo fotovoltaico e T_{STC} é a temperatura em STC.

A corrente de curto circuito sofre influências devido às variações climáticas tanto na irradiância solar como na temperatura (YETAYEW; JYOTHSNA, 2013):

$$I_{SC} = I_{SC_{STC}} \frac{G_{pv}}{G_{STC}} + K_{I_{SC}} (T_{pv} - T_{STC}) \quad (3.32)$$

Assim como a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto também sofre influências devido as variações na irradiância e na temperatura (YETAYEW; JYOTHSNA, 2013):

$$V_{OC} = V_{OC_{STC}} + K_{V_{OC}} (T_{pv} - T_{STC}) + N_S V_T \ln \left(\frac{G_{pv}}{G_{STC}} \right) \quad (3.33)$$

A corrente de saturação também sofre influências devido as variações na irradiância e na temperatura (SERA; TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2007):

$$I_S = \left(I_{SC} - \frac{V_{OC} - I_{SC} R_S}{R_{SH}} \right) \exp \left(- \frac{V_{OC}}{N_S V_T} \right) \quad (3.34)$$

Com base nesta análise, a tensão do módulo pode ser estimada com base na irradiância incidente e na temperatura do módulo (YETAYEW; JYOTHSNA, 2013):

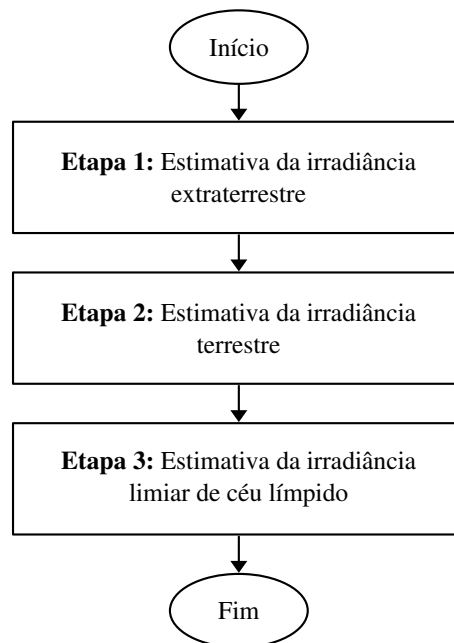
$$V_{MP} = V_{MP_{STC}} + K_{V_{OC}} (T_{pv} - T_{STC}) + N_S V_T \ln \left(\frac{G_{pv}}{G_{STC}} \right) \quad (3.35)$$

Ao final, a corrente do módulo pode ser obtida a partir da equação (3.2), considerando o valor da tensão do módulo dado pela equação (3.35).

3.2 MÉTODO PARA ESTIMAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR DE CÉU LÍMPIDO

A estimativa da irradiância solar de céu límpido pode ser dividida em três etapas, conforme o fluxograma apresentado na figura 3.2. Na primeira etapa são calculados os parâmetros que permitem estimar a irradiância extraterrestre, na segunda etapa ocorre o cálculo da irradiância terrestre, por fim, na última etapa são calculados os parâmetros que permitem estimar a irradiância de céu límpido no plano inclinado.

Figura 3.2 – Etapas para estimativa da irradiância solar de céu límpido.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.1 Etapa 1 – Estimativa da irradiância extraterrestre

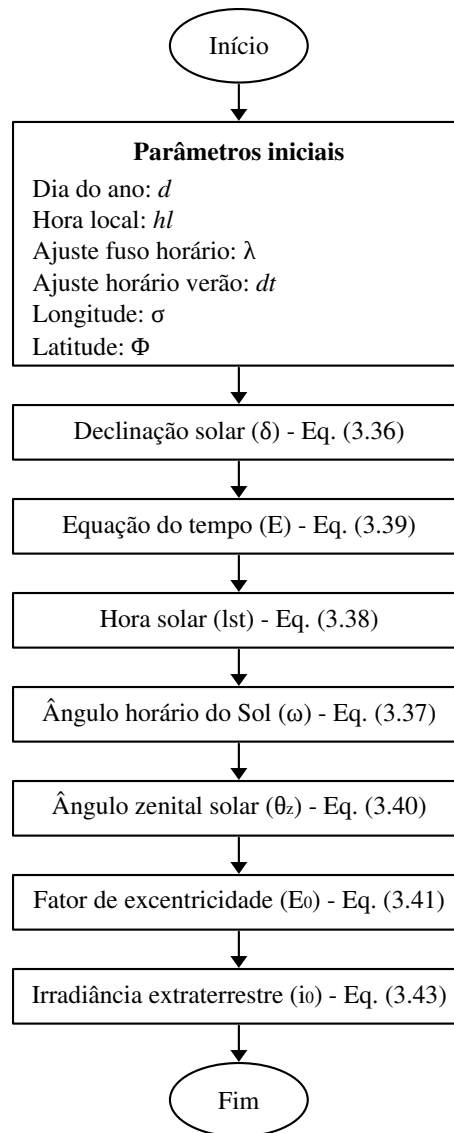
Na primeira etapa é calculada a estimativa da irradiância extraterrestre. Para tal, é necessário calcular os seguintes parâmetros: declinação solar, equação do tempo, ângulo horário do sol, ângulo zenital solar e o fator de correção da excentricidade da órbita terrestre. O fluxograma apresentado na figura 3.3 ilustra as etapas necessárias para estimar a irradiância extraterrestre.

A declinação solar (δ) é a distância angular do Sol até o plano que contém a linha do Equador na Terra, conforme apresentado na figura 3.4, cujo valor aproximado é dado por:

$$\delta = 23,45 \sin \left[360 \left(\frac{284 + d}{365} \right) \right] \quad (3.36)$$

onde d é o número do dia, sendo que 1° de janeiro é considerado dia 1 e dia 4 de março é considerado dia 63. Caso o ângulo obtido pela equação 3.36 for positivo, pode-se concluir que

Figura 3.3 – Etapas para estimação da irradiância extraterrestre.



Fonte: Elaborado pelo autor.

o Sol está no hemisfério norte, já se o ângulo obtido for negativo, o Sol está no hemisfério sul (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

O ângulo horário do Sol (ω) é o deslocamento angular do Sol, do leste para o oeste, em relação ao meridiano local devido ao movimento de rotação da Terra.

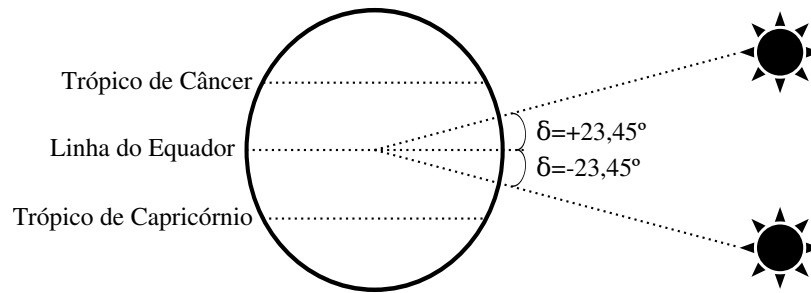
$$\omega = 15(lst - 12) \quad (3.37)$$

onde *lst* é a hora solar em graus, dado por:

$$lst = hl + (1/15)[- \lambda + \sigma] + E + dt \quad (3.38)$$

onde *hl* é a hora local, λ é o ajuste (em graus) da hora devido ao fuso horário, *dt* é o ajuste da

Figura 3.4 – Declinação solar.



Fonte: Elaborado pelo autor.

hora devido ao horário de verão, σ é a longitude local e E é a equação do tempo, dada por:

$$E = 0,165 \sin\left(\frac{360d - 29.160}{182}\right) - 0,126 \cos\left(\frac{360d - 29.160}{364}\right) - 0,025 \sin\left(\frac{360d - 29.160}{364}\right) \quad (3.39)$$

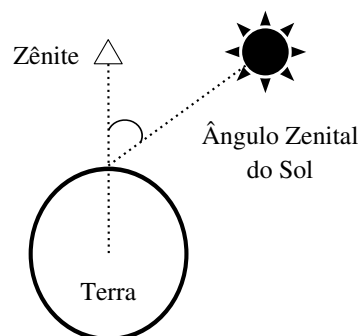
Caso o ângulo horário obtido for negativo, pode-se concluir que é manhã, enquanto para ângulos positivos correspondem à tarde. O ângulo horário do sol varia 15° por hora (KUEHN; RAMSEY; THRELKELD, 1998).

O ângulo zenital solar (θ_z) é o ângulo formado entre o centro do sol e o zênite, conforme apresentado na figura 3.5, sendo calculado por (AL-RAWAHI; ZURIGAT; AL-AZRI, 2011):

$$\theta_z = \arccos[\sin(\delta) \sin(\phi) + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\omega)] \quad (3.40)$$

onde ϕ é a latitude em graus.

Figura 3.5 – Ângulo zenital do Sol.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como o planeta Terra não apresenta uma órbita perfeitamente circular, é necessário calcular um fator de correção da excentricidade da órbita terrestre. O fator de excentricidade (E_0) é representado por valores entre 0 e 1, podendo ser calculado através da equação: (DUFFIE; BECKMAN, 2013):

$$E_0 = 1,00011 + 0,034221 \cos(\Gamma) + 0,00128 \cos(2\Gamma) + 0,000719 \cos(2\Gamma) + 0,000077 \sin(2\Gamma) \quad (3.41)$$

onde Γ é definido por:

$$\Gamma = 2\pi \left(\frac{d-1}{365,242} \right) \quad (3.42)$$

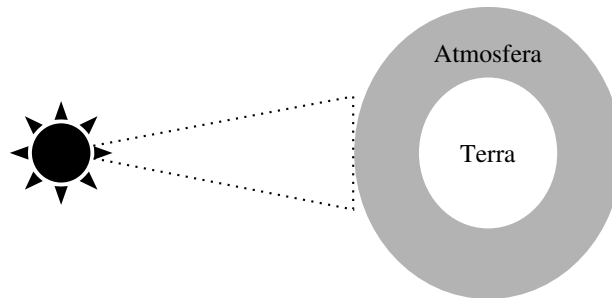
O valor 0 corresponde a uma órbita perfeitamente circular.

Com os parâmetros acima obtidos, é possível estimar a irradiância solar extraterrestre (i_0) por:

$$i_0 = 1367E_0 \cos(\theta_z) \quad (3.43)$$

a irradiância extraterrestre é a intensidade, ou a potência, do sol na parte superior da atmosfera da Terra, conforme ilustrado na figura 3.6. A irradiância extraterrestre possui um valor médio de 1.367 W/m^2 e varia ao longo do ano devido a órbita da Terra ser elíptica, o que resulta na variação da distância entre a Terra e o Sol (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

Figura 3.6 – irradiância extraterrestre.



Fonte: Elaborado pelo autor.

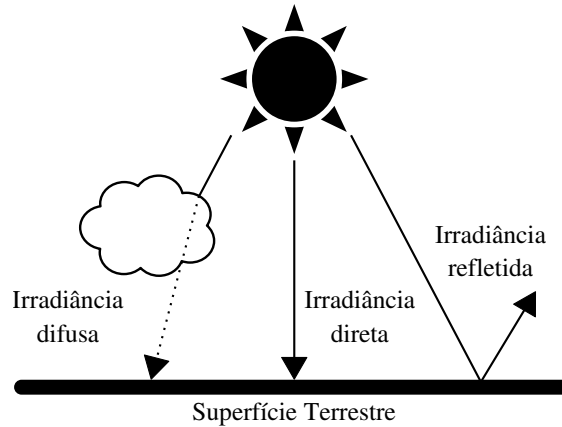
3.2.2 Etapa 2 – Estimativa da irradiância terrestre

Na segunda etapa é realizada a estimativa da parcela da irradiância extraterrestre capaz de atingir a superfície terrestre. Apenas uma parcela da irradiância extraterrestre atinge a superfície terrestre devido a três fatores: os elementos químicos presentes na atmosfera, a posição solar e as condições meteorológicas (GUIMARÃES, 2003).

A irradiância solar capaz de atingir a superfície terrestre pode ser dividida em três parcelas: a irradiância direta, a irradiância difusa e a irradiância refletida, conforme ilustrado na figura 3.7. A irradiância direta é a parcela que atinge a superfície terrestre sem sofrer influências da atmosfera. A irradiância difusa é a parcela que sofre difusão na atmosfera. Por fim,

a irradiância refletida, conforme seu nome diz, é a parcela refletida pela superfície (KUEHN; RAMSEY; THRELKELD, 1998).

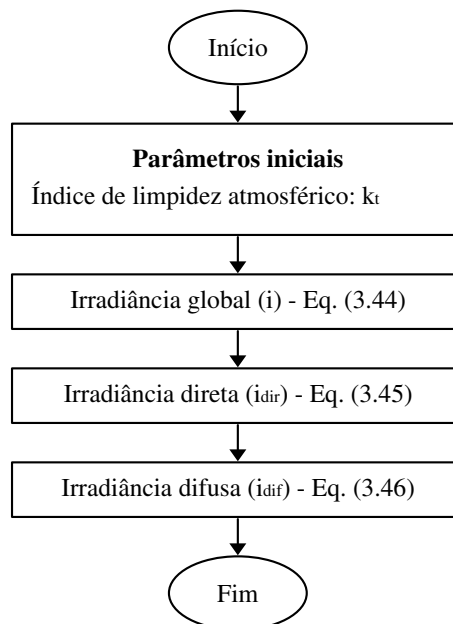
Figura 3.7 – As três parcelas da irradiância terrestre.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A soma das parcelas direta, difusa e refletida pode ser chamada de irradiância solar global. O fluxograma apresentado na figura 3.8 ilustra as etapas necessárias para estimar a irradiância solar global e as parcelas direta e difusa.

Figura 3.8 – Etapas para estimar a irradiância solar global e as parcelas direta e difusa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A estimativa da irradiância global (i) pode ser obtida pelo produto da irradiância extra-terrestre pelo índice de limpidez atmosférico (k_t) (DUFFIE; BECKMAN, 2013):

$$i = i_o k_t \quad (3.44)$$

O índice de limpidez atmosférico é um coeficiente que varia de 0 até 1 e define o percentual da irradiância extraterrestre capaz de atingir a superfície terrestre. Portanto o coeficiente de limpidez é uma função da atenuação da irradiância devido à presença de nuvens e outros constituintes atmosféricos como aerossóis, gases, ozônio e vapor d'água (IQBAL, 2012).

O autor Ricieri (1998) determinou o coeficiente de limpidez atmosférico em função do tipo de cobertura no céu. O autor verificou que para o intervalo, $0 < k_t < 0,30$ é possível classificar o céu como nublado. Para o intervalo, $0,30 \leq k_t \leq 0,65$ é possível classificar o céu como parcialmente nublado. Por fim, para $k_t > 0,65$ o céu pode ser classificado como limpo.

Para dias de céu limpo, as parcelas direta (i_{dir}) e difusa (i_{dif}) da irradiância podem ser estimadas respectivamente por (DUFFIE; BECKMAN, 2013):

$$i_{dir} = 0,94i \quad (3.45)$$

$$i_{dif} = 0,06i \quad (3.46)$$

3.2.3 Etapa 3 – Estimativa da irradiância solar limiar de céu límpido no plano inclinado

Nesta etapa é obtida a estimativa da irradiância solar limiar de céu límpido no plano dos módulos fotovoltaicos, com base nas estimativas das irradiâncias direta e difusa. Para tal, é necessário obter os seguintes parâmetros: azimute solar, altitude solar, azimute do módulo fotovoltaico, ângulo de incidência solar sobre o módulo e o fator de correção geométrica. O fluxograma apresentado na figura 3.9 ilustra as etapas necessárias para estimar a irradiância solar limiar de céu límpido.

O azimute solar (γ_z) é o ângulo formado entre a posição do sol, marcada no chão, e a direção Norte no mesmo plano, conforme ilustrado pela figura 3.10. O azimute solar pode ser calculado por:

$$\gamma_z = \begin{cases} -\arccos \left[\frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\alpha)} \right] & , \quad \omega < 0 \\ \arccos \left[\frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\alpha)} \right] & , \quad \omega \geq 0 \end{cases} \quad (3.47)$$

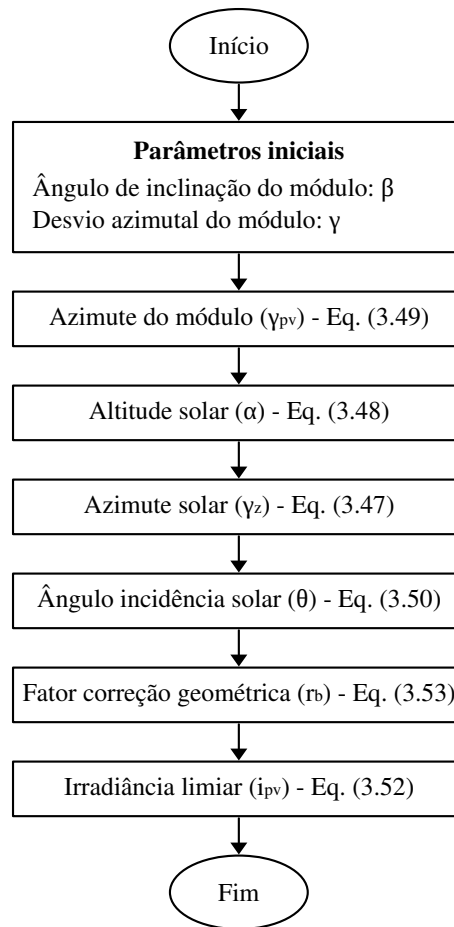
onde α é a altitude solar e pode ser obtida por:

$$\alpha = 90^\circ - \theta_z \quad (3.48)$$

O sinal do azimute solar varia de acordo com o ângulo horário do Sol (KUEHN; RAMSEY; THRELKELD, 1998).

O azimute do módulo fotovoltaico (γ_{pv}) segue o mesmo princípio do azimute solar, ou seja, é o ângulo formado entre a direção do módulo e o norte geográfico, sendo calculado por

Figura 3.9 – Etapas para estimar a irradiância solar limiar de céu límpido.



Fonte: Elaborado pelo autor.

(REITER, 2014):

$$\gamma_{pv} = \begin{cases} \gamma - 180^\circ & , \quad \gamma > 0 \\ \gamma + 180^\circ & , \quad \gamma \leq 0 \end{cases} \quad (3.49)$$

onde γ é o desvio azimutal do módulo. Caso o módulo estiver direcionado para o norte então $\gamma = 0^\circ$, para o leste $\gamma = 90^\circ$, para o oeste $\gamma = 180^\circ$ e para o sul $\gamma = 270^\circ$.

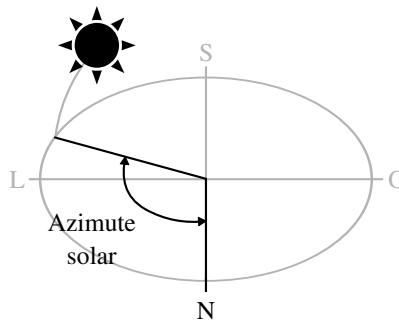
O ângulo de incidência solar (θ) sobre o módulo fotovoltaico é o ângulo formado entre o sol e a linha normal à superfície do módulo, conforme ilustrado pela figura 3.11 (KUEHN; RAMSEY; THRELKELD, 1998):

$$\theta = \arccos[\cos(\alpha) \cos(|\gamma_z - \gamma_{pv}|) \sin(\beta) + \sin(\alpha) \cos(\beta)] \quad (3.50)$$

onde β é a inclinação (em graus) do módulo em relação à superfície horizontal, conforme apresentado na figura 3.11.

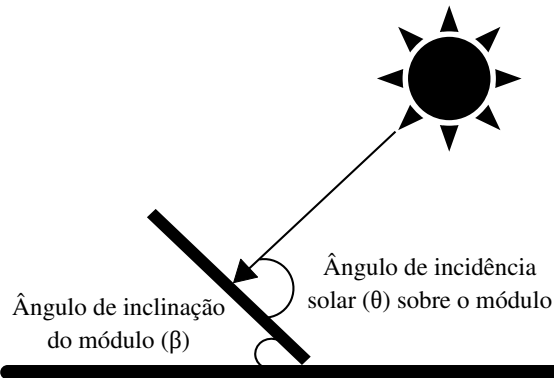
Com os parâmetros acima estabelecidos é possível estimar a irradiância limiar de céu límpido incidente sobre os módulos fotovoltaicos:

Figura 3.10 – Azimute solar.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3.11 – Ângulo de incidência solar sobre o módulo e inclinação do módulo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

$$i_{pv} = i_{dir_{pv}} + i_{dif_{pv}} + i_{rfl_{pv}} \quad (3.51)$$

A estimativa da irradiância limiar que incide diretamente sobre os módulos fotovoltaicos é a soma das parcelas da irradiância direta, difusa e refletida, e pode ser estimada por (DUFFIE; BECKMAN, 2013):

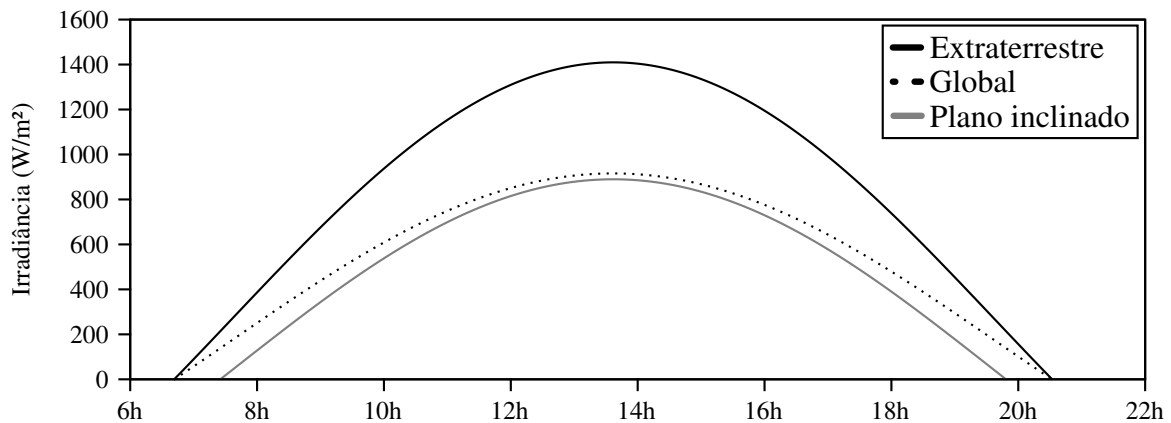
$$i_{pv} = i_{dir}r_b + 0,5i_{dif}[1 + \cos(\beta)] + 0,15i[1 - \cos(\beta)] \quad (3.52)$$

onde r_b é o fator de correção geométrica associado à irradiância direta, dado por (DUFFIE; BECKMAN, 2013)

$$r_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (3.53)$$

A figura 3.12 apresenta a estimativa da irradiância extraterrestre, global e no plano inclinado para o dia 1º de janeiro, considerando o céu limpo, na cidade de Santa Maria - RS. A tabela 3.1 apresenta os parâmetros utilizados na estimativa da irradiância.

