

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

**AUMENTO DA EFICIÊNCIA DE PAINÉIS
FOTOVOLTAICOS COM ESFRIAMENTO POR ENERGIA
GEOTÉRMICA E AQUECIMENTO DE ÁGUA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Felipe Teixeira Fernandes

Santa Maria, RS, Brasil

2014

**AUMENTO DA EFICIÊNCIA DE PAINÉIS
FOTOVOLTAICOS COM ESFRIAMENTO POR ENERGIA
GEOTÉRMICA E AQUECIMENTO DE ÁGUA**

por

Felipe Teixeira Fernandes

Dissertação Apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de

Mestre Em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Felix Alberto Farret

Santa Maria, RS, Brasil

2014

Fernandes, Felipe Teixeira
Aumento da Eficiência de Painéis Fotovoltaicos com
Esfriamento por Energia Geotérmica e Aquecimento de Água
/ Felipe Teixeira Fernandes.-2014.
139 p.; 30cm

Orientador: Felix Alberto Farret
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2014

1. Aumento do rendimento de painéis fotovoltaicos 2.
Circulação e aproveitamento da água aquecida no PV 3.
Redução da carga elétrica de chuveiros 4. Redução da
demanda por energia elétrica I. Farret, Felix Alberto
II. Título.

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

© 2014

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

Endereço: Rua Três de Maio, n. 115, Bairro N. Sra. de Lourdes, Santa Maria, RS. 97060-550
Fone (0xx)55 96422791; E-mail: felipetfernandes83@gmail.com

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**A comissão examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado**

**AUMENTO DA EFICIÊNCIA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS COM
ESFRIAMENTO POR ENERGIA GEOTÉRMICA E AQUECIMENTO
DE ÁGUA**

elaborada por

Felipe Teixeira Fernandes

como requisito parcial para obtenção do grau de

Mestre em engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA

Felix Alberto Farret, PhD
(Presidente/Orientador)

Lineu Belico dos Reis, Dr (USP)

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr (UFSM)

Santa Maria, 24 de Fevereiro de 2014.

AGRADECIMENTOS

Ao orientador Prof. Dr. Felix Alberto Farret por toda a sua atenção e dedicação ao passar o seu conhecimento, além de todo o estímulo e amizade ao longo deste período.

Aos mestrandos Carlos De Nardin e Adriano Longo pela ajuda, amizade e companheirismo que criamos nos últimos anos.

Ao Prof. MSc. Luciano Porto de Lima que além de ser um grande amigo desde a época da graduação, foi o grande responsável por eu ter voltado ao CEESP.

Ao Prof. Dr. Jordan Gustavo Trapp que me passou muitos conhecimentos sendo fundamental para eu poder prosseguir com os meus estudos.

Aos colegas do CEESP Frank Gonzatti, Sabrina Cunha, Leonardo Correa, Claudia Garrastazu, João Lenz, Fredi Ferrigolo e demais membros do CEESP por todo o apoio prestado.

A CAPES, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) e ao Centro de Estudo em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) pelo apoio financeiro realizado para a realização deste trabalho.

Agradecimento especial aos meus pais e aos meus irmãos pelo apoio, carinho e incentivo durante este período.

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

AUMENTO DA EFICIÊNCIA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS COM ESFRIAMENTO POR ENERGIA GEOTÉRMICA E AQUECIMENTO DE ÁGUA

AUTOR: FELIPE TEIXEIRA FERNANDES
ORIENTADOR: PROF. FELIX ALBERTO FARRET, PHD

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 24 de fevereiro de 2014.

Esta dissertação trata do aumento da eficiência de painéis fotovoltaicos (PVs) através do esfriamento das células por energia geotérmica e aquecimento de água. Inicialmente, é proposto um equacionamento para obtenção do ponto de máxima potência (MPP) de PVs em função da radiação solar e da temperatura das células, considerando o modelo PV de cinco parâmetros. Assim, a determinação do MPP, que depende somente dos parâmetros internos, pode ser feita com maior precisão. Para esfriar o PV, utilizou-se a circulação de água numa canalização que passa por reservatório térmico. Este esfriamento é complementado por mangueiras enterradas no subsolo para troca de energia geotérmica evitando a saturação da troca de calor entre PV e água de circulação, aumentando a eficiência do PV. Após estudos sobre a constituição do solo, características técnicas dos tubos para a circulação de água, bomba hidráulica e trocadores de calor instalados atrás do PV, foi feita a análise econômica e montagem de um sistema com dois PVs, sendo um deles em conjunto com os trocadores de calor e outro sem para verificar os ganhos de potência e rendimento. Experimentos foram realizados com os dois PVs operando em MPP, onde se comprova que o MPP e o rendimento aumentam com a diminuição da temperatura conforme a modelagem realizada. Durante os experimentos, o subsolo sofreu pouca variação térmica de modo a evitar a saturação da troca de calor. Dentre as principais contribuições destacam-se a modelagem para obtenção do MPP de PVs com uma única iteração, viabilização do uso de energia geotérmica sem bombeamento de calor e redução de carga térmica residencial pelo aproveitamento da água aquecida no PV.

Palavras chave: painéis fotovoltaicos, modelagem matemática, energia geotérmica, ponto de máxima potência, esfriamento e eficiência energética.

ABSTRACT

Master Thesis
Post-Graduation Program in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

INCREASE IN EFFICIENCY OF PHOTOVOLTAIC PANELS BY GEOTHERMAL ENERGY COOLING AND WATER HEATING

AUTHOR: FELIPE TEIXEIRA FERNANDES
SUPERVISOR: PROF. FELIX ALBERTO FARRET, PHD

Date and Place: Santa Maria, February 24th, 2014.

This thesis deals with the increased efficiency of photovoltaic panels (PVs) through cooling the cells by geothermal energy and water heating. Initially, a photovoltaic modeling is made proposing an equation to obtain the maximum power point considering the variations of solar radiation and cell temperature. Initially, it is proposed a PV modeling for obtaining the maximum power point (MPP) as a function of solar radiation and temperature of the cells by the PV 5-parameter model. Thus, the determination of the PV MPP, which depends only on the internal parameters, can be made with greater precision. Water circulation by a pipe that passes through the thermal reservoir is used to cool the PV. This is complemented by cooling hoses buried underground to exchange geothermal avoiding the saturation of the heat exchange between PV and water circulation, increasing the PV efficiency. After studies on the constitution of the soil, the technical characteristics of the tubes for circulating water, hydraulic pump and heat exchanger installed after PV, economic analysis and a set of two PVs were mounted with and without the heat exchangers to verify the gains in power and performance. The experiments were made with two PVs operating in MPP, proving that the MPP and the performance increase with decreasing temperature as the modeling performed. During the experiments, the underground temperature varied slightly, avoiding the heat exchange saturation. The main contributions include the PV modeling to obtain the MPP with a single iteration, the use of geothermal energy without heat pump and residential heat load reduction by use of heated water circulation in PVs.

***Keywords:* photovoltaic panels, mathematical modeling, geothermal energy, maximum power point and energy efficiency.**

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Consumo de energia elétrica residencial no Brasil por aparelho	24
Figura 3.1 - Circuito equivalente de um PV com um diodo.....	35
Figura 3.2 – Curvas VxI características de um PV.....	37
Figura 3.3 – Curva VxI do PV e inclinação da resistência de carga em MPP e do valor correspondente à divisão da corrente de curto-circuito pela tensão de circuito aberto	43
Figura 3.4 – Rendimento do PV em função da temperatura	45
Figura 3.5 – Rendimento do PV em função da temperatura considerando o método proposto e modelo iterativo clássico para uma radiação de 1000 W/m^2	46
Figura 3.6 – Rendimento do PV em função da radiação solar	46
Figura 3.7 – Máxima potência do PV em função da temperatura	47
Figura 3.8 – Máxima potência do PV em função da radiação solar	48
Figura 4.1 – Superfície parcialmente transparente recebendo radiação solar	51
Figura 4.2 – Circuito equivalente térmico do reservatório de água.....	56
Figura 4.3 – Esquema elétrico equivalente para a troca de calor geotérmica	57
Figura 4.4 – Diâmetro interno e externo da mangueira.....	58
Figura 5.1 – Diagrama de blocos do sistema de transferência térmica	61
Figura 5.2 – Diagrama de blocos do esquema elétrico.....	62
Figura 5.3 – Trocador de calor do PV e suas dimensões.....	64
Figura 5.4 – Visão lateral do trocador de calor do PV	64
Figura 5.5 – Queda exponencial da temperatura no reservatório	66
Figura 5.6 – Instalação da mangueira a 1,5 m de profundidade.....	69
Figura 5.7 - Detalhe da amarração das espiras da mangueira	69
Figura 5.8 – Circuito buck utilizado para a realização dos experimentos.....	71
Figura 5.9 – Circuitos equivalentes para os ciclos de operação do conversor buck.....	72
Figura 5.10 – Atuação do controlador HCC.....	75

Figura 5.11 – Fluxograma do controlador HCC para o MPPT do PV	75
Figura 5.12 – Gastos mensais médios acumulados para as diversas configurações	77
Figura 6.1 – PV de referência à direita e condicionado centro e piranômetro à esquerda.....	80
Figura 6.2 – Comparação entre potência obtida experimentalmente e simulada do PVT	81
Figura 6.3 – Comparação entre rendimento obtido experimentalmente e simulado do PVT..	81
Figura 6.4 – Radiação solar no dia 12/12/2013	82
Figura 6.5 – Temperaturas medidas no dia 12/12/2013.....	83
Figura 6.6 – Potência em MPP medida dos PVs no dia 12/12/2013	84
Figura 6.7 – Rendimento elétrico dos PVs em MPP no dia 12/12/2013	84
Figura 6.8 – Comparação entre radiação incidente e potência dos PVs	85
Figura 6.9 – Comparação entre temperatura e potência dos PVs	86
Figura 6.10 – Comparação entre temperatura e rendimento dos PVs.....	86
Figura 6.11 – Comparação entre pot. obtida experimentalmente e por simulação do PVT	87
Figura 6.12 – Comparação entre rend. obtido experimentalmente e por simulação do PVT ..	88
Figura 6.13 – Radiação incidente no dia 22/01/2014.....	88
Figura 6.14 – Temperaturas medidas em 22/01/2014.....	89
Figura 6.15 – Potências em MPP medidas no dia 22/01/2014.....	90
Figura 6.16 – Taxa de transferência de calor do PVT no dia 22/01/2014	91
Figura 6.17 – Rendimento elétrico dos PVs no dia 22/01/2014	92
Figura 6.18 – Rendimento térmico do PVT	92
Figura 6.19 – Comparação entre a pot. medida dos PVs e a rad. solar no dia 22/01/2014.....	93
Figura 6.20 – Comparação entre pot. e temperatura dos PVs medidos em 22/01/2014	93
Figura 6.21 – Comparação entre rend. elétrico e temperatura dos PVs no dia 22/01/2014.....	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Valores dos parâmetros internos do PV obtidos no CEESP.....	44
Tabela 5.1– Dimensionamento do trocador de calor solar-térmico.....	65
Tabela 5.2 – Medições dos parâmetros que envolvem a transferência de calor no reservatório de água.....	67
Tabela 5.3 - Propriedades da água saturada	68
Tabela 5.4 – Dimensionamento do trocador de calor geotérmico.....	70
Tabela 5.5 – Parâmetros utilizados para projetar o conversor buck.....	73
Tabela 5.6 – Parâmetros calculados e utilizados para o projeto do conversor buck	74
Tabela 5.7 - Componentes considerados para a análise econômica	76
Tabela 5.8 – Configurações adotadas para análise econômica e respectivos consumos e tarifas médias.....	77

LISTA DE ABREVIATURAS

CC	Corrente contínua
CEESP	Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência
COP	Coeficiente de desempenho
EGS	Energia geotérmica superficial
GSHP	Ground source heat pump
HCC	Hill climbing control
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
LSR	Regressão linear dos mínimos quadrados
MPP	Maximum power point
MPPT	Maximum power point tracking
PPGEE	Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica
PV	Painel fotovoltaico (photovoltaic)
PVs	Painéis fotovoltaicos
PVT	Photovoltaic-thermal
PWM	Pulse width modulation
SD	Secure digital
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria

LISTA DE SÍMBOLOS

I_l	Foto-corrente (A)
I_{l_o}	Foto-corrente nominal (A)
V_d	Tensão do diodo (V)
I_d	Corrente do diodo (A)
G	Radiação solar (W/m ²)
G_o	Radiação solar nominal (W/m ²)
T	Temperatura da célula fotovoltaica (K)
T_o	Temperatura nominal da célula fotovoltaica (K)
I_L	Corrente de carga (A)
I_{Lm}	Corrente de carga em MPP (A)
V_L	Tensão de carga (V)
V_{Lm}	Tensão de carga em MPP (V)
P_L	Potência de carga (W)
P_{Lm}	Potência de carga em MPP (W)
R_L	Resistência de carga (Ω)
R_{Lm}	Resistência de carga em MPP (Ω)
R_s	Resistência série (Ω)
R_{s_o}	Resistência série inicial (Ω)
R_p	Resistência paralela (Ω)
R_{p_o}	Resistência paralela inicial (Ω)
n	Fator de idealidade do diodo
q	Carga do elétron (C) ($1,6 \times 10^{-19}$ C)
k	Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$)
I_p	Corrente na resistência paralela (A)
I_s	Corrente de saturação reversa do diodo (A)
I_{s_o}	Corrente de saturação reversa nominal do diodo (A)
α	Coefficiente de temperatura da foto-corrente (A/K)
η_e	Rendimento elétrico

A_{PV}	Área do PV (m ²)
\dot{Q}_i	Taxa de transferência de calor incidente (W)
\dot{Q}_{rfl}	Taxa de transferência de calor refletida (W)
\dot{Q}_{ar}	Taxa de transferência de calor para o ar (W)
\dot{Q}_u	Taxa de transferência de energia total absorvida pelo PV (W)
\dot{Q}_{th}	Taxa de troca de calor absorvida pelo PV (W)
σ	Constante de Stephan-Boltzmann (W/m ² K ⁴) (5,67x10 ⁻⁸ W/m ² K ⁴)
T_b	Temperatura absoluta (K)
$\sum E_{abs}$	Somatório das taxas de transferência de calor por área absorvidas pela superfície (W/m ²)
$\sum E_{em}$	Somatório das taxas de transferência de calor por área emitidas pela superfície (W/m ²)
$E_{solar,abs}$	Taxa de transferência de calor solar direta por área absorvida pela superfície (W/m ²)
$E_{céu,abs}$	Taxa de transferência de calor difusa por área absorvida pela superfície (W/m ²)
E_{em}	Taxa de transferência de calor por área emitida pela superfície (W/m ²)
α_s	Absortividade solar da superfície
ε	Emissividade da superfície
$T_{céu}$	Temperatura efetiva do céu (K)
$G_{céu}$	Radiação solar difusa (W/m ²)
\dot{Q}_f	Taxa de transferência de calor para o fluido (W)
η_T	Rendimento térmico
T_o	Temperatura de saída da água (°C)
T_i	Temperatura de entrada da água (°C)
R_{fluido}	Resistência térmica do fluido na troca de calor entre PV e fluido (°C/W)
γ	Proporção de calor absorvido aproveitado pela água
\dot{m}	Vazão de massa do fluido (Kg/s)
c	Calor específico (J/kgK)
\dot{Q}_r	Taxa de transferência de calor no reservatório (W)

\dot{Q}_{r1}	Taxa de transferência de calor capacitiva no reservatório (W)
\dot{Q}_{r2}	Taxa de transferência de calor resistiva no reservatório (W)
Q_r	Calor armazenado no reservatório (J)
C_r	Capacidade térmica do reservatório (J/°C)
ΔT_r	Diferença de temperatura através das paredes do reservatório (°C)
R_r	Resistência térmica do reservatório (°C/W)
R_{total}	Resistência térmica total da troca de calor geotérmica (°C/W)
R_{terra}	Resistência térmica da terra na troca de calor geotérmica (°C/W)
R_{parede}	Resistência térmica da mangueira na troca de calor geotérmica (°C/W)
R_{agua}	Resistência térmica da água na troca de calor geotérmica (°C/W)
T_a	Temperatura da água suficientemente longe da terra (°C)
T_s	Temperatura da terra (°C)
S	Fator de forma de condução (m)
K	Condutividade térmica do meio (W/m°C)
h	Coefficiente de transferência de calor por convecção (W/°C m²)
N_u	Número de Reynolds
P_r	Número de Prandtl
N	Viscosidade cinemática (m²/s)
μ	Viscosidade dinâmica (Kg/m.s)
ρ	Densidade do fluido (Kg/m³)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	23
1.1 Generalidades	23
1.2 Objetivos	24
1.2.1 Objetivo geral	24
1.2.2 Objetivos específicos	25
1.3 Justificativas	25
1.4 Organização dos capítulos	26
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	29
2.1 Revisão sobre modelagem e operação de painéis fotovoltaicos	29
2.2 Revisão sobre esfriamento de painéis fotovoltaicos com fluido	31
2.3 Revisão sobre energia geotérmica superficial	32
2.4 Resumo do capítulo	33
3 MODELAGEM DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	35
3.1 Introdução	35
3.2 Equacionamento do PV	38
3.3 Simulações	44
3.3.1 Rendimento elétrico.....	45
3.3.2 Máxima potência	47
3.4 Resumo do capítulo	48
4 DESCRIÇÃO DOS TROCADORES DE CALOR	49
4.1 Introdução	49
4.2 Trocas de calor no PV	50
4.2.1 Troca solar-térmica no PV	51
4.2.2 Troca de calor entre PV e água de circulação.....	53
4.3 Trocas de calor no reservatório	55
4.4 Trocas geotérmicas de calor	56
4.5 Resumo do capítulo	60
5 IMPLEMENTAÇÃO PRÁTICA	61
5.1 Introdução	61
5.2 Trocadores de calor	63
5.2.1 Trocador de calor solar-térmico.....	63
5.2.2 Perdas no reservatório de água	65
5.2.3 Trocador de calor geotérmico.....	67
5.3 Conversor CC/CC	70
5.4 Controle hill climbing	74
5.5 Análise Econômica	76
5.6 Resumo do capítulo	78

6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS.....	79
6.1 Introdução	79
6.2 PVT sem circulação de água	80
6.2.1 PVT medido x PVT simulado	81
6.2.2 PVT x PV de referência	82
6.3 PVT com circulação de água.....	87
6.3.1 PVT medido x PVT simulado	87
6.3.2 PVT x PV de referência	88
6.4 Resumo do capítulo.....	94
7 CONCLUSÕES	97
7.1 Principais contribuições	98
7.2 Trabalhos futuros	99
PUBLICAÇÕES	101
BIBLIOGRAFIA	103
APÊNDICE	107
APÊNDICE A - DETALHAMENTO DO MODELAMENTO DO PV	107
A.1 Dedução da equação (3.13).....	107
A.2 Dedução da equação (3.20).....	108
A.3 Parâmetros internos do PV	111
APÊNDICE B - INSTALAÇÕES TÉRMICAS.....	115
B.1 Trocador de Calor Solar-Térmico.....	115
B.2 Reservatório de água	118
APÊNDICE C - CONTROLE DO PV.....	119
C.1 Circuito utilizado	119
C.2 Código fonte.....	120
APÊNDICE D - SENSORES DE CORRENTE.....	123
D.1 Circuito eletrônico de condicionamento de sinais.....	123
D.2 Calibração dos sensores.....	124
APÊNDICE E - AQUISIÇÃO DE DADOS	125
E.1 Diagrama de blocos.....	125
E.2 Código fonte.....	126
ANEXOS	133
ANEXO I - PAINEL FOTOVOLTAICO PROCHARGER 4JF.....	133
ANEXO II - MICROCONTROLADOR PIC18F4520	135
ANEXO III - SENSORES DE TEMPERATURA.....	137
ANEXO IV - BOMBA HIDRÁULICA	139

1 INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

O painel fotovoltaico (PV) é uma fonte alternativa de energia que se caracteriza por ser renovável e limpa. A sua utilização tem aumentado consideravelmente nos últimos anos devido a iminente escassez de fontes de energia tradicionais como petróleo e carvão. Apesar do seu custo elevado de fabricação, estas fontes possuem baixíssimo custo de manutenção e uma vida útil de aproximadamente 15 anos (*Caracas et al., [1]*).

As células fotovoltaicas operam transformando a energia solar, disponível principalmente em regiões tropicais, em energia elétrica. Porém, além do tipo de material e técnicas utilizados durante a sua fabricação, outros fatores afetam o rendimento dos painéis fotovoltaicos como a radiação incidente, a temperatura da célula, os efeitos causados pelo sombreamento e a carga utilizada. Neste caso, é justamente nas altas temperaturas destas regiões que tem se observado a maior limitação.

Ao longo do dia, o sol muda de posição de modo que o ângulo entre os raios solares e o PV reduz ainda mais o rendimento dos painéis pela reflexão de grande parte destes raios. Para isto, rastreadores são utilizados para incrementar a taxa de raios solares convertidos em energia elétrica. À medida que o painel solar fica exposto ao sol durante determinado período tempo, a sua temperatura tende a aumentar reduzindo significativamente o seu rendimento (*Farret et al., [8]*). Assim, esta dissertação busca uma forma de aumentar o rendimento dos painéis fotovoltaicos através da redução da sua temperatura por circulação de água e esfriamento geotérmico.

Uma forma de reduzir a temperatura dos painéis fotovoltaicos tem sido a utilização da circulação de água na parte traseira dos painéis como forma de aproveitamento dela como água quente. Todavia, após certo período de circulação ou durante a falta de consumo da água quente ocorre certa saturação na troca de calor e o resfriamento do painel deixa a desejar. Para compensar isto, esta dissertação propõe a complementação do esfriamento usando energia geotérmica superficial (EGS) caracterizada pela energia térmica armazenada no subsolo a poucos metros da superfície (*Geotics, [7]*). Nestas profundidades a temperatura varia muito pouco ao longo do ano e pode ser aproveitada para troca de calor com equipamentos na superfície. Portanto, a energia geotérmica surge como uma alternativa viável para o esfriamento complementar de painéis fotovoltaicos com o intuito de aumentar seu rendimento

elétrico. Assim, o aumento do rendimento elétrico se soma ao aumento do rendimento térmico pelo aproveitamento do calor para aquecimento de água doméstica ou empresarial.

O consumo doméstico de energia elétrica representa aproximadamente 22% do consumo total do sistema brasileiro. Conforme levantamento publicado em 2007 pela Eletrobrás do consumo final da carga residencial de energia elétrica por tipos de aparelho no Brasil apresentado na figura 1.1, 24 % do consumo residencial se deve aos chuveiros elétricos, o que representa quase um quarto de energia consumida pelas residências. Como o consumo doméstico de energia elétrica aumentou consideravelmente nos últimos anos devido ao aumento do uso de condicionamento de ar, pode-se inferir que a água aquecida pelos PVs é capaz de reduzir significativamente o consumo de energia elétrica, uma vez que pode ser utilizada para o pré-aquecimento de água para chuveiros elétricos reduzindo ou até mesmo eliminando a sua carga em períodos mais quentes.