Figura 3.12 – Irradiância extraterrestre, global e no plano inclinado para 1º de janeiro em Santa Maria - RS.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 3.1 – Parâmetros para estimar a irradiância para o dia 1º de janeiro na cidade de Santa Maria - RS.

Parâmetros	Valores
Dia do ano (d)	0
Hora local (hl)	6-22
Ajuste fuso horário (λ)	-45°
Ajuste horário verão (dt)	-1
Longitude (σ)	-53,43
Latitude (ϕ)	-29,42
Índice de limpeza atmosférico (k_t)	0,65
Ângulo de inclinação do módulo (β)	24°
Desvio azimutal do módulo (γ)	0°

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3 MÉTODO DE DETECÇÃO DE FALHAS DE OPERAÇÃO PROPOSTO

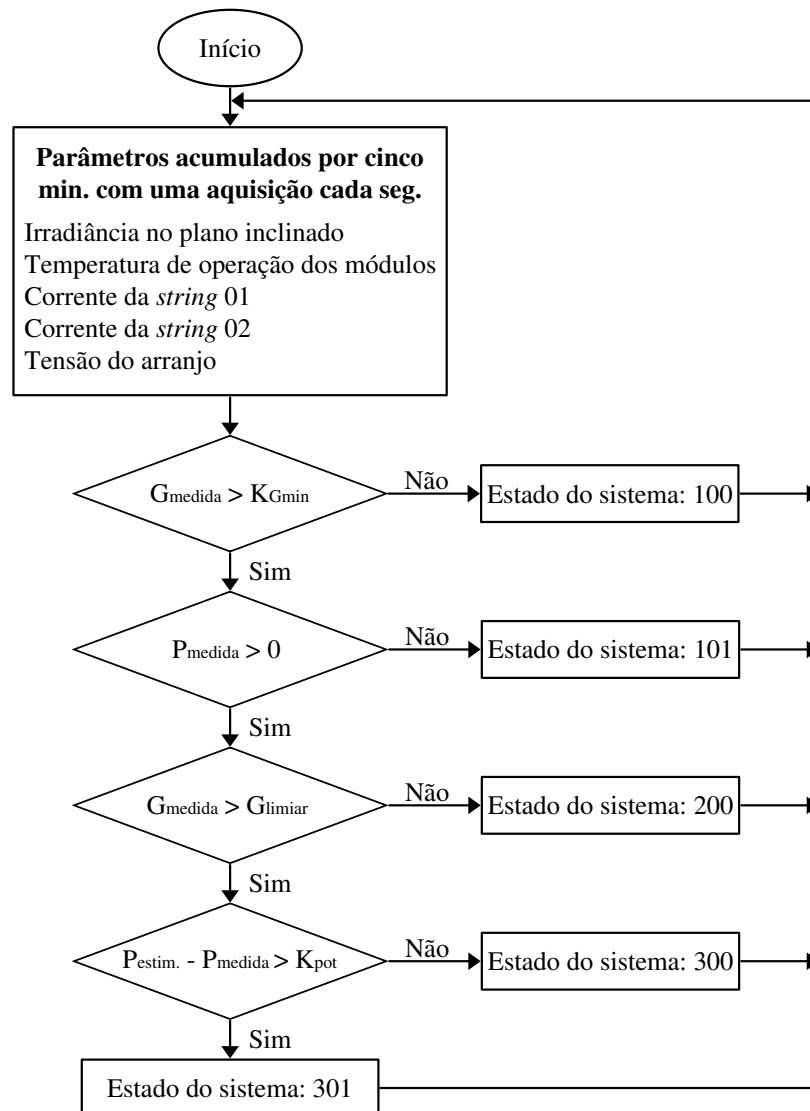
Esta seção do trabalho apresentará o método proposto para detectar as principais falhas que podem ocorrer em sistemas fotovoltaicos. O método proposto pode ser dividido em duas etapas: primeiramente realiza-se o diagnóstico para verificar se o arranjo fotovoltaico está operando normalmente ou possui falhas. Caso o sistema fotovoltaico possua falhas, posteriormente são identificadas os tipos de falhas que ocorreram e, se possível, a localização da falha ao nível das *strings*.

Durante os períodos em que o céu apresenta elevado número de nuvens, a potência do sistema fotovoltaico apresenta variações abruptas. Por isso, nestes intervalos, o método de detecção verifica apenas se o sistema está gerando energia ou se está desligado. Enquanto que durante os períodos de céu limpo o método verifica se a operação do sistema está normal ou se o sistema possui alguma falha, identificando o tipo de falha que ocorreu.

3.3.1 Etapa 1 – Detecção das condições de operação de um sistema fotovoltaico

Na primeira etapa do método proposto para a detecção de falhas, um algoritmo é utilizado para diagnosticar se o sistema fotovoltaico está operando adequadamente. O fluxograma ilustrado na figura 3.13 apresenta o algoritmo proposto, considerando a sua aplicação em um arranjo fotovoltaico com duas *strings*. Destaca-se que a sua extensão para um número maior de strings é trivial e foi suprimida por simplicidade.

Figura 3.13 – Diagnóstico de funcionamento para um sistema fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O método de detecção de falhas atribui diferentes estados ao sistema fotovoltaico, conforme o seu funcionamento. Logo, cada estado indica se o sistema fotovoltaico está em operação e se possui falhas. Os possíveis estados assumidos pelo sistema fotovoltaico são apresentado no quadro 3.1.

Para o funcionamento do algoritmo de detecção de falhas é necessário que os sistemas

Quadro 3.1 – Possíveis diagnósticos aplicados nos sistemas fotovoltaicos.

Estado	Descrição
100	Sistema desligado, condições climáticas desfavoráveis
101	Sistema desligado, condições climáticas favoráveis
200	Sistema ligado, céu com elevado número de nuvens
300	Sistema ligado, produção de energia elevada, céu limpo
301	Sistema ligado, produção de energia baixa, céu limpo

Fonte: Elaborado pelo autor.

de aquisição de dados, apresentados no capítulo 2, armazenem os seguintes parâmetros: corrente elétrica de cada *string*, tensão do arranjo fotovoltaico, irradiância solar incidente no plano inclinado e a temperatura de operação dos módulos. A aquisição dos dados é realizada com uma frequência de 1 Hz durante uma janela de tempo. Neste trabalho, optou-se por empregar uma janela de 5 minutos, resultando em 300 medidas de cada parâmetro empregado. Ao final da janela de tempo é calculado um valor médio para cada parâmetro armazenado.

Ao iniciar o algoritmo, o valor da irradiância solar é verificado e caso sua média seja inferior a constante $K_{G_{min}}$, o primeiro estado é atribuído ao sistema fotovoltaico. A constante $K_{G_{min}}$ indica a quantidade mínima de irradiância necessária para que o sistema fotovoltaico entre em operação, neste trabalho, definiu-se $K_{G_{min}} = 20 \text{ W/m}^2$. O estado 100, atribuído nessa ocasião, indica que o sistema fotovoltaico está desligado devido ao baixo nível de irradiância solar.

Caso o nível de irradiância medido seja superior a $K_{G_{min}}$ e o valor médio da potência elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico seja nulo, ou seja $G_{medida} > K_{G_{min}}$ e $P_{medida} = 0 \text{ W}$, então o estado 101 é atribuído. Tal estado indica que ocorreu uma falha no sistema fotovoltaico, pois a produção de energia é nula em condições climáticas favoráveis à produção.

Durante os intervalos em que a irradiância solar for superior a $K_{G_{min}}$ e o sistema fotovoltaico estiver gerando energia, é realizada a classificação da janela de tempo quanto a cobertura do céu. A classificação do céu como limpo ocorre, basicamente, comparando irradiância solar média adquirida no intervalo de tempo com a estimação da irradiância limiar de céu límpido. Caso a irradiância limiar de céu límpido seja superior a média da irradiância medida, o céu é considerado com elevado número de nuvens e não são realizadas análises adicionais.

De acordo com o algoritmo para detecção de falhas, caso a irradiância solar medida for superior a $K_{G_{min}}$, o sistema fotovoltaico estiver gerando energia e o céu for classificado com elevado número de nuvens é atribuído o estado 200 ao sistema fotovoltaico. Tal estado define que o sistema está operando normalmente e o céu possui um elevado número de nuvens.

Durante os períodos em que o céu é classificado como limpo, ou seja, $G_{medida} > K_{G_{min}}$, $P_{medida} > 0 \text{ W}$ e $G_{medida} > G_{limiar}$, ocorre a comparação entre a potência média medida do arranjo fotovoltaico com a potência estimada através do modelo de diodo único para o mesmo período. A potência do sistema fotovoltaico é estimada através da multiplicação da corrente elétrica do

arranjo, equação (3.2), pela tensão elétrica do arranjo, equação (3.35). Considerando a janela de tempo utilizada, a potência é calculada para cada instante que foram realizadas aquisições e ao final da janela de tempo a média da potência estimada é comparada com a média da potência adquirida pelo DAQ. Caso a diferença percentual entre a potência medida e a potência estimada seja superior ou inferior a K_{pot} , o algoritmo de detecção de falhas atribui um estado ao sistema fotovoltaico.

O modelo matemático realiza a estimação da potência elétrica de forma aproximada, ou seja, existe uma diferença entre os valores medidos e os valores estimados. Neste trabalho, foram realizados ensaios práticos que permitiram verificar que a diferença percentual entre a potência medida e a potência estimada é inferior a 15%, para condições adequadas de produção, portanto foi definido que $K_{pot} = 15\%$.

Nos períodos em que a diferença percentual entre a média da potência elétrica e a potência estimada for inferior a K_{pot} , o algoritmo de detecção atribui o estado 300 ao sistema fotovoltaico. Tal estado informa que o sistema está operando normalmente em condições de céu limpo.

Em períodos que o céu é classificado como limpo mas a diferença percentual entre a potência medida e a potência estimada for maior que K_{pot} , o algoritmo de detecção de falhas atribui o estado 301 ao sistema fotovoltaico. Tal estado informa que o sistema fotovoltaico apresenta uma ou mais falhas que acarretam na redução da produção de energia.

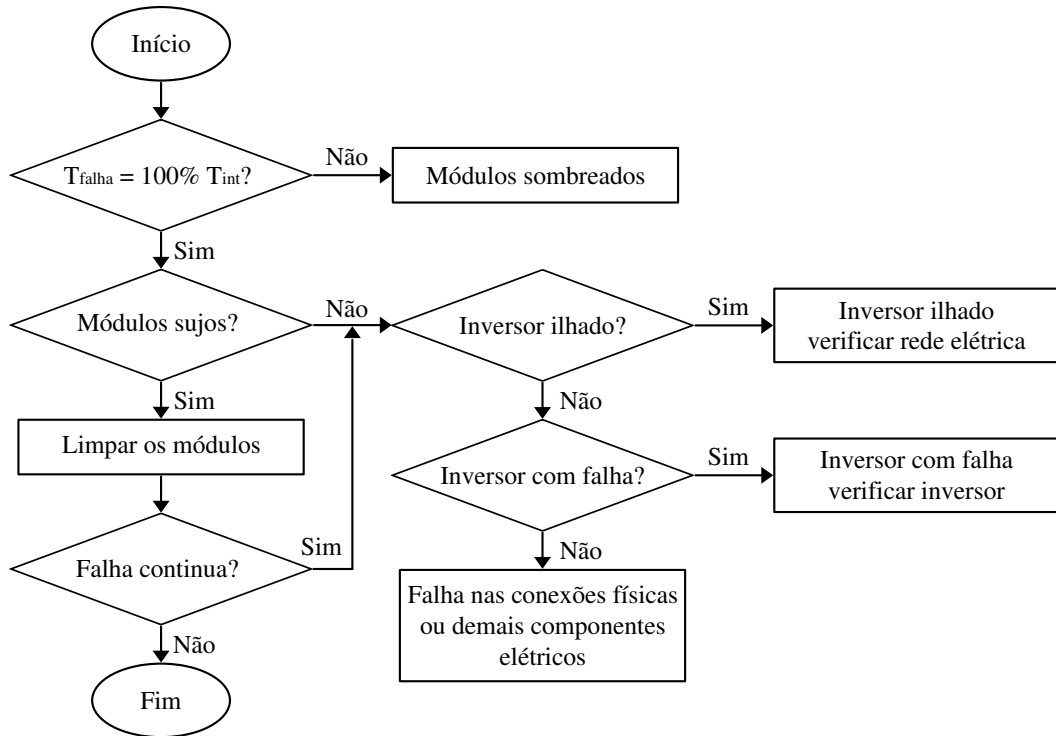
3.3.2 Etapa 2 - Detecção do tipo de falha em um sistema fotovoltaico

Quando o sistema fotovoltaico recebe os estados 101 e 301 significa que ocorreram uma ou mais falhas no sistema. Portanto, na segunda etapa do método de detecção é necessário identificar os tipos e a localização das falhas. O algoritmo utilizado na identificação dos tipos de falhas é apresentado através do fluxograma da figura 3.14. O algoritmo é executado entre intervalos de tempo com duração de (T_{int}) permitindo que as falhas possam ser identificadas, neste trabalho optou por executar o algoritmo a cada duas horas de funcionamento do sistema fotovoltaico, ou seja, $T_{int} = 2$ horas.

O estado 101 indica que o sistema fotovoltaico não está gerando energia em condições climáticas favoráveis à geração. Tal estado pode ser atribuído ao sistema, normalmente, por duas condições. A primeira condição está relacionada com a falha nos componentes do sistema, em muitos casos falha do próprio inversor fotovoltaico. A segunda condição está relacionada com o ilhamento do inversor, ou seja, o inversor fotovoltaico precisa interromper o fornecimento de energia em momentos de interrupção da rede elétrica, garantindo a segurança das pessoas. O estado 102 indica que o sistema fotovoltaico está gerando uma quantidade de energia abaixo do esperado para determinado período.

Conforme mencionado, o algoritmo para identificação das falhas é executado entre in-

Figura 3.14 – Algoritmo para identificação do tipo de falha em um sistema fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

tervalos de tempo com duração de T_{int} . Quando o sistema fotovoltaico não permanece com os estados 101 ou 301 durante todo o período T_{int} , então o sistema fotovoltaico provavelmente estava sujeito a um sombreamento. Um sistema fotovoltaico sujeito a sombreamentos, apresenta queda na produção de energia em determinado período de tempo e após a produção de energia retorna a situação normal.

Quando o sistema fotovoltaico permanece com os estados 101 ou 301 durante todo o período T_{int} , algumas situações de falha precisam ser analisadas. A primeira situação está relacionada com a limpeza dos módulos fotovoltaicos, pois módulos sujos apresentam baixa produção de energia durante todo o período de operação. Caso os módulos estejam limpos, o inversor fotovoltaico pode estar ilhado ou com falhas.

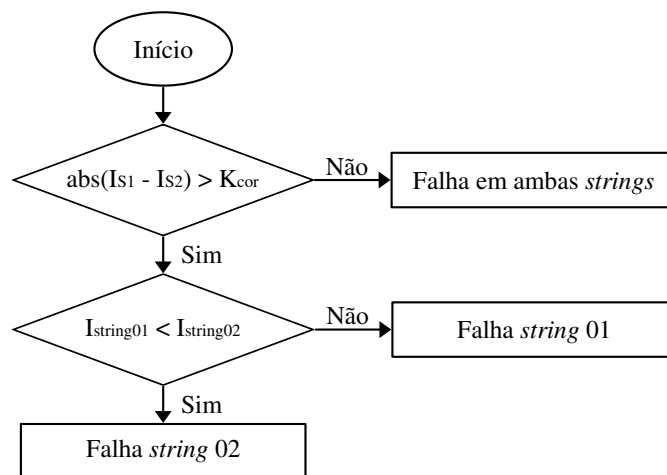
O sistema de aquisição de dados aplicado na comunicação com os inversores fotovoltaicos, apresentado na seção 2.1 do trabalho, permite realizar a leitura do parâmetro "*status*" do inversor. Este parâmetro permite o algoritmo identificar se alguma falha ocorreu com o inversor, ou ainda, identificar se o mesmo está ilhado. Se o inversor fotovoltaico estiver ilhado é necessário verificar o funcionamento da rede elétrica, ou se o inversor possui alguma falha, é possível diagnosticar algumas falhas de acordo com o "*status*" enviado pelo próprio inversor.

Em situações que o sistema fotovoltaico apresentar falhas durante todo o período T_{int} , os módulos fotovoltaicos estiverem limpos e o inversor não acusar nenhum tipo de falha ou situação de ilhamento, obtêm-se a última condição de falha. Nessa condição, as falhas devem estar

localizadas nas conexões físicas, ou ainda nos componentes elétricos como fusíveis, diodos, etc.

O método de detecção e identificação de falhas permite localizar as falhas, conforme o fluxograma apresentado na figura 3.15. Este algoritmo verifica a diferença percentual entre a corrente elétrica da *string* 1 e a corrente da *string* 2, caso o valor absoluto da diferença percentual seja maior que K_{cor} , então a falha está localizada na *string* com a menor corrente. Caso a diferença percentual seja inferior a K_{cor} então a falha está localizada em ambas as *strings*. O parâmetro K_{cor} depende da precisão dos sensores e do circuito de instrumentação utilizado, neste trabalho optou-se por utilizar $K_{cor} = 5\%$.

Figura 3.15 – Algoritmo para localização das falhas em um sistema fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 SUMÁRIO

Um sistema fotovoltaico está sujeito a diversos tipos de perdas na conversão da irradiância solar em energia elétrica, como: sombreamento, acúmulo de poeira, danificação de componentes, etc. Este capítulo do trabalho propôs um método para detecção das principais falhas relatadas na literatura para este tipo de sistema.

Uma forma utilizada para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico foi através da diferença entre a potência produzida por um arranjo fotovoltaico e a potência estimada através de um modelo matemático. A seção 3.1 deste capítulo apresentou a modelagem de um módulo fotovoltaico levando em consideração as variáveis climáticas que influenciam diretamente a produção energia.

A irradiância solar apresenta variações abruptas nos períodos em que o céu possui um elevado número de nuvens. Portanto, a avaliação do desempenho de um sistema fotovoltaico ocorre com maior precisão nos períodos de céu limpo. A seção 3.2 apresentou um modelo para

estimar a irradiância limiar de céu limpo. A comparação entre a irradiância solar medida e a irradiância limiar permite classificar os períodos em céu limpo ou céu encoberto.

Por fim, a seção 3.3 apresentou um método para detecção das principais falhas em sistemas fotovoltaicos. O método permite realizar uma avaliação superficial do funcionamento do sistema fotovoltaico nos períodos de céu encoberto, e uma avaliação criteriosa nos períodos de céu limpo, permitindo identificar possíveis falhas.

4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Os sistemas de aquisição de dados e os métodos para detecção de falhas em um sistema fotovoltaico apresentados neste trabalho foram aplicados em um sistema fotovoltaico real. A seção 4.1 deste capítulo detalha o arranjo fotovoltaico utilizado para os testes experimentais.

No capítulo 2, foi proposto um sistema de aquisição de dados com armazenamento de dados na nuvem para monitoramento de sistemas fotovoltaicos. A seção 4.2 deste capítulo apresenta os resultados obtidos no monitoramento de um sistema fotovoltaico, utilizando o DAQ proposto.

O capítulo 3 apresentou os métodos utilizados para detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos. Na seção 4.3 são realizadas as validações dos métodos e os resultados experimentais obtidos na detecção das falhas comumente encontradas em sistemas fotovoltaicos.

Foram realizados diferentes tipos de ensaios com o sistema fotovoltaico, como: sobreamento, acúmulo de sujeira, falhas em componentes, etc. Permitindo avaliar o funcionamento dos métodos para diferentes situações enfrentadas pelos sistemas fotovoltaicos.

4.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA EMPREGADO PARA OS ENSAIOS EXPERIMENTAIS

O DAQ proposto e os métodos para detecção de falhas foram aplicados em um sistema fotovoltaico real. O sistema está instalado junto ao prédio do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC) da Universidade Federal de Santa Maria.

O arranjo fotovoltaico consiste em 42 painéis policristalinos, modelo TPB 156x156-60-P, fabricados pela Sun Earth. O conjunto de módulos ocupa uma área total de 68,4 m², sendo que cada painel possui uma potência de 235 W no ponto de máxima potência, portanto o sistema completo possui 9,870 kW de potência de pico. Os módulos fotovoltaicos estão instalados no telhado com uma inclinação de 22° em relação ao solo e estão direcionados para o norte, conforme a figura 4.1.

Para o desenvolvimento do método de estimação da potência produzida por um arranjo fotovoltaico são necessárias as informações contidas na folha de dados dos módulos fotovoltaicos. A tabela 4.1 apresenta os parâmetros de *datasheet* do módulo TPB 156x156-60-P.

A energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos é convertida para a forma alternada e injetada na rede elétrica por dois inversores fotovoltaicos. Os inversores empregados foram produzidos pela empresa SMA, modelos SB2500 e SMC6000TL, cada inversor possui potência CC máxima de 2,5 kW e 6 kW, respectivamente. Os inversores são apresentados na figura 4.2.

O inversor SMC6000TL recebe a potência oriunda de 28 módulos fotovoltaicos, divididos em duas *strings* cada uma composta por 14 módulos. Já o inversor SB2500 é alimentado por

Figura 4.1 – Conjunto de módulos fotovoltaicos utilizados para obter os resultados experimentais.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.1 – Parâmetros de *datasheet* do módulo fotovoltaico TPB 156x160-60P.

Parâmetros	Valores
Tensão de circuito aberto ($V_{OC_{STC}}$)	36,7 V
Corrente de curto-circuito ($I_{SC_{STC}}$)	8,47 A
Tensão no ponto de máxima potência ($V_{MP_{STC}}$)	29,2 V
Corrente no ponto de máxima potência ($I_{MP_{STC}}$)	8,05 A
Coefficiente de temperatura de $V_{OC_{STC}}$ ($K_{V_{OC}}$)	-0,35 V/°C
Coefficiente de temperatura de $I_{SC_{STC}}$ ($K_{I_{SC}}$)	0,05 A/°C
Número de células por módulo (N_S)	60

Fonte: Sun Earth (2016).

14 módulos fotovoltaicos, também divididos em duas *strings*, nesse caso cada uma composta por 7 módulos. Portanto, o primeiro inversor está sujeito a uma potência de pico de 6,58 kW, enquanto que o segundo inversor está sujeito a uma potência de pico de 3,29 kW. O *array* dos módulos são sobredimensionados pois normalmente os módulos não operam na sua potência nominal que é definida para o STC.

4.2 VALIDAÇÃO DO SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS PROPOSTO

O sistema de aquisição de dados proposto no capítulo 2 foi desenvolvido especialmente para o monitoramento de sistemas fotovoltaicos. Dentre as suas principais características estão: elevada frequência de aquisição de dados, armazenamento das informações em um banco de dados interno, possibilidade de espelhar o banco de dados interno com a nuvem, comunicação com outros dispositivos através de diferentes protocolos e interfaces físicas, sincronia da

Figura 4.2 – Inversores fotovoltaicos SB2500 (esq.) e SMC6000TL (dir.).



Fonte: Elaborado pelo autor.

aquisição com relógio em tempo real.

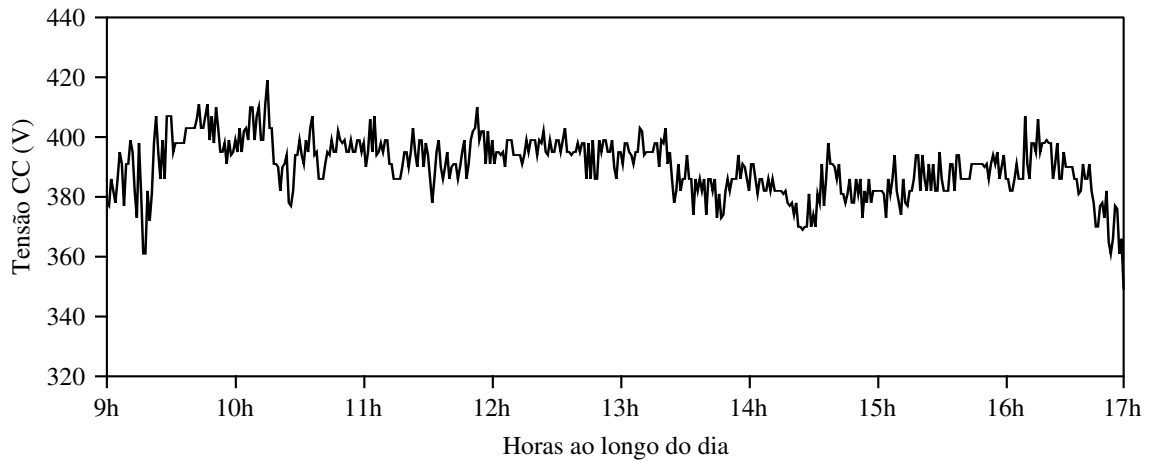
Esta seção do trabalho tem o objetivo de validar o funcionamento do sistema de aquisição de dados proposto através da apresentação de alguns dados armazenados no monitoramento do sistema fotovoltaico utilizado para os testes. O DAQ proposto foi aplicado em três funções distintas, ambas com o objetivo de monitorar o sistema fotovoltaico. A subseção 4.2.1 apresenta o DAQ utilizado na comunicação com os inversores fotovoltaicos, a subseção 4.2.2 apresenta o DAQ responsável pela aquisição das grandezas elétricas do arranjo fotovoltaico e por fim, a subseção 4.2.3 apresenta o DAQ utilizado na aquisição de dados climáticos.

4.2.1 Validação do sistema de comunicação com inversores fotovoltaicos

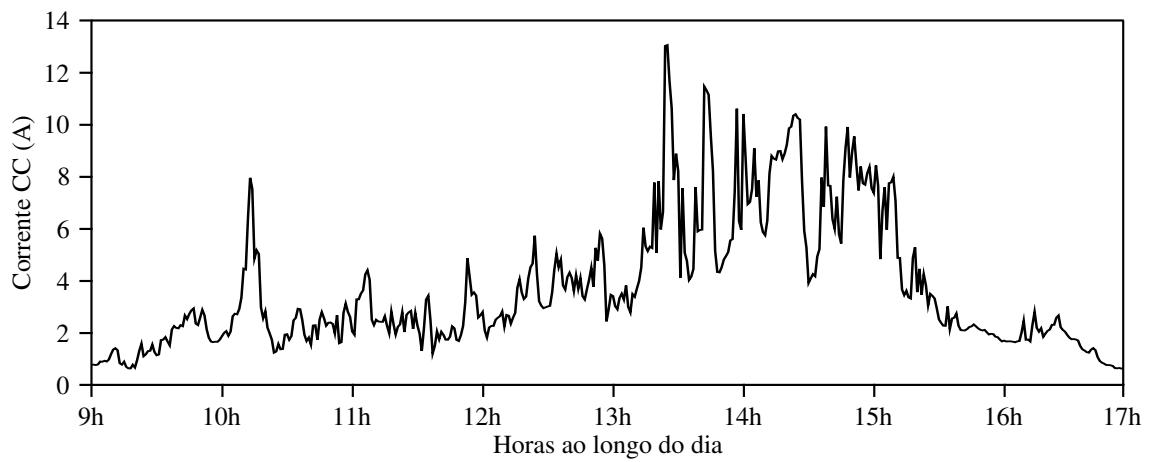
O primeiro DAQ foi aplicado na comunicação com os inversores fotovoltaicos SB2500 e SMC6000TL, fabricados pela SMA. A comunicação foi realizada através do protocolo de comunicação SMANet, desenvolvido pela própria fabricante e foi realizada via RS485.

Nesta subseção, são apresentados os dados obtidos a partir do inversor SMC6000TL e armazenados ao longo do dia 27 de junho de 2016. A aquisição dos dados ocorreu na frequência de uma medida armazenada por minuto. A figura 4.3(a) apresenta a tensão CC, a figura 4.3(b) a corrente CC, a figura 4.3(c) a tensão CA eficaz e a figura 4.3(d) a corrente CA.

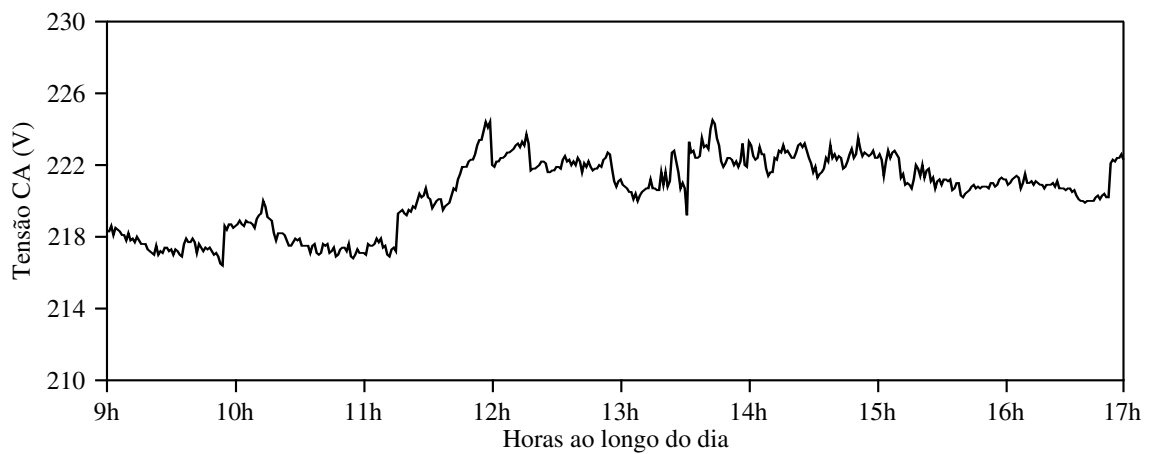
Figura 4.3 – Dados adquiridos a partir da comunicação com o inversor SMC6000TL no dia 27/06/2016.



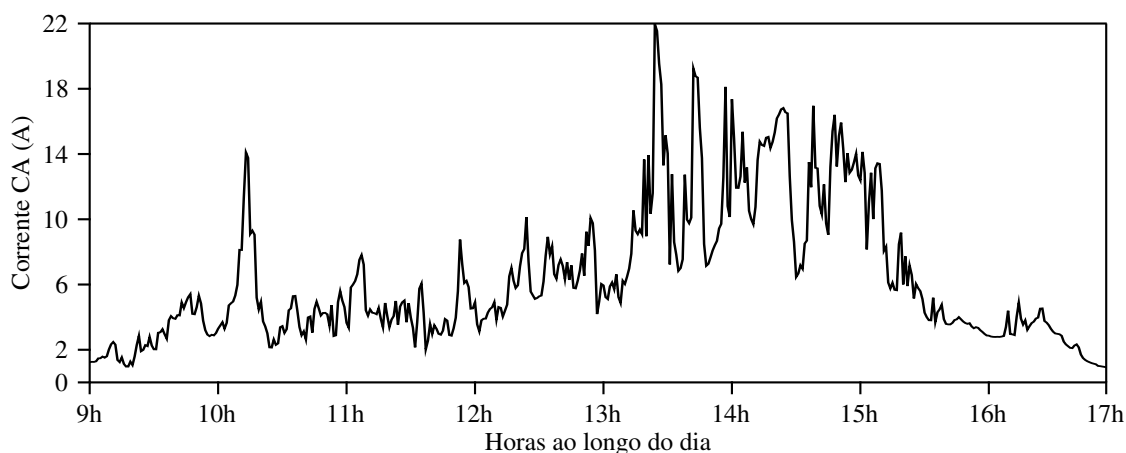
(a) Tensão CC



(b) Corrente CC



(c) Tensão CA



(d) Corrente CA

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2 Validação do sistema de aquisição de grandezas elétricas do arranjo fotovoltaico

O segundo DAQ foi aplicado na aquisição da corrente elétrica de duas *strings* e da tensão do arranjo fotovoltaico pertencente ao inversor SMC6000TL. A plataforma KL25Z foi utilizado para realizar a interface com os transdutores, a comunicação do KL25Z com o DAQ foi realizada através do protocolo de comunicação Modbus RTU, via RS485.

Os circuitos de instrumentação utilizados na aquisição das grandezas elétricas a partir dos transdutores de corrente e tensão foram calibrados. Para tal, foram utilizados um simulador de arranjo fotovoltaico, modelo E4360A, produzido pela Agilent e um medidor de potência digital, modelo WT1600, fabricado pela Yokogawa. A tabela 4.2 apresenta a comparação entre os valores de tensão medidos através do DAQ calibrado e os valores medidos através do medidor de potência digital. A tabela 4.3 apresenta a comparação entre os valores de corrente medidos através dos dois circuitos calibrados do DAQ e os valores medidos através do medidor de potência digital. Através da calibração é possível verificar que os transdutores possuem respostas adequadas para todas as faixas de corrente e tensão utilizadas.

Tabela 4.2 – Calibração do circuito de instrumentação - Tensão.

Medidor de potência digital	DAQ
50 V	50,00003 V
100 V	99,92119 V
250 V	250,07901 V
400 V	400,31570 V

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

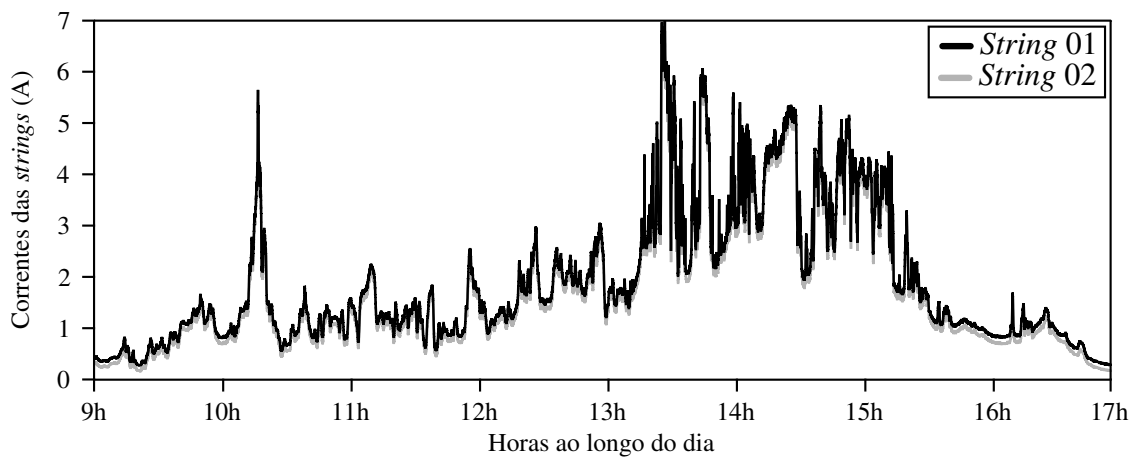
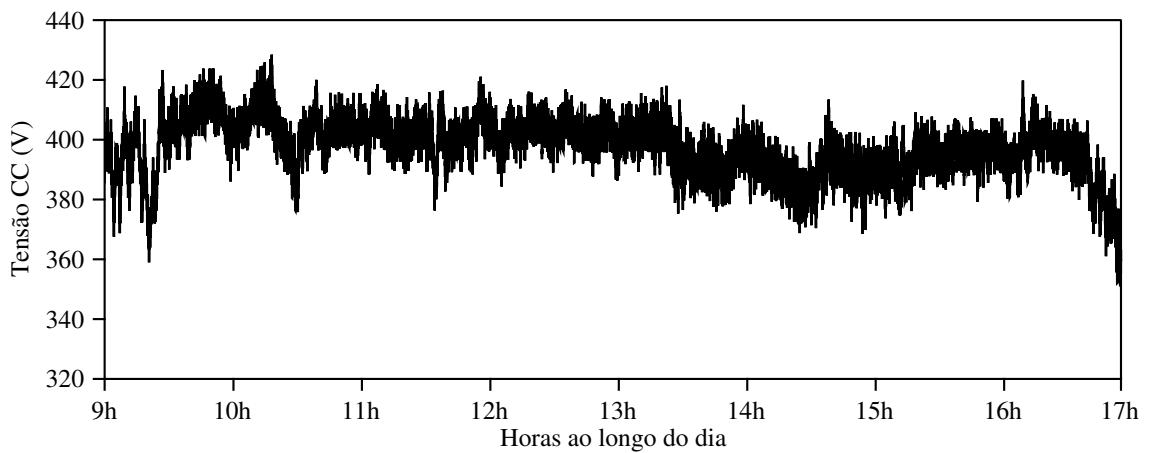
A seguir serão apresentadas as grandezas elétricas armazenadas ao longo do dia 27 de junho de 2016. A aquisição dos dados ocorreu na frequência de uma medida armazenada a cada segundo. A figura 4.4(a) apresenta a corrente CC de ambas *strings* e a figura 4.4(b) apresenta a tensão CC do arranjo fotovoltaico.

Tabela 4.3 – Calibração do circuito de instrumentação - Corrente.

Medidor de potência digital	DAQ - <i>String</i> 01	DAQ - <i>String</i> 02
0,90 A	0,89489 A	0,85466 A
2,10 A	2,10000 A	2,05831 A
6,90 A	6,90580 A	6,99639 A
9,57 A	9,57912 A	9,77750 A

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Figura 4.4 – Dados adquiridos a partir do arranjo fotovoltaico no dia 27/06/2016.

(a) Corrente CC de ambas *strings*

(b) Tensão CC do arranjo fotovoltaico

Fonte: Elaborado pelo autor.

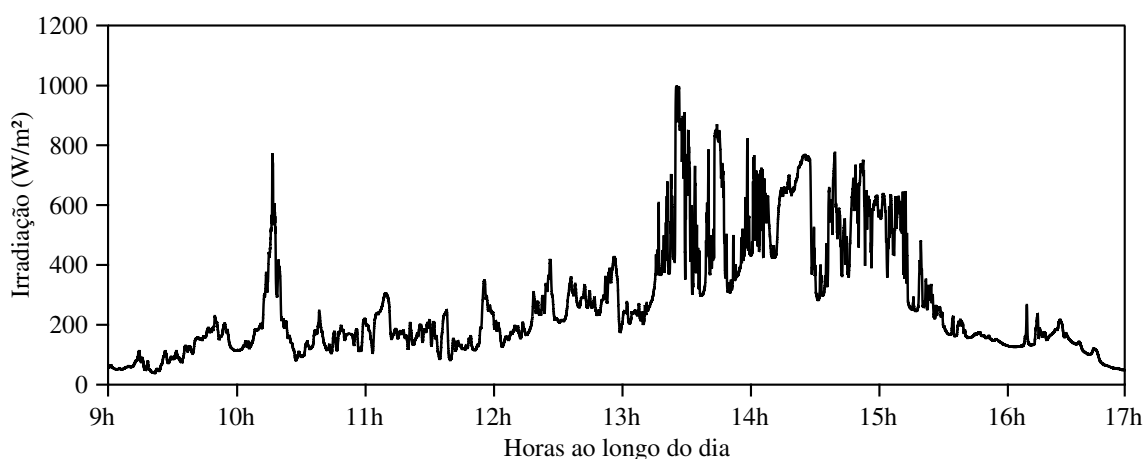
4.2.3 Validação do sistema de sensoriamento de dados climáticos

O terceiro DAQ foi aplicado na aquisição de parâmetros meteorológicos. Conforme citado, as condições climáticas do meio, principalmente a irradiância solar e a temperatura, influenciam diretamente na geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos.

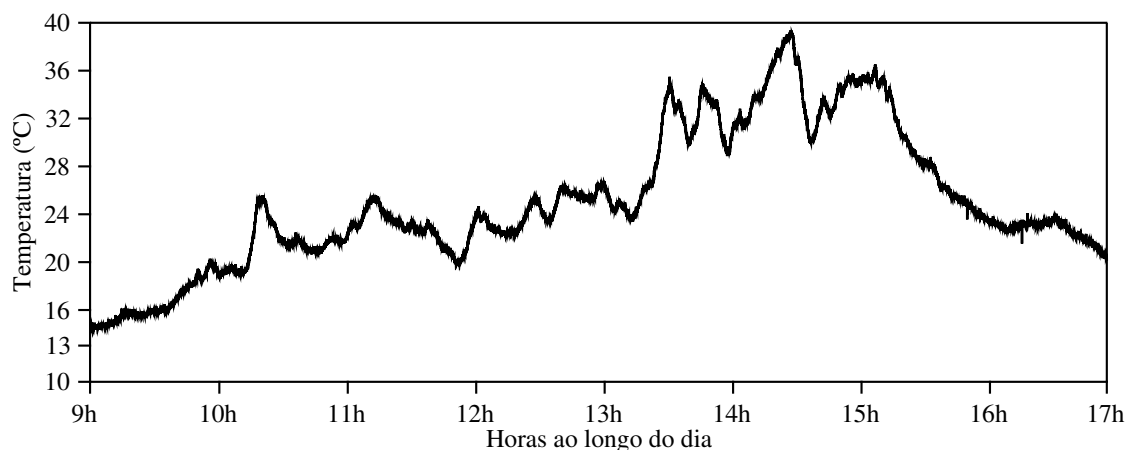
O piranômetro utilizado para medir a irradiância solar no plano inclinado foi calibrado durante o seu desenvolvimento, conforme o apêndice A. O piranômetro permite comunicação via RS485 com o protocolo de comunicação Modbus, portanto não foi necessário realizar nenhum processo de calibração. A termorresistência PT100 e seu circuito de instrumentação foram calibrados com um termômetro digital MT-350, fabricado pela Minipa.

A seguir serão apresentados os dados climáticos armazenados durante o dia 27 de junho de 2016. A figura 4.5(a) apresenta a irradiância solar medida no plano inclinado e a figura 4.5(b) apresenta a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos.

Figura 4.5 – Dados adquiridos a partir da estação meteorológica no dia 27/06/2016.



(a) irradiância solar no plano inclinado



(b) Temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 VALIDAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO PARA DETECÇÃO DE FALHAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos a diversos tipos de falhas, sendo algumas de difícil detecção devido as influências das condições climáticas na geração de energia por um arranjo fotovoltaico. Sistemas fotovoltaicos que apresentam falhas possuem redução na geração de energia e, conseqüentemente, geram perdas financeiras para seus proprietários. Portanto, o capítulo 3 apresentou alguns métodos que podem ser utilizados na detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos.

A seção 3.1 do trabalho apresentou a modelagem matemática de um módulo fotovoltaico, o qual é utilizado para estimar a potência gerada por um módulo e comparar com a potência medida pelo sistema de aquisição de dados. A subseção 4.3.1 deste capítulo tem o objetivo de validar o método apresentado através da comparação das curvas corrente tensão (I-V) obtidas através do modelo com as curvas fornecidas no *datasheet* do módulo, para diferentes níveis de irradiância solar e temperatura.

A seção 3.2 do trabalho apresentou um método para estimar a irradiância solar limiar de céu límpido, ou seja, a quantidade mínima necessária de irradiância para que o céu possa ser classificado como limpo. A energia gerada por um módulo fotovoltaico durante dias com elevado número de nuvens sofre variações abruptas, portanto, foi estimado um valor de irradiância limiar que permite classificar a cobertura do céu em: limpo ou com elevado número de nuvens. Assim, o algoritmo para detecção de falhas assume diferentes condições de acordo com o tipo de cobertura do céu. A subseção 4.3.2 deste capítulo tem o objetivo de validar o método apresentado através da comparação entre a irradiância limiar de céu límpido e a irradiância medida em períodos de céu limpo e céu encoberto.

Por fim, a seção 3.3 do trabalho apresentou um algoritmo para detectar as principais falhas que ocorrem em um sistema fotovoltaico. A subseção 4.3.3 deste capítulo tem o objetivo de validar o algoritmo proposto através de diferentes ensaios realizados que simulam as condições reais de falha em um sistema fotovoltaico.

4.3.1 Validação da estimacão da potência gerada por módulos fotovoltaicos

Conforme descrito, os módulos do arranjo fotovoltaico utilizado para obter os resultados experimentais deste trabalho são do modelo TPB 156x156-60-P, produzidos pela Sun Earth. Entretanto, a Sun Earth não disponibiliza no catálogo dos módulos as curvas I-V que poderiam ser utilizadas para validar o modelo de estimacão da potência. Portanto, a validacão do modelo matemático foi divididas em duas etapas:

Na primeira etapa, é realizada a comparacão entre as curvas I-V do modelo com as curvas apresentadas no *datasheet* do módulo fotovoltaico policristalino KC200, produzido pela

Kyocera, amplamente utilizado na literatura para validação de modelos.

Na segunda etapa, é utilizado o sistema de aquisição de dados para obter a potência do sistema fotovoltaico apresentado na seção 4.1. Realizando a comparação da potência estimada com a potência medida foi possível obter o erro absoluto em potência para o sistema fotovoltaico utilizado para obter os testes experimentais.