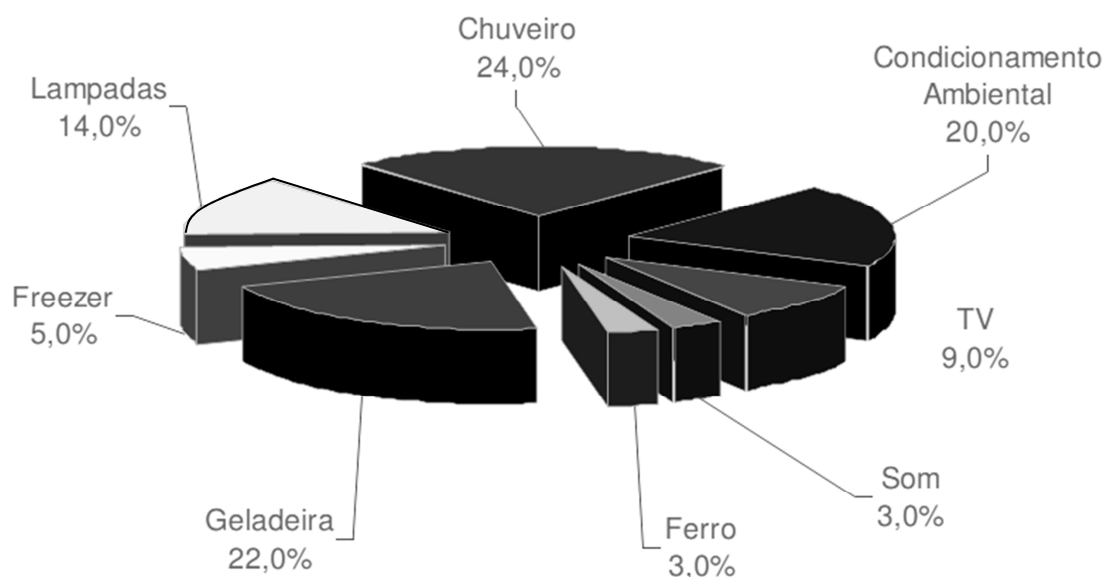


Figura 1.1 – Consumo de energia elétrica residencial no Brasil por aparelho (Fonte: Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil: Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso. Ano base 2005, pag. 15, Eletrobrás, Julho de 2007)

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Introduzir melhorias nas técnicas de elevação do rendimento elétrico e aproveitamento térmico de painéis fotovoltaicos de silício policristalino visando esfriar a temperatura em sua superfície pela circulação de água complementarmente a utilização da energia geotérmica

superficial para reduzir o consumo de energia elétrica em residências e pequenas empresas. Ambos os PVs utilizam conversores CC/CC para operarem em MPP.

1.2.2 Objetivos específicos

Este trabalho visa atingir os seguintes objetivos específicos:

- a) Estudar detalhadamente através de um modelo matemático o ganho em rendimento que se pode obter de PVs com a redução de temperatura das células;
- b) Estudar no modelo proposto as trocas de calor que ocorrem no PV com a circulação de água na parte traseira do painel e do calor proveniente do subsolo de forma complementar;
- c) Verificar a viabilidade técnica da utilização de energia geotérmica superficial (EGS) para resfriamento de PVs;
- d) Estabelecer uma metodologia para dimensionar os diversos componentes que compõem a troca de energia geotérmica como mangueiras e trocadores de calor;
- e) Projetar e implementar um conjunto de conversores CC/CC e sensores de corrente e tensão para rastrear o ponto de máxima potência (MPPT) do painel, comparando um painel com resfriamento por EGS com aquecimento de água e um PV instalado convencionalmente;
- f) Projetar e implementar a aquisição de dados visando medir e armazenar as tensões e correntes dos PVs e as temperaturas ambiente, de entrada e saída da água no subsolo;
- g) Realização de testes práticos para comprovação da melhoria no desempenho dos PVs com as técnicas propostas nesta dissertação.

1.3 Justificativas

De acordo com diversos autores (*Xu, et al., [3]; Farret. et al., [8]; Tripanagnostopoulos, et al., [10]*), o rendimento de um PV diminui quando a sua temperatura aumenta, ou seja, isto resulta em uma redução significativa de sua capacidade de gerar energia elétrica. Portanto, pesquisar o consumo de energia gerada por painéis fotovoltaicos com sistemas de redução da temperatura se torna bastante necessário. Neste caso, o esfriamento do PV por EGS e aproveitamento de água aquecida parece ser uma solução para este problema. Deve-se isto a capacidade do solo de reter uma imensa quantidade de calor de tal modo que a

sua temperatura a poucos metros da superfície sofra uma baixa variação ao longo de todo o ano. Além disso, o sistema proposto nesta dissertação com apenas circulação fechada de água para troca térmica, demanda pouca potência da bomba hidráulica para vencer a circulação da água (princípio dos vasos comunicantes). Mesmo em regiões mais quentes, a temperatura do subsolo é bem inferior quando comparada à temperatura que o painel PV pode alcançar nas diferentes estações do ano, especialmente em dias em que este fica exposto a elevada radiação solar.

Assim como em outros projetos (*Caracas et al., [1]; Jie Ji et al., [2]; Xu, G et al., [3]; Bakker et al., [4]; Gao et al., [6]*) envolvendo energia térmico-fotovoltaica (*Photovoltaic-Thermal - PVT*), o uso da energia geotérmica superficial em sistemas com PVT não impede que haja uma produção significativa de água aquecida que pode ser utilizada para o pré-aquecimento de água para chuveiros elétricos, cozinhas ou até mesmo eliminá-los em dias mais quentes de modo a reduzir significativamente o consumo de energia elétrica.

Dependendo da temperatura ambiente e da radiação solar incidente tanto no inverno como no verão, o aproveitamento da água aquecida reduz a demanda de energia elétrica para chuveiros sendo capaz até de substituir o seu uso.

1.4 Organização dos capítulos

Nesta dissertação, os capítulos estão organizados da seguinte forma:

Capítulo 1: Introdução. Apresenta-se uma breve introdução sobre as características de operação de PVs e suas limitações. Em seguida, comenta-se sobre o uso de energia geotérmica para esfriamento de PVs e a troca de calor com aproveitamento da água aquecida, abordando o aumento de eficiência elétrica de PVs e o uso da água aquecida para reduzir o consumo de energia elétrica.

Capítulo 2: Revisão bibliográfica. Neste capítulo são apresentadas as revisões referentes aos painéis fotovoltaicos focando a influência da temperatura no seu rendimento através de modelos matemáticos das células PV de 5-parâmetros, o uso de água para esfriamento de PV e as aplicações envolvendo a utilização de EGS.

Capítulo 3: Modelagem de painéis fotovoltaicos. Apresenta-se uma breve introdução sobre PVs, seguido pelo equacionamento do PV e algumas simulações considerando o

modelo proposto para projeção do quanto se pode esperar teoricamente do seu rendimento com a diminuição de temperatura.

Capítulo 4: Descrição dos modelos de troca de calor. Apresenta-se uma breve introdução ao modelo de esfriamento proposto. Após apresenta-se os estudos sobre trocas de calor feitas no PV, no reservatório de água e sobre as trocas de calor com o subsolo.

Capítulo 5: Implementação prática. Neste capítulo, são apresentados o dimensionamento para a construção dos trocadores de calor, o projeto do conversor CC/CC e a implementação do controle hill climbing para obter o MPP dos PVs.

Capítulo 6: Resultados experimentais. Apresenta-se os resultados obtidos no dia 12 de dezembro onde não há circulação de água nos dois PVs e 22 de janeiro com circulação de água em um dos PVs. São feitas medições de radiação, temperatura, potência, taxas de transferência de calor e rendimentos elétrico e térmico. Os resultados experimentais são comparados com resultados simulados.

Capítulo 7: Conclusão. Apresenta-se neste capítulo uma discussão referente aos temas abordados nos capítulos 3, 4, 5 e 6 de modo a identificar os principais itens que foram importantes para a realização deste trabalho, as suas contribuições com relação este campo de pesquisa e sugestões para desenvolvimento de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, estão reunidas diversas pesquisas publicadas na literatura, compreendendo o uso da circulação de água para resfriamento de painéis, relativas aos temas abordados neste trabalho. Foram feitas pesquisas em anais de congressos, periódicos do IEEE e de outras organizações como a Elsevier, além de teses de doutorado, pesquisas na internet, dissertações de mestrado, livros e congressos relevantes para esta área de pesquisa.

Esta revisão bibliográfica está dividida em seções cada uma referente à área de interesse deste estudo com diversos autores sobre os seguintes temas: modelagem e operação de painéis fotovoltaicos, esfriamento de painéis fotovoltaicos com fluidos e utilização da energia geotérmica superficial para troca de calor com o ambiente habitado.

2.1 Revisão sobre modelagem e operação de painéis fotovoltaicos

Nesta seção são discutidos os trabalhos referentes aos PVs abordando temas como rendimento, rastreamento da máxima potência (*maximum power point tracking* - MPPT), circuito equivalente, influência da temperatura e métodos para determinação dos parâmetros internos do PV.

Balouktsis et al. [18] propõem uma metodologia para estimativa do máximo fornecimento de energia que um arranjo PVs pode dar ao longo de um período prolongado de tempo. O método inclui o cálculo do fator de eficácia definida como a razão entre a energia de carga durante o máximo de energia que pode ser produzida pelo PV num período de tempo específico. O fator de eficácia depende das características do conjunto de PVs, das características de carga e das condições de radiação solar.

Duru et al. [19] apresenta um método que faz com que o PV opere em MPP em condições variáveis de carga e radiação solar. O método baseia-se num controle de corrente em malha fechada de determinado PV considerando os efeitos causados pela radiação solar, temperatura e carga.

Segundo Soto et al. [20], os fabricantes de painéis fotovoltaicos normalmente fornecem parâmetros elétricos com apenas uma condição de funcionamento. Assim, PVs podem operar numa grande variedade de condições, de tal maneira que as informações fornecidas pelos fabricantes não são suficientes para determinar o desempenho global do PV. Então, os autores propõem um modelo de cinco parâmetros que utiliza dados fornecidos pelo

fabricante, considerando os efeitos causados pela radiação solar e a temperatura da célula com equações semi-empíricas para prever os pontos de operação do PV.

Di Piazza et al. [21] propõem uma modelagem de fontes PV considerando o método de identificação dos parâmetros através de regressão linear dos mínimos quadrados (LSR). Com base nos dados experimentais da radiação solar, temperatura da célula, tensão e correntes em MPP para dado PV, são definidas as funções de correlação entre as quantidades consideradas.

Saloux et al. [12] fazem uma formulação explícita para o MPP do PV desconsiderando os efeitos causados pelas resistências série e paralela. O método possibilita que a corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, MPP da célula e condições de operação ideal da célula ideal sejam determinados. Este modelo permite ainda a verificação dos efeitos da temperatura do painel e da radiação solar sobre os parâmetros da célula.

Khezzar et al. [22] fazem uma comparação entre métodos para a determinação dos parâmetros internos do modelo de PV de 4 parâmetros o qual desconsidera a influência da resistência paralela. O objetivo principal é verificar qual é o método mais preciso. Dentre os métodos comparados estão o método de inclinação (tangente) em determinado ponto na curva $V \times I$, o método explícito simplificado e o método iterativo.

Farret et al. [13] apresentam uma metodologia para obter os principais parâmetros de painéis solares e conversores de potência em sistemas fotovoltaicos com o objetivo de obter o MPP fornecido pelo PV à rede elétrica ou à carga.

Villalva et al. [23] propõem um método de modelagem e simulação de PVs cujo objetivo é encontrar os parâmetros de uma equação não linear ajustando a curva $V \times I$ sobre três pontos, sendo estes os pontos de circuito aberto, potência máxima e curto-circuito. Tendo em conta estes três pontos, o método localiza a melhor equação para o modelo PV com um diodo, incluindo o efeito das resistências série e paralela, além das garantias de que a potência máxima do modelo coincida com a potência máxima real.

Chan et al. [15] fazem estudo comparativo de três métodos de extração de parâmetros de células solares do modelo de PV com um diodo: o método de ajuste de curvas, o método iterativo de 5 pontos e o método analítico de 5 pontos. Ambos os métodos de 5 pontos são considerados mais confiáveis e precisos, porém o método analítico de 5 pontos é bem mais simples comparado ao método iterativo. Assim, no estudo desenvolvido nesta dissertação, esse método foi utilizado para determinação dos parâmetros internos do PV, uma vez que propicia uma grande precisão na modelagem proposta no capítulo 3 deste trabalho.

2.2 Revisão sobre esfriamento de painéis fotovoltaicos com fluido

Nesta seção são apresentados trabalhos referentes à PVs que utilizam água com o objetivo de aumentar a potência elétrica e aproveitar a potência térmica gerada. Em alguns destes casos são utilizados EGS.

Tripanagnostopoulos et al. [10] apresenta um conjunto de sistemas solares híbridos, que consiste de módulos fotovoltaicos, coletores térmicos acoplados ao PV e concentradores. Tripanagnostopoulos et al. [10] afirmam que a radiação solar aumenta a temperatura de módulos fotovoltaicos, resultando numa queda da sua eficiência elétrica. Os autores afirmam ainda que a energia térmica extraída possa ser usada para aumentar os rendimentos elétrico e térmico do PV.

Odeh et al. [25] concordam e afirmam que uma forma eficaz de melhorar a eficiência e reduzir a taxa de degradação térmica de um painel PV é através da redução da temperatura operacional de sua superfície. Os autores propõem um sistema de bombeamento de água em conjunto com um PV onde é feita uma investigação de longo prazo sobre rendimento elétrico do PV, não havendo qualquer referência ao aproveitamento da energia térmica gerada. O sistema consiste de um módulo fotovoltaico arrefecido por água, uma bomba hidráulica submersível e um tanque de armazenamento de água.

Ji et al. [26] propõem o uso da energia solar fotovoltaica com bombeamento de calor que retira parte da energia térmica armazenada no PV. Neste estudo é feita uma análise do coeficiente de desempenho (COP) utilizado para determinar o aproveitamento térmico em sistemas utilizando bombas de calor e o aumento do rendimento elétrico do PV. No entanto, não há uma afirmação sobre o impacto causado pela utilização de bombeamento de calor sobre o consumo de energia elétrica.

Xu et al. [3] propõem PVs com concentradores solares em conjunto com um sistema de bombeamento de calor. Os autores fizeram uma análise da influência da temperatura sobre o rendimento elétrico do PV e também uma análise referente ao coeficiente de desempenho do sistema.

Bakker et al. [4] propõem uma combinação entre PVT e EGS com bombeamento de calor fazendo um estudo comparativo do desempenho e custos envolvidos. Em seguida, os autores apresentam simulações do rendimento térmico e da temperatura do solo ao longo de 10 anos. Neste caso, estas simulações podem servir como parâmetro para se projetar o comportamento do solo em longo prazo. O sistema proposto por Bakker et al. [4] utiliza bombeamento de calor aumentando o consumo de energia elétrica.

De acordo com Bahaidarah et al. [31], o desempenho do PV é fortemente dependente da sua temperatura de funcionamento. A maior parte da energia absorvida pelo painel é convertida em calor, que é normalmente não é utilizada. Bahaidarah et al. [31] estuda o desempenho de um sistema de refrigeração de PV através da transferência de água de um tanque isolado termicamente para o trocador de calor localizado na parte traseira do painel. Além disso, desenvolve um modelo numérico elétrico e térmico que utiliza vários parâmetros. Os resultados mostram que pode ocorrer um aumento de 9% na eficiência do PV. Como a água que resfria o PV vem de um tanque, esta não pode ser reaproveitada devido a seu aquecimento.

2.3 Revisão sobre energia geotérmica superficial

Nesta seção discutem-se os trabalhos que envolvem o uso de EGS para diversas finalidades, exceto em conjunto com PVs que foram apresentadas na seção anterior. Estes trabalhos fornecem dados referentes à temperatura do solo em função da profundidade, capacidade térmica e troca do calor geotérmico.

Hepbasli [24] trata da modelagem e avaliação de desempenho exergético do tanque de água quente aquecida através da energia solar integrada ao bombeamento de calor geotérmico superficial (GSHP) para residências assim como Bakker et al. [4], o que demanda maior consumo de energia comparado ao sistema proposto nesta dissertação.

Dutra [27] faz uma descrição de como se projetar a capacidade térmica considerando as resistências térmicas do subsolo, espessura da parede da mangueira e água de circulação.

Midttømme et al. [28] propõem um estudo sobre um sistema combinando o armazenamento de energia no subsolo e bombeamento de calor para o subsolo. Os autores afirmam que o subsolo possui uma grande capacidade de armazenar tanto o calor quanto o frio de acordo com a estação do ano. Então se pode concluir que a temperatura a poucos metros varia pouco durante o ano.

Wang et al. [29] apresentam uma análise do desempenho de um sistema composto por coletores solares térmicos, reservatório para armazenar a água aquecida, armazenamento de calor no subsolo e assim como Hepbasli [24] e Bakker et al. [4], também utiliza trocador de calor geotérmico com bombeamento de calor aumentando o consumo de energia elétrica.

Xia et al. [30], faz uma comparação entre alguns tipos de trocadores de calor enterrados que utilizam bombeamento de calor. No experimento, foram investigados o desempenho de transferência de calor do trocador e fatores que influenciam o seu

desempenho como o tipo de trocador de calor, a velocidade da água, temperatura da água de entrada e modo de operação que pode ser contínuo ou intermitente.

2.4 Resumo do capítulo

Neste capítulo foram feitas revisões referentes às pesquisas realizadas sobre modelagem de PVs, aumento de rendimento de PVs através de circulação de água e sobre energia geotérmica superficial.

Com relação à modelagem de PVs, observa-se que as soluções encontradas ou utilizam o modelo PV de 4 parâmetros, ou se utilizam de métodos com várias iterações ou ainda utilizam métodos que dependem de coeficientes que são obtidos somente com fabricantes. Logo, este estudo apresenta um método para a obtenção do MPP para o modelo PV de 5 parâmetros com uma única iteração considerando apenas a influência destes.

Quanto aos estudos para o esfriamento de PVs com água observa-se que em muitos casos foram utilizados bombas de calor, especialmente nos casos onde se utiliza EGS. Portanto, o que diferencia este estudo com relação aos demais trabalhos realizados é que nesta dissertação propõe-se o uso de EGR sem bombeamento de calor para complementar o esfriamento de PVs por circulação de água em um circuito fechado. Isto significa que a água de circulação não aquece de modo a evitar a saturação da troca de calor com o PV. Além disso, este estudo mostra que mesmo com EGR a água pode ser aquecida e aproveitada para reduzir a carga de chuveiros elétricos.

3 MODELAGEM DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

3.1 Introdução

Um painel fotovoltaico de silício policristalino é um dispositivo que converte a energia vinda do sol diretamente em energia elétrica. Assim como os diodos convencionais, uma célula fotovoltaica é formada por junções P-N.

Neste capítulo propõe-se a obtenção do rendimento e do ponto de máxima potência de um PV em função da radiação solar e da temperatura da sua superfície. Este método considera o modelo PV com um diodo e os efeitos causados pela presença das resistências série e paralela conforme ilustrado na figura 3.1. O objetivo deste estudo é estimar o quanto que a variação de temperatura de um PV pode influir em seu rendimento e na potência máxima gerada.

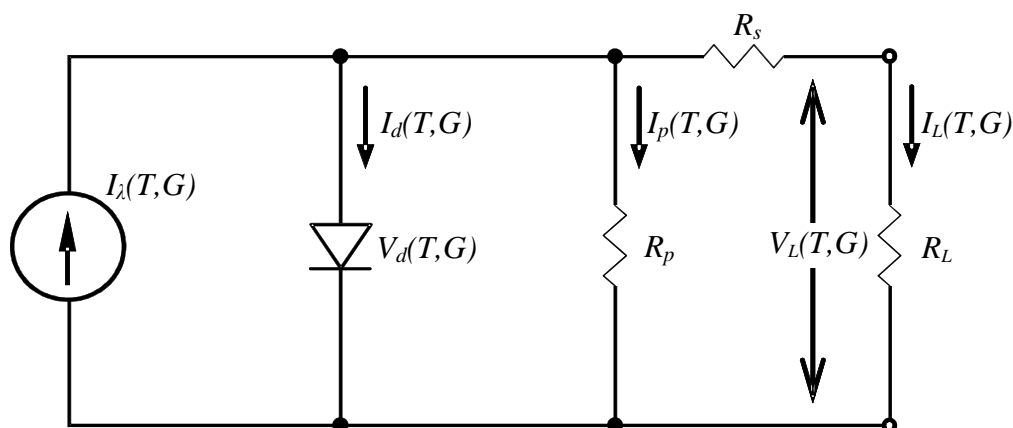
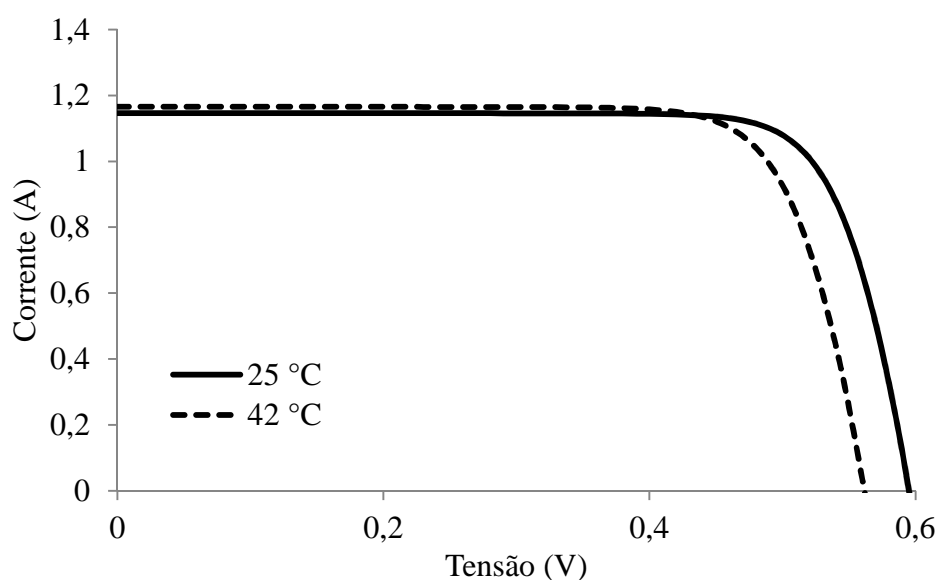


Figura 3.1 - Circuito equivalente de um PV com um diodo

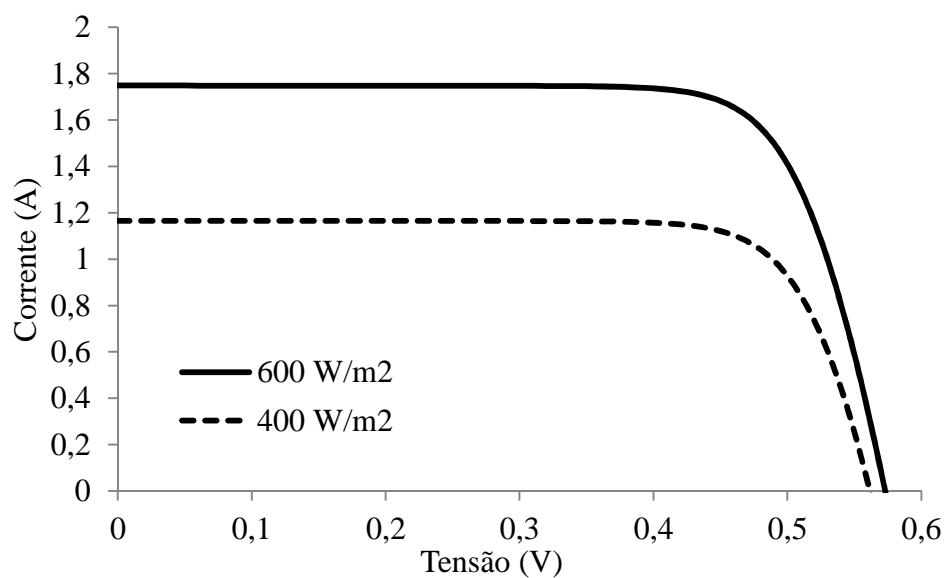
A figura 3.2 apresenta as curvas $V \times I$ características de uma célula fotovoltaica considerando os efeitos causados pela variação da radiação solar, da temperatura de sua superfície e das resistências série e paralela. Na figura 3.2 (a) observa-se que ao aumentar a temperatura da célula PV, ocorre um pequeno aumento na corrente de curto circuito e uma redução significativa da tensão de circuito aberto. Neste caso a potência máxima e, consequentemente o rendimento da célula fotovoltaica diminui. Na figura 3.2 (b) observa-se que ao aumentar a radiação solar, tanto a tensão de circuito aberto quanto a corrente de curto circuito aumentam, logo o rendimento da célula fotovoltaica também aumenta. A figura 3.2 (c) apresenta a influência causada pela variação da resistência série na curva $V \times I$ da célula fotovoltaica. Observa-se que esta resistência tem uma grande influência no MPP do PV de modo que quanto maior for esta resistência, menor é o valor do MPP. Além disso, observa-se

que a resistência série afeta diretamente os pontos localizados entre o MPP e o ponto correspondente a tensão de circuito aberto. Assim como a resistência série, a variação da resistência paralela também afeta o desempenho da célula como pode ser visto na figura 3.2 (d). Entretanto, o MPP sofre menos influência da resistência paralela comparada à resistência série. Por outro lado, verifica-se que valores muito baixos da resistência paralela afetam significativamente os pontos da curva entre o MPP e a corrente de curto-circuito.