Portanto, primeiramente é realizada a comparação entre as curvas I-V do módulo KC200 com as curvas obtidas através do modelo matemático. A tabela 4.4 informa os parâmetros do *datasheet* do painel KC200 necessários para o desenvolvimento do modelo.

Tabela 4.4 – Parâmetros de *datasheet* do módulo fotovoltaico KC200.

Parâmetros	Valores
Tensão de circuito aberto ($V_{OC_{STC}}$)	32,9 V
Corrente de curto-circuito ($I_{SC_{STC}}$)	8,21 A
Tensão no ponto de máxima potência ($V_{MP_{STC}}$)	26,3 V
Corrente no ponto de máxima potência ($I_{MP_{STC}}$)	7,61 A
Coefficiente de temperatura de $V_{OC_{STC}}$ ($K_{V_{OC}}$)	-0,1230 V/°C
Coefficiente de temperatura de $I_{SC_{STC}}$ ($K_{I_{SC}}$)	0,0032 A/°C
Número de células por módulo (N_S)	54

Fonte: Kyocera (2016).

Os parâmetros do modelo de diodo único são obtidos considerando as condições padrões de teste (STC). Os parâmetros encontrados foram comparados com os parâmetros obtidos por outros autores, conforme apresentado na tabela 4.5. O autor Majdoul et al. (2015) foi quem propôs o método utilizado nesse trabalho, enquanto os autores Cubas, Pindado e Victoria (2014) utilizaram uma abordagem analítica, e os autores Villalva, Gazoli et al. (2009) utilizaram uma abordagem numérica. Observa-se que somente o último autor apresentou um método com significativa diferença em relação aos demais.

Tabela 4.5 – Parâmetros do modelo de diodo único obtidos por diferentes autores.

Parâmetros	Método apresentado	Método Majdoul	Método Cubas	Método Villalva
$R_{S_{STC}}$ (Ω)	0,2305	0,2307	0,2308	0,2210
$R_{SH_{STC}}$ (Ω)	606,93	603,83	597,39	415,41
$I_{PH_{STC}}$ (A)	8,2100	8,2100	8,2132	8,2140
$I_{S_{STC}}$ (A)	$9,923 \cdot 10^{-8}$	$9,865 \cdot 10^{-8}$	$9,763 \cdot 10^{-8}$	$9,825 \cdot 10^{-8}$
a	1,3	1,3	1,3	1,3

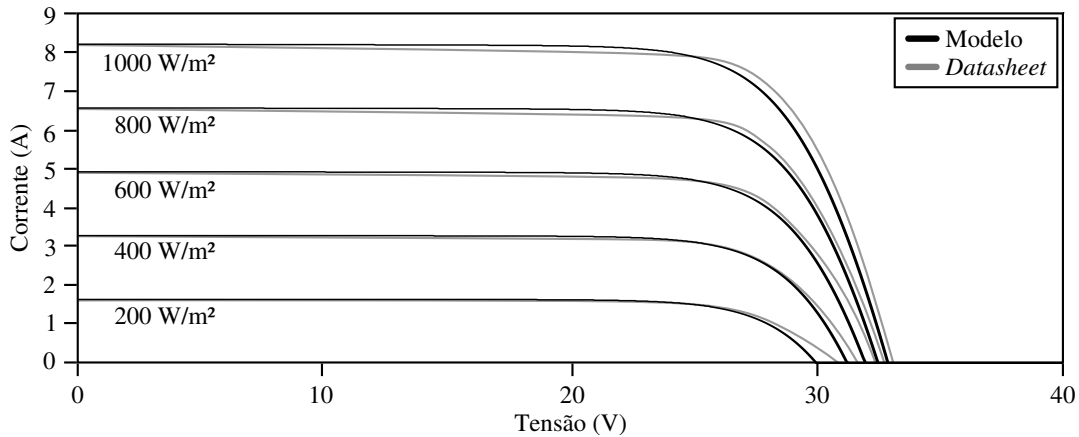
Fonte: Majdoul et al. (2015), Cubas, Pindado e Victoria (2014), Villalva, Gazoli et al. (2009).

A fabricante Kyocera informa no *datasheet* do módulo KC200, as curvas I-V para diferentes níveis de irradiância solar e diferentes níveis de temperatura. Portanto, são obtidas as mesmas curvas através do modelo e comparadas com as curvas do *datasheet*.

A figura 4.6 apresenta a comparação entre as curvas I-V do *datasheet*, em cinza, e as curvas do modelo matemático, em preto, para diferentes níveis de irradiância solar. A tempe-

ratura foi mantida em 25°C e a irradiância foi variada em cinco níveis distintos: 200 W/m², 400 W/m², 600 W/m², 800 W/m² e 1000 W/m². A tabela 4.6 apresenta os cinco parâmetros do modelo de diodo único obtidos para cada nível de irradiância.

Figura 4.6 – Comparação entre o modelo matemático e o *datasheet* para diferentes níveis de irradiância solar.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.6 – Parâmetros desconhecidos obtidos para diferentes níveis de irradiância.

Parâmetros	200 W/m ²	400 W/m ²	600 W/m ²	800 W/m ²	1000 W/m ²
R_S (Ω)	0,2305	0,2305	0,2305	0,2305	0,2305
R_{SH} (Ω)	3034,65	1517,33	1011,55	758,66	606,93
I_{PH} (A)	1,6420	3,2840	4,9260	6,5680	8,2100
I_S (A)	$9,920 \cdot 10^{-8}$	$9,921 \cdot 10^{-8}$	$9,922 \cdot 10^{-8}$	$9,923 \cdot 10^{-8}$	$9,923 \cdot 10^{-8}$
a	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

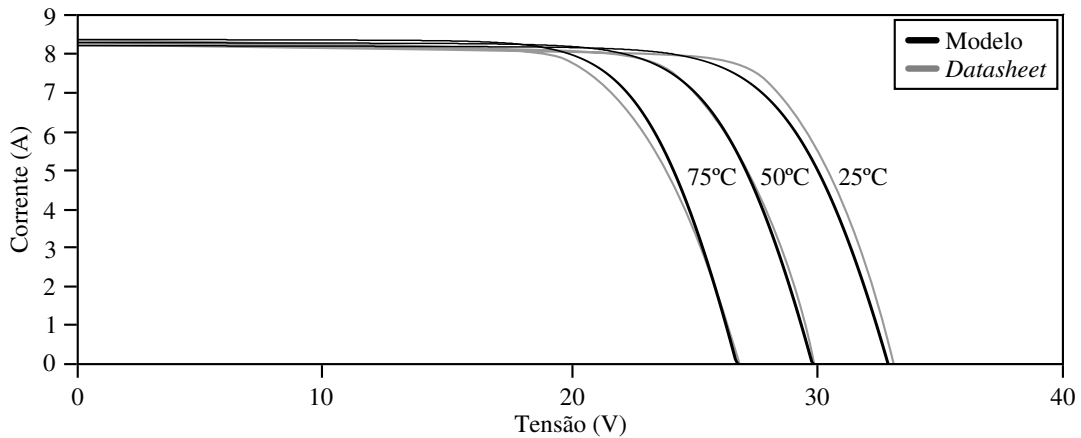
Fonte: Elaborado pelo autor.

A figura 4.7 apresenta a comparação entre as curvas I-V do *datasheet*, em cinza, e as curvas do modelo matemático, em preto, para diferentes níveis de temperatura. A irradiância solar foi mantida em 1000 W/m² e a temperatura foi variada em três níveis distintos: 25°C, 50°C e 75°C. A tabela 4.7 apresenta os cinco parâmetros do modelo de diodo único obtidos para cada nível de temperatura.

Na segunda etapa da validação, foi utilizado o sistema de aquisição de dados para obter a potência do sistema fotovoltaico, apresentado na seção 4.1, durante um período de céu limpo, com níveis elevados de irradiância solar e com os módulos fotovoltaicos limpos. A potência medida foi comparada com a potência estimada através do modelo matemático para obter o erro absoluto em potência. O período das 11 horas até as 12 horas do dia 13 de junho de 2016 foi escolhido para esta análise.

A figura 4.8 apresenta a irradiância solar medida no período considerado, enquanto que a figura 4.9 apresenta a temperatura de operação das células fotovoltaicas. A figura 4.10 apresenta

Figura 4.7 – Comparação entre o modelo matemático e o *datasheet* para diferentes níveis de temperatura.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.7 – Parâmetros desconhecidos obtidos para diferentes níveis de temperatura.

Parâmetros	25°C	50°C	75°C
$R_{S_{STC}}$ (Ω)	0,2305	0,2305	0,2305
$R_{SH_{STC}}$ (Ω)	606,93	606,93	606,93
$I_{PH_{STC}}$ (A)	8,2100	8,2895	8,3690
$I_{S_{STC}}$ (A)	$9,923 \cdot 10^{-8}$	$5,405 \cdot 10^{-7}$	$2,945 \cdot 10^{-6}$
a	1,3	1,3	1,3

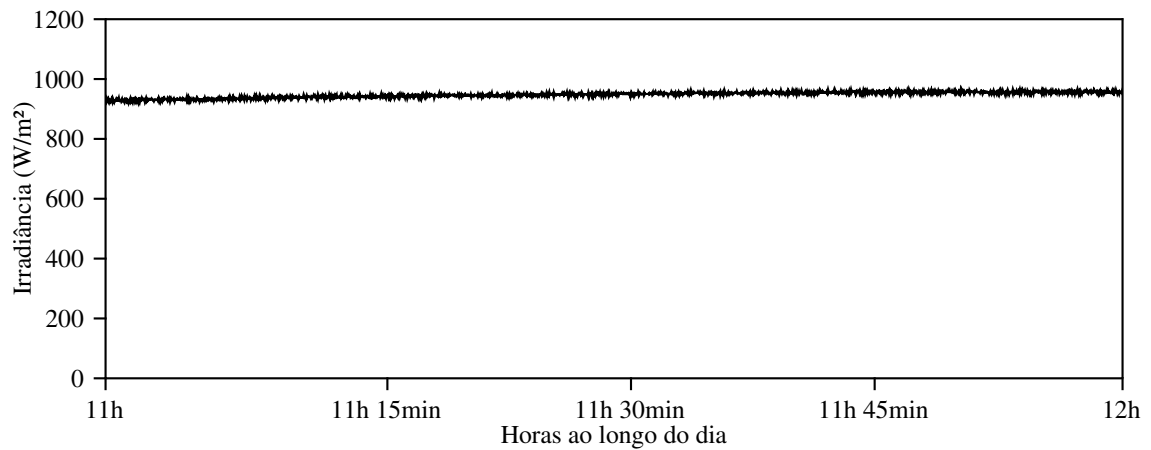
Fonte: Elaborado pelo autor.

a potência medida, em preto, e a potência estimada, em cinza, referidas a um único módulo fotovoltaico. A figura 4.11 apresenta o erro absoluto em potência.

Conforme pode ser observado nas figuras 4.6 e 4.7 existe uma diferença entre as curvas I-V do modelo matemático com as curvas do *datasheet*. Esta diferença entre as curvas foi responsável pelo erro absoluto em potência apresentado na figura 4.11. A diferença entre os valores medidos e os valores estimados da potência é resultado da técnica de modelagem escolhida.

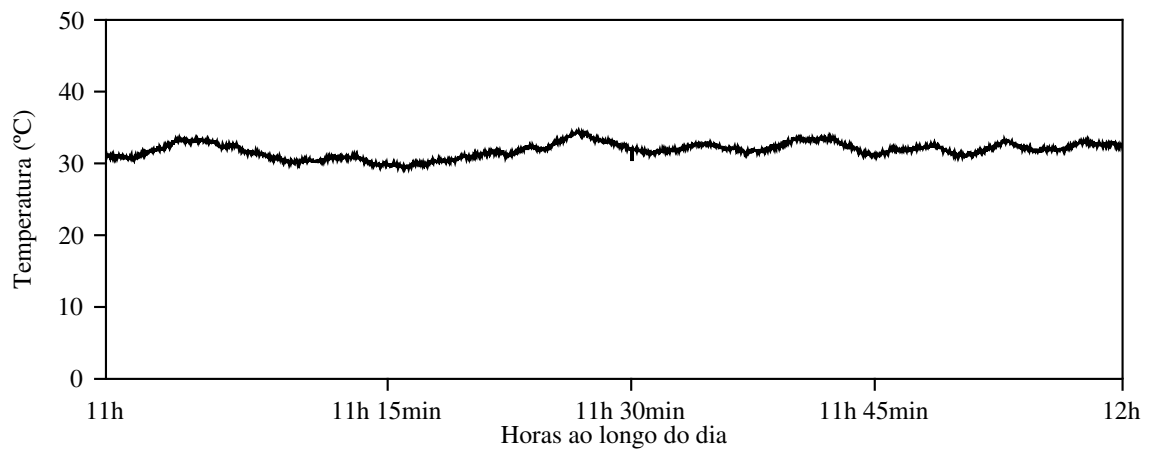
A técnica de modelagem proposta pelo autor Majdoul et al. (2015) prioriza a facilidade de implementação e a velocidade de convergência do modelo em função da precisão. Como o algoritmo para detecção de falhas deve operar de forma *online*, a velocidade de convergência é um fator que deve ser levado em consideração. A diferença entre a potência estimada e a potência medida pode ser compensada no ajuste da constante K_{pot} junto do algoritmo para detecção de falhas.

Figura 4.8 – Irradiância solar no plano inclinado.



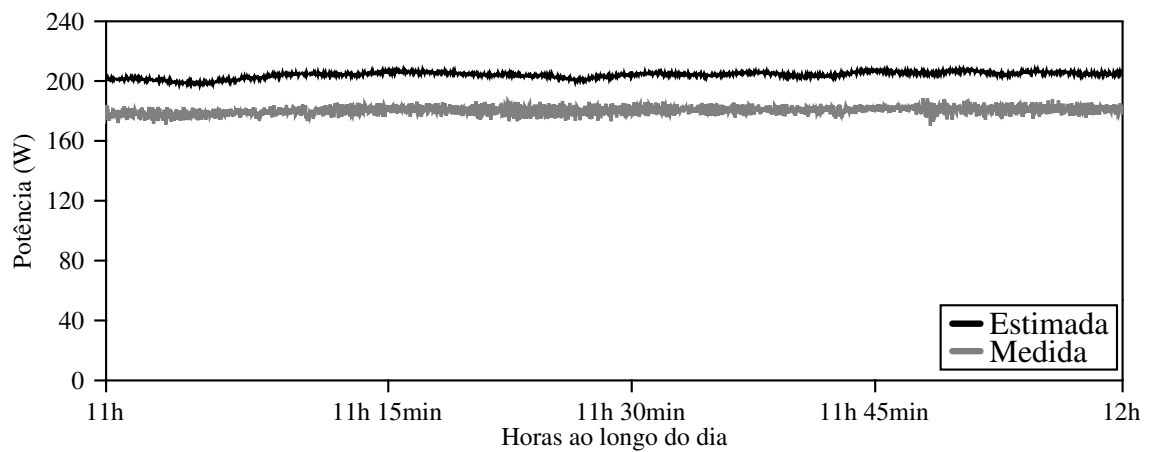
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.9 – Temperatura de operação das células fotovoltaicas.



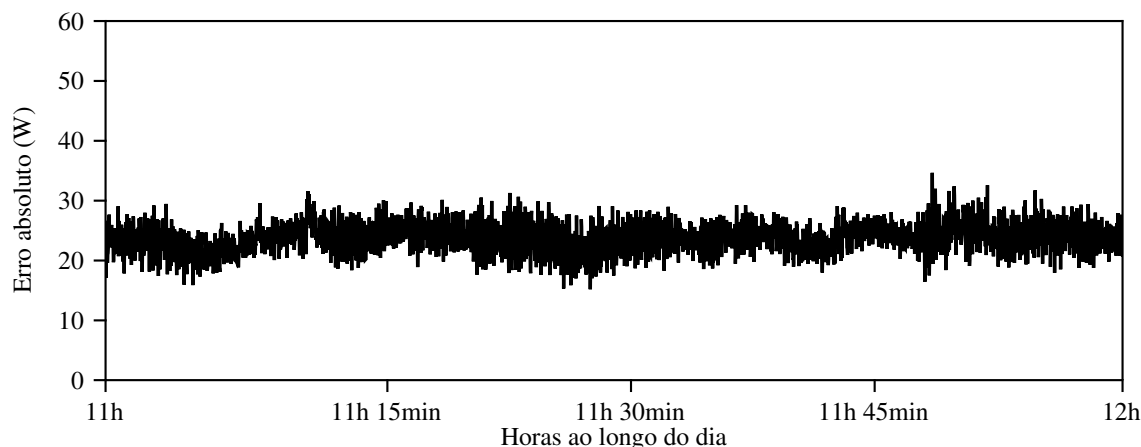
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.10 – Potência medida e potência estimada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.11 – Erro absoluto em potência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.2 Estimação da irradiância limiar de céu límpido

Esta seção do trabalho tem o objetivo de validar a estimação da irradiância limiar de céu límpido, permitindo classificar o tipo de cobertura do céu em determinados períodos do dia. Para realizar tal classificação, é realizada a comparação entre a irradiância medida e a irradiância limiar para o mesmo período. Durante os períodos em que a irradiância medida é superior a limiar, os períodos são classificados como céu limpo, nos demais os períodos são classificados como céu encoberto.

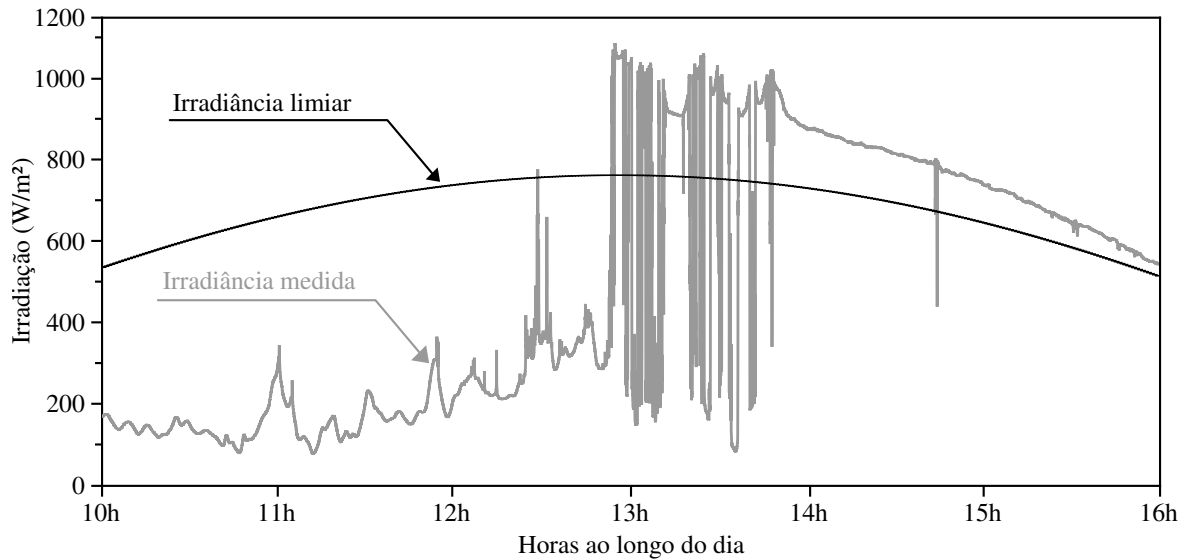
Para calcular a irradiância foi utilizado o índice de limpidez atmosférico de 0,65 tal como proposto pelo autor Ricieri (1998). Destaca-se que o índice de limpidez utilizado é considerado o valor mais baixo para que o céu possa ser considerado limpo. Portanto, em dias com elevada limpidez atmosférica a irradiância medida deve ser superior a irradiância limiar.

Além disso, conforme observado na literatura, em dias com elevado número de nuvens, a irradiância solar pode variar consideravelmente, apresentando momentos de sub e sobre-irradiância. Portanto, se a irradiância medida for comparada com a irradiância limiar a cada amostra, um pico de sobre-irradiância poderia levar a uma avaliação equivocada.

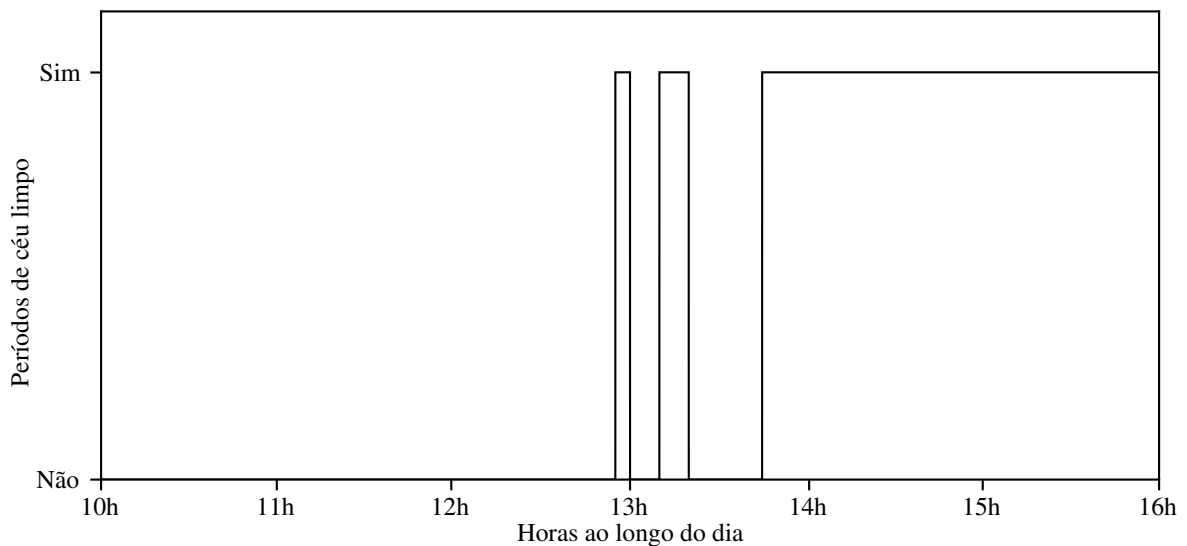
Uma alternativa para resolver tal situação é a utilização uma janela de tempo. Ou seja, se a irradiância é amostrada a cada segundo, e dentro da janela de tempo todos os valores medidos forem superiores a irradiância limiar, podemos concluir que céu está limpo no período considerado.

Para validar o método proposto considerou-se um dia com características variadas, passando de nublado, nublado com nuvens para céu limpo. Escolheu-se o dia 10 de junho de 2016 por apresentar todas estas características. A figura 4.12(a) apresenta, em escala de cinza, a irradiância medida no plano inclinado e a irradiância limiar de céu límpido. A tabela 4.8 apresenta os parâmetros utilizados para estimar a irradiância limiar.