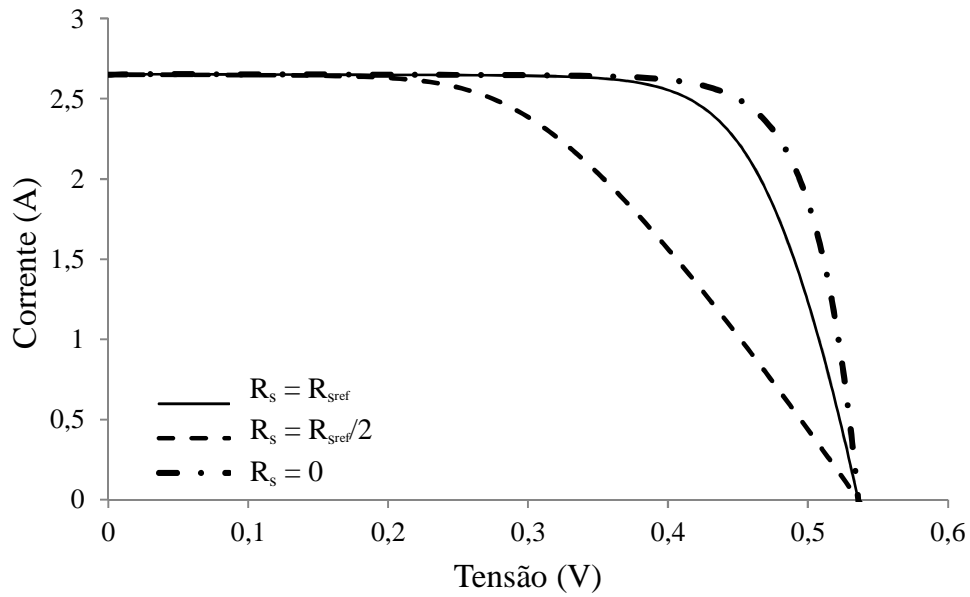
De acordo com (Farret. *et al.*, [8]), a curva $V \times I$ característica de uma célula fotovoltaica pode ser considerada como uma curva invertida do diodo. Então se pode afirmar que a variação da radiação desloca a curva $V \times I$ através do eixo da corrente.



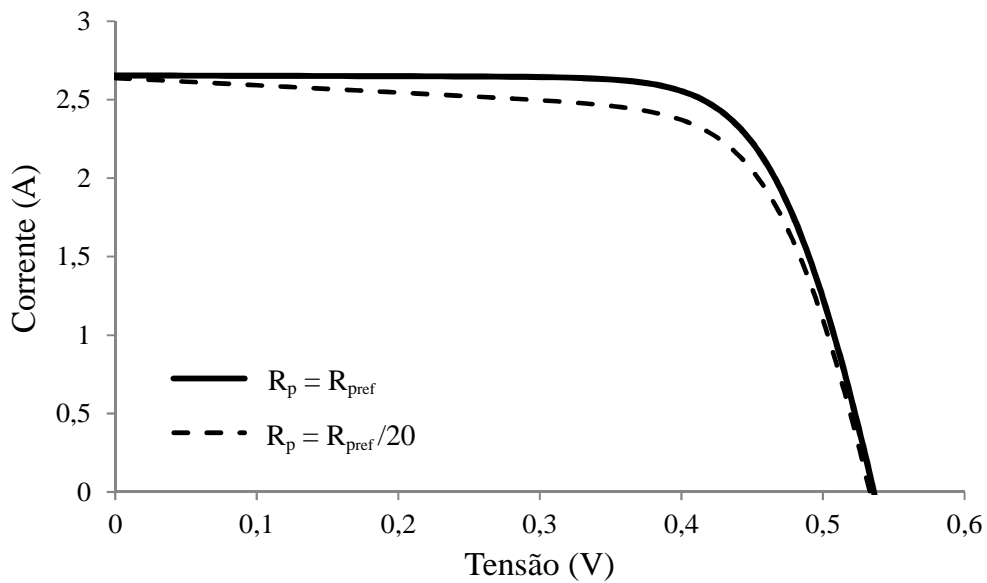
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 3.2 – Curvas VxI características de um PV. (a) Efeitos causados pela variação da temperatura. (b) Efeitos causados pela variação da radiação solar. (c) Influência da resistência série nas curvas VxI da célula fotovoltaica. (d) Influência da resistência paralela nas curvas VxI do PV

Analisando estas figuras, percebe-se a importância de se dimensionar corretamente estes parâmetros antes de estimar a variação do rendimento e da máxima potência do PV em função da temperatura e da radiação solar. Portanto um estudo para determinar a variação de rendimento em função da temperatura e da radiação solar tem um grande impacto na hora de se projetar um sistema de esfriamento de PVs. Nas próximas seções, é realizado

respectivamente o equacionamento de um PV típico de silício policristalino, simulações considerando as medições dos seus parâmetros internos tais como representados na figura 3.1 e conclusões referentes a este estudo.

3.2 Equacionamento do PV

Para o correto equacionamento da célula fotovoltaica tal como proposto nesta dissertação, primeiramente deve ser feitos alguns cálculos para obtenção da corrente de carga do PV operando em MPP para determinados valores de temperatura e radiação solar. De posse destas equações, a máxima potência de saída e o rendimento do PV são obtidos. Os cálculos foram feitos considerando as resistências série e paralela como independentes da temperatura e da radiação solar. Trata-se de um desenvolvimento longo e trabalhoso, porém de posse desta solução, as simulações tornam-se simples e rápidas permitindo inclusive análises em longo prazo como, por exemplo, estimativas diárias de geração de energia.

Assim, as equações para determinação da potência máxima da célula fotovoltaica são obtidas atendendo a duas condições:

- 1) derivação da equação de potência de saída igualando à zero;
- 2) obtenção da potência de saída da célula PV que depende apenas dos parâmetros da célula como indicados na figura 3.1.

Inicialmente é obtida uma expressão para a potência de saída da célula PV a partir das seguintes equações propostas por *Farret et al.*, [8] para a corrente de carga, corrente do diodo e a tensão do diodo respectivamente:

$$I_L(T, G) = I_\lambda(T, G) - I_d(T, G) - \frac{V_d(T, G)}{R_p} \quad (3.1)$$

$$I_d(T, G) = I_s(T) \left\{ e^{a(T)V_d(T, G)} - 1 \right\} \quad (3.2)$$

$$V_d(T, G) = V_L(T, G) + I_L(T, G)R_s \quad (3.3)$$

onde

G : radiação solar (W/m^2);

T : temperatura da célula fotovoltaica (K);

$I_\lambda(T, G)$: foto-corrente (A);

$I_d(T, G)$: corrente do diodo (A);

$I_L(T, G)$: corrente de carga (A);

$V_d(T, G)$: tensão do diodo (V);

$V_L(T, G)$: tensão de carga (V);

R_p : resistência paralela (Ω);

R_s : resistência série (Ω);

$a(T) = q / nkT$ (V^{-1});

n : fator de idealidade do diodo;

q : carga do elétron (C) ($1,6 \times 10^{-19}$ C);

k : constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$).

Como

$$P_L(T, G) = V_L(T, G) \cdot I_L(T, G) \quad (3.4)$$

então a potência de carga pode ser expressa por substituição das equações 3.1, 3.2 e 3.3 na equação 3.4, assim:

$$P_L(T, G) = V_L(T, G) \left\{ I_{\lambda}(T, G) - I_s(T) \left[e^{a(T) [V_L(T, G) + I_L(T, G) R_s]} - 1 \right] - \frac{V_L(T, G) + I_L(T, G) R_s}{R_p} \right\} \quad (3.5)$$

O máximo desta função é obtido através da derivada de $P_L(T, G)$ com relação à $V_L(T, G)$, logo:

$$\begin{aligned} \frac{dP_L(T, G)}{dV_L(T, G)} &= \frac{d}{dV_L(T, G)} [V_L(T, G) I_L(T, G)] \\ \frac{dP_L(T, G)}{dV_L(T, G)} &= \frac{dV_L(T, G)}{dV_L(T, G)} I_L(T, G) + V_L(T, G) \frac{dI_L(T, G)}{dV_L(T, G)} \\ \frac{dP_L(T, G)}{dV_L(T, G)} &= I_L(T, G) + V_L(T, G) \frac{dI_L(T, G)}{dV_L(T, G)} \end{aligned} \quad (3.6)$$

No ponto de máxima potência, esta derivada é igual à zero, então:

$$\begin{aligned} \frac{dP_{Lm}(T, G)}{dV_{Lm}(T, G)} = 0 &= I_{Lm}(T, G) + V_{Lm}(T, G) \frac{dI_{Lm}(T, G)}{dV_{Lm}(T, G)} \\ \frac{dI_{Lm}(T, G)}{dV_{Lm}(T, G)} &= -\frac{I_{Lm}(T, G)}{V_{Lm}(T, G)} = -\frac{1}{R_{Lm}(T, G)} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Através da figura 3.1 pode ainda ser observado que:

$$I_L(T, G) = I_\lambda(T, G) - I_d(T, G) - I_p(T, G) \quad (3.8)$$

$$\frac{dI_L(T, G)}{dV_L(T, G)} = 0 - \frac{dI_d(T, G)}{dV_L(T, G)} - \frac{dI_p(T, G)}{dV_L(T, G)} \quad (3.9)$$

Além disso, a corrente do diodo pode ser expressa por:

$$I_d(T, G) = I_s(T) \left\{ e^{a(T) [V_L(T, G) + I_L(T, G) R_s]} - 1 \right\} \quad (3.10)$$

Outro fator que afeta diretamente o MPP é a foto-corrente que é igual a:

$$I_\lambda(T, G) = \left[I_{\lambda_o} + \alpha(T - T_o) \right] \frac{G}{G_o} \quad (3.11)$$

onde

I_{λ_o} : foto-corrente nominal (A);

α : coeficiente de temperatura da foto-corrente (A/K);

T_o : temperatura nominal (K);

G_o : radiação solar nominal (W/m²).

Em (3.11) observa-se que a foto-corrente praticamente varia proporcionalmente com a variação da radiação solar, pois o coeficiente α geralmente assume valores muito pequenos comparados com as outras variáveis desta equação. Neste caso, os valores da foto-corrente são considerados idênticos aos valores da corrente de curto-circuito.

A derivada da equação (3.9) pode ser resolvida através das seguintes expressões:

$$\frac{dI_d(T, G)}{dV_L(T, G)} = a(T) I_s(T) \left\{ e^{a(T) [V_L(T, G) + I_L(T, G) R_s]} \right\} \left[1 + R_s \frac{dI_L(T, G)}{dV_L(T, G)} \right] \quad (3.12)$$

$$\frac{dI_p(T, G)}{dV_L(T, G)} = \frac{1}{R_p} \frac{dV_d(T, G)}{dV_L(T, G)} = \frac{1}{R_p} \frac{d[V_L(T, G) + I_L(T, G) R_s]}{dV_L(T, G)}$$

$$\frac{dI_p(T, G)}{dV_L(T, G)} = \frac{1}{R_p} \left[1 + R_s \frac{dI_L(T, G)}{dV_L(T, G)} \right] \quad (3.13)$$

Então, substituindo os resultados das equações (3.12) e (3.13) em (3.9) obtém-se:

$$\frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} = \frac{\alpha(T)I_s(T)e^{\alpha(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} + \frac{1}{R_p}}{1 + \alpha(T)R_sI_s(T)e^{\alpha(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} + \frac{R_s}{R_p}} \quad (3.14)$$

A dedução completa da equação (3.14) é apresentada no apêndice A.1. Para o MPP, substitui-se a equação (3.6) na equação (3.14), obtendo-se:

$$\frac{dI_{Lm}(T,G)}{dV_{Lm}(T,G)} = \frac{\alpha(T)I_s(T)e^{\alpha(T)[V_{Lm}(T,G)+I_{Lm}(T,G)R_s]} + \frac{1}{R_p}}{1 + \alpha(T)R_sI_s(T)e^{\alpha(T)[V_{Lm}(T,G)+I_{Lm}(T,G)R_s]} + \frac{R_s}{R_p}} = \frac{I_{Lm}(T,G)}{V_{Lm}(T,G)} = \frac{1}{R_{Lm}(T,G)} \quad (3.15)$$

Definindo:

$$V_L(T,G) + I_L(T,G)R_s = I_L(T,G)[R_L(T,G) + R_s] \quad (3.16)$$

e substituindo (3.16) em (3.15), obtém-se:

$$R_{Lm}(T,G) = \frac{1 + \alpha(T)R_sI_s(T)e^{\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} + \frac{R_s}{R_p}}{\alpha(T)I_s(T)e^{\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} + \frac{1}{R_p}} \quad (3.17)$$

O próximo passo é isolar o termo exponencial da equação (3.17)

$$\alpha(T)R_{Lm}(T,G)I_s(T)e^{\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} + \frac{R_{Lm}(T,G)}{R_p} = 1 + \alpha(T)R_sI_s(T)e^{\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} + \frac{R_s}{R_p}$$

$$[R_{Lm}(T,G) - R_s]\alpha(T)I_s(T)e^{\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} = \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{R_p}$$

$$e^{\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} = \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T)R_pI_s(T)[R_{Lm}(T,G) - R_s]} \quad (3.18)$$

Fazendo o logaritmo de toda a equação (3.18)

$$\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G) + R_s] = \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T)R_pI_s(T)[R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\}$$

e isolando a corrente de carga em MPP $I_{Lm}(T,G)$ vem:

$$I_{Lm}(T,G) = \frac{1}{\alpha(T)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} \ln \left\{ \frac{R_p+R_s-R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T)R_p I_s(T)[R_{Lm}(T,G)-R_s]} \right\} \quad (3.19)$$

Ainda, uma segunda expressão para a corrente de carga em MPP pode ser obtida substituindo (3.16) em (3.1)

$$I_{Lm}(T,G) = I_\lambda(T,G) - I_s(T) \left\{ e^{\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} - 1 \right\} - \frac{I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]}{R_p}$$

$$I_{Lm}(T,G) \left\{ 1 + \frac{R_{Lm}(T,G)+R_s}{R_p} \right\} = I_\lambda(T,G) - I_s(T) \left\{ e^{\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} - 1 \right\}$$

$$I_{Lm}(T,G) = \frac{I_\lambda(T,G) - I_s(T) \left\{ e^{\alpha(T)I_{Lm}(T,G)[R_{Lm}(T,G)+R_s]} - 1 \right\}}{1 + \frac{R_{Lm}(T,G)+R_s}{R_p}} \quad (3.20)$$

As equações (3.19) e (3.20) formam um conjunto com dois termos desconhecidos, onde deve ocorrer uma única solução para a corrente e a resistência de carga. A resolução deste sistema de equações é bem trabalhosa sendo então apresentada em detalhes no apêndice A.2. Então, apresenta-se abaixo somente a solução deste sistema como expressa por:

$$R_{Lm}(T,G) = \frac{K_1(T,G)R_p + \sqrt{K_1^2(T,G)R_p^2 + 4K_2(T,G)\{K_2(T,G)R_s^2 - [K_1(T,G)-2]R_pR_s\}}}{2K_2(T,G)} \quad (3.21)$$

onde

$$K_1(T,G) = \ln \left\{ \frac{R_p+R_s-R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T)R_p I_s(T)(R_{Lm}(T,G)-R_s)} \right\} + 1 \quad (3.22)$$

$$K_2(T,G) = [I_\lambda(T,G) + I_s(T)]\alpha(T)R_p + 2 - K_1(T,G) \quad (3.23)$$

Assim, as equações (3.19), (3.21), (3.22) e (3.23) formam uma solução transcendental para a obtenção do rendimento e da máxima potência de um PV. Neste caso, o cálculo de $R_{Lm}(T,G)$ requer o uso de métodos numéricos que muitas vezes dependem da utilização de programas computacionais através de várias iterações, que dependendo das condições iniciais podem chegar a milhares, para obter o valor correto. Deste modo, para análises mais extensas como a projeção diária de potência máxima, este método iterativo pode se tornar bastante

lento. Para resolver este problema, a seguir é apresentado um método para se calcular $R_{Lm}(T,G)$ com apenas uma iteração, escolhendo um valor inicial próximo ao valor real.

De acordo com (Saloux et al., [12])

$$\frac{1}{R_{Lm}(T,G)} = -\frac{dI_{Lm}(T,G)}{dV_{Lm}(T,G)} \approx \frac{I_{sc}(T,G)}{V_{oc}(T,G)} \quad (3.24)$$

Além disso, a figura 3.3 mostra a curva VxI característica de uma célula fotovoltaica simulada a partir dos parâmetros internos apresentados na tabela 3.1. Nesta figura estão incluídos os valores do inverso da resistência de carga em MPP e do ponto correspondente ao valor da corrente de curto-circuito dividida pela tensão de circuito aberto. Verifica-se neste caso que ambas as inclinações estão muito próximas.

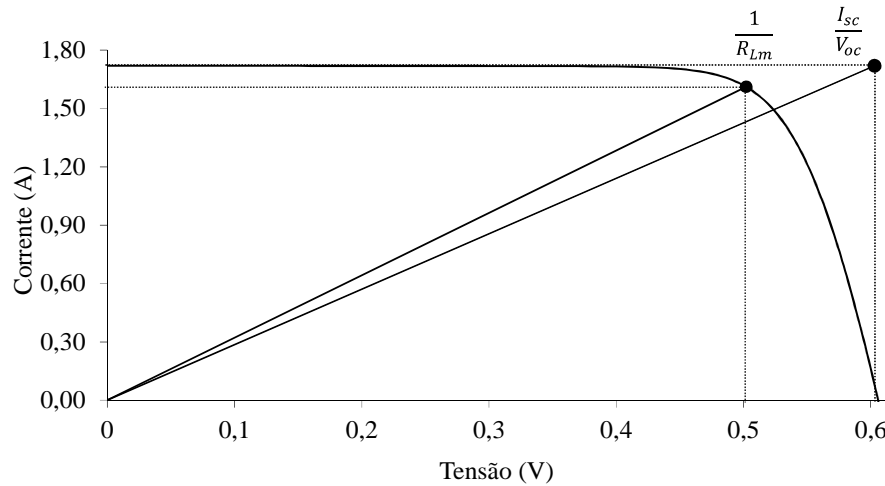


Figura 3.3 – Curva VxI do PV e inclinação da resistência de carga em MPP e do valor correspondente à divisão da corrente de curto-circuito pela tensão de circuito aberto

Então, repondo a equação (3.10) em (3.1), obtém-se

$$V_{oc} \approx \frac{1}{a(T)} \ln \left\{ \frac{I_{\lambda}(T,G)}{I_s(T)} + 1 \right\} \quad (3.25)$$

Sabendo ainda que a corrente de curto-circuito é muito próxima à foto-corrente

$$I_{sc} \approx I_{\lambda} \quad (3.26)$$

Substituindo a equação (3.24) na equação (3.22) chega-se a seguinte expressão

$$K_1(T,G) = \ln \left\{ \frac{a(T)I_{\lambda}(T,G)(R_p + R_s) - \ln \left(\frac{I_{\lambda}(T,G)}{I_s(T)} + 1 \right)}{a(T)R_p I_s(T) \left[\ln \left(\frac{I_{\lambda}(T,G)}{I_s(T)} + 1 \right) - a(T)I_{\lambda}(T,G)R_s \right]} \right\} + 1 \quad (3.27)$$

Deste modo, utilizando as equações (3.19), (3.21), (3.27) e (3.23), pode-se calcular a máxima potência e o rendimento elétrico de um PV diretamente através do quadrado da corrente de carga vezes a resistência dividido pela área efetiva vezes a radiação solar.

$$P_{Lm}(T, G) = I_{Lm}^2(T, G) R_{Lm}(T, G) \quad (3.28)$$

$$\eta_e(T, G) = \frac{P_{Lm}(T, G)}{A_{pv} G} \quad (3.29)$$

Eventuais erros causados pela aproximação da equação (3.24) são minimizados devido à tendência dos valores convergirem durante o cálculo do logaritmo na equação (3.27).

3.3 Simulações

A partir do equacionamento apresentado na seção anterior, são feitas diversas simulações com células PVs com o objetivo de mostrar a influência da radiação solar, da temperatura e das resistências série e paralela no rendimento e na máxima potência do PV. Todas as simulações apresentadas nesta seção consideram os valores dos parâmetros internos do PV modelo ProCharger 4JF da Siemens apresentados na tabela 3.1 que foram obtidos por experimentos realizados nos laboratórios do CEESP através dos métodos descritos por (*Chan et al., [15]*). Os detalhes deste experimento são apresentados no Apêndice A. Este modelo é composto por 36 células fotovoltaicas ligadas em série.

A seguir são apresentadas as simulações das curvas VxI, do rendimento e da máxima potência respectivamente.

Tabela 3.1 – Valores dos parâmetros internos do PV obtidos no CEESP

Parâmetro	Valor
$A_{pv} (m^2)$	0.454
$G_o (W/m^2)$	1140
$T_o (K)$	325,82
$R_p (\Omega)$	16
$R_s (\Omega)$	0,022
$I_{\lambda o} (A)$	4.76
$I_{so} (A)$	$1,55 E^{-6}$
n	1,31
α	0,0010

3.3.1 Rendimento elétrico

O rendimento elétrico de um PV é definido como a razão entre a potência elétrica gerada pelo PV dividida pela área das células fotovoltaicas e pela radiação solar incidente. Nesta subseção são apresentadas as simulações referentes à variação do rendimento do PV em função da temperatura e da radiação solar em MPP obtido através da equação (3.29).

A figura 3.4 apresenta a variação do rendimento do PV em função da temperatura considerando os dados da tabela 3.1 e as radiações solares de 800 e 1000 W/m².

Observa-se que o rendimento do PV varia proporcionalmente mais de 35% para ambas as radiações solares quando a temperatura do PV varia 60 °C. Neste caso verifica-se a importância de se manter o PV exposto a menor temperatura possível.

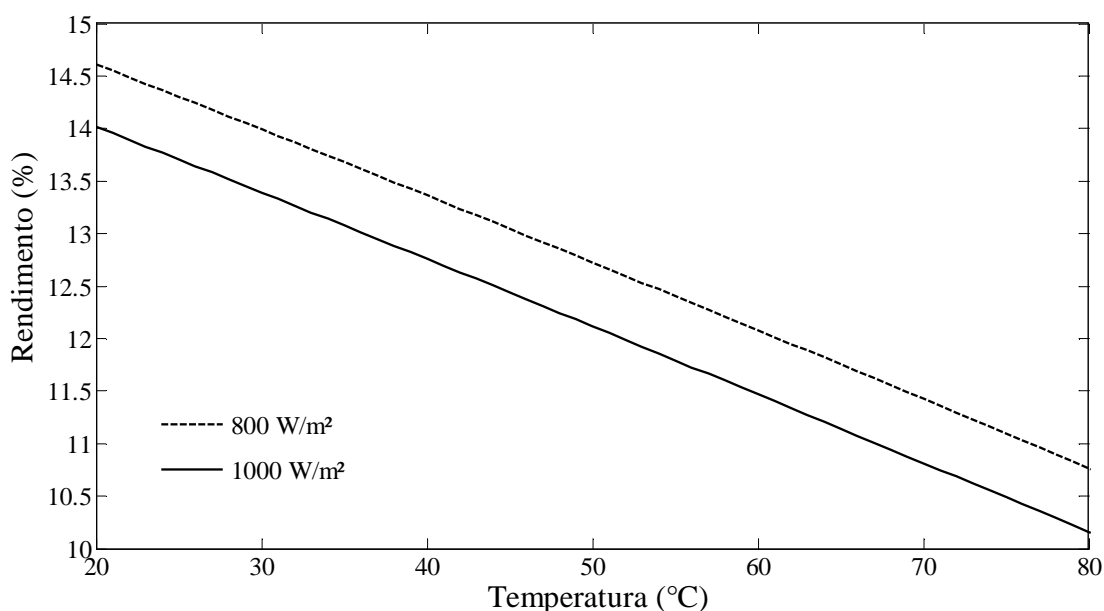


Figura 3.4 – Rendimento do PV em função da temperatura

A figura 3.5 apresenta uma comparação entre o modelo proposto que utiliza o equacionamento apresentado na seção anterior e o método iterativo. Como o modelo proposto utiliza apenas uma iteração para se encontrar o MPP e a diferença encontrada nas medições entre os dois métodos são mínimas, este leva uma grande vantagem com relação ao método iterativo, pois dispensa o uso de métodos computacionais em alguns casos ou demanda muito menos tempo para casos em que se necessita a projeção em longo prazo.