Figura 4.12 – Classificação quanto a cobertura do céu para o dia 10/06/2016.



(a) Irradiância solar medida e limiar de céu límpido



(b) Períodos de céu límpido ao longo do dia

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme pode ser analisado na figura 4.12(a), entre as 13 h e as 14 h o céu estava com elevado número de nuvens, ocasionando momentos de sub e sobre-irradiância. A utilização de uma janela de tempo para classificar o céu permite rejeitar as variações abruptas da irradiância. Neste trabalho optou-se por utilizar uma janela de tempo de cinco minutos, assim, a cada 5 minutos é realizada a comparação entre a média da irradiância medida com a média da irradiância limiar de céu límpido. Nos intervalos em que a média da irradiância medida é superior a irradiância limiar a janela de cinco minutos é classificada em céu límpido. A figura 4.12(b) mostra os resultados para quando o céu foi considerado límpido.

Tabela 4.8 – Parâmetros utilizados para estimar a irradiância limiar de céu límpido no dia 10/06/2016.

Parâmetros	Valores
Número do dia (d)	160
Hora local (hl)	10, 11, ..., 16
Ajuste horário conforme o fuso (λ)	-45°
Ajuste horário de verão (dt)	0
Longitude (σ)	-53,43
Latitude (ϕ)	-29,42
Índice de limpidez atmosférico (k_t)	0,65
Desvio azimutal do módulo (γ_{pv})	-15 °
Inclinação do módulo (β)	24 °

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.3 Detecção de falhas de operação

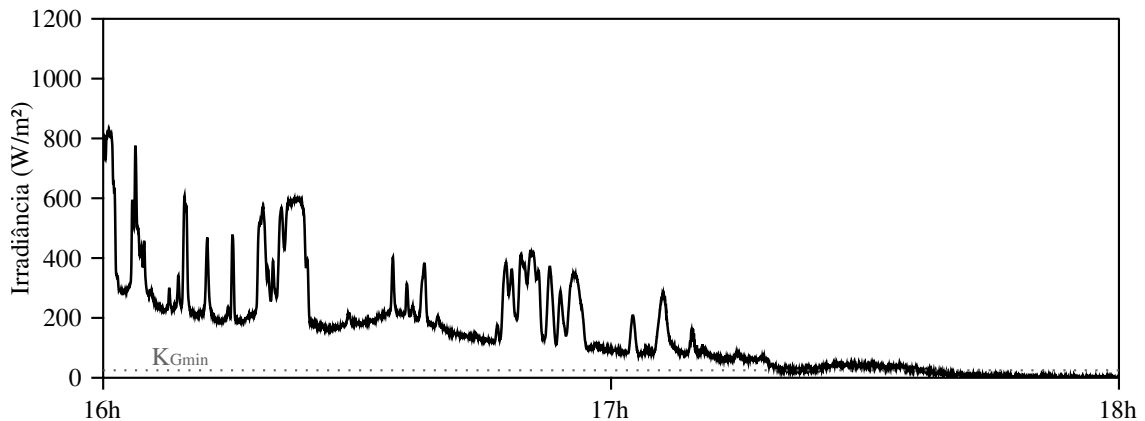
Esta subseção tem como objetivo validar o algoritmo proposto para identificar as principais falhas que podem ocorrer com sistemas fotovoltaicos, sob diferentes condições climáticas. Conforme apresentado na seção 3.3, o método para detecção de falhas é dividido em duas etapas: primeiramente verifica-se se o sistema possui falhas e, em caso afirmativo, é detectado o tipo de falha que ocorreu. Além disso, o método de detecção permite atribuir cinco estados para classificar o sistema fotovoltaico quanto ao seu tipo de operação.

4.3.3.1 Estado 100 - Sistema desligado, condições climáticas desfavoráveis

O inversor fotovoltaico desliga-se automaticamente quando a potência do arranjo fotovoltaico é baixa. Portanto o método de detecção de falha classifica o sistema fotovoltaico como desligado quando o nível de irradiância solar medido é inferior a $K_{G_{min}}$, lembrando que neste trabalho definiu-se que $K_{G_{min}} = 20 \text{ W/m}^2$. O período das 16 horas até as 18 horas do dia 12 de junho de 2016 é utilizado para ilustrar o momento em que o estado 100 é aplicado ao sistema fotovoltaico. Apenas a primeira etapa do algoritmo é analisada para obter tal conclusão:

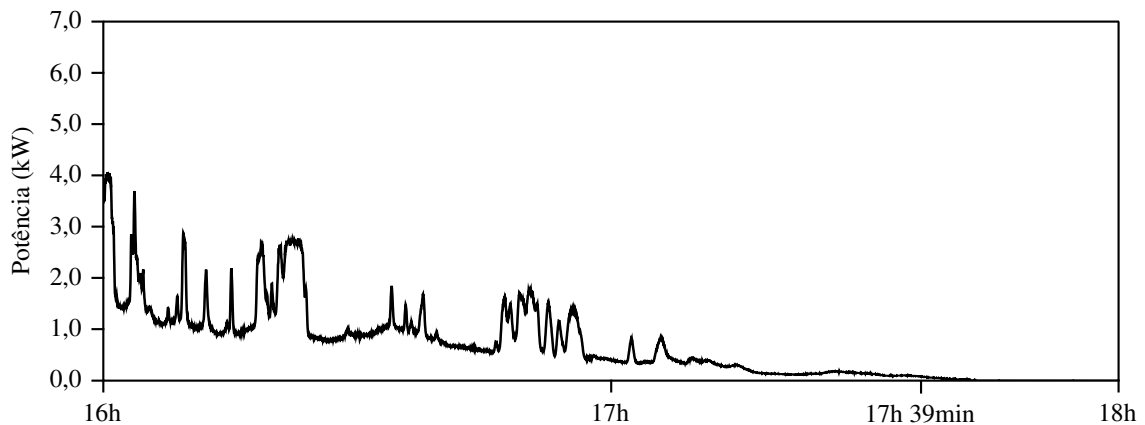
- 1ª Etapa - Considerando as janelas de tempo, neste trabalho de 5 minutos, a partir das 17 horas e 39 minutos a média da irradiância solar medida atinge valores inferiores a $K_{G_{min}}$, portanto, o sistema fotovoltaico recebe o estado 100 nesta etapa. A figura 4.13 apresenta a irradiância solar medida no intervalo considerado. Nesse instante, a potência do sistema fotovoltaico já é inferior a 100 W, conforme apresentado na figura 4.14.

Figura 4.13 – Irradiância solar medida entre e as 16 h as 18 h do dia 12/06/2016.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.14 – Potência medida entre as 16 h e as 18 h do dia 12/06/2016.



Fonte: Elaborado pelo autor.

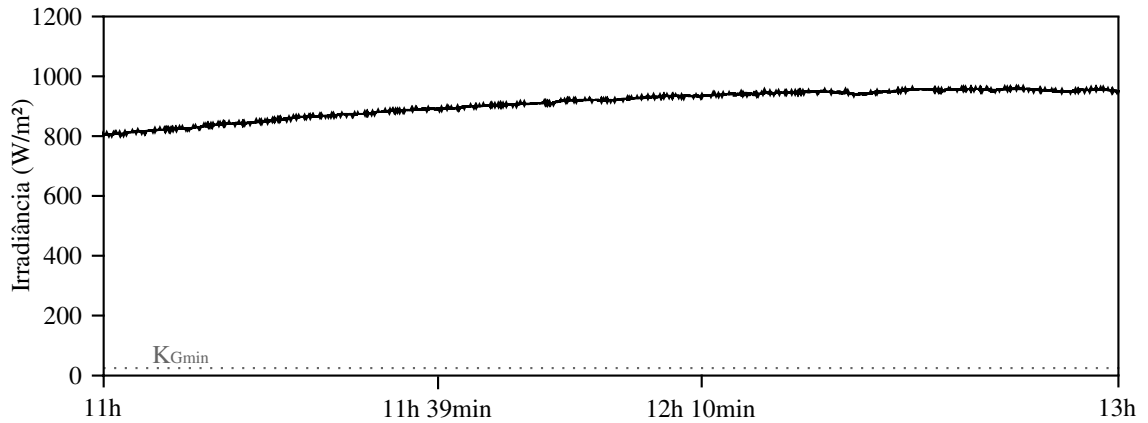
4.3.3.2 Estado 101 - Sistema desligado, condições climáticas favoráveis

Sistemas fotovoltaicos ilhados ou com falhas nos componentes, principalmente no inversor fotovoltaico, podem apresentar produção de energia nula em períodos com condições climáticas favoráveis à produção. O período das 11 horas as 13 horas do dia 12 junho de 2016 foi utilizado para ilustrar o momento em que o estado 101 foi aplicado ao sistema fotovoltaico. As seguintes etapas dos algoritmo são analisadas para obter tal conclusão.

- 1ª Etapa - A média da irradiância solar medida é superior a K_{Gmin} , portanto, suficiente para a produção de energia. A figura 4.15 apresenta a irradiância solar medida no intervalo considerado.
- 2ª Etapa - O inversor fotovoltaico foi desligado manualmente no período das 11 horas e 39 minutos até as 12 horas e 10 minutos, tornando a produção de energia nula e simulando uma condição de falha conforme apresentado na figura 4.16. Portanto, o sistema fotovoltaico recebe o estado 101 nesta etapa.

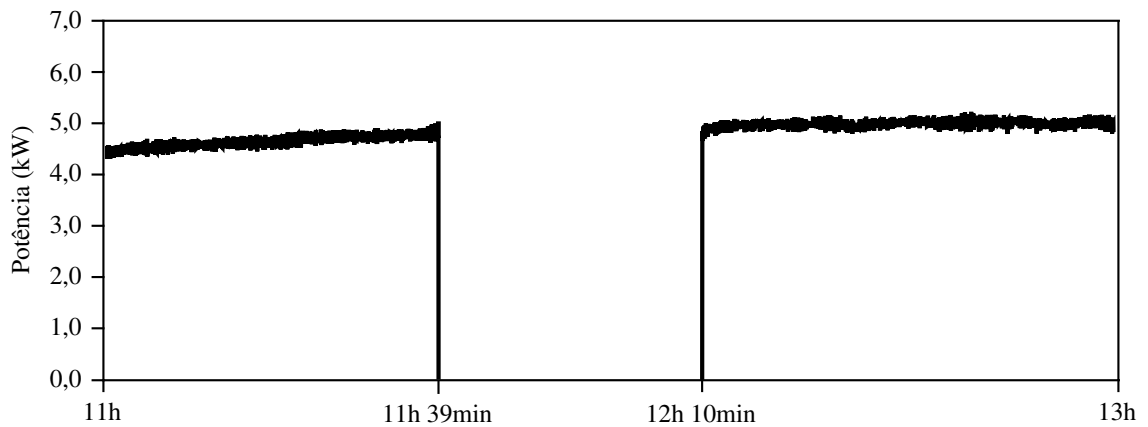
- O método para detecção de falhas permite identificar o tipo de falha que ocorreu. Neste caso, como a falha está localizada no inversor, o DAQ utilizado na comunicação com os inversores detecta a falha através do *status* do inversor.

Figura 4.15 – Irradiância solar medida entre e as 11 h as 13 h do dia 12/06/2016.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.16 – Potência medida entre as 11 h e as 13 h do dia 12/06/2016.



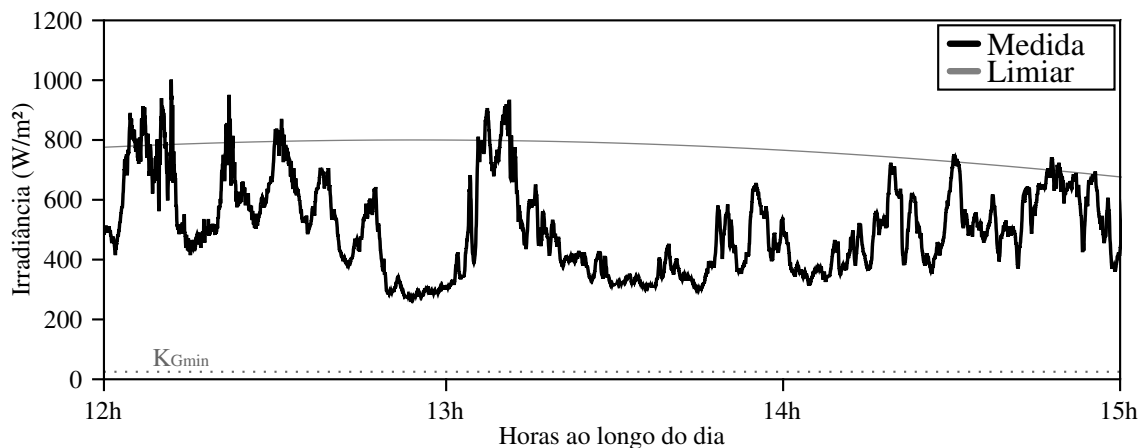
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.3.3 Estado 200 - Sistema ligado, céu com elevado número de nuvens

Em períodos com elevado número de nuvens, a produção de energia sofre variações abruptas, portanto o algoritmo de detecção de falhas apenas verifica se o sistema fotovoltaico está gerando energia. O período das 12 horas até as 15 horas do dia 4 de junho de 2016 é utilizado para ilustrar o momento que o estado 200 é aplicado ao sistema fotovoltaico. As seguintes etapas do algoritmo são analisadas para obter tal conclusão:

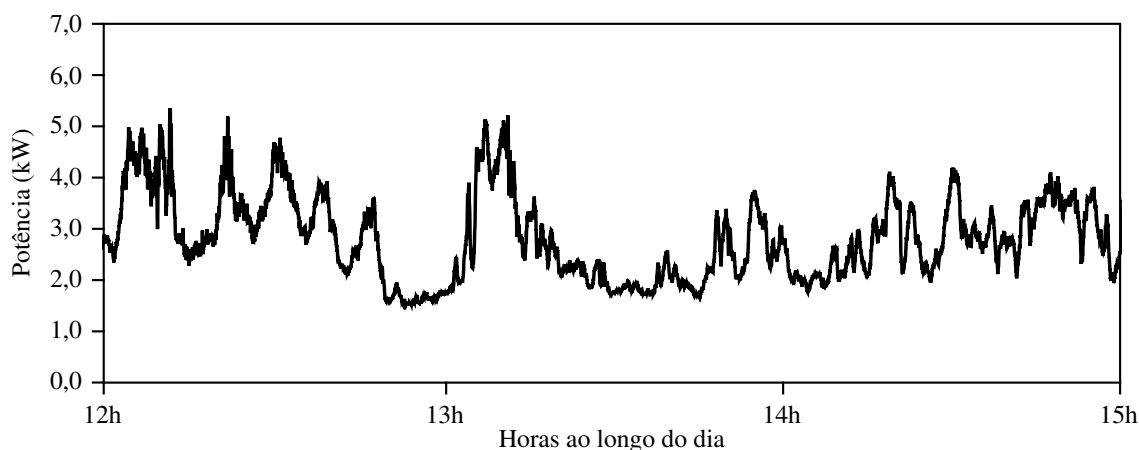
- 1ª Etapa - A média da irradiância solar medida é superior a K_{Gmin} , portanto suficiente para a produção de energia. A figura 4.17 apresenta a irradiância solar medida no intervalo considerado.
- 2ª Etapa - A média da potência medida não é nula, portanto o sistema fotovoltaico está ligado. A figura 4.18 apresenta a potência medida no intervalo considerado.
- 3ª Etapa - Considerando janelas de tempo, em nenhuma das janelas a média da irradiância solar medida no plano inclinado é superior a média da irradiância limiar de céu límpido. Portanto no período das 12 horas até as 15 horas o tipo de cobertura do céu é classificado como céu com elevado número de nuvens e o sistema fotovoltaico recebe o estado 200. A figura 4.17 apresenta a irradiância solar medida e a irradiância limiar de céu límpido para o intervalo considerado.

Figura 4.17 – Irradiância medida no plano inclinado e irradiância limiar de céu límpido entre as 12 h e as 15 h do dia 04/06/2016.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.18 – Potência medida entre as 12 h e as 15 h do dia 04/06/2016.



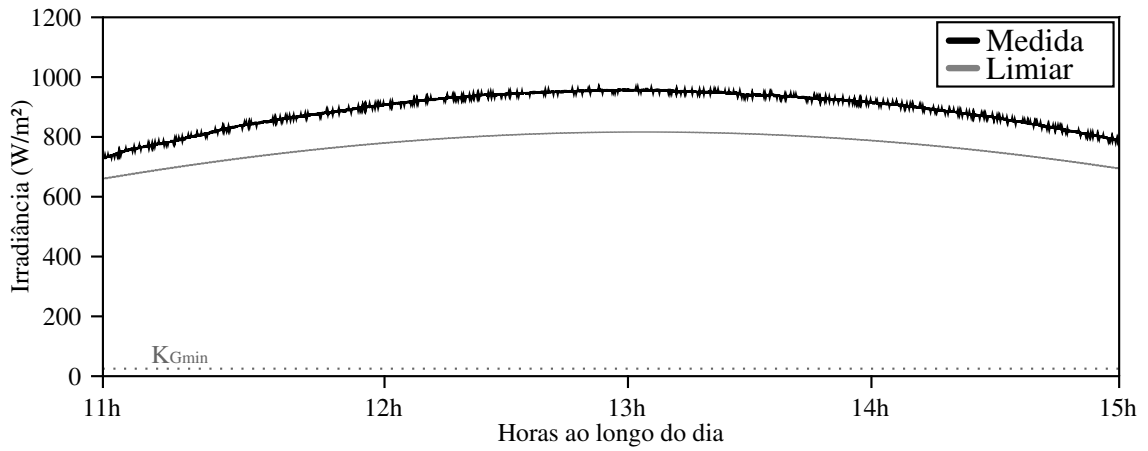
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.3.4 Estado 300 - Sistema ligado, produção de energia elevada, céu limpo

Períodos de céu limpo são ótimos para produção de energia, portanto se o método para detecção verificar que o céu está limpo e a potência do sistema fotovoltaico está condizente com as condições climáticas, o estado 300 é aplicado ao período. O intervalo das 11 horas até as 15 horas do dia 13 de junho de 2016 foi utilizado para ilustrar tal situação. As seguintes etapas do algoritmo são analisadas para que o estado 300 seja aplicado:

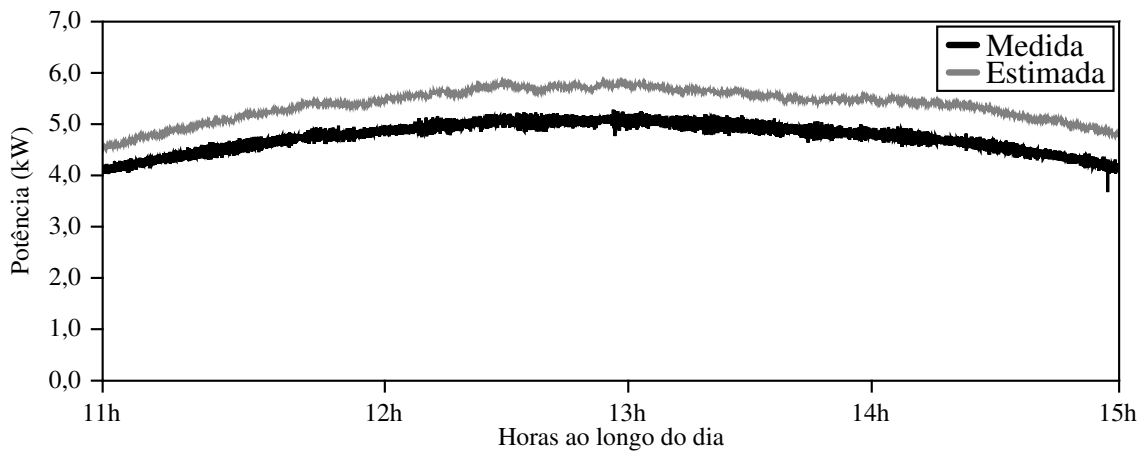
- 1ª Etapa - A média da irradiância solar medida é superior a $K_{G_{min}}$, portanto suficiente para a produção de energia. A figura 4.19 apresenta a irradiância solar medida no intervalo considerado.
- 2ª Etapa - A média da potência medida não é nula, portanto o sistema fotovoltaico está ligado. A figura 4.20(a) apresenta a potência medida no intervalo considerado.
- 3ª Etapa - A medida de todas as amostras da irradiância medida no plano inclinado são superiores à média da irradiância limiar de céu límpido, portanto, o céu é classificado como limpo. A figura 4.19 apresenta as irradiâncias medida e limiar.
- 4ª Etapa - A diferença percentual entre a média das potências medida e estimada para todas as janelas de tempo é inferior a K_{pot} , lembrando que neste trabalho $K_{pot} = 15\%$, portanto, o sistema fotovoltaico está operando normalmente e recebe o estado 300. A figura 4.20(a) apresenta as potências medida e estimada, a figura 4.20(b) apresenta a diferença percentual entre a média das potências.

Figura 4.19 – Irradiância medida no plano inclinado e irradiância limiar de céu límpido entre as 11 h e as 15 h do dia 13/06/2016.

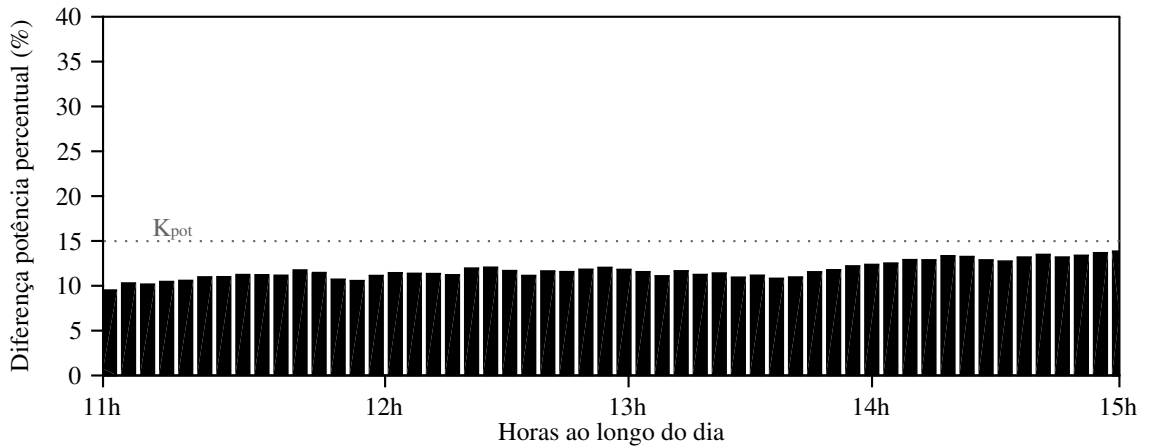


Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.20 – Potência do sistema fotovoltaico entre as 11 h e as 15 h do dia 13/06/2016.



(a) Potência medida e potência estimada



(b) Diferença percentual entre a média da potência medida e da potência estimada

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.3.5 Estado 301 - Sistema ligado, produção de energia baixa por sombreamento

Módulos fotovoltaicos parcialmente sombreados, podem ter suas células polarizadas de forma reversa, absorvendo energia ao invés de produzir. Um arranjo fotovoltaico pode ser sombreado por diversos motivos: uma construção, uma árvore, a passagem de uma nuvem, etc.

Durante o período das 10 horas até as 16 horas do dia 23 de maio de 2016, foram realizados ensaios para simular o sombreamento no arranjo fotovoltaico. O sombreamento forçado dos módulos foi realizado com o auxílio de uma lona plástica preta, conforme apresentado na figura 4.21.

Figura 4.21 – Sombreamento forçado aplicado em dois módulos fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Diferentes combinações de sombreamento foram realizadas em cada *string* do arranjo fotovoltaico. No quadro 4.1 são apresentados os intervalos de tempo em que cada combinação foi aplicada ao sistema fotovoltaico. A figura 4.22 ilustra as diferentes combinações de sombreamento aplicadas no sistema.

Quadro 4.1 – Ensaios de sombreamento realizados no dia 23 de maio de 2016.

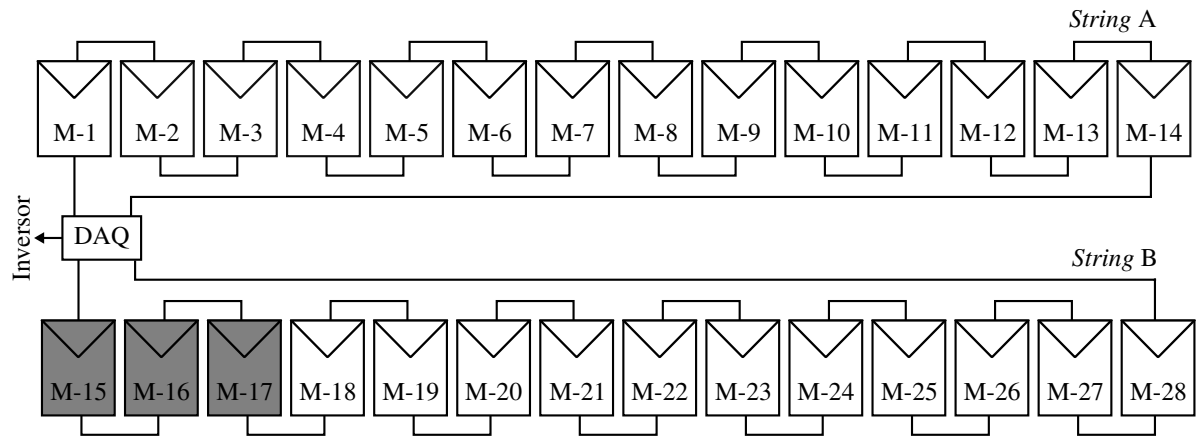
Período	Tipo do sombreamento
10 h até 11 h 45 min	Três módulos na <i>string</i> B
11 h 45 min até 12 h 20 min	Dois módulos na <i>string</i> B
12 h 20 min até 12 h 52 min	Um módulo na <i>string</i> A e dois módulos na <i>string</i> B
12 h 52 min até 14 h 12 min	Um módulo na <i>string</i> A e um módulo na <i>string</i> B
14 h 12 min até 15 h 13 min	Um módulo na <i>string</i> A
15 h 13 min até 16 h	Nenhum módulo

Fonte: Elaborado pelo autor.

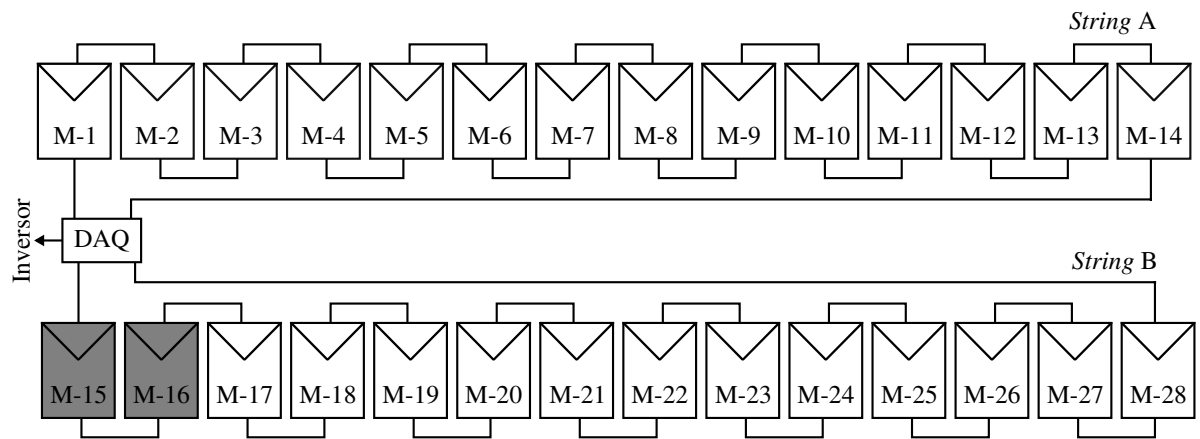
De acordo com o método de detecção as seguintes etapas do algoritmo são consideradas para que tal condição seja diagnosticada:

- 1ª Etapa - A média da irradiância solar medida é superior a $K_{G_{min}}$, portanto suficiente para a produção de energia. A figura 4.23(a) apresenta a irradiância solar medida no intervalo considerado.

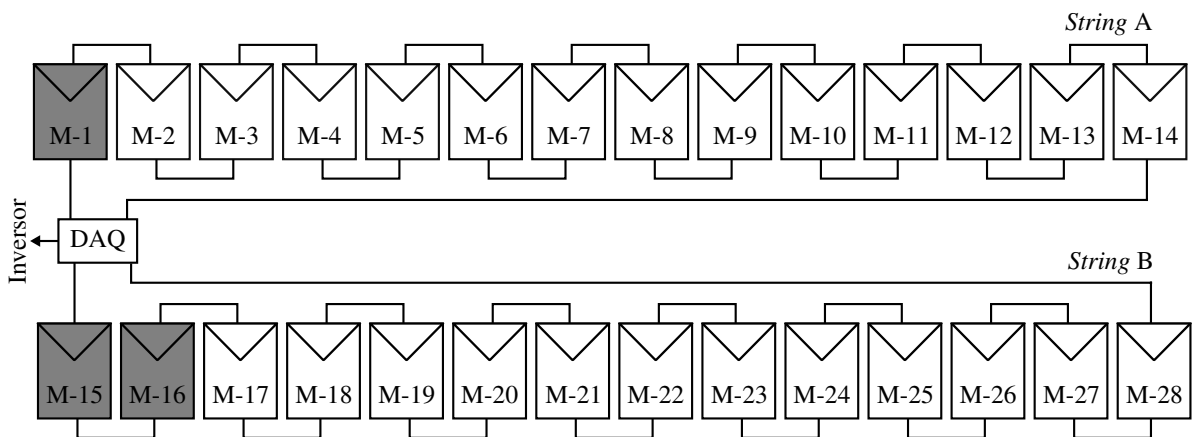
Figura 4.22 – Sombreamentos forçados no arranjo fotovoltaico no dia 23/05/2016.



(a) Três módulos sombreados na *string* B

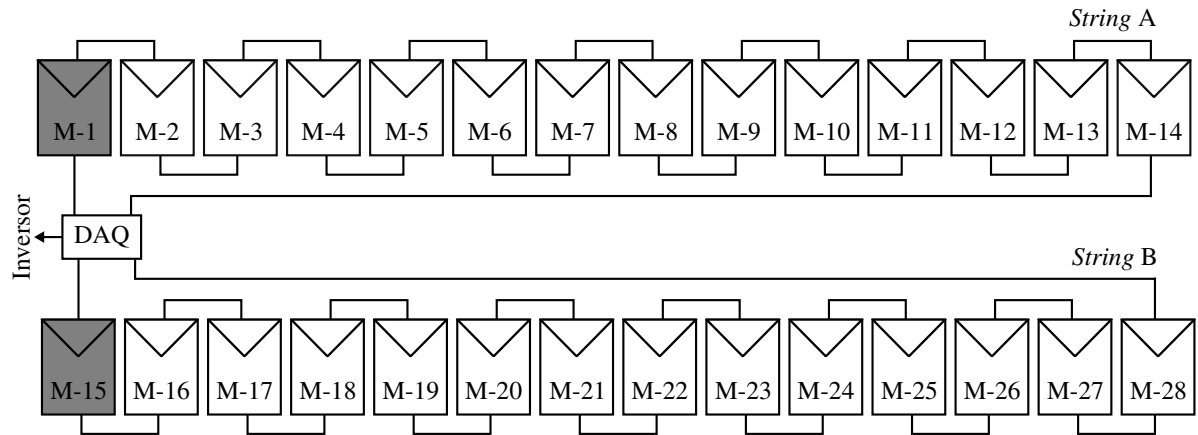
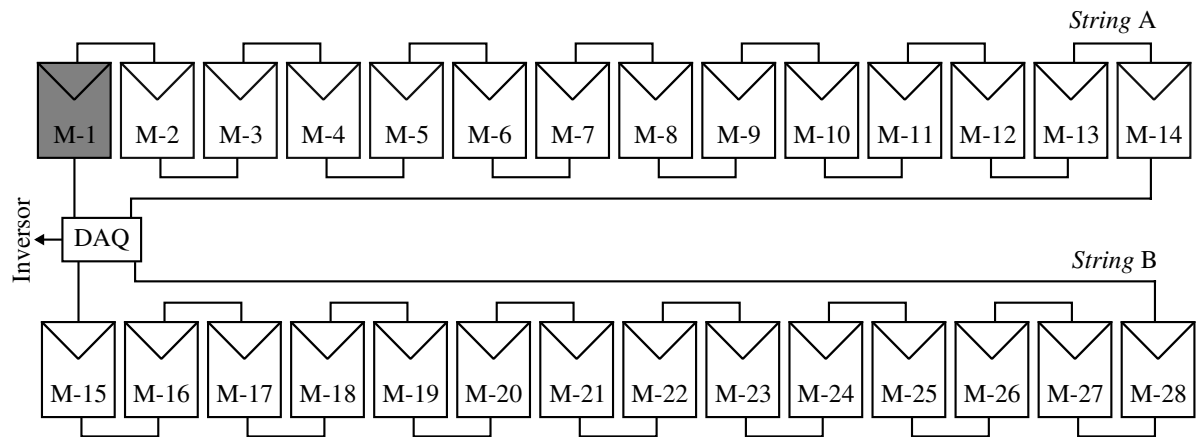
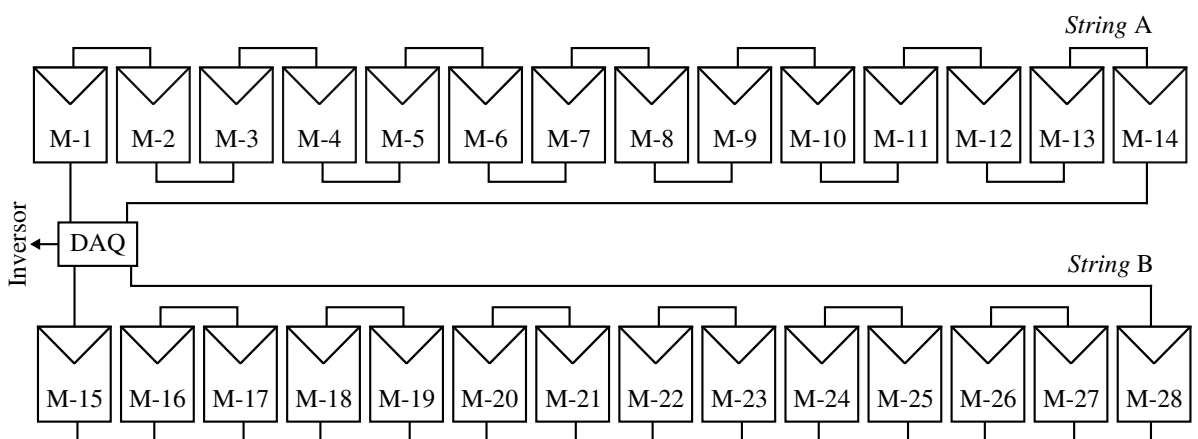


(b) Dois módulos sombreados na *string* B



(c) Um módulo sombreado na *string* A e dois na *string* B

Fonte: Elaborado pelo autor.

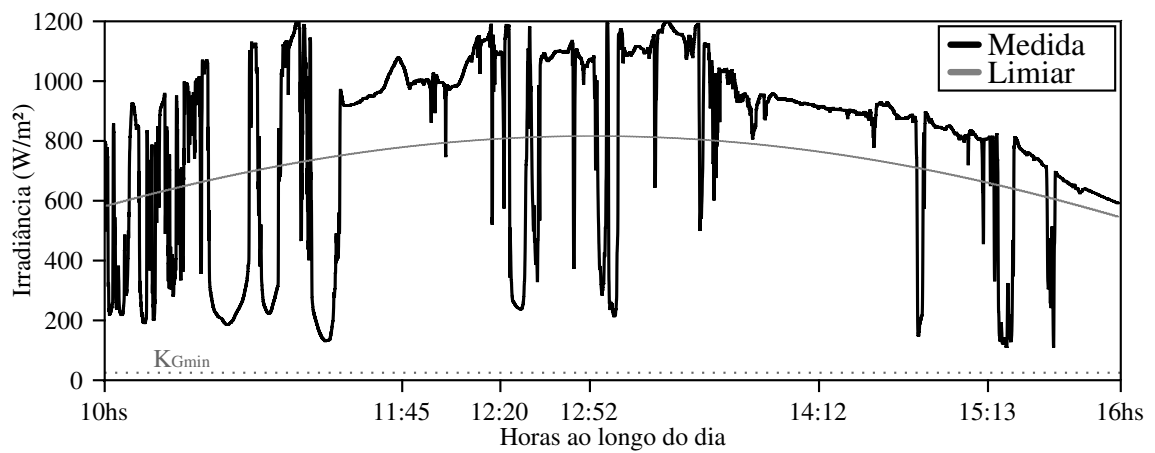
(d) Um módulo sombreado na *string* A e outro na *string* B(e) Um módulo sombreado na *string* A

(f) Nenhum módulo sombreado

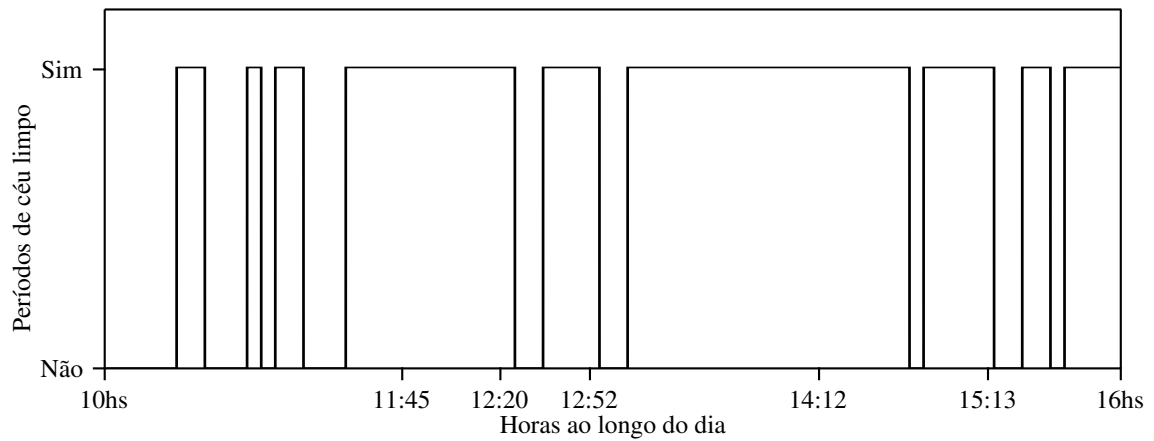
Fonte: Elaborado pelo autor.

- 2ª Etapa - A média da potência medida não é nula, portanto o sistema fotovoltaico está ligado. A figura 4.24(a) apresenta a potência medida no intervalo considerado.
- 3ª Etapa - Durante o dia 23 de maio o tipo de cobertura do céu foi classificado em alguns períodos como céu com elevado número de nuvens e em outros períodos como céu limpo. Vale ressaltar que a análise das próximas etapas do algoritmo são levadas em consideração apenas para os períodos de céu limpo. A figura 4.23(a) apresenta a irradiância solar medida e a irradiância limiar de céu límpido, enquanto que a figura 4.23(b) apresenta os períodos em que o céu foi classificado como limpo.
- 4ª Etapa - Durante todas as janelas de tempo que o sistema fotovoltaico sofreu algum tipo de sombreamento, a diferença percentual entre a média das potências medida e a estimada foi superior a K_{pot} . Portanto o sistema fotovoltaico foi classificado com o estado 301 das 10 horas até as 15 horas e 13 minutos, pois apesar do sistema estar produzindo energia a quantidade de energia é baixa em relação ao esperado. A figura 4.24(a) apresenta a potência medida e a potência estimada, a figura 4.24(b) apresenta a diferença percentual entre a média das potências.
- Como o estado 301 foi aplicado ao sistema fotovoltaico no período das 10 horas até as 15 horas e 13 minutos, o método de detecção informa o tipo de falha que ocorreu. Conforme descrito, a falha é identificada como sombreamento caso o tempo de falha seja inferior a 100% do tempo entre cada execução do algoritmo de identificação de falhas. Como no período das 10 horas até as 16 horas a condição de sombreamento foi imposta e não uma causa espontânea, a validação do tipo de falha não se aplica.
- O método de detecção permite localizar a falha através da diferença percentual entre a média da corrente elétrica medida em cada *string*. Caso a diferença percentual seja inferior a K_{cor} a falha está localizada em ambas as *strings*, caso a diferença seja superior a K_{cor} a falha está localizada na *string* que possui a menor corrente, neste trabalho foi adotado $K_{cor} = 5\%$. No intervalo das 10 horas até as 12 horas e 52 minutos a falha está localizada na *string* B. No intervalo das 12 horas e 52 minutos até as 14 horas e 12 minutos a falha está localizada em ambas as *strings*. Por fim, no intervalo das 14 horas e 12 minutos até as 15 horas e 13 minutos a falha está localizada na *string* A. A figura 4.25(a) apresenta a corrente elétrica medida em ambas as *strings* e a figura 4.25(b) apresenta a diferença percentual média entre as correntes.

Figura 4.23 – irradiância solar entre as 10 h e as 16 h do dia 23/05/2016.



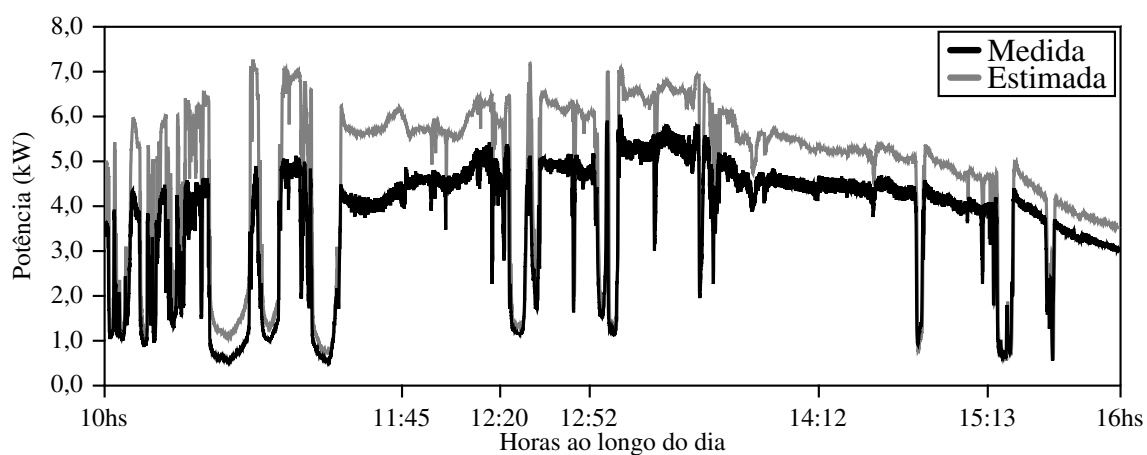
(a) Irradiância medida no plano inclinado e irradiância limiar de céu límpido



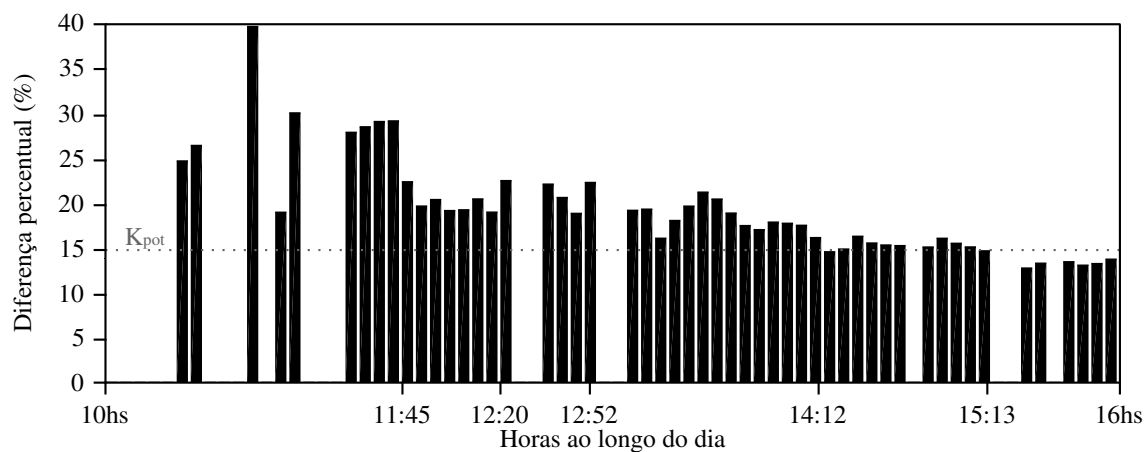
(b) Períodos de céu límpido

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.24 – Potência do sistema fotovoltaico entre as 10 h e as 16 h do dia 23/05/2016.