Além da variação de temperatura, outro parâmetro levantado nesta subseção é a variação da radiação solar incidente. A figura 3.6 apresenta a variação do rendimento do PV em função da variação da radiação solar considerando temperaturas de 30 e 70 °C.

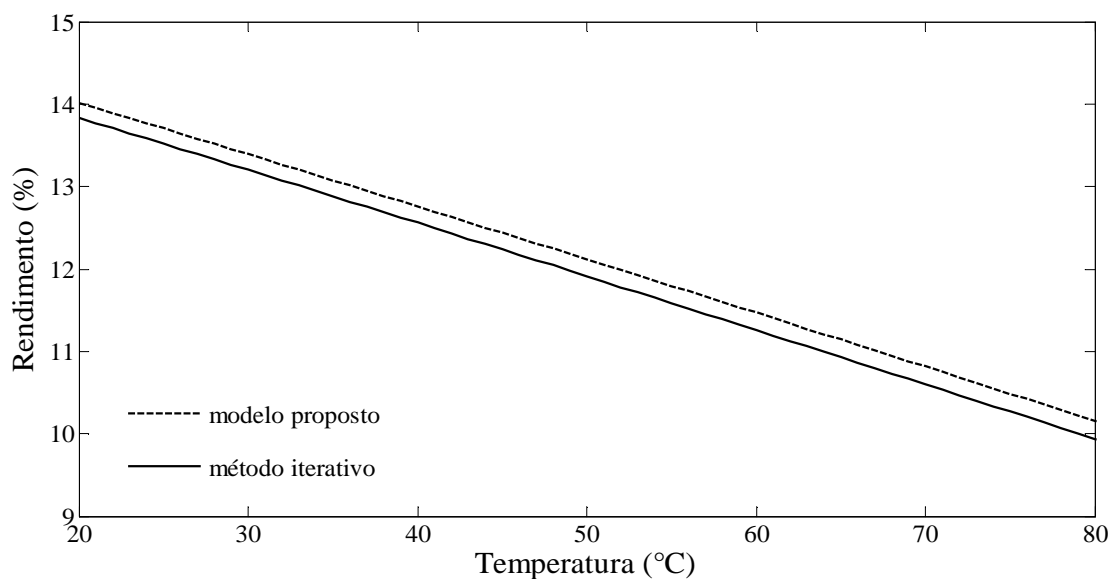


Figura 3.5 – Rendimento do PV em função da temperatura considerando o método proposto e modelo iterativo clássico para uma radiação de 1000 W/m^2

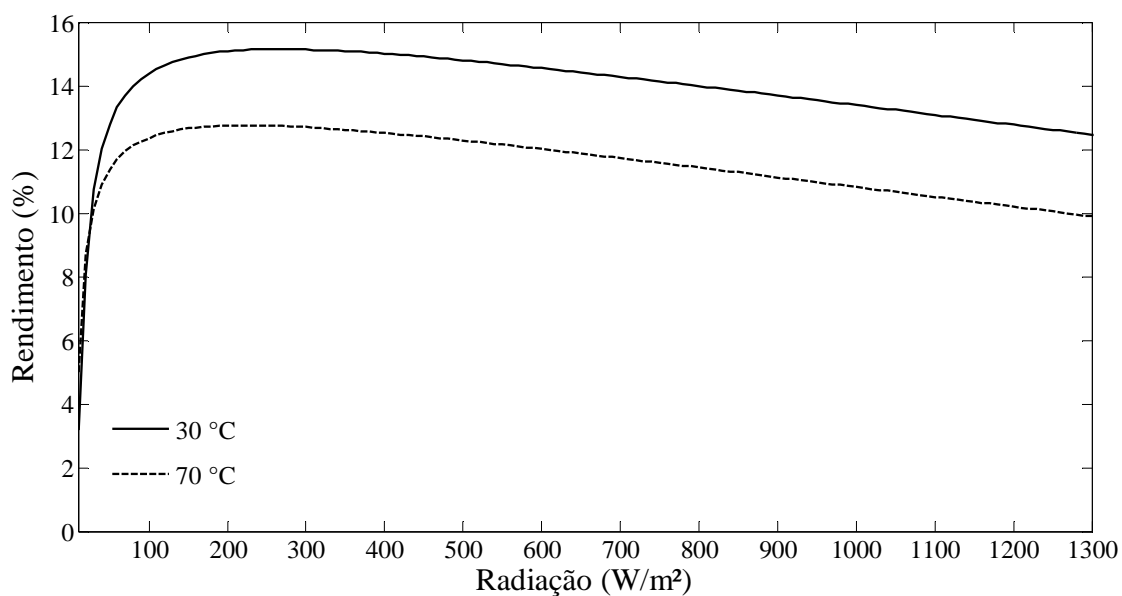


Figura 3.6 – Rendimento do PV em função da radiação solar

Como pode ser visto para radiações mais elevadas o ganho de rendimento é de aproximadamente 25% quando a temperatura diminui de $70 \text{ }^\circ\text{C}$ para $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Observa-se também que o rendimento aumenta até um valor máximo entre 200 e 300 W/m^2 e após este valor há um decaimento lento. Verifica-se ainda que em radiações superiores a 300 W/m^2 a diferença de rendimento é aproximadamente constante.

3.3.2 Máxima potência

Nesta subseção são apresentados os resultados das simulações referentes à máxima potência do PV definida na seção anterior através da equação (3.28) multiplicada pelas suas 36 células. A figura 3.7 mostra a variação da máxima potência em função da temperatura do PV considerando valores de radiação solar de 800 e 1000 W/m². Pode ser observado nesta figura que a máxima potência do PV para uma radiação de 1000 W/m² aumenta mais de 15 W quando a temperatura diminui de 80 °C para 20 °C. Isto mostra a importância que a temperatura exerce sobre o desempenho de um PV, isto é, quanto menor for a temperatura, maior é a máxima potência fornecida pelo PV.

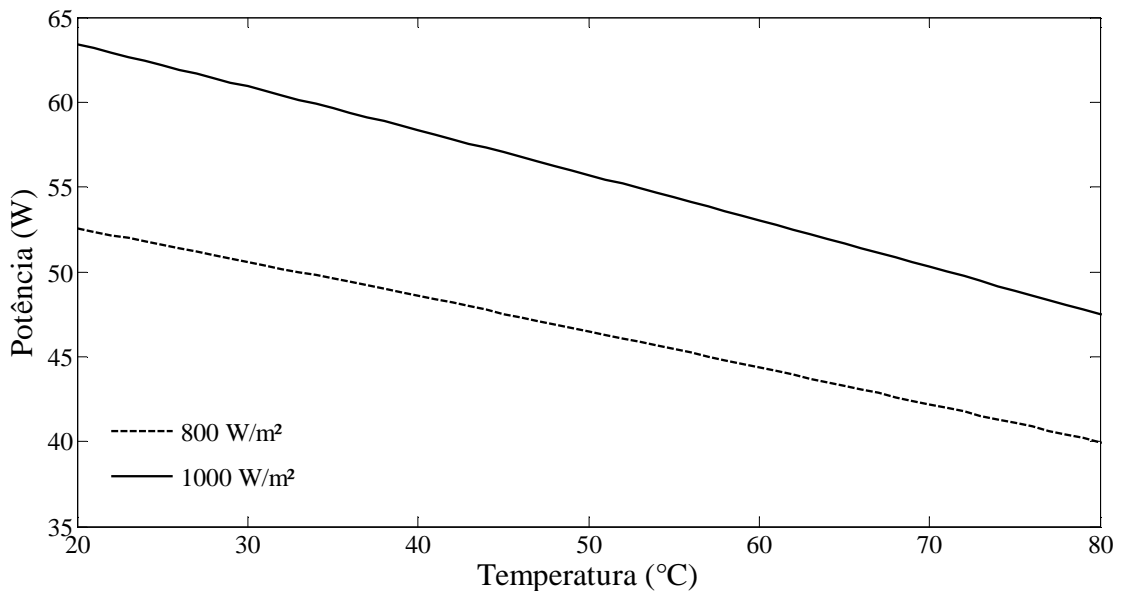


Figura 3.7 – Máxima potência do PV em função da temperatura

Por fim, a figura 3.8 ilustra a variação da máxima potência em função da radiação solar, considerando as temperaturas de 30 °C e 70 °C. Nesta figura fica mais claro o quanto que se ganha de potência para uma variação agora de 40 °C para cada valor de radiação solar incidente no PV. Ao se analisar esta figura, verifica-se que quanto maior for a radiação solar, maior é o ganho de potência do PV. Então considerando estes dados, os trocadores de calor para esfriamento de PV são recomendáveis somente para radiações solares mais elevadas caso o interesse principal seja aumentar o rendimento elétrico do PV.

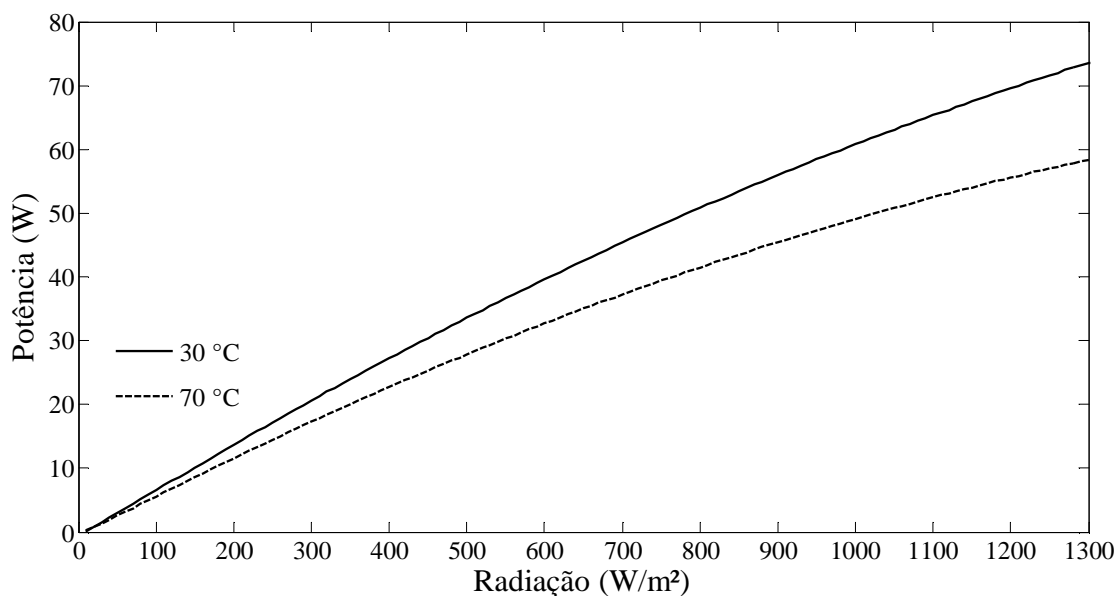


Figura 3.8 – Máxima potência do PV em função da radiação solar

3.4 Resumo do capítulo

Neste capítulo apresenta-se o modelamento de uma célula fotovoltaica com o objetivo de se estabelecer o aumento do rendimento e máxima potência em função da variação da temperatura das células e da radiação solar incidente. Este estudo aponta ainda as condições ideais para o uso de um sistema de esfriamento de PV.

O equacionamento do PV apresentado mostra que além da temperatura das células e da radiação solar, os diversos parâmetros internos do PV como as resistências série e paralela exercem influência direta no seu desempenho. Então, para obter uma correta estimativa do aumento de rendimento, estes parâmetros devem ser corretamente dimensionados.

Quanto ao rendimento de PVs, as simulações apresentadas mostram que o ganho poder ser de mais de 20% dependendo da variação térmica. Isto significa que um PV pode operar em pontos mais próximos a valores nominais fornecidos pelos fabricantes.

Com relação à máxima potência, as simulações apresentadas mostram que o ganho pode ser superior a 22 % para uma variação térmica de $60\text{ }^\circ\text{C}$ e radiação térmica de $1000\text{ }W/m^2$ e a 20 % para uma variação de $40\text{ }^\circ\text{C}$ e radiações solares mais elevadas. Os resultados apresentados indicam que ao se projetar um sistema de esfriamento, este deve entrar em funcionamento somente para valores mais elevados de radiação solar, uma vez que o ganho de rendimento elétrico em PVs aumenta com o aumento da radiação incidente.

4 DESCRIÇÃO DOS TROCADORES DE CALOR

4.1 Introdução

Apresenta-se neste capítulo um estudo referente às trocas de calor que são utilizadas nesta dissertação. Para construir um protótipo que aproveite o calor gerado, como é o caso do esfriamento de PV proposto, é fundamental que se conheçam os tipos de troca de calor que podem ser utilizados e quanto de calor pode ser aproveitado em cada um dos componentes a serem implementados.

Existem 3 tipos de troca de calor, sendo que todos estes tipos são utilizados neste trabalho, dentre eles:

- 1) Troca de calor por condução: ocorre entre dois materiais sólidos, líquidos e ou gasosos que estão em contato um com o outro sem que ocorra movimentação de massa. Para o protótipo deste trabalho descrito no capítulo 6, esta troca ocorre entre o solo e a mangueira e entre a água e o reservatório;
- 2) Troca de calor por convecção: ocorre entre dois fluidos ou entre um fluido e um material sólido através do movimento de um material líquido ou gasoso. Neste trabalho, a troca de calor ocorre entre a água e mangueira, entre a água e a superfície da parte de trás do PV uma vez que haja movimentação de água entre estes trocadores de calor e entre o reservatório e o ar ambiente;
- 3) Troca de calor por radiação: ocorre através da absorção e ou emissão de radiação por um material qualquer, transformando a mesma em calor. Para este trabalho, considera-se a troca de calor entre o Sol e a superfície total do PV, especialmente as células fotovoltaicas, por possuírem coloração mais escura, tendendo a absorver mais calor.

Analisando os três tipos de troca do calor, verificam-se para o protótipo proposto nesta dissertação e apresentado no capítulo 5, que no painel PV ocorrem trocas de calor por radiação e por convecção. Enquanto isso, no reservatório e no subsolo as trocas de calor são feitas por condução e por convecção.

Nas próximas seções são descritas em mais detalhes as 3 trocas de calor utilizadas neste trabalho apresentando as fórmulas mais fundamentais que permitem projetar o protótipo de esfriamento do PV com energia geotérmica conforme proposto neste trabalho.

4.2 Trocas de calor no PV

Nesta seção, é feita uma análise referente às trocas de calor que ocorrem no PV. No protótipo deste trabalho, o PV também funciona como um trocador de calor onde este é transferido do sol para o PV por radiação e do PV para a água por convecção uma vez que há movimento de água. Então, é fundamental que se conheça os princípios de transferência de calor.

Considerando um PV convencional exposto ao sol num ambiente externo com um dia ensolarado, além da troca de calor por radiação sol-PV, ocorre uma troca de calor por convecção e condução onde este é transferido do PV para o ar até que se chega a uma temperatura de equilíbrio. Além disso, ocorrem perdas por emissão de radiação do PV para o ar e reflexão. Neste caso, a potência elétrica gerada pelo PV pode ser expressa por:

$$P_L = \dot{Q}_i - \dot{Q}_{refl} - \dot{Q}_{ar} \quad (4.1)$$

onde

\dot{Q}_i : taxa de transferência de calor incidente (W);

\dot{Q}_{refl} : taxa de transferência de calor refletida (W);

\dot{Q}_{ar} : taxa de transferência de calor para o ar (W);

Observa-se que uma grande quantidade de energia é desperdiçada, pois o rendimento elétrico máximo de um PV de silício não passa dos 17 %. As perdas para o ar envolvem trocas de calor por convecção nas partes frontal e traseira do PV e por emissão de radiação. Então, o protótipo proposto visa também reduzir estas perdas.

Agora, considerando o protótipo apresentado no capítulo 5, a perda de calor para o ar é minimizada através do aproveitamento deste calor que é obtido através de troca de calor entre o PV e a água de circulação. Neste caso, esta energia pode ser aproveitada para outros fins como sua utilização em conjunto chuveiros elétricos, reduzindo o consumo de energia elétrica. Considerando estes aspectos, a equação (4.1) passa a ter a seguinte forma:

$$\dot{Q}_u = \dot{Q}_i - \dot{Q}_{rfl} - \dot{Q}_{ar} \quad (4.2)$$

onde

$\dot{Q}_u = \dot{Q}_{th} + P_L$: taxa de transferência de energia total absorvida pelo PV;

\dot{Q}_{th} : taxa de transferência de calor absorvida pelo PV;

A taxa de transferência de calor absorvida pelo PV depende dos materiais empregados e na forma que o trocador de calor é feito. Os detalhes da construção deste trocador de calor são apresentados no capítulo 5.

Nas equações (4.1) e (4.2), o termo \dot{Q}_i nada mais é que a radiação solar incidente multiplicado pela área efetiva do PV, logo:

$$\dot{Q}_i = A_{PV} G \quad (4.3)$$

4.2.1 Troca solar-térmica no PV

Este estudo visa identificar a quantidade de calor transmitida pelo sol e absorvida pelo PV. Para isto, são apresentadas as diversas equações referentes às trocas de calor por radiação e por convecção respectivamente. A figura 4.1 apresenta uma superfície parcialmente transparente para receber radiação. Observa-se que parte da luz incidente é absorvida, outra parte é refletida e o restante da luz é transmitido através do material. Assim como em boa parte dos materiais da natureza, no silício utilizado na fabricação de PVs ocorre somente a absorção e reflexão.

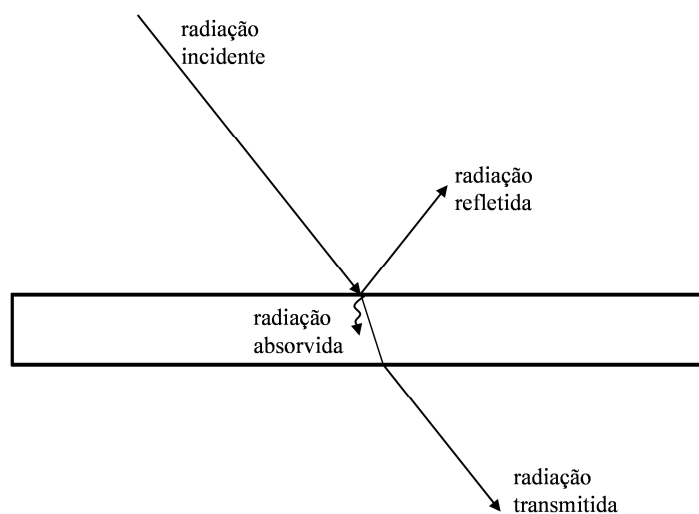


Figura 4.1 – Superfície parcialmente transparente recebendo radiação solar

Considera-se agora um corpo negro que emite energia de radiação por unidade de área. Esta energia é determinada pela lei de Stephan-Boltzmann expressa por:

$$E_b(T_b) = \sigma T_b^4 \quad (4.4)$$

onde

$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8}$ (W/m²K⁴): constante de Stephan-Boltzmann;

T : temperatura absoluta (K).

De acordo com (Çengel, [9], p. 690), a taxa de transferência de calor absorvida por uma superfície (W) através de radiação solar é obtida seguindo os seguintes passos:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_u &= A_s \{ \sum E_{abs} - \sum E_{em} \} \\ \dot{Q}_u &= A_s \{ E_{solar,abs} + E_{céu,abs} - E_{em} \} \\ \dot{Q}_u &= A_s \{ \alpha_s G_{solar} + \varepsilon \sigma T_{céu}^4 - \varepsilon \sigma T_s^4 \} \\ \dot{Q}_u &= A_s \alpha_s G_{solar} + A_s \varepsilon \sigma (T_{céu}^4 - T_s^4) \end{aligned} \quad (4.5)$$

onde

$\sum E_{abs}$: somatório das taxas de transferência de calor por área absorvidas pela superfície (W/m²);

$\sum E_{em}$: somatório das taxas de transferência de calor por área emitidas pela superfície (W/m²);

$E_{solar,abs}$: taxa de transferência de calor solar direta por área absorvida pela superfície (W/m²);

$E_{céu,abs}$: taxa de transferência de calor difusa por área absorvida pela superfície (W/m²);

E_{em} : taxa de transferência de calor por área emitida pela superfície (W/m²);

α_s : absorvidade solar da superfície;

ε : emissividade da superfície;

$T_{céu} = \left(\frac{G_{céu}}{\sigma} \right)^{-4}$: temperatura efetiva do céu (K);

$G_{céu}$: radiação solar difusa (W/m^2);

A_s : área da superfície (m^2);

T_s : temperatura da superfície (K).

Na equação (4.5), α_s representa a taxa de absorção da radiação solar pela superfície e ε representa a taxa de emissão de radiação por uma superfície qualquer comparada com um corpo negro que possui características ideais em transferências de calor por radiação. Estes valores dependem do tipo de material, dos comprimentos de onda da radiação e da temperatura em que se encontram. Assim, no capítulo 5 são feitas algumas estimativas destes valores para projetar o sistema proposto.

Sabe-se que um PV é composto por diversos materiais, dentre eles o silício cujos coeficientes elétricos variam significativamente com a temperatura. Então como há uma grande complexidade nestas medições, neste trabalho foram consideradas apenas as trocas de calor no silício que possui maior capacidade de absorver a radiação incidente.

4.2.2 Troca de calor entre PV e água de circulação

O objetivo agora é saber a quantidade de calor absorvida pelo PV que pode ser transferida para a água. Este estudo tem grande importância, pois a partir da medição da taxa de transferência de calor entre PV e água é feita a medição do rendimento térmico. Para a troca de calor, considera-se uma placa paralela à superfície do PV com bordas formando um sistema fechado, possuindo uma entrada e uma saída para circulação de água. No lado da superfície traseira do PV, a troca de calor é feita com água enquanto que a chapa possui isolamento térmico com o meio externo. Assim, de acordo com (Çengel, [9], p. 147), a taxa de transferência de calor para redes permanentes de resistência térmica generalizada é obtida por:

$$\dot{Q}_f = \frac{T_o - T_i}{R_{fluido}} \quad (4.6)$$

onde

T_o : temperatura de saída da água ($^{\circ}\text{C}$);

T_i : temperatura de entrada da água ($^{\circ}\text{C}$);

R_{fluido} : resistência térmica do fluido ($^{\circ}\text{C}/\text{W}$).

Na equação (4.6) é feita uma analogia entre sistemas térmicos e elétricos, onde se considera o efeito causado pela resistência térmica do fluido. Para este estudo, considera-se que a taxa de troca de calor correspondente é uma fração da taxa de transferência de calor absorvida pelo PV, então:

$$\dot{Q}_f = \gamma \dot{Q}_{th} \quad (4.7)$$

onde

γ : proporção de calor absorvido aproveitado pela água variando de 0 a 1.

A troca de calor por convecção entre o painel PV e a água envolve uma série de parâmetros de difícil determinação, por dependerem de vários fatores como o tipo de material, o formato do trocador de calor, diversas constantes e verificação do tipo de escoamento lamelar ou turbulento, tornando uma análise prática bastante complexa. Como a água flui com determinada vazão de massa e suas propriedades térmicas serem largamente difundidas, a resistência térmica para esta troca de calor pode ser expressa por:

$$R_{fluido} = \frac{1}{\dot{m}c} \quad (4.8)$$

onde

\dot{m} : vazão de massa do fluido (Kg/s);

c : calor específico.