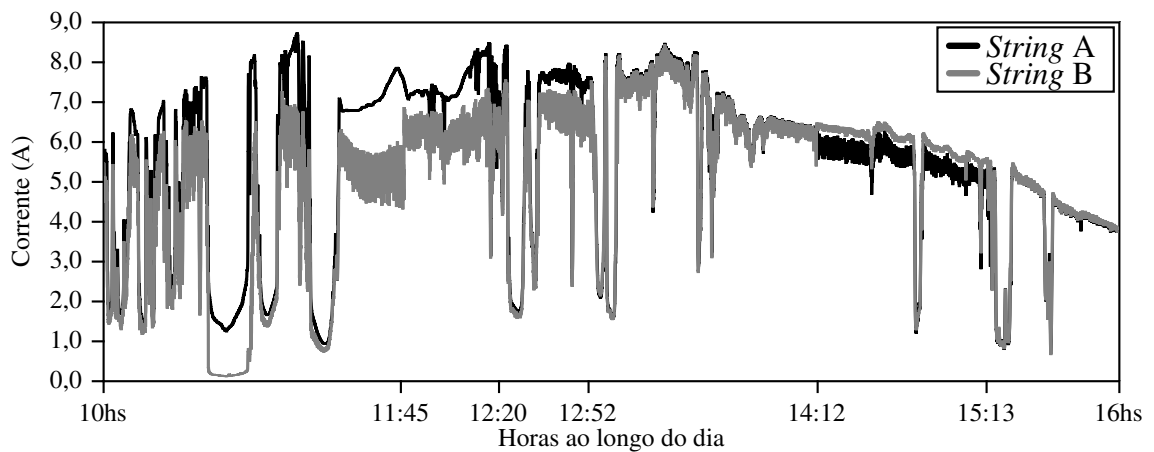
(a) Potência medida e potência estimada



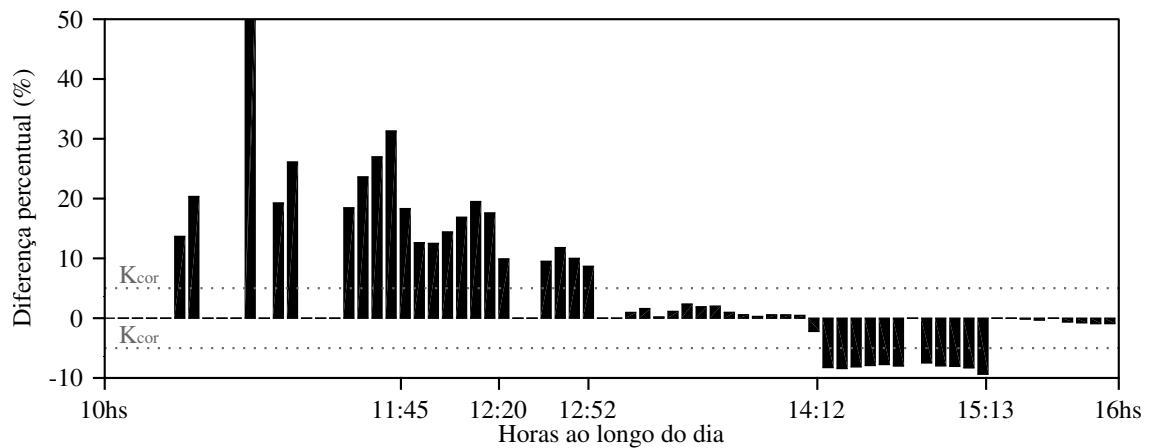
(b) Diferença percentual entre a média da potência medida e da potência estimada

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.25 – Corrente elétrica das *strings* entre as 10 h e as 16 h do dia 23/05/2016.



(a) Corrente elétrica medida em cada *string*



(b) Diferença percentual média entre as correntes das *strings*

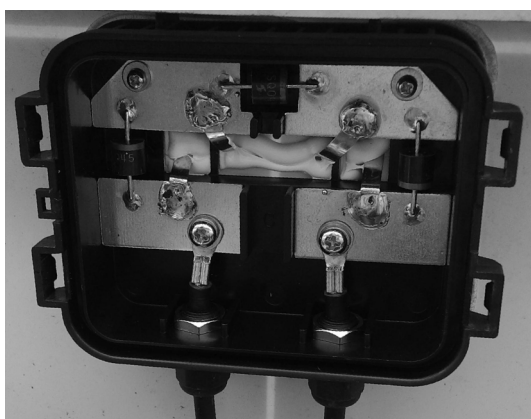
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.3.6 Estado 301 - Sistema ligado, produção de energia baixa por sujeira nos módulos ou falha nos componentes

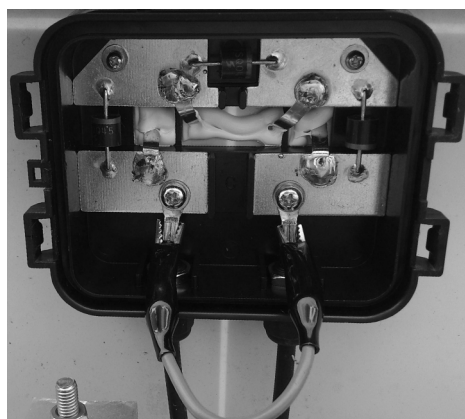
Os sistemas fotovoltaicos sujeitos a sombreamentos parciais normalmente apresentam queda na produção de energia durante um ou mais intervalos ao longo do dia. Já os arranjos fotovoltaicos que possuem algum componente danificado ou acúmulo de sujeira apresentam queda na produção de energia durante todo o tempo de operação.

Durante o período das 11 horas até as 14 horas do dia 3 de julho foi simulada a falha nos componentes do sistema fotovoltaico. Uma falha comum encontrada nos arranjos fotovoltaicos e de difícil percepção é a avaria de um ou mais módulos fotovoltaicos. Portanto, a falha de dois módulos fotovoltaicos foram simuladas através de curto-circuitos na caixa de conexão dos módulos, conforme apresentado na figura 4.26. Os dois módulos curto circuitados pertencem à *string* B, conforme ilustrado pela figura 4.27.

Figura 4.26 – Curto-circuito aplicado na caixa de junção de um módulo fotovoltaico.



(a) Caixa de junção do módulo fotovoltaico sem curto-circuito



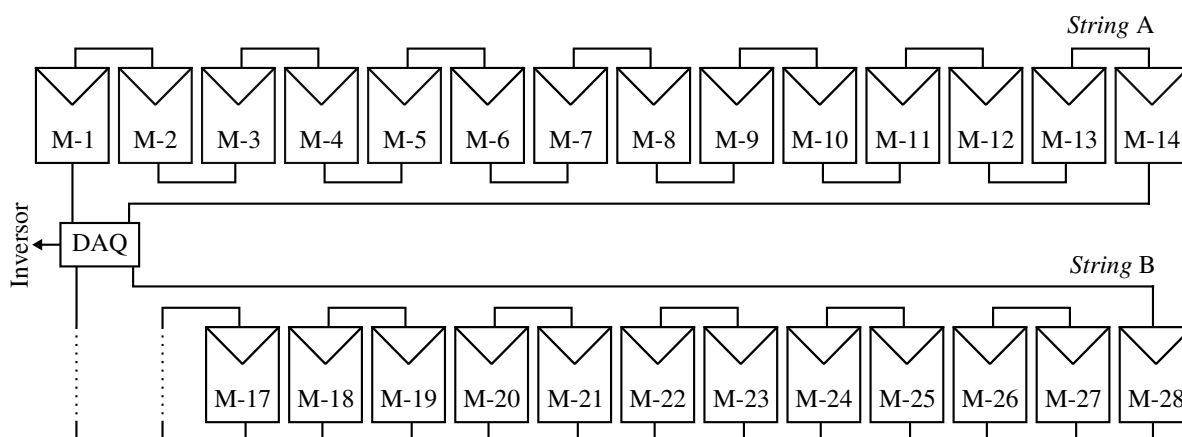
(b) Caixa de junção do módulo fotovoltaico com curto-circuito

Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com o método de detecção, as seguintes etapas do algoritmo são consideradas para que tal condição seja diagnosticada:

- 1ª Etapa - A média da irradiância solar medida é superior a $K_{G_{min}}$, portanto suficiente para a produção de energia. A figura 4.28(a) apresenta a irradiância solar medida no intervalo considerado.
- 2ª Etapa - A média da potência medida não é nula, portanto o sistema fotovoltaico está ligado. A figura 4.29(a) apresenta a potência medida no intervalo considerado.
- 3ª Etapa - Assim como no dia 23 de maio, o dia 3 de julho em alguns momentos apresentou o céu limpo e em outros apresentou o céu com elevado número de nuvens. Novamente, a análise das próximas etapas do algoritmo são levadas em consideração apenas

Figura 4.27 – Curto circuito aplicado em dois módulos fotovoltaicos da *string* B.

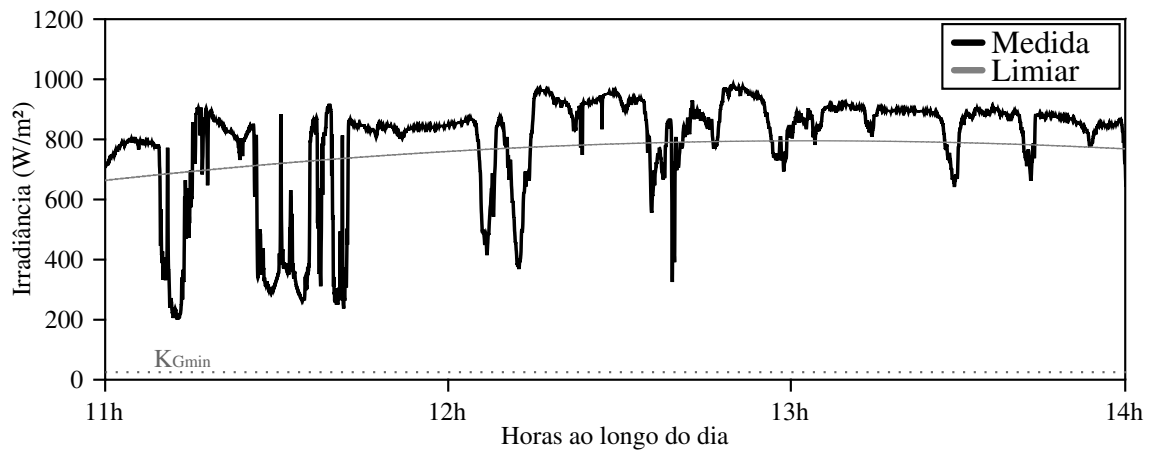


Fonte: Elaborado pelo autor.

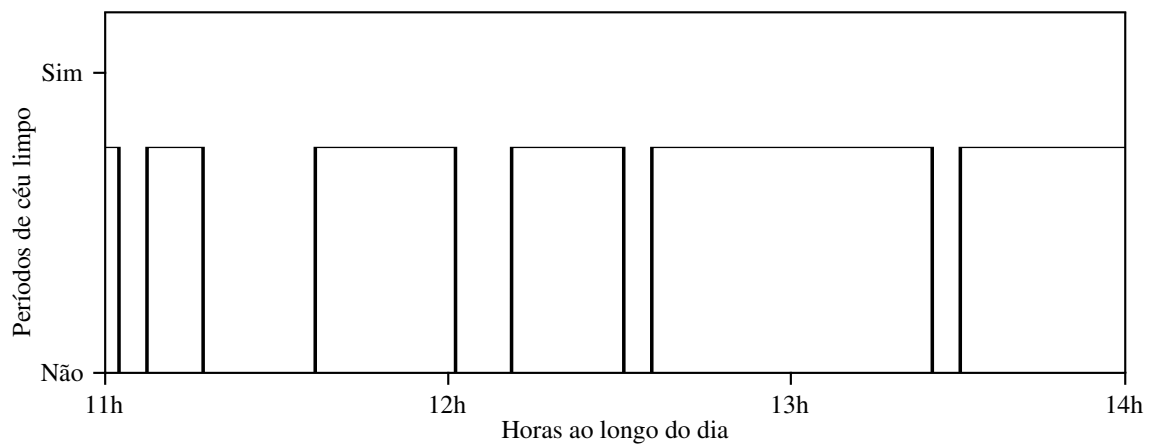
para os períodos de céu limpo. A figura 4.28(a) apresenta a irradiância solar medida e a irradiância limiar de céu límpido, enquanto que a figura 4.28(b) apresenta os períodos em que o céu foi classificado como limpo.

- 4ª Etapa - No período das 11 horas até as 14 horas a diferença percentual entre a média das potências medida e estimada foi superior a 15%. Portanto o sistema fotovoltaico apresenta uma falha e o estado 301 é aplicado ao período. A figura 4.29(a) apresenta a potência medida e a potência estimada do sistema, enquanto que a figura 4.29(b) apresenta a diferença percentual entre a média das potências.
- Novamente, como o estado 301 foi aplicado ao sistema fotovoltaico, o método de detecção informa o tipo de falha que ocorreu. Conforme descrito, caso o tempo de falha seja superior a 100% do tempo de operação então o sistema fotovoltaico encontra-se com os módulos sujos ou com falha em algum componente. Como o inversor fotovoltaico estava operando normalmente conforme o seu *status* adquirido pelo DAQ e os módulos estavam limpos, então a falha detectada estava nos componentes do sistema fotovoltaico, neste caso nos módulos fotovoltaicos.
- Na última etapa, o método de detecção localiza a falha através da diferença percentual entre a média da corrente elétrica medida em cada *string*. Durante todo o período a diferença entre a média das correntes foram superiores a 5%, sendo que a corrente da *string* A foi superior, portanto a falha estava localizada na *string* B. A figura 4.30(a) apresenta a corrente elétrica medida em ambas as *strings* e a figura 4.30(b) apresenta a diferença percentual média entre as correntes.

Figura 4.28 – irradiância solar entre as 11 h e as 14 h do dia 03/07/2016.



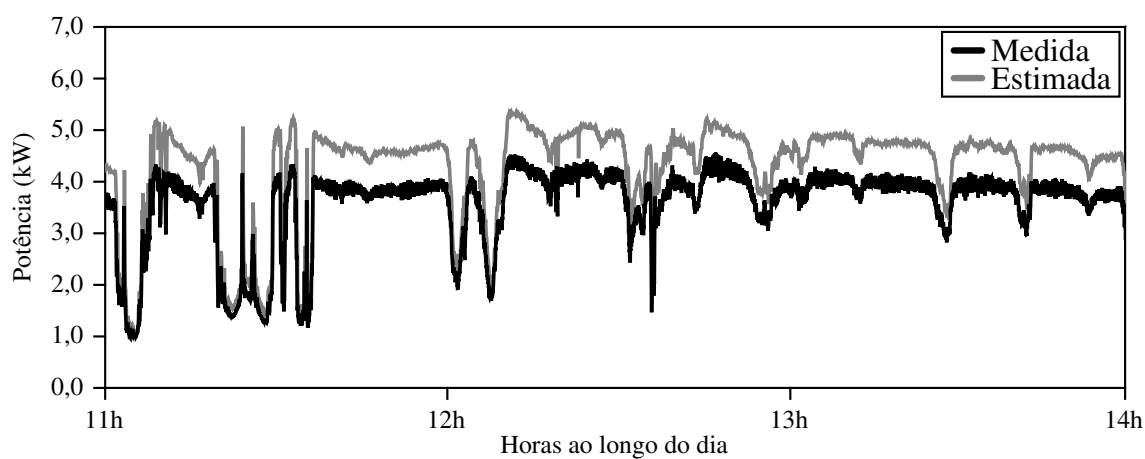
(a) Irradiância medida no plano inclinado e irradiância limiar de céu límpido



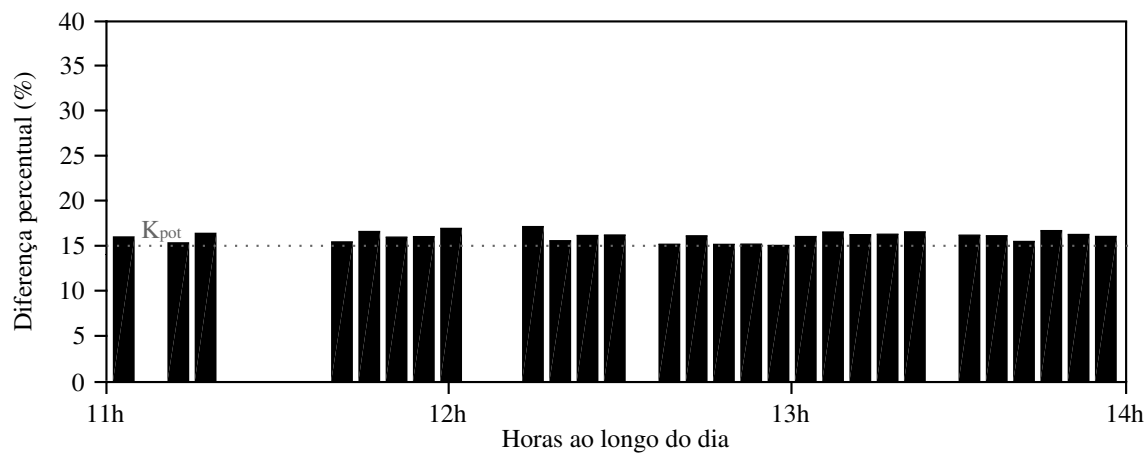
(b) Períodos de céu límpido

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.29 – Potência do sistema fotovoltaico entre as 11 h e as 14 h do dia 03/07/2016.



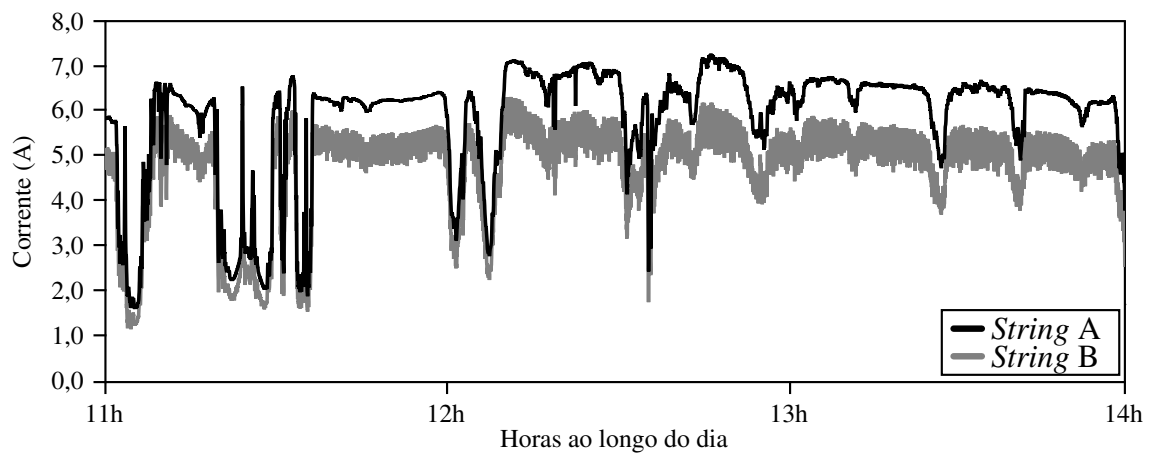
(a) Potência medida e potência estimada



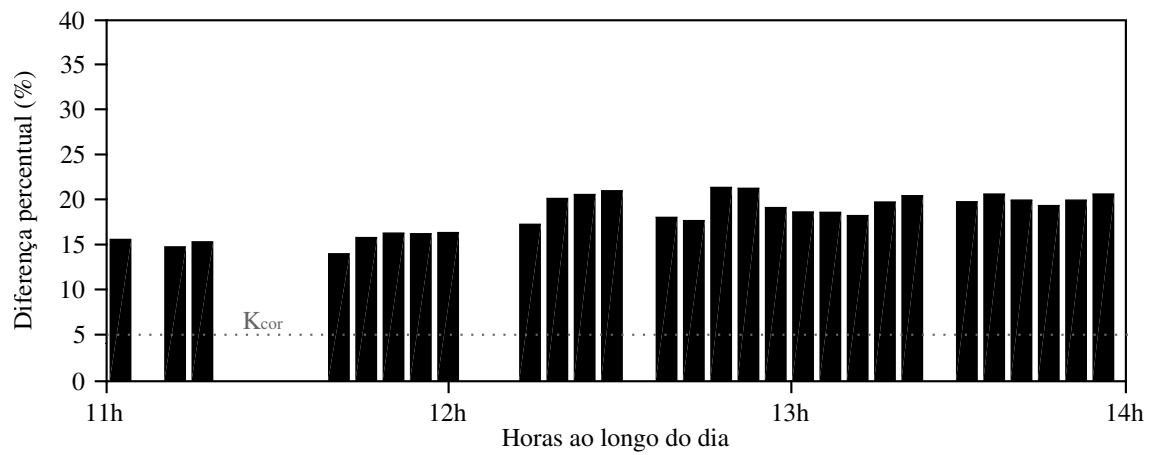
(b) Diferença percentual entre a potência medida e potência estimada

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.30 – Corrente elétrica das *strings* entre as 11 h e as 14 h do dia 03/07/2016.



(a) Corrente elétrica medida em cada *string*



(b) Diferença percentual entre as correntes das *strings*

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4 SUMÁRIO

Os sistemas e os métodos apresentados neste trabalho foram testados em um sistema fotovoltaico real. O atual capítulo deste trabalho apresentou todas as características do sistema fotovoltaico utilizado para os testes experimentais.

O sistema de aquisição de dados proposto neste trabalho, no capítulo 2, foi aplicado em três diferentes funções para o monitoramento de um sistema fotovoltaico. Ao longo deste capítulo foram apresentados os resultados obtidos no monitoramento do dia 27 de junho de 2016 com os DAQ aplicados na comunicação com os inversores fotovoltaicos, na aquisição de grandezas elétricas e no sensoriamento de dados climáticos.

O método para estimação da potência gerada por módulos fotovoltaicos apresentado na seção 3.1 foi validado. A validação ocorreu através da comparação das curvas I-V obtidas através do modelo com as curvas fornecidas pelo *datasheet* dos módulos. Diferentes curvas I-V foram comparadas, para diferentes níveis de irradiância e temperatura.

O método para estimação da irradiância limiar de céu límpido, apresentado na seção 3.2, também foi validado. A validação ocorreu através da comparação entre a irradiância medida no plano dos módulos fotovoltaicos e a irradiância limiar de céu límpido estimada para o dia 10 de junho de 2016. O dia escolhido apresentou características ideais para validação do modelo, pois apresentou-se nublado, parcialmente nublado e ensolarado, permitindo a validação do modelo.

Por fim, o método para detecção das falhas, apresentado na seção 3.3, foi aplicado no sistema fotovoltaico. Diferentes tipos de ensaios foram realizados com o arranjo fotovoltaico permitindo detectar falhas de desligamento, sombreamento e falha dos componentes.

5 CONCLUSÃO

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A produção de energia através de sistemas fotovoltaicos depende de vários fatores, como as características dos componentes, as configurações do arranjo fotovoltaico, as condições meteorológicas, sombreamentos, falhas, entre outras. Devido à forte influência da irradiância solar e da temperatura na produção de energia, torna-se complexo avaliar se está adequada a operação um sistema fotovoltaico. Ou seja, é difícil a detecção se o sistema possui alguma falha por sombreamento ou por algum módulo danificado, por exemplo. Um sistema fotovoltaico com falhas causa perdas na geração e conseqüentemente perdas financeiras para o seu proprietário.

Esses fatores motivaram este trabalho, onde propõe-se um método para detectar quando um sistema fotovoltaico apresenta uma operação inadequada. A execução deste trabalho pode ser dividida em duas etapas. Na primeira etapa buscou-se uma forma de realizar a aquisição das principais grandezas elétricas e climáticas que influenciam na produção de energia. Com as informações adquiridas e armazenadas, na segunda etapa do trabalho buscou-se um meio para detectar possíveis falhas em um sistema fotovoltaico.

Um sistema de aquisição de dados foi desenvolvido ao invés de utilizar um DAQ comercial. A preferência pelo desenvolvimento ocorreu em virtude da possibilidade de personalizar o equipamento para uma aplicação em sistemas fotovoltaicos. Um DAQ para aplicação em solar necessita de algumas características especiais, como a necessidade de estabelecer comunicação com equipamentos que possuem protocolos de comunicação proprietários. Um estudo nos manuais de diversos inversores fotovoltaicos foi realizado para verificar as reais necessidades que o DAQ deveria apresentar.

A plataforma BeagleBone Black foi escolhida para ser o grande cérebro do DAQ, já que possui uma interface *ethernet* integrada e através de um conversor USB pode facilmente estabelecer comunicações via RS485, presente na grande maioria dos inversores fotovoltaicos. Além disso, a plataforma BBB utiliza o sistema operacional Linux que permite executar as bibliotecas de comunicação do protocolo Modbus e de protocolos proprietários.

Quanto ao armazenamento das informações, o objetivo inicial foi disponibilizar as informações em um banco de dados na nuvem, permitindo que outras aplicações pudessem usufruir dos dados, como aplicativos e sites de monitoramento. Para evitar que um grande número de informações fossem perdidas em caso de falha da comunicação com a Internet, foi desenvolvido um sistema capaz de armazenar todas as informações adquiridas em um banco de dados interno e apenas espelhar o banco de dados com a nuvem.

Os primeiros sistemas de aquisição de dados desenvolvidos foram aplicados na comunicação com dois inversores fotovoltaicos da SMA via RS485, utilizando o protocolo SMANet

desenvolvido pela própria fabricante. Outro DAQ foi aplicado na aquisição de grandezas climáticas, como a irradiância solar e a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos.

Com a conclusão do sistema de aquisição de dados, em uma segunda etapa, foi realizada uma pesquisa na literatura buscando diferentes formas de detectar um comportamento não adequado de um sistema fotovoltaico. A grande maioria das formas encontradas na literatura consiste em comparar os dados obtidos no monitoramento da potência do sistema fotovoltaico com a potência estimada através de um modelo matemático.

Alguns modelos de maior e menor complexidade foram analisados até ser encontrado um modelo considerado adequado para estimação da potência, o qual foi apresentado neste trabalho. Durante os primeiros ensaios do modelo foi constatada que a dinâmica do Sol era muito rápida em comparação com as amostras de corrente e tensão fornecidas pelo inversor fotovoltaico. Portanto, devido as limitações do protocolo de comunicação SMANet, foi desenvolvido um sistema denominado *string monitor* para medir as grandezas elétricas diretamente no arranjo fotovoltaico com a frequência de 1 Hz.

Mesmo com as grandezas elétricas e climáticas sendo armazenadas com a taxa de uma amostra por segundo, verificou-se uma discrepância entre a potência medida e a potência estimada em períodos com elevado número de nuvens no céu. Portanto, foi apresentada uma forma de estimar a irradiância limiar de céu límpido o que permitiu classificar o tipo de cobertura do céu em determinados períodos do dia. Assim, a comparação entre as potências medida e estimada foram realizadas apenas em períodos de céu limpo. Além disso, existe uma diferença entre as curvas I-V do modelo matemático com as curvas do *datasheet* do módulo utilizado para validação. A diferença ocorreu devido a técnica de modelagem escolhida, entretanto preferiu-se priorizar a velocidade de convergência do modelo em função da precisão. Por fim, foi desenvolvido um algoritmo que permite identificar e localizar as principais falhas que podem ocorrer em sistemas fotovoltaicos.

Ao final do trabalho o método de detecção de falhas foi aplicado em um sistema fotovoltaico real, permitindo validar os métodos apresentados através de diferentes simulações de falhas. Os resultados obtidos foram satisfatórios pois falhas como sombreamentos e defeitos em módulos fotovoltaicos puderam ser facilmente diagnosticados, sendo que dificilmente essas falhas seriam percebidas sem o sistema de monitoramento.

5.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como continuidade a este trabalho recomenda-se os seguintes pontos:

- Realizar testes com outros sistemas fotovoltaicos, de preferência com outros modelos de módulos fotovoltaicos, objetivando validar o método de detecção de falhas para qualquer sistema fotovoltaico.

- Implementar o método de detecção junto aos sistemas de aquisição de dados desenvolvido, permitindo que possíveis falhas sejam armazenadas na nuvem e possam ser utilizadas por diferentes sistemas de supervisão.
- Desenvolvimento de um sistema capaz de ensaiar um módulo fotovoltaico e obter de forma automática os dados de tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito e tensão e corrente no ponto de máxima potência.
- Aprimorar o método para detecção de outros tipos de falhas, além de aumentar a precisão na localização das falhas.

5.3 PUBLICAÇÕES

Em decorrência deste trabalho foram realizadas as seguintes publicações:

TRETER, M. E.; PIETTA, L. P. P.; XAVIER, P.; MICHELS, L. Data acquisition and cloud storage system applied photovoltaic systems. In: 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), Fortaleza, 2015.

XAVIER, P. G.; TRETER, M. E.; PIETTA, L. P.; BASQUERA, N.; MICHELS, L. . Desenvolvimento de um sistema de aquisição e supervisão de dados aplicado em sistemas fotovoltaicos. In: 9º Seminário de Eletrônica de Potência e Controle (SEPOC 2015). 2015.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-RAWAHI, N.; ZURIGAT, Y.; AL-AZRI, N. Prediction of hourly solar radiation on horizontal and inclined surfaces for muscat/oman. **The Journal of Engineering Research**, v. 8, n. 2, p. 19–31, 2011.

ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R.; LORENZO, E. Extreme overirradiance events in são paulo, brazil. **Solar Energy**, Elsevier, v. 110, p. 168–173, 2014.

ANEEL a. **BIG - Banco de Informações de Geração**: Capacidade de geração do brasil. 2016. Acessado em 12 de maio de 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.

ANEEL b. **Geração distribuída amplia número de conexões em 2015**. 2016. Acessado em 22 de maio de 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_ar>.

BASHAHU, M.; HABYARIMANA, A. Review and test of methods for determination of the solar cell series resistance. **Renewable energy**, Elsevier, v. 6, n. 2, p. 129–138, 1995.

BENDIB, T. et al. Fuzzy-logic-based approach for organic solar cell parameters extraction. In: **Proceedings of the world congress on engineering**. [S.l.: s.n.], 2013. v. 2.

BRANO, V. L.; CIULLA, G. An efficient analytical approach for obtaining a five parameters model of photovoltaic modules using only reference data. **Applied Energy**, Elsevier, v. 111, p. 894–903, 2013.

CATALAN, T.; AMARAL, C.; SOUZA, M. Um estudo do método de newton-raphson. **Mate-mática e Estatística em Foco**, v. 3, n. 1, p. 65–72, 2015.

CHAN, D.; PHILLIPS, J.; PHANG, J. A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. **Solid-State Electronics**, Elsevier, v. 29, n. 3, p. 329–337, 1986.

CHINE, W. et al. a. Fault detection method for grid-connected photovoltaic plants. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 66, p. 99–110, 2014.

CHINE, W. et al. b. Fault diagnosis in photovoltaic arrays. In: IEEE. **Clean Electrical Power (ICCEP), 2015 International Conference on**. [S.l.], 2015. p. 67–72.

CHOUDER, A. et al. Modeling and simulation of a grid connected pv system based on the evaluation of main pv module parameters. **Simulation Modelling Practice and Theory**, Elsevier, v. 20, n. 1, p. 46–58, 2012.

COLEY, G. **BeagleBone Black System Reference Manual**. [S.l.], 2013. Disponível em: <https://cdn-shop.adafruit.com/datasheets/BBB_SRM.pdf>.

CRISTALDI, L. et al. Failure modes analysis and diagnostic architecture for photovoltaic plants. In: **Proceedings of the 13 th IMEKO TC10 Workshop on Technical Diagnostics Advanced measurement tools in technical diagnostics for systems' reliability and safety**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 206–211.

CUBAS, J.; PINDADO, S.; VICTORIA, M. On the analytical approach for modeling photovol-taic systems behavior. **Journal of Power Sources**, Elsevier, v. 247, p. 467–474, 2014.

DUCANGE, P. et al. An intelligent system for detecting faults in photovoltaic fields. In: IEEE. **Intelligent systems design and applications (ISDA), 2011 11th international conference on**. [S.l.], 2011. p. 1341–1346.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. [S.l.]: Wiley New York etc., 2013.

DURAND, S. J. Attaining a 30-year photovoltaic system lifetime: The bos issues. **Progress in Photovoltaics: research and Applications**, Wiley Online Library, v. 2, n. 2, p. 107–113, 1994.

EUROPE, S. Global market outlook for solar power 2015-2019. **European Photovoltaic Industry Association, Bruxelles, Tech. Rep**, 2015.

EVANS, D. Simplified method for predicting photovoltaic array output. **Solar energy**, Elsevier, v. 27, n. 6, p. 555–560, 1981.

FERRARA, C.; PHILIPP, D. Why do pv modules fail? **Energy Procedia**, Elsevier, v. 15, p. 379–387, 2012.

FIRTH, S. K.; LOMAS, K. J.; REES, S. J. A simple model of pv system performance and its use in fault detection. **Solar Energy**, Elsevier, v. 84, n. 4, p. 624–635, 2010.

FREESCALE. **FRDM-KL25Z User's Manual**. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://www.seeedstudio.com/document/pdf/FRMD-KL25Z.pdf>>.

GUIMARÃES, A. P. C. **Estimativa de Parâmetros da Camada Atmosférica para Cálculo da Irradiação Solar Incidente na Superfície Terrestre**. 2003. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

IEA a. International energy outlook 2013. **US Energy Information Administration**, Citeseer, 2013.

IEA b. International energy outlook 2013. Snapshot of global photovoltaic markets 2015. **IEA PVPS**, 2015.

IMECHE. **Top 10 largest solar photovoltaic plants in the world**: Pe's list of the world's largest photovoltaic power stations. Dara Jegede, 2016. Acessado em 19 de junho de 2016. Disponível em: <<https://www.imeche.org/news/news-article/top-10-solar-photovoltaic-plants-in-the-world>>.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. [S.l.]: Elsevier, 2012.

JIANG, H.; LU, L.; SUN, K. Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (pv) modules. **Atmospheric Environment**, Elsevier, v. 45, n. 25, p. 4299–4304, 2011.

JIANG, L. L.; MASKELL, D. L.; PATRA, J. C. Parameter estimation of solar cells and modules using an improved adaptive differential evolution algorithm. **Applied Energy**, Elsevier, v. 112, p. 185–193, 2013.

KAPLAR, R. et al. Pv inverter performance and reliability: What is the role of the igtb? In: IEEE. **Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE**. [S.l.], 2011. p. 001842–001847.

KARATEPE, E.; BOZTEPE, M.; COLAK, M. Neural network based solar cell model. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 47, n. 9, p. 1159–1178, 2006.

KEBIR, S. T.; HADDADI, M.; AIT-CHEIKH, M. S. An overview of solar cells parameters extraction methods. In: IEEE. **Control, Engineering & Information Technology (CEIT), 2015 3rd International Conference on**. [S.l.], 2015. p. 1–7.

KIM, K. A. et al. Photovoltaic ac parameter characterization for dynamic partial shading and hot spot detection. In: IEEE. **Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2013 Twenty-Eighth Annual IEEE**. [S.l.], 2013. p. 109–115.

KÖNTGES, M. et al. Review of failures of photovoltaic modules. **IEA PVPS Task**, v. 13, 2014.

KONZEN, G.; MANOEL, P. S.; KRENZ, P. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica - Edição 2015**. 2. ed. Florianópolis - SC: Instituto Para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, 2015.

KUEHN, T. H.; RAMSEY, J. W.; THRELKELD, J. L. **Thermal Environmental Engineering**. [S.l.]: Pearson, 1998.

Kyocera. **Datasheet módulo fotovoltaico KC200GT**. 2016. Acessado em 02 de julho de 2016. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5195.pdf>>.

LEM a. **Voltage Transducer LV 20-P**. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://media.digikey.com/pdf/data>

LEM b. **Current Transducer LAH 50-P**. [S.l.], 2015. Disponível em: <<http://www.lem.com/docs/products/lah50-p.pdf>>.

LIN, X. et al. Online fault detection and tolerance for photovoltaic energy harvesting systems. In: ACM. **Proceedings of the International Conference on Computer-Aided Design**. [S.l.], 2012. p. 1–6.

MAJDOUL, R. et al. Combined analytical and numerical approach to determine the four parameters of the photovoltaic cells models. In: IEEE. **Electrical and Information Technologies (ICEIT), 2015 International Conference on**. [S.l.], 2015. p. 263–268.

MODICON. **Modicon Modbus Protocol Reference Guide**. [S.l.], 1996. Disponível em: <<http://web.eecs.umich.edu/modbus/documents/PI_MBU_S300.pdf>>.

NOVUS a. **Termorresistências PT100**. [S.l.], 2015. Disponível em: <http://www.novus.com.br/downloads/Arquivos/folheto_pt100.pdf>.

NOVUS b. **Conceitos Básicos de RS485 e RS422**. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.novus.com.br/downloads/Arquivos/conceitos>

O Globo. **Energia solar é a fonte que cresce mais rápido, informa petroleira BP**: Segundo relatório da companhia, matrizes renováveis respondem por 2,8% do uso energético global. Bloomberg News, 2016. Acessado em 19 de junho de 2016. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/energia-solar-a-fonte-que-cresce-mais-rapido-informa-petroleira-bp-19467387>>.

ORTIZ-CONDE, A.; SÁNCHEZ, F. J. G.; MUCCI, J. New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated i–v characteristics. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Elsevier, v. 90, n. 3, p. 352–361, 2006.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. [S.l.]: INPE, 2006.

PHANG, J.; CHAN, D.; PHILLIPS, J. Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters. **Electronics Letters**, Institution of Engineering and Technology, v. 20, n. 10, p. 406–408, 1984.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb**, 2014.

PV Resources. **Large-Scale PV Power Plants - Top50**. 2016. Acessado em 19 de junho de 2016. Disponível em: <<http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>>.

PVPS, I. Trends 2015 in photovoltaic applications. **Report No. IEA-PVPS T1-27**, 2015.

REITER, R. D. d. O. **Geração de energia elétrica por arranjos fotovoltaicos sujeitos a sombreamentos parciais**. 8 2014. Tese (Exame de qualificação do Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 8 2014.

REN, P. Renewables 2015 global status report. **REN21 Secretariat: Paris, France**, 2015.

RICIERI, R. **Modelos de estimativa de avaliação dos métodos de medida da radiação solar difusa**. 1998. 1998. Tese (Doutorado) — Tese (Doutorado em Energia na Agricultura)–Faculdade de Ciências Agrônômicas, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Botucatu, 1998.

SALAM, Z.; ISHAQUE, K.; TAHERI, H. An improved two-diode photovoltaic (pv) model for pv system. In: IEEE. **Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on**. [S.l.], 2010. p. 1–5.

SARK, W. van et al. Evaluating 5-years performance monitoring of 1 mw building integrated pv project in nieuwwand, amersfoort, the netherlands. In: WIP-RENEWABLE ENERGIES. **22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference**. [S.l.], 2007. p. 2960–2965.

SEHNEM, J. M. **Desenvolvimento de um sensor de radiação global usando componentes optoeletrônicos**. [S.l.], 12 2015. Relatório de estágio.

SERA, D.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P. Pv panel model based on datasheet values. In: IEEE. **Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on**. [S.l.], 2007. p. 2392–2396.

SILVA, R. M. d. Energia solar no brasil: dos incentivos ao desafios. Brasília: Senado Federal, Consultoria Legislativa, 2015.

SILVESTRE, S.; CHOUDER, A. Effects of shadowing on photovoltaic module performance. **Progress in Photovoltaics: Research and applications**, Wiley Online Library, v. 16, n. 2, p. 141–149, 2008.

SILVESTRE, S.; CHOUDER, A.; KARATEPE, E. Automatic fault detection in grid connected pv systems. **Solar Energy**, Elsevier, v. 94, p. 119–127, 2013.

SMA. **YASDI - Implementation of the SMA Data Protocol**. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.sma-iberica.com/fileadmin/fm-dam/documents/YASDI/YASDI-10NE1106.pdf>>.

Spectrum. **The 2015 Top Ten Programming Languages**. 2015. Acessado em 12 de maio de 2016. Disponível em: <<http://spectrum.ieee.org/computing/software/the-2015-top-ten-programming-languages>>.

Sun Earth. **Datasheet módulo fotovoltaico TPB 156x156-60-P**. 2016. Acessado em 02 de julho de 2016. Disponível em: <http://www.sigsolar.de/files/sun_earth_db_en_web_235_240_245_2012.pdf>.

THONGPRON, J.; KIRTIKARA, K.; JIVACATE, C. A method for the determination of dynamic resistance of photovoltaic modules under illumination. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Elsevier, v. 90, n. 18, p. 3078–3084, 2006.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. 1. ed. Rio de Janeiro - RJ: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2016.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. et al. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009.

WOLF, M.; RAUSCHENBACH, H. Series resistance effects on solar cell measurements. **Advanced energy conversion**, Elsevier, v. 3, n. 2, p. 455–479, 1963.

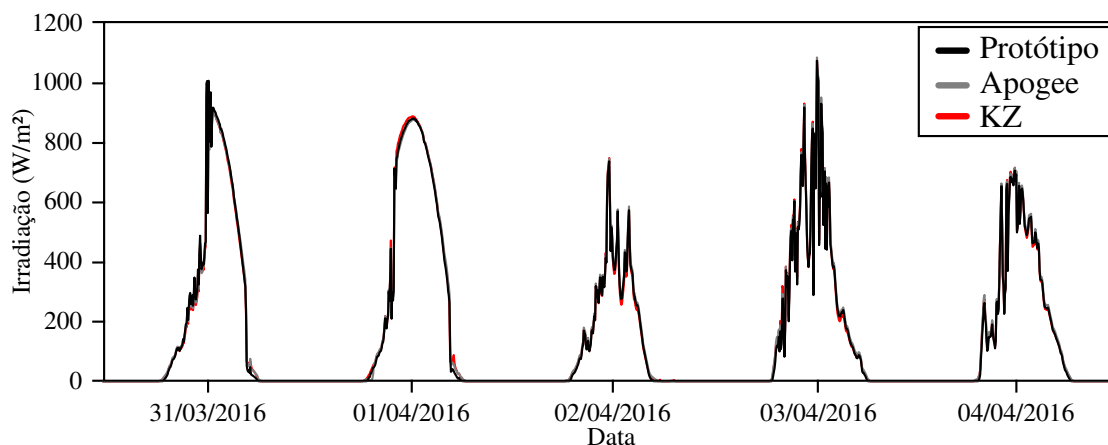
YETAYEW, T.; JYOTHSNA, T. Improved single-diode modeling approach for photovoltaic modules using data sheet. In: IEEE. **India Conference (INDICON), 2013 Annual IEEE**. [S.l.], 2013. p. 1–6.

ANEXO A – VALIDAÇÃO DO PIRANÔMETRO UTILIZADO PARA MEDIR A IRRADIÂNCIA NO PLANO INCLINADO

O autor Sehnem (2015) desenvolveu um piranômetro de baixo custo com comportamento similar ao de um módulo fotovoltaico. O equipamento foi construído utilizando um fotodiodo BPW34 e um difusor PTFE montados em um corpo de alumínio.

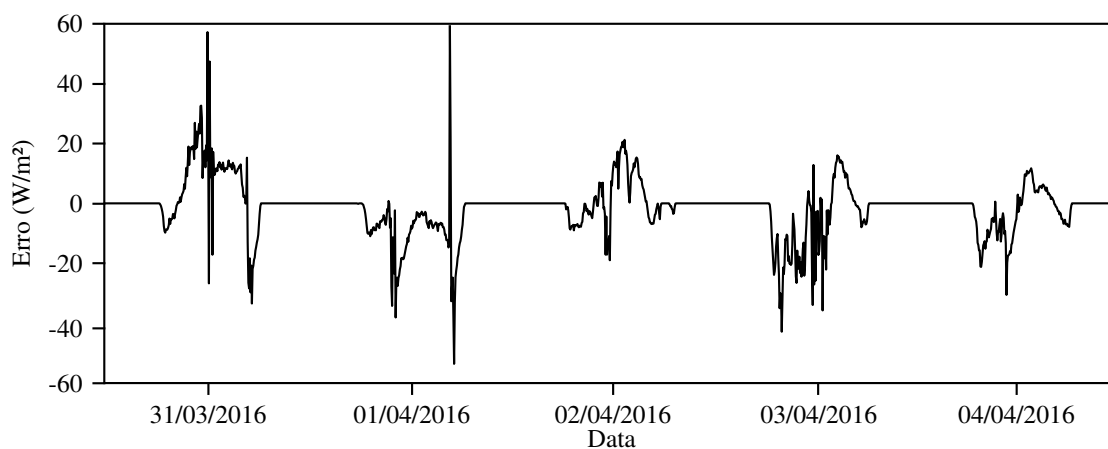
A figura A.1 apresenta uma comparação realizada pelo autor Sehnem (2015), durante 5 dias, entre o protótipo desenvolvido e outros dois piranômetros, um da fabricante Apogee e outro da fabricante Kipp & Zonnen. A figura A.2 apresenta o erro, em W/m^2 , do protótipo em relação ao piranômetro da Kipp & Zonnen.

Figura A.1 – Comparação entre o protótipo e os piranômetros Apogee e Kipp & Zonnen.



Fonte: Sehnem (2015).

Figura A.2 – Erro do protótipo em relação ao piranômetro Kipp & Zonnen.



Fonte: Sehnem (2015).