O calor específico da equação (4.8) depende do tipo de fluido utilizado enquanto que a vazão de massa pode ser obtida calculando as taxas de transferência de calor envolvido no conjunto solar-PV-água. Juntando a equação (4.8) na equação (4.6) obtêm-se a equação clássica da termodinâmica para a taxa de transferência de calor expressa por

$$\dot{Q}_f = \dot{m}c(T_o - T_i) \quad (4.9)$$

Por outro lado, como a transferência de calor total que envolve esse sistema é feita entre o sol e a água de circulação, o rendimento do trocador de calor do PV leva em conta a radiação solar incidente, a área de superfície que absorve o calor e a taxa de transferência de calor para a água de circulação expressa por (4.6). Assim, o rendimento térmico deste trocador de calor pode ser obtido por:

$$\eta_T = \frac{\dot{Q}_f}{A_s G} \quad (4.10)$$

4.3 Trocas de calor no reservatório

Considera-se um reservatório de água qualquer onde ocorrem trocas de calor por condução e convecção. Estas trocas são de difícil determinação devido a diversas propriedades do reservatório e da água como as suas constantes térmicas e suas dimensões. Neste caso, deve-se procurar alguma forma alternativa para se determinar a taxa de transferência de calor deste conjunto. Então, (*Farret et al., [8]*) propuseram um meio simples de se calcular as transferências de calor que ocorrem em um reservatório termicamente isolado.

Assim, um reservatório termicamente isolado pode ser representado por um circuito térmico equivalente ilustrado na figura 4.2, onde a taxa de transferência de calor é dada por:

$$\dot{Q}_r = \dot{Q}_{r1} + \dot{Q}_{r2} \quad (4.11)$$

onde

\dot{Q}_{r1} : taxa de troca de calor capacitiva (W);

\dot{Q}_{r2} : taxa de troca de calor resistiva (W).

A energia térmica total que o reservatório de massa m_r é capaz de armazenar é igual a:

$$\Delta\dot{Q}_r = m_r c_r \Delta T_{r,ext} = \int \dot{Q}_r dt \quad (4.12)$$

onde

c_r : calor específico do reservatório (J/kg°C);

$C_r = m_r c_r$: capacitância térmica do reservatório (J/°C);

$\Delta T_{r,ext}$: diferença de temperatura através das paredes do reservatório (K).

Por outro lado, em regime permanente quando a temperatura interna do reservatório se estabiliza, a resistência térmica (°C/W) pode ser obtida diretamente através da seguinte expressão:

$$\dot{Q}_r = \dot{Q}_{r2} = R_r \Delta T_{r,ext}$$

$$R_r = \frac{\dot{Q}_r}{\Delta T_{r,ext}} \quad (4.13)$$

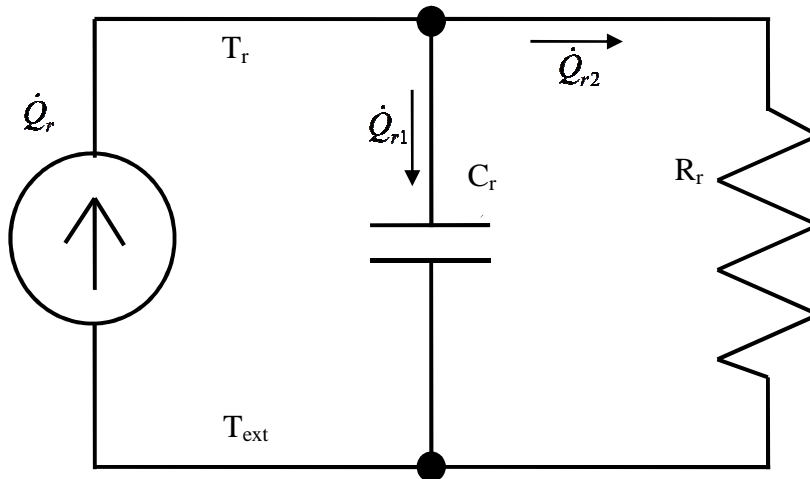


Figura 4.2 – Circuito equivalente térmico do reservatório de água

Neste caso, utilizando as equações (4.12) e (4.13), a diferença de temperatura entre as paredes podem ser expressas por:

$$\Delta T_{r,ext} = R_r \dot{Q}_{r2} = \frac{1}{C_r} \int \dot{Q}_{r1} dt_r \quad (4.14)$$

Derivando a equação (4.14)

$$R_r \frac{d\dot{Q}_{r2}}{dt_r} = \frac{\dot{Q}_{r1}}{C_r} \quad (4.15)$$

e juntando as equações (4.11), (4.13) e (4.15) obtêm-se:

$$\frac{\Delta T_{r,ext}}{\dot{Q}_r} = R_r (1 - e^{-t_r / R_r C_r}) = Z_{req} \quad (4.16)$$

4.4 Trocas geotérmicas de calor

Considera-se para as trocas geotérmicas de calor um conjunto de mangueiras enterradas a uma determinada profundidade. As trocas de calor no subsolo envolvem uma série de fatores como o tipo de solo e os materiais utilizados para os trocadores de calor e umidade. Quanto às mangueiras, deve ser levado em conta o material usado na fabricação, o comprimento, o diâmetro e sua espessura. Sabendo que o calor é sempre transferido dos pontos com maior energia térmica para os pontos com menor energia, ou seja, dos pontos mais quentes para os mais frios, as trocas de calor são feitas do seguinte modo no conjunto

subsolo-mangueira-água: da água para a mangueira por convecção e da mangueira para o subsolo por condução.

Na figura 4.3 é feita novamente uma analogia entre sistemas térmicos e elétricos, onde se observa que a troca de calor no subsolo envolve duas resistências por condução (terra e parede da mangueira) e uma resistência por convecção (água), onde todas estão ligadas em série. Assim, a resistência térmica total ($^{\circ}\text{C}/\text{W}$) é expressa pela soma destas resistências, logo:

$$R_{total} = R_{\acute{a}gua} + R_{parede} + R_{terra} \quad (4.17)$$

Conhecendo a resistência expressa pela equação (4.17), a taxa de transferência de calor no subsolo de acordo com (Çengel, [9], p. 147) vai ser dada por:

$$\dot{Q}_s = \frac{T_a - T_s}{R_{total}} \quad (4.18)$$

onde

T_a : temperatura da água suficientemente longe da terra ($^{\circ}\text{C}$);

T_s : temperatura da terra ($^{\circ}\text{C}$);

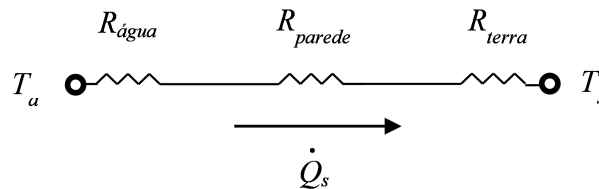


Figura 4.3 – Esquema elétrico equivalente para a troca de calor geotérmica

Por outro lado, uma resistência térmica em uma troca de calor por condução pode ser expressa por:

$$R = \frac{1}{SK} \quad (4.19)$$

onde

S : fator de forma de condução (m);

K : condutividade térmica do meio ($\text{Wm}^{-1}\text{C}^{-1}$).

O fator de forma apresentado na equação (4.19) depende de características geométricas do material envolvido. Neste estudo, para determinação do fator de forma considera-se somente a troca de calor entre as duas superfícies. A determinação deste valor é fundamental para poder estimar o quanto de calor pode ser transferido para o solo.

Assim, deve-se levar em conta o fator de forma na condução da troca de calor com a terra como se fosse um cilindro isotérmico de comprimento L e diâmetro D_o enterrado em um meio semi-infinito e profundidade z , onde $L \gg D_o$ e $z > 1,5D_o$. Para este caso, o fator de forma pode ser obtido através de (Çengel, [9], p. 175), logo o fator de forma e a resistência térmica são expressas respectivamente por:

$$S_{terra} = \frac{2\pi L}{\ln(4z / D_o)} \quad (4.20)$$

$$R_{terra} = \frac{\ln(4z / D_o)}{2\pi K_{terra} L} \quad (4.21)$$

Por outro lado, para a determinação do fator de forma e a resistência térmica da parede, se deve considerar o diâmetro interno D_i e externo D_o da parede da mangueira conforme ilustrado na figura 4.4. Então de acordo com (Çengel, [9], p. 176) o fator de forma e a resistência térmica são obtidas respectivamente através das seguintes expressões:

$$S_{parede} = \frac{2\pi L}{\ln(D_o / D_i)} \quad (4.22)$$

$$R_{parede} = \frac{\ln(D_o / D_i)}{2\pi K_{parede} L} \quad (4.23)$$

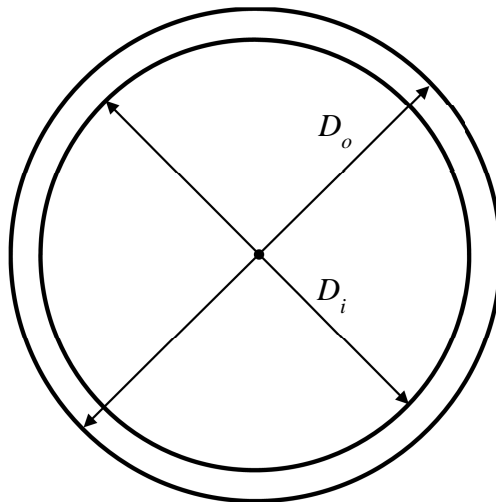


Figura 4.4 – Diâmetro interno e externo da mangueira

Resta agora saber qual o valor da resistência do fluido, sabendo que a troca de calor é feita por convecção. Assim como na seção anterior, este tipo de troca de calor requer uma série de equações, parâmetros e constantes. Todavia, para este caso onde a troca é por

circulação do fluido dentro de um cilindro, há um conjunto de equações que descrevem esta troca, obtidos no estudo realizado por (Dutra, [27]).

A resistência térmica do fluido é calculada pela seguinte expressão:

$$R_{\text{fluido}} = \frac{1}{hA} \quad (4.24)$$

onde

h : coeficiente de transferência de calor por convecção ($\text{Wm}^{-2}\text{C}^{-1}$);

$A = \pi DL$: área da superfície do trocador de calor (m^2).

O coeficiente h e os demais parâmetros que envolvem a troca de calor por convecção podem ser calculados como segue:

$$h = \frac{K_{\text{fluido}} N_u}{D_i} \quad (4.25)$$

$$N_u = 0,023 R_e^{0,8} P_r^n \quad (4.26)$$

$$R_e = \frac{VD}{\nu} \quad (4.27)$$

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (4.28)$$

onde

N_u : número de Nusselt, para escoamento completamente turbulento foi desenvolvido para tubos lisos com $n = 0,4$ para aquecimento e $0,3$ para resfriamento do fluido escoando através do tubo;

R_e : número de Reynolds;

P_r : número de Prandtl;

ν : viscosidade cinemática (m^2/s);

μ : viscosidade dinâmica ($\text{kg m}^{-1}\text{s}^{-1}$);

ρ : densidade do fluido (kg/m^3).

A equação (4.26) é conhecida como a equação Dittus-Boelter utilizada para escoamentos em tubos lisos.

4.5 Resumo do capítulo

Neste capítulo foram apresentadas as diversas formas de troca de calor e suas equações envolvidas neste estudo com o objetivo de se projetar um protótipo como o apresentado no capítulo 5. Foi possível verificar que as trocas de calor deste protótipo ocorrem entre o sol e o PV por radiação, entre o trocador de calor do PV e a água de circulação por convecção, entre a água e a mangueira por convecção e entre a mangueira e a terra por condução.

Observou-se que as trocas de calor envolvendo o PV são bastante complexas exigindo uma análise cuidadosa da radiação que é aproveitada para as gerações elétrica e térmica. Com relação à troca de calor entre o PV e a água, verificou-se que a taxa de troca para a água é uma fração da taxa de troca absorvida pelo PV uma vez que parte desta energia é perdida por convecção e condução para o ar e parte por emissão de radiação pelo PV.

No reservatório, para determinar a taxa de transferência de calor, deve-se levar em conta o circuito térmico equivalente. Esta análise facilita significativamente a medida dos parâmetros uma vez que considera a resistência e capacitância térmica deste circuito. Neste caso a resistência térmica pode ser medida em regime permanente onde a temperatura interna do reservatório se estabiliza.

Enquanto isso, nas trocas de calor envolvendo a energia geotérmica, observou-se que o sistema térmico formado pode ser abordado considerando o seu equivalente elétrico onde a taxa de transferência de calor pode ser obtida pela diferença de temperatura dividida pela resistência térmica total. Devem-se levar em conta as resistências da terra, da parede da mangueira e da água sendo que a troca de calor para os dois primeiros casos é feita por condução onde se deve determinar o valor do fator de forma. Já para a água, deve-se obter o coeficiente de transferência de calor por convecção h que depende de uma série de fatores.

A determinação destas taxas de transferência de calor é fundamental para que se possa estimar e projetar corretamente os componentes do protótipo como está apresentado no capítulo 5. Como este estudo visa estabelecer o uso da energia solar para aquecimento de água e por outro lado esfriar o PV com circulação de água fria pelo subsolo para energia geotérmica, e por uma caixa de água, o subsolo deve ser capaz de suprir a demanda de energia fornecida pelo PV. Ou seja, a capacidade térmica do subsolo deve ser maior ou igual ao do PV.

5 IMPLEMENTAÇÃO PRÁTICA

5.1 Introdução

Este capítulo descreve o projeto e a implementação dos diversos dispositivos que compõem o sistema de esfriamento do PV através de EGS com aproveitamento da água aquecida para uso doméstico e empresarial. Este sistema é composto por um PV, pelos trocadores de calor no PV e no subsolo, por uma mangueira que forma um circuito fechado entre PV e o subsolo e pela bomba hidráulica responsável pela circulação de água ao longo do circuito. O controle de carga é feito pelo rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) usando dados do sistema de aquisição de dados. Os detalhes referentes à aquisição de dados são apresentados no Apêndice E.

A transferência térmica deste sistema é feita de acordo com o diagrama de blocos apresentado na figura 5.1, onde o calor absorvido pelo PV através da radiação solar é transferido para o reservatório por circulação forçada de água na bomba hidráulica. Em seguida, a água armazenada no reservatório ao perder um pouco de temperatura é transferida para o conjunto de mangueiras localizadas no subsolo juntamente com o calor. Por último a água sai resfriada do subsolo de volta para o PV fechando o ciclo. Além disso, ao se utilizar a água aquecida para fins domésticos, o reservatório deve ser repostado com água da rede hidráulica. Entretanto, antes da água vinda da rede passa primeiro pelo subsolo e pelo PV antes de chegar até o reservatório como pode ser visto na figura 5.1.

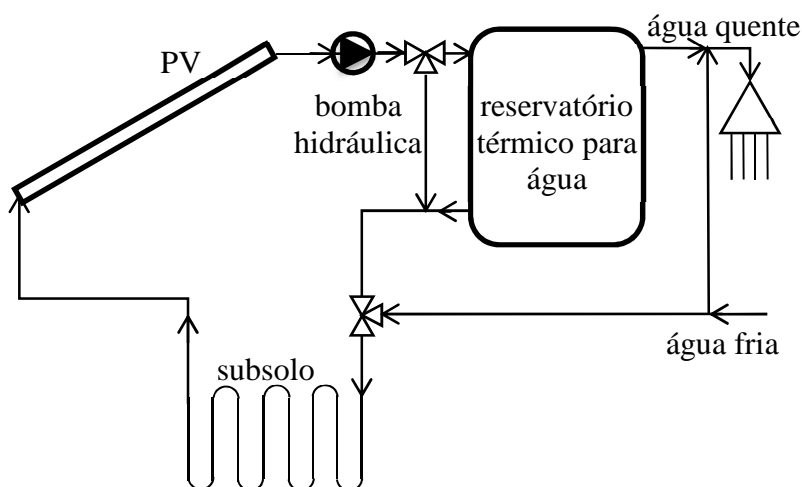


Figura 5.1 – Diagrama de blocos do sistema de transferência térmica

O comprimento mínimo da mangueira é calculado com base no equacionamento apresentado no capítulo 4. Assim, são feitas as estimativas referentes aos coeficientes de absorção e emissão do PV uma vez que estes parâmetros dependem de uma série de fatores, tais como o tipo de material, suas dimensões e as frequências da radiação incidente.

Em seguida é descrito o projeto do conversor CC/CC e o controle hill climbing (HCC) com passo fixo para rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) juntamente com o fluxograma utilizado. O conversor CC/CC utilizado foi o redutor de tensão (*buck*) devido a sua estabilidade e eficiência elevada. Já o controle HCC com passo fixo foi utilizado pela simplicidade de implementação e pelo fato de que as pequenas oscilações que ocorrem em torno do MPP não influem tanto na análise a qual este trabalho propõe, uma vez que o objetivo principal é verificar o ganho de potência pela redução de temperatura de um PV.

O diagrama de blocos do esquema elétrico está ilustrado na figura 5.2 onde se observa que a bomba hidráulica fica ligada diretamente a uma fonte CC que fornece 2 W. Já a medição usando o piranômetro modelo SL-100 é feita manualmente no seu painel de leitura.

Por fim, é feita uma breve análise econômica comparando o modelo proposto de PVT em conjunto com as mangueiras enterradas com um PVT convencional e um coletor térmico de modo a se verificar o custo benefício de cada um destas fontes.

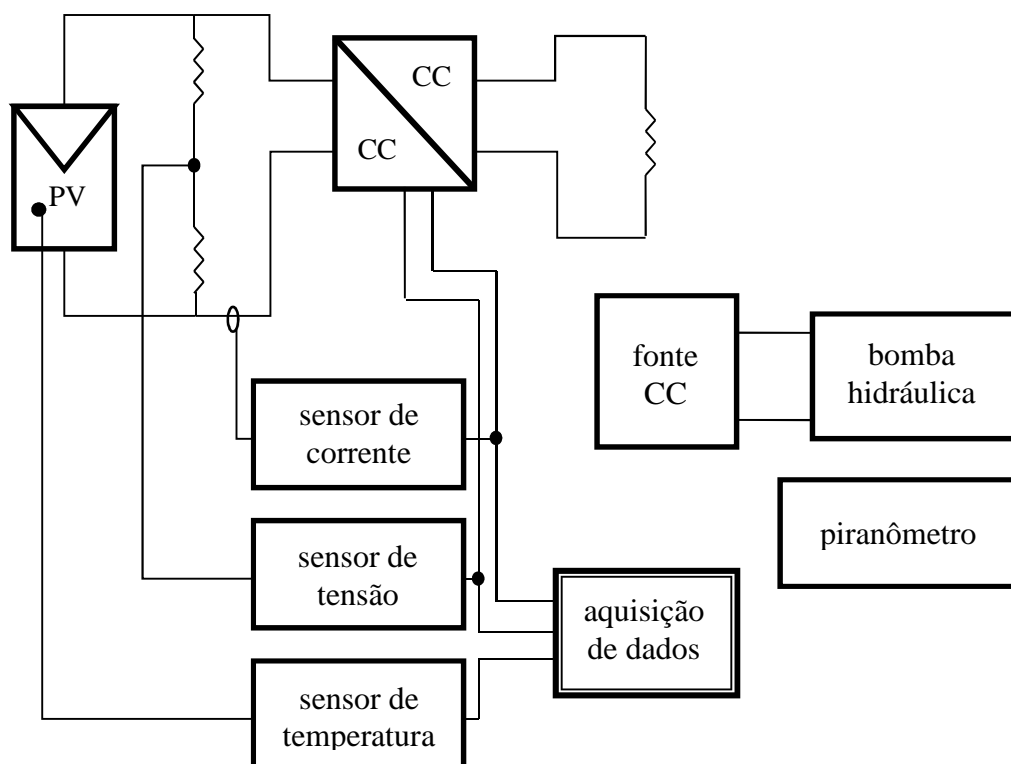


Figura 5.2 – Diagrama de blocos do esquema elétrico

5.2 Trocadores de calor

Os trocadores de calor utilizados foram projetados considerando os cálculos referentes às trocas de calor apresentadas no capítulo 4. Assim, foi feito um dimensionamento dos materiais que compõem este protótipo na condição de que o subsolo tenha capacidade térmica maior que o PV.

5.2.1 Trocador de calor solar-térmico

O trocador de calor tal como representado nas figuras 5.3 e 5.4 possui duas entradas e duas saídas de água. Na figura 5.4 verifica-se que o trocador de calor faz a troca direta de calor entre o PV e o fluido através de circulação de água atrás do PV enquanto que na parte de baixo do painel há uma isolação térmica impedindo as perdas por convecção. Observa-se em ambas as figuras que a água flui através de uma lâmina estreita de água que percorre toda a superfície do PV, exceto nas proximidades das bordas onde foram instalados os conectores de entrada e saída de água. O módulo de potência representado na fig. 5.3 é a parte que contém as configurações para as tensões de saída do PV cujos detalhes são apresentados no Anexo I.

O trocador de calor com o painel fotovoltaico foi construído com a inserção de uma chapa de PVC colada nas bordas atrás do PV. Para garantir que a distância entre a chapa e o PV seja constante, foram colados na parte interna da chapa alguns pedaços pequenos do mesmo material das chapas, igualmente espaçados entre si de 5 cm, enquanto que na parte externa foi fixada uma camada isolante tal como apresentado na figura 5.4.

Para o projeto dos trocadores de calor do PV foram feitas estimativas de alguns dos parâmetros que são apresentados no capítulo 4 para as transferências de calor envolvidas. Estes parâmetros mostrados na tabela 5.1 foram obtidos considerando a possibilidade de maior e menor geração de energia térmica possível com base em estimativas para os valores máximo e mínimo da emissividade e absorvidade do PV. As duas possibilidades são estudadas, uma vez que a capacidade térmica do subsolo deve ser igual ou maior do que a capacidade máxima do PV. Por outro lado, o objetivo deste estudo é estimar ambos os valores para posterior comparação com os resultados práticos.

As estimativas apresentadas na tabela 5.1 consideram uma condição crítica de teste, cujos valores de radiação e temperatura são respectivamente de 1200 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$. O fluxo de massa apresentado na tabela 5.1 foi obtido com base em uma diferença de temperatura ΔT igual a $5 \text{ }^\circ\text{C}$. Assim, verifica-se que este sistema necessita de uma bomba hidráulica capaz de

operar com uma vazão maior ou igual à situação apresentada para geração máxima de energia térmica. Com base nestes dados, foi escolhida a bomba hidráulica modelo Flojet LF12 cujas especificações são apresentadas no Anexo IV.

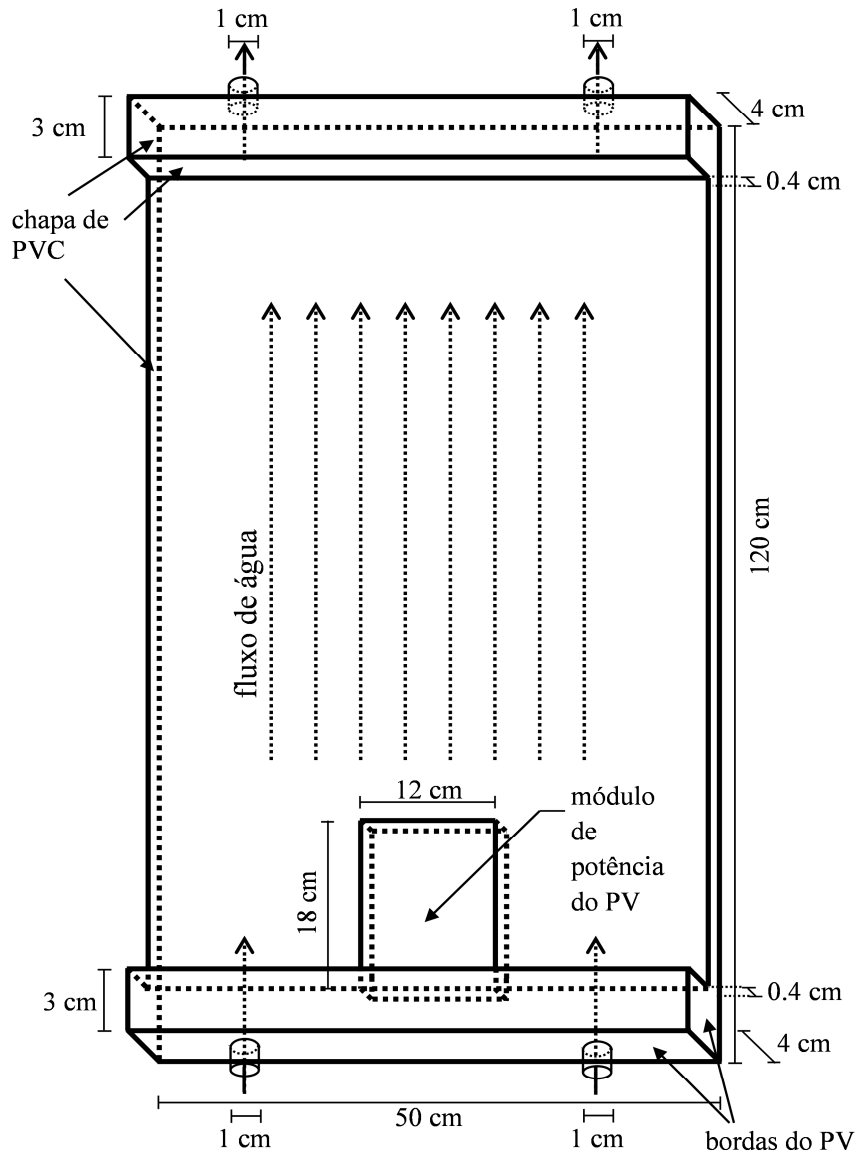


Figura 5.3 – Trocador de calor do PV e suas dimensões

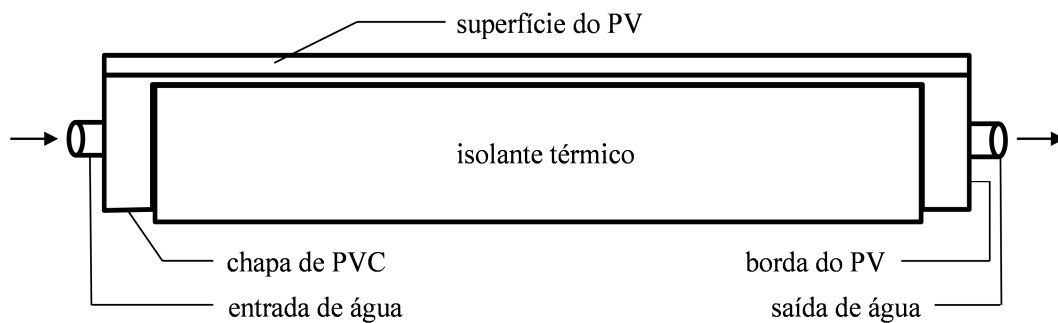


Figura 5.4 – Visão lateral do trocador de calor do PV

Tabela 5.1 – Dimensionamento do trocador de calor solar-térmico

Parâmetro	Máxima geração	Mínima geração
ε	0,05	0,3
α_s	0,95	0,8
$G_{céu}$ (W/m ²)	100	100
$T_{céu}$ (K)	205	205
A_s (m ²)	0,454	0,454
P_L (W)	69,9	69,9
\dot{Q}_{ih} (W)	388	278
γ	0,95	0,8
\dot{Q}_f (W)	369	222
\dot{m} (kg/s)	0,0177	0,0106

5.2.2 Perdas no reservatório de água

Antes de se saber quanto de calor é enviado para o subsolo, deve-se verificar a taxa de calor perdida no reservatório de água. Neste caso, se considera os métodos apresentados no capítulo 4 para a troca de calor no reservatório onde foi considerado o modelo de circuito térmico equivalente.

A medição dos parâmetros térmicos apresentada na figura 5.5 é feita através do seguinte método:

- 1) Inserção de uma resistência elétrica e de um sensor de temperatura na parte central do reservatório. Em seguida, é ligada uma fonte de energia elétrica de potência conhecida e constante P_r igual a 1532 W. À medida que o tempo passa, o reservatório aumenta a temperatura até estabilizar após algum tempo. Assim a resistência térmica é estimada pela equação (4.12), onde a temperatura máxima atingida T_r foi de 67 °C e a temperatura externa T_{ext} medida foi de 35,75 °C;
- 2) A fonte de energia é desligada e a temperatura do reservatório começa a cair exponencialmente até atingir uma temperatura mínima, como pode ser observado na figura 5.5. Assim, a capacidade térmica pode ser obtida nos diversos pontos da curva apresentada na figura 5.5. A partir da equação (4.15), considerando a temperatura externa constante, esta pode ser substituída pela temperatura final do reservatório.

Neste caso, a capacidade térmica em cada ponto da curva é obtida por:

$$C_{ri} = -\frac{t_{ri}}{R_r \ln\left(\frac{\Delta T_{ri}}{P_r R_r}\right)} \quad (5.1)$$

Em seguida, a capacidade térmica é obtida fazendo a média destes valores.

$$C_r = -\frac{\sum_{i=1}^n C_{ri}}{n} \quad (5.2)$$

Considerando a diferença de temperatura nas paredes estabilizadas, a taxa de transferência de calor apresentada considera somente a resistência térmica R_r . Além disso, esta taxa considera uma diferença de temperatura estimada entre a água que entra no reservatório e a temperatura ambiente. O experimento foi realizado nos dias 28 e 29 de janeiro de 2014.

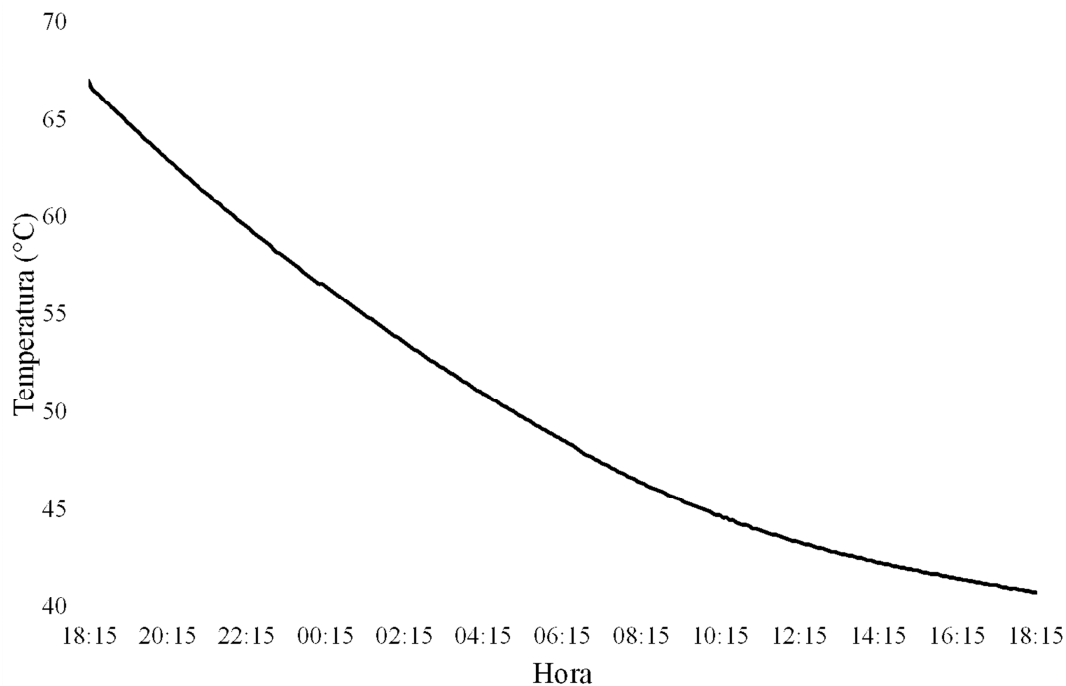


Figura 5.5 – Queda exponencial da temperatura no reservatório quando a fonte de energia elétrica é desligada

A tabela 5.2 apresenta as medições da resistência e da capacidade térmica feitas em laboratório, e uma estimativa de perdas considerando a equação (4.15). A taxa de transferência de calor apresentada vale para o instante inicial cuja temperatura do reservatório é 5 °C superior a temperatura externa.

Tabela 5.2 – Medições dos parâmetros que envolvem a transferência de calor no reservatório de água

Parâmetro	Valor
R_r (K/W)	$2,04 \times 10^{-2}$
C_r (J/K)	$1,14 \times 10^6$
$\Delta T_{r,ext}$ (°C)	5
\dot{Q}_r (W)	245

5.2.3 Trocador de calor geotérmico

No projeto do trocador geotérmico considera-se uma série de aspectos como o tipo de solo, a umidade, tipo de mangueira, as suas dimensões e a profundidade na qual será feita a instalação. A instalação das mangueiras foi feita de modo horizontal o que garante maior uniformidade na troca de calor.

Com base no equacionamento do capítulo 4, na escolha do tipo de mangueira e a profundidade de instalação, é feita uma série de cálculos para estimar o comprimento mínimo necessário da mangueira a ser enterrada no subsolo. Estas estimativas consideram as propriedades da água apresentadas na tabela 5.3 fornecida por (*Çengel et al., [9]*). A tabela 5.4 apresenta os resultados coletados destas estimativas considerando a taxa de troca de calor geotérmico igual a 95% do valor da taxa transferência de calor transferido do PV para a água, considerando-se a temperatura da água de 35 °C e a diferença de temperatura da troca igual a 10 °C. Este dimensionamento desconsidera perdas no reservatório uma vez que em alguns casos a temperatura interna do reservatório é muito próxima à temperatura externa reduzindo as trocas de calor.

Observa-se que comprimento mínimo calculado apresentado na tabela 5.3 para a mangueira é considerável. Além disso, recomenda-se instalar mangueiras com o comprimento maior que o calculado para evitar a saturação do solo. Por outro lado a sua instalação é fácil uma vez que foi projetado para uma profundidade bem reduzida. Para os testes práticos apresentados no capítulo 6 foi utilizada uma mangueira com 100 metros de comprimento que inicialmente foi instalada pelo Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) para aproveitamento de EGS em pequenas residências (*De Nardin et al., [33]*).

A figura 5.6 mostra a mangueira enterrada no subsolo onde pode ser observado que nas suas terminações foram colocados 1,5 metros de cano de PVC. A disposição da

mangueira no solo foi montada na forma de espiras com aproximadamente 1 metro de diâmetro e distância entre elas de 0,5 metros. Foram feitas amarrações com fita plástica, tomando-se o cuidado de não danificá-la, visando manter o arranjo uniforme e estável, o que facilita a colocação do conjunto no solo. Os detalhes da armação das espiras da mangueira são apresentados na figura 5.7.

Tabela 5.3 - Propriedades da água saturada

Temp. $T, ^\circ\text{F}$	Pressão de saturação P_{sat}, psia	Densidade $\rho, \text{lbm/pe}^3$		Entalpia de vaporização $h_{fg}, \text{Btu/lbm}$	Calor específico $c_p, \text{Btu/lbm} \cdot \text{R}$		Condutividade térmica $k, \text{Btu/h} \cdot \text{pe} \cdot \text{R}$		Viscosidade dinâmica $\mu, \text{lbm/pe} \cdot \text{s}$		Número de Prandtl Pr		Coeficiente de expansão volumétrica $\beta, 1/\text{R}$
		Líquido	Vapor		Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	
32,02	0,0887	62,41	0,00030	1075	1,010	0,446	0,324	0,0099	$1,204 \times 10^{-3}$	$6,194 \times 10^{-6}$	13,5	1,00	$-0,038 \times 10^{-3}$
40	0,1217	62,42	0,00034	1071	1,004	0,447	0,329	0,0100	$1,308 \times 10^{-3}$	$6,278 \times 10^{-6}$	11,4	1,01	$0,003 \times 10^{-3}$
50	0,1780	62,41	0,00059	1065	1,000	0,448	0,335	0,0102	$8,781 \times 10^{-4}$	$6,361 \times 10^{-6}$	9,44	1,01	$0,047 \times 10^{-3}$
60	0,2563	62,36	0,00083	1060	0,999	0,449	0,341	0,0104	$7,536 \times 10^{-4}$	$6,444 \times 10^{-6}$	7,95	1,00	$0,080 \times 10^{-3}$
70	0,3632	62,30	0,00115	1054	0,999	0,450	0,347	0,0106	$6,556 \times 10^{-4}$	$6,556 \times 10^{-6}$	6,79	1,00	$0,115 \times 10^{-3}$
80	0,5073	62,22	0,00158	1048	0,999	0,451	0,352	0,0108	$5,764 \times 10^{-4}$	$6,667 \times 10^{-6}$	5,89	1,00	$0,145 \times 10^{-3}$
90	0,6988	62,12	0,00214	1043	0,999	0,453	0,358	0,0110	$5,117 \times 10^{-4}$	$6,778 \times 10^{-6}$	5,14	1,00	$0,174 \times 10^{-3}$
100	0,9503	62,00	0,00286	1037	0,999	0,454	0,363	0,0112	$4,578 \times 10^{-4}$	$6,889 \times 10^{-6}$	4,54	1,01	$0,200 \times 10^{-3}$
110	1,2763	61,86	0,00377	1031	0,999	0,456	0,367	0,0115	$4,128 \times 10^{-4}$	$7,000 \times 10^{-6}$	4,05	1,00	$0,224 \times 10^{-3}$
120	1,6945	61,71	0,00493	1026	0,999	0,458	0,371	0,0117	$3,744 \times 10^{-4}$	$7,111 \times 10^{-6}$	3,63	1,00	$0,246 \times 10^{-3}$
130	2,225	61,55	0,00636	1020	0,999	0,460	0,375	0,0120	$3,417 \times 10^{-4}$	$7,222 \times 10^{-6}$	3,28	1,00	$0,267 \times 10^{-3}$
140	2,892	61,38	0,00814	1014	0,999	0,463	0,378	0,0122	$3,136 \times 10^{-4}$	$7,333 \times 10^{-6}$	2,98	1,00	$0,287 \times 10^{-3}$
150	3,722	61,19	0,0103	1008	1,000	0,465	0,381	0,0125	$2,889 \times 10^{-4}$	$7,472 \times 10^{-6}$	2,73	1,00	$0,306 \times 10^{-3}$
160	4,745	60,99	0,0129	1002	1,000	0,468	0,384	0,0128	$2,675 \times 10^{-4}$	$7,583 \times 10^{-6}$	2,51	1,00	$0,325 \times 10^{-3}$
170	5,996	60,79	0,0161	996	1,001	0,472	0,386	0,0131	$2,483 \times 10^{-4}$	$7,722 \times 10^{-6}$	2,90	1,00	$0,346 \times 10^{-3}$
180	7,515	60,57	0,0199	990	1,002	0,475	0,388	0,0134	$2,317 \times 10^{-4}$	$7,833 \times 10^{-6}$	2,15	1,00	$0,367 \times 10^{-3}$
190	9,343	60,35	0,0244	984	1,004	0,479	0,390	0,0137	$2,169 \times 10^{-4}$	$7,972 \times 10^{-6}$	2,01	1,00	$0,382 \times 10^{-3}$
200	11,53	60,12	0,0297	978	1,005	0,483	0,391	0,0141	$2,036 \times 10^{-4}$	$8,083 \times 10^{-6}$	1,88	1,00	$0,395 \times 10^{-3}$
210	14,125	59,87	0,0359	972	1,007	0,487	0,392	0,0144	$1,917 \times 10^{-4}$	$8,222 \times 10^{-6}$	1,77	1,00	$0,412 \times 10^{-3}$
212	14,698	59,82	0,0373	970	1,007	0,488	0,392	0,0145	$1,894 \times 10^{-4}$	$8,250 \times 10^{-6}$	1,75	1,00	$0,417 \times 10^{-3}$
220	17,19	59,62	0,0432	965	1,009	0,492	0,393	0,0148	$1,808 \times 10^{-4}$	$8,333 \times 10^{-6}$	1,67	1,00	$0,429 \times 10^{-3}$
230	20,78	59,36	0,0516	959	1,011	0,497	0,394	0,0152	$1,711 \times 10^{-4}$	$8,472 \times 10^{-6}$	1,58	1,00	$0,443 \times 10^{-3}$
240	24,97	59,09	0,0612	952	1,013	0,503	0,394	0,0156	$1,625 \times 10^{-4}$	$8,611 \times 10^{-6}$	1,50	1,00	$0,462 \times 10^{-3}$
250	29,82	58,82	0,0723	946	1,015	0,509	0,395	0,0160	$1,544 \times 10^{-4}$	$8,611 \times 10^{-6}$	1,43	1,00	$0,480 \times 10^{-3}$
260	35,42	58,53	0,0850	939	1,018	0,516	0,395	0,0164	$1,472 \times 10^{-4}$	$8,861 \times 10^{-6}$	1,37	1,00	$0,497 \times 10^{-3}$
270	41,85	58,24	0,0993	932	1,020	0,523	0,395	0,0168	$1,406 \times 10^{-4}$	$9,000 \times 10^{-6}$	1,31	1,01	$0,514 \times 10^{-3}$
280	49,18	57,94	0,1156	926	1,023	0,530	0,395	0,0172	$1,344 \times 10^{-4}$	$9,111 \times 10^{-6}$	1,25	1,01	$0,532 \times 10^{-3}$
290	57-53	57,63	0,3390	918	1,026	0,538	0,395	0,0177	$1,289 \times 10^{-4}$	$9,250 \times 10^{-6}$	1,21	1,01	$0,549 \times 10^{-3}$
300	66,98	57,31	0,1545	910	1,029	0,547	0,394	0,0182	$1,236 \times 10^{-4}$	$9,389 \times 10^{-6}$	1,16	1,02	$0,566 \times 10^{-3}$
320	89,60	56,65	0,2033	895	1,036	0,567	0,393	0,0191	$1,144 \times 10^{-4}$	$9,639 \times 10^{-6}$	1,09	1,03	$0,636 \times 10^{-3}$
340	117,93	55,95	0,2637	880	1,044	0,590	0,391	0,0202	$1,063 \times 10^{-4}$	$9,889 \times 10^{-6}$	1,02	1,04	$0,656 \times 10^{-3}$
360	152,92	56,22	0,3377	863	1,054	0,617	0,389	0,0213	$9,972 \times 10^{-5}$	$1,013 \times 10^{-5}$	0,973	1,06	$0,681 \times 10^{-3}$
380	195,60	54,46	0,4275	845	1,065	0,647	0,385	0,0224	$9,361 \times 10^{-5}$	$1,041 \times 10^{-5}$	0,932	1,08	$0,720 \times 10^{-3}$
400	241,1	53,65	0,5359	827	1,078	0,683	0,382	0,0237	$8,833 \times 10^{-5}$	$1,066 \times 10^{-5}$	0,893	1,11	$0,771 \times 10^{-3}$
450	422,1	51,46	0,9082	775	1,121	0,799	0,370	0,0271	$7,722 \times 10^{-5}$	$1,130 \times 10^{-5}$	0,842	1,20	$0,912 \times 10^{-3}$
500	680,0	48,95	1,479	715	1,188	0,972	0,352	0,0312	$6,833 \times 10^{-5}$	$1,200 \times 10^{-5}$	0,830	1,35	$1,111 \times 10^{-3}$
550	1046,7	45,96	4,268	641	1,298	1,247	0,329	0,0368	$6,083 \times 10^{-5}$	$1,280 \times 10^{-5}$	0,854	1,56	$1,445 \times 10^{-3}$
600	1541	42,32	3,736	550	1,509	1,759	0,299	0,0461	$5,389 \times 10^{-5}$	$1,380 \times 10^{-5}$	0,979	1,90	$1,883 \times 10^{-3}$
650	2210	37,31	6,152	422	2,086	3,103	0,267	0,0677	$4,639 \times 10^{-5}$	$1,542 \times 10^{-5}$	1,30	2,54	
700	3090	27,28	13,44	168	13,80	25,90	0,254	0,1964	$3,417 \times 10^{-5}$	$2,044 \times 10^{-5}$	6,68	9,71	
705,44	3204	19,79	19,79	0	∞	∞	∞	∞	$2,897 \times 10^{-5}$	$2,897 \times 10^{-5}$			

Fonte: Çengel, Y. A. Transferência de calor e massa: uma abordagem prática, 2009, p. 881. Tabela A-9E.



Figura 5.6 – Instalação da mangueira a 1,5 m de profundidade.



Figura 5.7 - Detalhe da amarração das espiras da mangueira para obter rigidez do conjunto

Tabela 5.4 – Dimensionamento do trocador de calor geotérmico

Parâmetro	Valor
\dot{Q}_s (W)	351
K_{terra} (W/m°C)	0,9
z (m)	1,5
D_o (mm)	40
K_{parede} (W/m°C)	0,38
D_i (mm)	36
K_{fluido} (W/m°C)	0,368
μ (kg/m.s)	$8,11 \cdot 10^{-4}$
ρ (kg/m ³)	996
ν (m ² /s)	$8,14 \cdot 10^{-7}$
V (m/s)	0,01
Re	442,2
Pr	5,6
N_u	5,04
h (W/m ² °C)	51,5
L (m)	38,1

5.3 Conversor CC/CC

Um conversor de corrente contínua (CC/CC) foi utilizado para regular a carga elétrica do painel PV. Este conversor possui uma eficiência elevada e resposta rápida. A regulação da carga elétrica do PV é feita através de modulação em largura de pulsos (*pulse width modulation* - *PWM*). Para esta dissertação foi escolhido o conversor buck (abaixador de tensão) o qual é ilustrado pela figura 5.8. O aspecto fundamental para a sua escolha é a sua estabilidade comparada a outros conversores, sendo caracterizado ainda por ser um conversor não isolado, simplificando o seu projeto e implementação. Como aspecto negativo do conversor buck destaca-se o fato da corrente de entrada ser descontínua durante a sua operação e gerar ruído na rede elétrica.

A figura 5.8 mostra o circuito utilizado nos experimentos onde se pode observar que o chaveamento é feito com um MOSFET. Um dos seus terminais é ligado ao terra do circuito ao

invés da tensão de entrada devido a facilidade para implementação do controlador que é ligado ao terminal de gatilho do MOSFET.

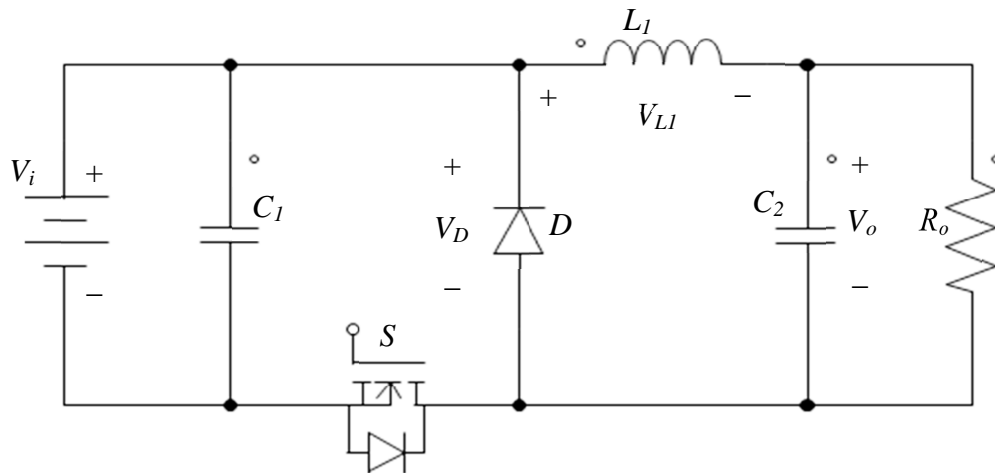


Figura 5.8 – Circuito buck utilizado para a realização dos experimentos

A operação do conversor buck é apresentada na figura 5.9. Quando a chave S é fechada pela primeira vez, a fonte fornece tensão elétrica carregando o indutor L_1 e o capacitor C_2 de modo a fluir uma corrente em direção ao indutor e conseqüentemente à carga. Quando a chave abre, o indutor continua fornecendo corrente a carga enquanto que o capacitor C_2 estabiliza a tensão da carga. Por outro lado na parte da geração, o PV carrega o capacitor C_1 de modo a não ocorrer uma variação significativa na corrente de entrada como ocorre com a utilização deste conversor sem o capacitor C_1 . Da segunda vez em diante quando a chave fecha, parte da energia absorvida pelo capacitor C_1 é enviada para a carga através da corrente I_{C1} melhorando o rendimento do conversor. Verifica-se ainda que ao invés de se utilizar a notação R_L , é utilizado R_o , pois esta é a resistência física de carga enquanto que R_L é uma notação utilizada para designar a resistência de carga vista pelo PV.

O próximo passo foi projetar o conversor buck considerando os dados referentes ao PV, e a carga utilizada. Neste projeto considera-se que a corrente no indutor não deva cair até zero durante a condução do diodo. Então, a relação entre as tensões de entrada V_i e de saída V_o pode ser expressa por:

$$w = t_s f = \frac{V_o}{V_i} \quad (5.3)$$

onde

w : ciclo de trabalho;

t_s : tempo de condução da chave S (s);
 f : frequência do chaveamento (Hz).

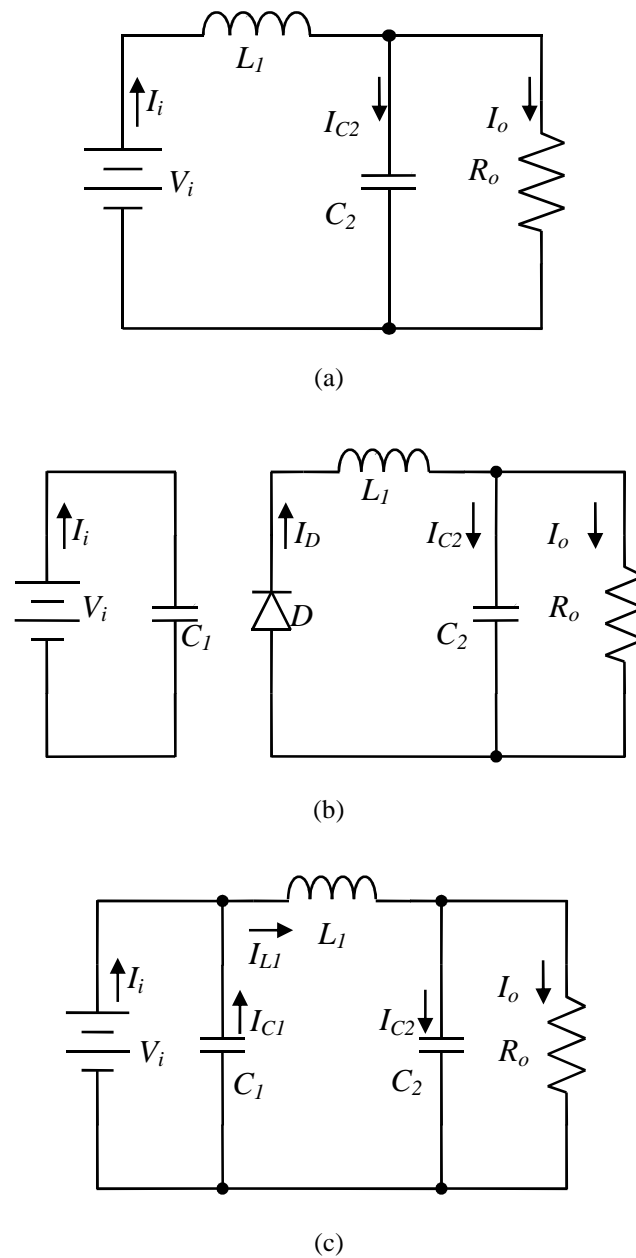


Figura 5.9 – Circuitos equivalentes para os ciclos de operação do conversor buck. (a) primeiro ciclo com a chave fechada. (b) chave aberta. (c) chave fechada para os demais ciclos

Com base no circuito apresentado na figura 5.8 e na equação (5.3) e de acordo com (Martins, [32]), o valor do indutor L_1 para operar em modo contínuo e as capacitâncias de saída C_2 e de entrada C_1 são expressos por:

$$L_1 = \frac{V_i}{4f \Delta I_{L1max}} \quad (5.4)$$

$$C_2 = \frac{V_i}{31L_1 f^2 \Delta V_{C2max}} \quad (5.5)$$

$$C_1 = \frac{I_o}{4f \Delta V_{C1max}} \quad (5.6)$$

onde

ΔV_{L1max} : variação máxima da tensão do indutor L_1 ;

ΔV_{C2max} : variação máxima da tensão do capacitor C_2 ;

ΔV_{C1max} : variação máxima da tensão do capacitor C_1 .

A tabela 5.5 apresenta os dados usados neste projeto, onde os valores de tensão e corrente de entrada foram obtidos do catalogo do PV modelo ProCharger®JF e com base nos valores fornecidos para operação em MPP. Enquanto isso, os demais dados foram fornecidos de modo a se conseguir a operação desejada com mínima ondulação de tensão e corrente possível. A frequência de 10 kHz apresentada na tabela 5.5 se deve à limitações do microcontrolador utilizado que permite no máximo este valor para a saída do sinal de PWM.

Tabela 5.5 – Parâmetros utilizados para projetar o conversor buck

Parâmetro	Valor
V_i (V)	17
I_i (A)	4,4
R_o (Ω)	0,5
I_o (A)	6
f (kHz)	10
w	0,6
ΔI_{L1max} (A)	0,2
ΔV_{C2} (V)	0,1
ΔV_{C1} (V)	0,1

Os parâmetros calculados para este projeto são apresentados na tabela 5.6. Maiores detalhes referentes ao conversor CC/CC como o circuito prático utilizado são mostrados no Apêndice C.

Tabela 5.6 – Parâmetros calculados e utilizados para o projeto do conversor buck

Parâmetro	Valor calculado	Valor utilizado
L_1 (mH)	2,1	1,5
C_2 (μ F)	25,8	25
C_1 (μ F)	1500	1000

5.4 Controle hill climbing

Sabe-se que um PV deve operar em MPP para que se torne possível extrair o seu rendimento elétrico máximo em uma determinada condição de radiação incidente e de temperatura da célula. Assim, para que o conversor apresentado na seção anterior extraia a máxima potência do PV, o seu ciclo de trabalho w deve ser controlado de alguma maneira. Neste caso, o controle pode ser feito através do controle do tipo escalada da colina (*hill climbing control* – HCC), também conhecido como MPPT.

O HCC se caracteriza por medições sucessivas da potência do PV usando um microcontrolador cujo objetivo é obter o MPP. O ciclo de trabalho do conversor CC/CC então é incrementado ou decrementado dependendo do aumento ou redução da potência de saída. Por exemplo, se a condição da medição atual é de incremento do ciclo de trabalho e a potência medida é maior que a medição anterior, então é feito um novo incremento no ciclo de trabalho. Caso contrário, a condição muda para decremento do ciclo. A mesma condição é imposta para o decremento, ou seja, permanece em decremento se a potência medida é maior que a anterior. Além disso, este controle verifica se o ciclo de trabalho ultrapassa os 100% ou se diminui para valores abaixo de 0%. Neste caso a condição de incremento ou decremento é invertida também. Todo este procedimento é demonstrado na figura 5.10.

A figura 5.11 apresenta o fluxograma do controlador HCC. Nesta figura usou-se o passo fixo cuja escolha se deve pela facilidade de implementação e ao fato de que a pequena variação do ciclo de trabalho faz com que a potência do PV não varie muito próximo ao MPP. As escolhas dos valores do ciclo de trabalho e da sua variação foram feitos de modo empírico com o objetivo de oferecer pouca oscilação em torno do MPP, ao mesmo tempo em que diminui os erros causados por variações de radiação solar, temperatura e conversor CC-CC. O código fonte para este programa, apresentado no Apêndice C, foi implementado no microcontrolador PIC 18F4520 cujas especificações são apresentadas no Anexo II.

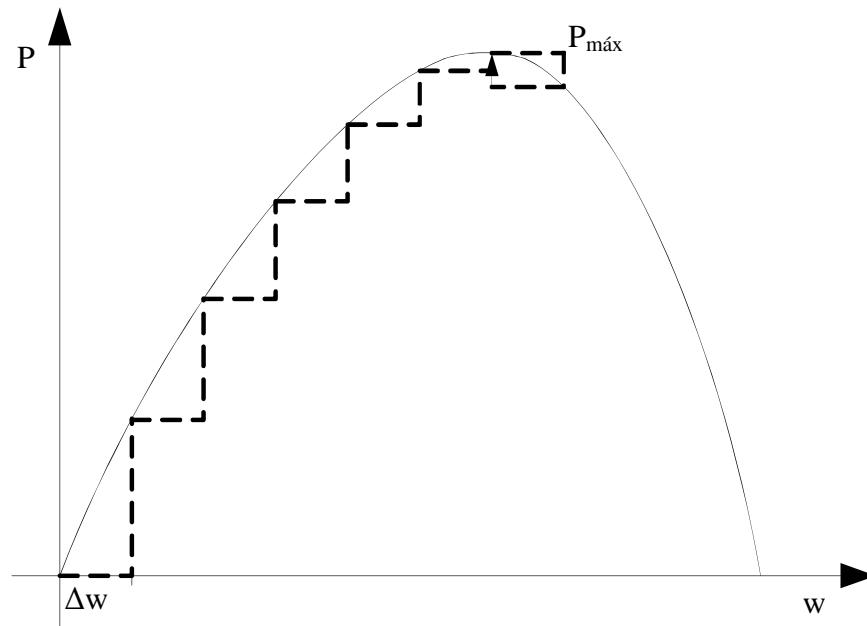


Figura 5.10 – Atuação do controlador HCC

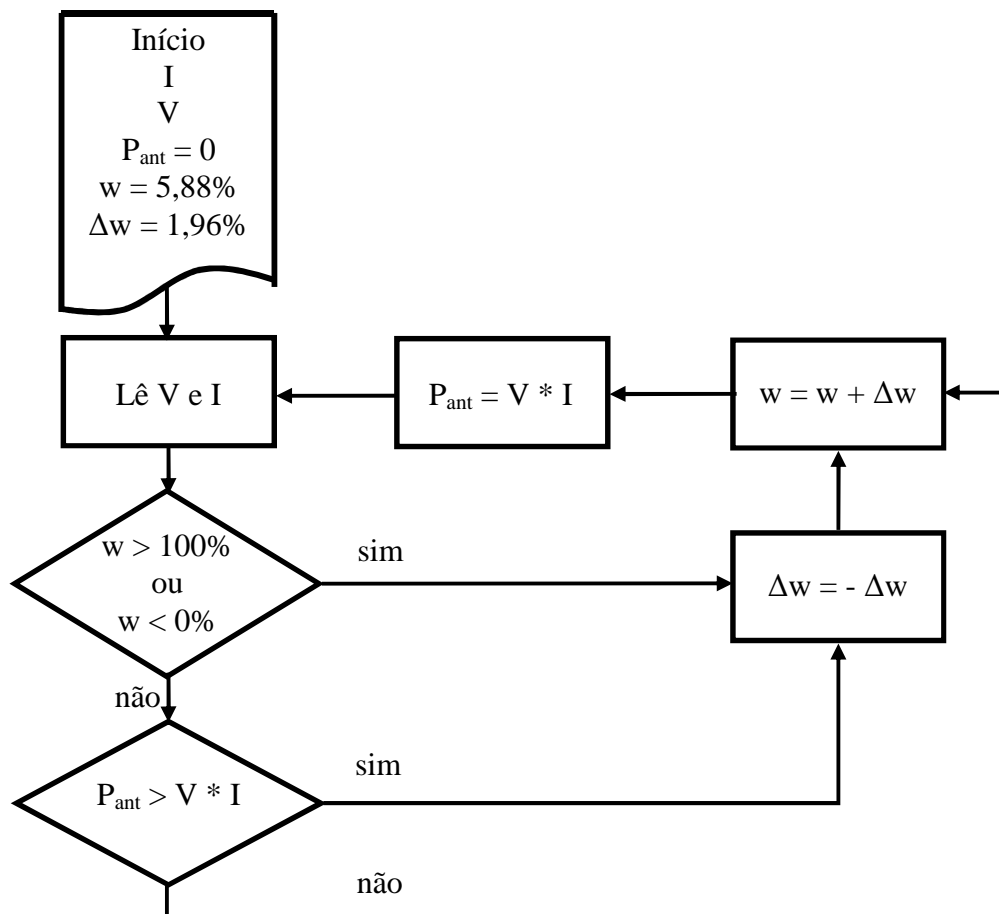


Figura 5.11 – Fluxograma do controlador HCC para o MPPT do PV

5.5 Análise Econômica

Nesta seção, apresenta-se uma breve análise econômica, desconsiderando gastos com manutenção, referente ao sistema composto pelo conjunto PVT, energia geotérmica e armazenamento de água em comparação com um PV convencional, um PVT, um coletor solar térmico e o consumo residencial médio de 300 kWh por mês da rede de energia elétrica. Esta análise foi feita considerando os valores de mercado praticados no Brasil para cada um destes equipamentos. No caso do PVT, como não foi encontrada nenhuma referência dentro do país, esta análise considerou os gastos com a chapa de PVC.

A tabela 5.7 apresenta uma lista de itens que compõem o sistema proposto e itens utilizados para fins de comparação, seus respectivos valores, especificações e aplicações. Já a tabela 5.8 mostra as configurações adotadas para a comparação, o consumo médio de energia da rede elétrica mensal reduzida pela capacidade de cada geração e a tarifa média mensal. A partir destes dados, foi feita uma análise econômica apresentada na figura 5.12 para 180 meses de utilização de cada equipamento.

Tabela 5.7 - Componentes considerados para a análise econômica

Componente	Valor unitário (R\$)	Quantidade	Especificações	Aplicações
Painel fotovoltaico	989,99	2	240 W, 30 kWh/mês, policristalino 1650 x 992 x 40 mm	PV, PVT, PVT/geotérmico
Controlador de carga	399,00	1	20 A	PV, PVT, PVT/geotérmico
Bateria estacionária	189,00	1	26 Ah a 30 Ah	PV, PVT, PVT/geotérmico
Chapa de PVC	50,00	2	1 x 2 m	PVT, PVT/geotérmico
Mangueiras	297,00	1	300 m, ¾"	PVT/geotérmico
Instalação mangueiras	350,00	1	5 horas	PVT/geotérmico
Coletor solar térmico	587,00	2	93,2 kWh/mês 1324 x 1072 x 60 mm	Solar térmico
Bomba hidráulica	399,00	1	12 V, 7 A	PV, PVT, PVT/geotérmico, Solar térmico
Reservatório térmico	1.246,69	1	200 litros	PVT, PVT/geotérmico, Solar térmico

Considera-se nesta análise, as reduções nos gastos com energia elétrica vindas da rede onde foi utilizado como referência o valor do kWh para a concessionária da AES-Sul (valor em vigor no mês de fevereiro de 2014) que neste caso é de R\$ 0,26224 acrescido de 25% de ICMS e 5% de PIS/Cofins. Para simplificar a análise, gastos que envolvem a construção do PVT são desprezados, exceto os valores gastos com a compra da chapa de PVC.

Tabela 5.8 – Configurações adotadas para análise econômica e respectivos consumos e tarifas médias

Configuração	Consumo (kWh)	Tarifa média mensal (R\$)
Somente rede elétrica	300	112,39
Rede + PV	240	89,91
Rede + PVT	53	19,86
Rede + solar térmico	114	42,56
Rede + PVT/geotérmico	48	17,83

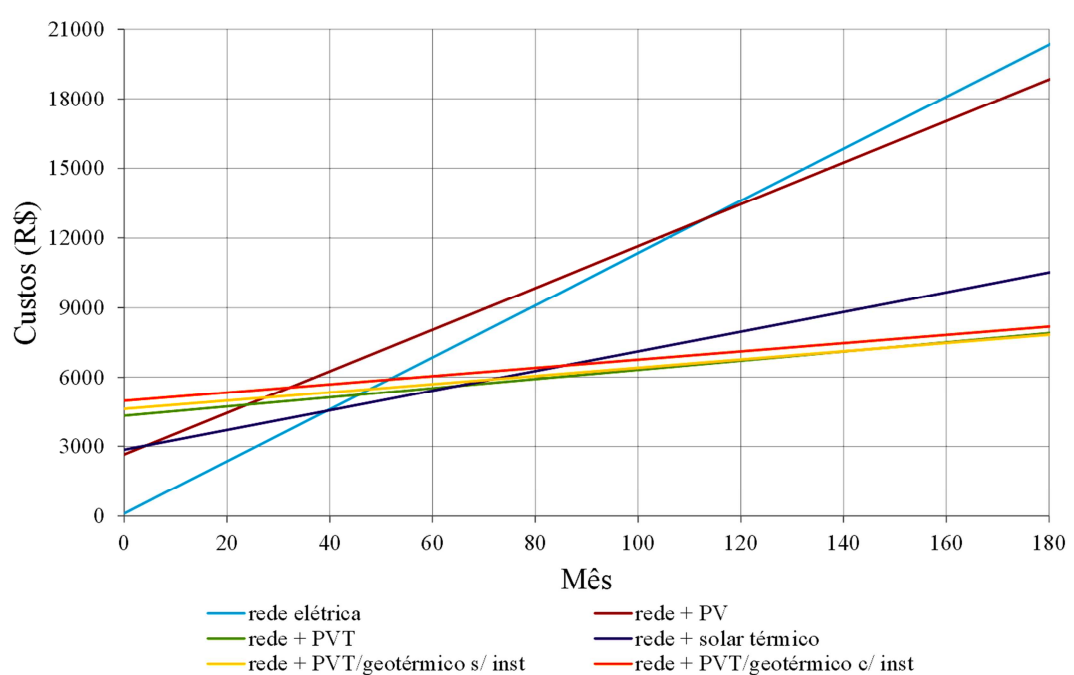


Figura 5.12 – Gastos mensais médios acumulados para as diversas configurações

Na figura 5.12, no primeiro mês são somados os valores da tarifa média mensal com os valores de todos os equipamentos empregados para cada tipo de configuração. Para esta análise, considerou-se ainda que no PVT convencional haja um ganho de 1% na energia elétrica gerada conforme (Odeh et al., [25], figura 7), enquanto que no modelo proposto PVT/Geotérmico é considerado um ganho de 10%. Além disso, como em residências novas é feita terraplenagem, neste caso deve-se desprezar gastos com instalação de mangueiras, de modo que os dois casos foi analisados. Observa-se nesta figura que em curto prazo, nenhuma configuração é capaz de concorrer com o uso exclusivo da rede elétrica, pois os custos da

maioria dos equipamentos são bastante elevados. Porém à medida que os meses se seguem, outras configurações tornam-se mais viáveis economicamente. Em médio prazo, o uso de coletores térmicos é mais adequado, pois em aproximadamente 40 meses torna-se mais barato. Por outro lado, após cerca de 70 a 90 meses, o uso de configurações com PVT torna-se mais viável economicamente, sendo que a diferença entre cada uma não são muito significativas. Embora que em períodos maiores que 180 meses, o uso de PVT/geotérmico tenha gastos um pouco inferiores.

Há de se destacar que o módulo proposto também contribui para a redução do consumo elétrico em comparação com o PVT convencional. Além disso, uma análise econômica mais detalhada deve ser feita de modo a se verificar a quantidade exata de PVs que faz com que cada configuração seja mais vantajosa em termos econômicos.

5.6 Resumo do capítulo

Neste capítulo, discutiram-se os elementos que compõem o sistema de esfriamento de PVs com energia geotérmica e aproveitamento da água aquecida. Inicialmente, apresentaram-se os diagramas térmico e elétrico que mostram os componentes utilizados neste trabalho.

Em seguida mostrou-se o projeto dos trocadores de calor onde é possível ter-se uma ideia da energia que se pode aproveitar e do dimensionamento mínimo das mangueiras para uma efetiva troca de calor com o PV. Além disso, apresentou-se o projeto do conversor CC/CC considerando os dados do PV. Mostrou-se porque foi escolhido o conversor buck considerando a sua elevada eficiência, estabilidade e implementação simples.

Foi visto também o controlador HCC que faz a busca da máxima potência do PV. No fluxograma do HCC, observa-se que o MPPT é feito com passo fixo pela facilidade de implementação e pela grande proximidade do MPP do PV. O passo escolhido para a variação do ciclo de trabalho foi bem pequeno para minimizar os erros e oscilações em torno do MPP.

A análise econômica apresentada indica que qualquer sistema com PVT apresenta melhor custo benefício em longo prazo de modo que há pouca diferença entre cada uma destas configurações, tendo o modelo proposto uma leve vantagem em longo prazo e pelo fato de reduzir o consumo de energia elétrica da rede. Entretanto, faz-se necessário uma análise mais detalhada de modo a se identificar em quais situações o uso de uma configuração ou outra é mais recomendável.

6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

6.1 Introdução

Os experimentos foram realizados nos dias 12 de dezembro de 2013 com o PV que possui os trocadores térmicos sem circulação de água e no dia 22 de janeiro de 2014 com circulação de água na parte de trás deste PV. A coleta de dados necessitou de diversas horas de medição, dando ênfase aos horários em que houve maiores níveis de radiação. Nos experimentos, foi utilizado um sistema de aquisição de dados capaz de armazenar simultaneamente diversos dados como data, hora, temperaturas, tensão e corrente elétrica. A aquisição de dados foi implementada de modo que os dados fossem lidos a cada 5 minutos e armazenados em um arquivo. Maiores detalhes sobre a aquisição de dados são apresentados no Apêndice E. A única exceção são os dados referentes à radiação solar que foram coletados manualmente através do piranômetro modelo SL-100 o qual permite somente leitura no seu visor e em seguida foram inseridos em uma planilha para posterior análise.

Em todos os experimentos foram feitas comparações entre um PV de referência e um PV com o sistema de esfriamento geotérmico e aproveitamento da água aquecida denominado PVT (*photovoltaic-thermal*) e uso da água aquecida. Além disso, se levou em conta duas situações: PVT com a bomba hidráulica nas condições ligada e desligada. A figura 6.1 apresenta os dois PVs em funcionamento onde se observa que os dois PVs foram instalados horizontalmente devido ao fato de que o Sol ficar praticamente perpendicular à superfície entre meio dia e 1h 30 durante a primavera e o verão na região de Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil.

Os objetivos de se coletar estes resultados são:

- 1) Fazer uma comparação entre estes resultados e as estimativas apresentadas nos capítulos 3 e 5;
- 2) Verificar o ganho de potência e de rendimento do PVT com relação a si próprio quando ocorre ou não circulação de água e ao PV de referência;
- 3) Verificar o quanto de energia térmica pode ser aproveitada;
- 4) Comparar os resultados do PVT com e sem circulação de água.

Assim, nas próximas seções são apresentados os resultados referentes à radiação solar, temperatura, potência, taxa de transferência de calor e rendimentos elétrico e térmico. Para a obtenção da potência dos PVs, foram feitas medições da tensão e corrente enquanto que a taxa de transferência de calor no PVT foi obtida juntando a equação (4.8) em (4.6).



Figura 6.1 – PV de referência à direita e condicionado centro e piranômetro à esquerda

6.2 PVT sem circulação de água

No primeiro experimento realizado no dia 12 de dezembro de 2013, foram medidas a radiação solar, as temperaturas de ambos os PVs, a temperatura ambiente, a tensão e a corrente dos PVs que operam em MPP. Os sensores de temperatura de ambos os PVs foram instalados na parte traseira e isolados termicamente com o ambiente. Como não há qualquer circulação de água no PVT, não há energia térmica aproveitada. As medições foram feitas a partir de 9h40 até 14h35. A seguir são apresentadas as comparações entre os resultados práticos e de simulação do PVT e em seguida são apresentados os resultados comparando o PVT com o PV de referência.

6.2.1 PVT medido x PVT simulado

As figuras 6.2 e 6.3 ilustram comparações feitas entre os resultados práticos e de simulação do PVT feitas conforme a modelagem apresentada no capítulo 3 para a potência e rendimento elétrico. Verifica-se que tanto a simulação de potência quanto a simulação do rendimento acompanham com bastante precisão as variações dos resultados experimentais causadas pela variação da radiação solar incidente. Outras variações que ocorreram nos resultados experimentais se devem a fatores como oscilações em torno do MPP causados pelo conversor CC/CC e pelo controlador HCC.

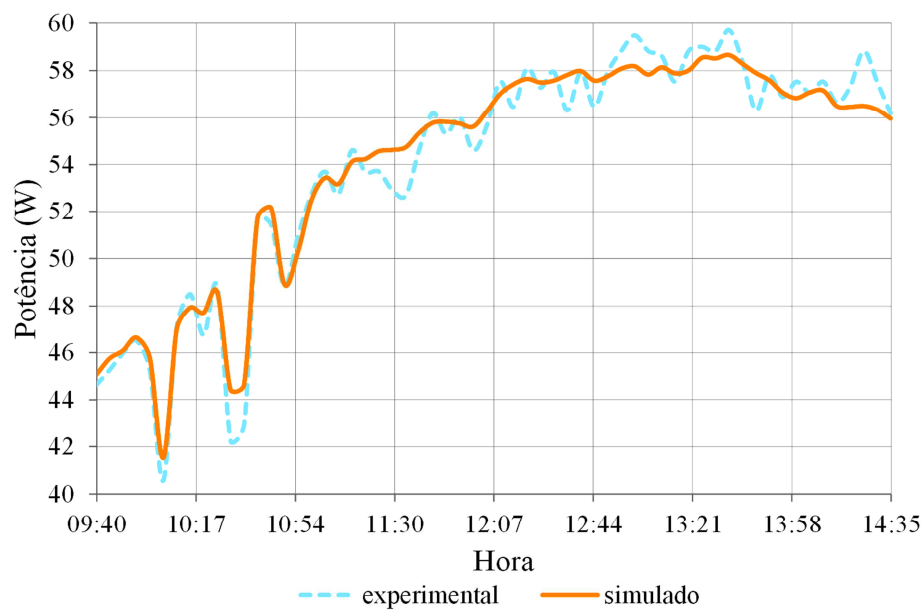


Figura 6.2 – Comparação entre potência obtida experimentalmente e simulada do PVT

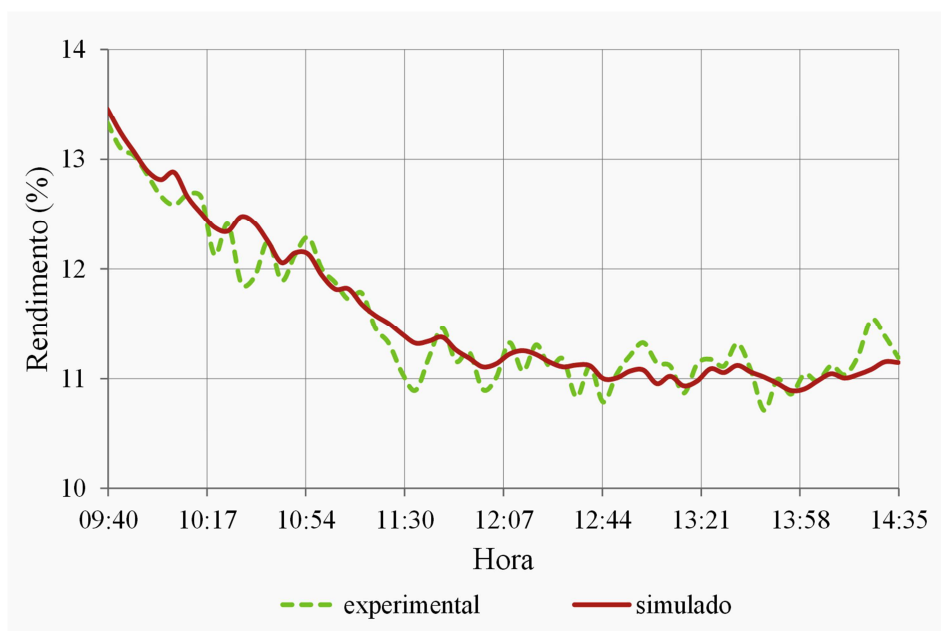


Figura 6.3 – Comparação entre rendimento obtido experimentalmente e simulado do PVT

6.2.2 PVT x PV de referência

6.2.2.1 Radiação solar

A radiação solar medida é apresentada na figura 6.4. Observa-se que entre 10h e 11h15 houve uma pequena variação, pois o Sol estava com nuvens de baixa magnitude. Estas variações influem diretamente na temperatura da superfície dos painéis e na potência gerada. O valor máximo de radiação solar registrado foi de 1166 W/m² às 13h15 e 13h30.

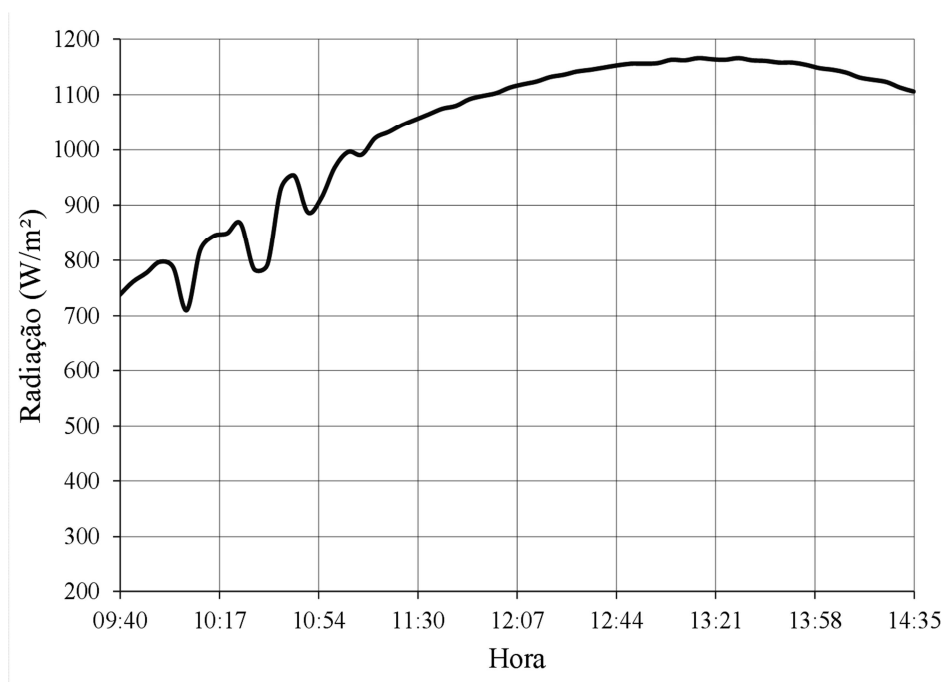


Figura 6.4 – Radiação solar no dia 12/12/2013

6.2.2.2 Temperatura

As medições de temperaturas de ambos os PVs e temperatura ambiente são apresentados na figura 6.5. Uma vez que a parte traseira do PVT é isolada termicamente com o ambiente, a sua temperatura tende a ter uma elevação consideravelmente maior comparado ao PV de referência. Enquanto o PV de referência sofre influência do vento tanto na parte da frente quanto atrás, o PVT recebe influência somente na parte da frente o que resulta em menos trocas de calor. As temperaturas de ambos os PVs acompanharam as variações da temperatura ambiente, mas com uma amplitude maior nas variações, especialmente a temperatura do PVT. Observa-se também que a partir das 11h00 houve um pequeno aumento

das temperaturas, porém na maior parte deste dia não houve variação significativa na temperatura ambiente.

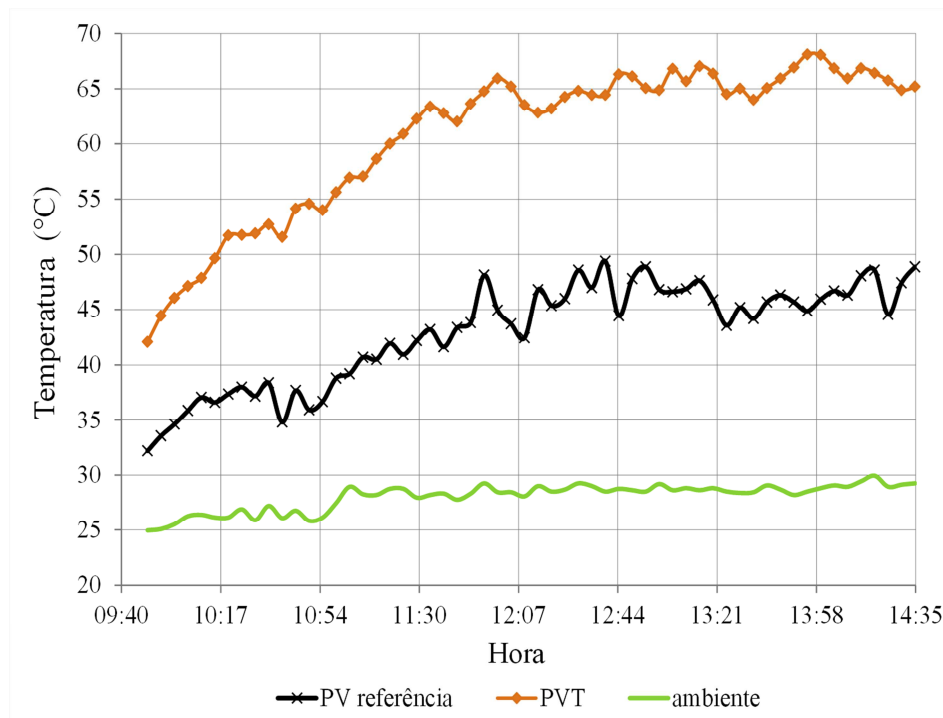


Figura 6.5 – Temperaturas medidas no dia 12/12/2013

6.2.2.3 Potência

As potências em MPP dos PVs são apresentadas na figura 6.6. Ambas as potências tendem a um valor máximo entre 1h e 1h30 e depois diminuem. Observa-se ainda que os valores medidos da potência de ambos os PV são muito próximos exceto durante a tarde quando a potência do PVT se torna levemente menor. Se for levar em conta a temperatura dos PVs, a potência gerada pelo PV de referência deveria ser significativamente maior, no entanto não houve grande diferença nas medições. Apesar de ambos os PVs terem sido fabricados na mesma época, provavelmente o PV de referência tenha sido utilizado com maior frequência o que acarreta em mais desgastes, reduzindo a geração de energia elétrica. Isto se deve a diferença entre os seus parâmetros internos cujas medições são apresentadas no Apêndice A.

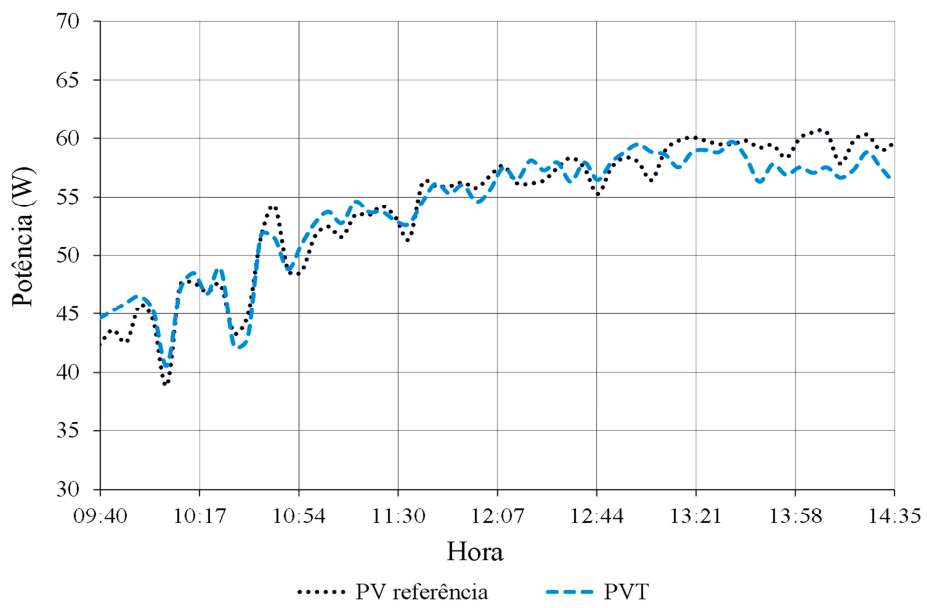


Figura 6.6 – Potência em MPP medida dos PVs no dia 12/12/2013

6.2.2.4 Rendimento elétrico

O rendimento elétrico dos PVs operando em MPP é apresentado na figura 6.7. Assim como no caso das potências em MPP, verifica-se que os valores medidos para ambos os casos são bastante próximos. Além disso, os rendimentos atingem um valor menor às 11h35 devido à nebulosidade ocorrida neste período e pelo fato da temperatura de ambos os PVs ainda estarem mais elevadas.

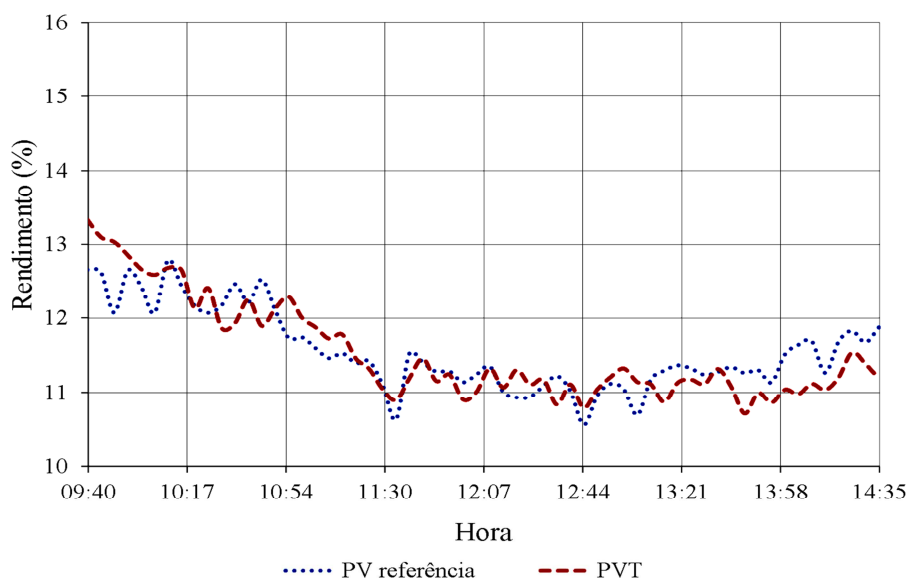


Figura 6.7 – Rendimento elétrico dos PVs em MPP no dia 12/12/2013

Ao se analisar a figura 6.7, também se observa que o rendimento tende a um valor mínimo antes de 1h quando as temperaturas das células fotovoltaicas estão mais elevadas e depois aumenta o que prova a influência da temperatura no rendimento elétrico de um PV.

6.2.2.5 Comparação entre os resultados apresentados

Os resultados apresentados nas figuras 6.4, 6.5, 6.6 e 6.7 mostram uma dependência da potência máxima e do rendimento elétrico dos PVs com a radiação solar e temperatura das células fotovoltaicas.

A figura 6.8 faz uma comparação entre a radiação incidente e a potência dos PVs onde se observa que a potência varia proporcionalmente com a variação da radiação incidente de modo que a forma de ambas as curvas são muito semelhantes, exceto quando ocorre uma passagem de nuvens durante alguns minutos. Neste caso, enquanto a radiação aumenta até um valor próximo ao medido pouco antes da passagem da nuvem, a potência se torna mais elevada durante alguns minutos devido à queda de temperatura das células.

A temperatura e a potência gerada pelo PVs são comparadas na figura 6.9 onde se observa que nos minutos iniciais, a potência do PVT aumenta menos que a do PV de referência.

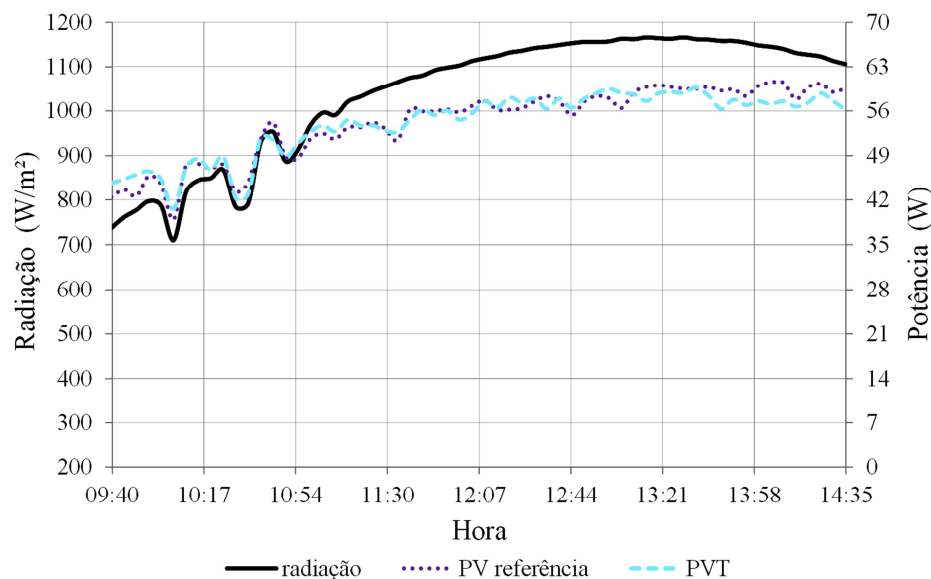


Figura 6.8 – Comparação entre radiação incidente e potência dos PVs

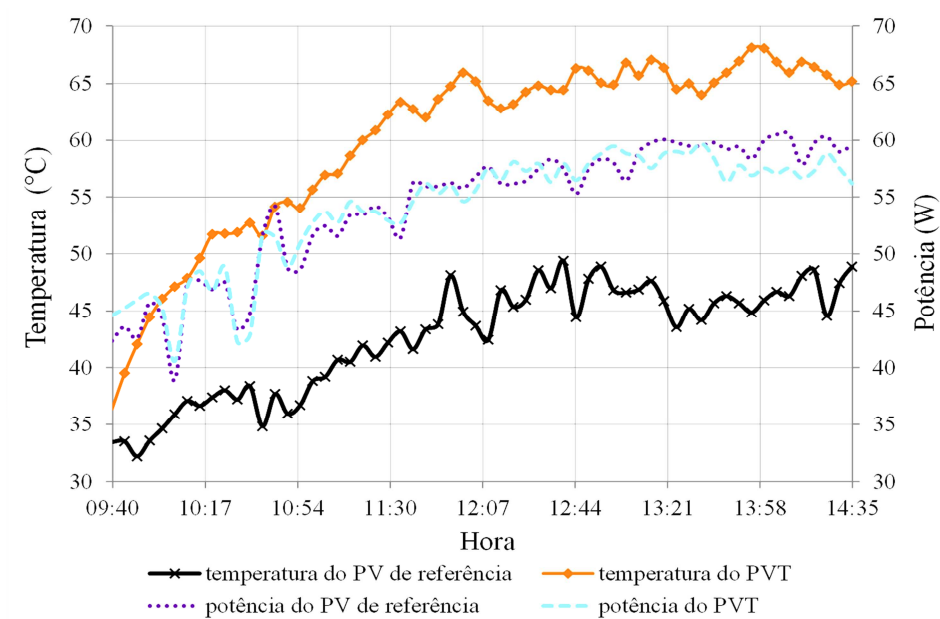


Figura 6.9 – Comparação entre temperatura e potência dos PVs

A figura 6.10 compara o rendimento dos PVs com a temperatura onde se verifica que o rendimento diminui com o aumento da temperatura. Para este experimento não foi feita uma comparação entre rendimento e variação da radiação incidente devido a grande variação térmica dos PVs de modo que uma análise se torna mais complicada de se fazer.

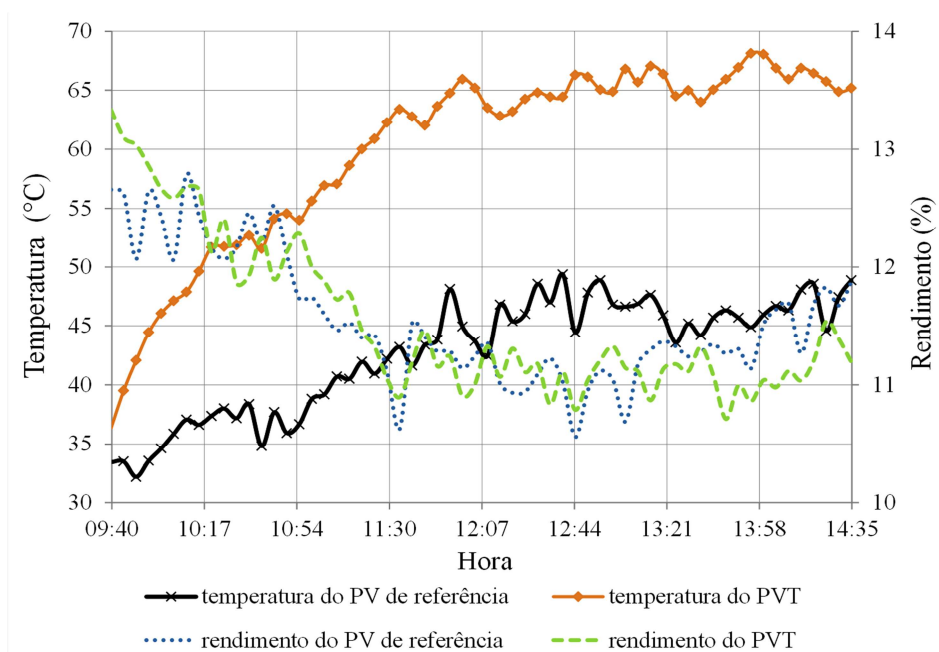


Figura 6.10 – Comparação entre temperatura e rendimento dos PVs

6.3 PVT com circulação de água

O experimento com circulação de água no PVT foi realizado no dia 22 de Janeiro de 2014 das 11h10 às 16h. Além das medições realizadas no primeiro experimento, foram feitas medições da vazão de água na bomba, das temperaturas de entrada e saída de água do subsolo, temperatura da água que entra no reservatório, da taxa de transferência de calor e rendimento térmico do PVT. A potência para acionar a bomba hidráulica foi de 2 W e a vazão de água foi de 0,0121 m³/s. Assim como na seção anterior, primeiramente são apresentados as comparações entre resultados práticos e de simulação do PVT e após os resultados comparando o PVT com o PV de referência.

6.3.1 PVT medido x PVT simulado

Neste dia foram levantados dados comparando os resultados de simulações e práticos. A comparação entre as medições de potência do PVT é apresentada na figura 6.11 enquanto que as comparações de rendimento do mesmo PV são apresentadas na figura 6.12. Verifica-se que os valores da potência e do rendimento simulado são muito próximos aos valores reais, sendo pouco menores perto de 13h00. Além disso, nas medições reais ocorreram novamente algumas oscilações. Por outro lado se observou que ambas as simulações acompanham a potência medida experimentalmente quando há variações de temperatura e de radiação.

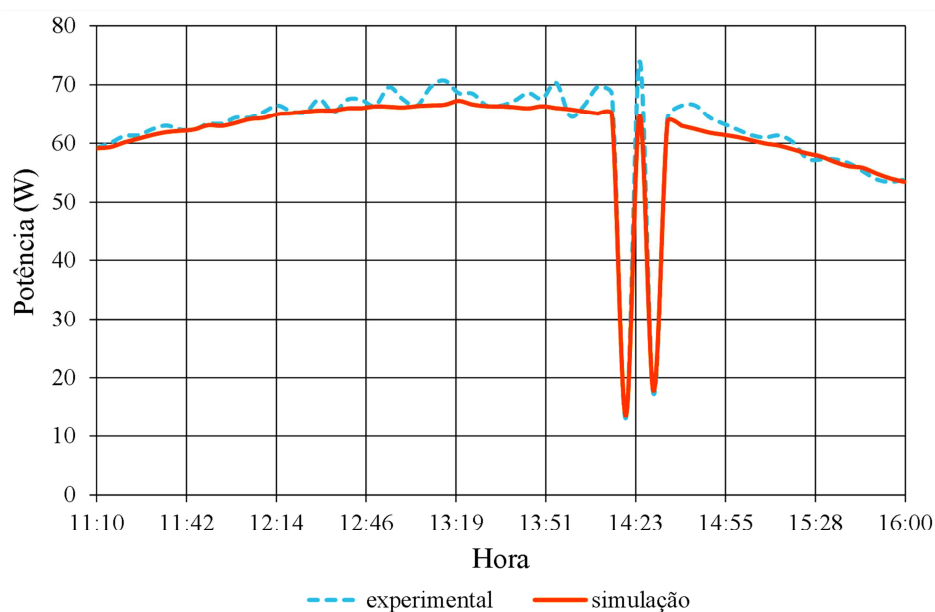


Figura 6.11 – Comparação entre potência obtida experimentalmente e por simulação do PVT

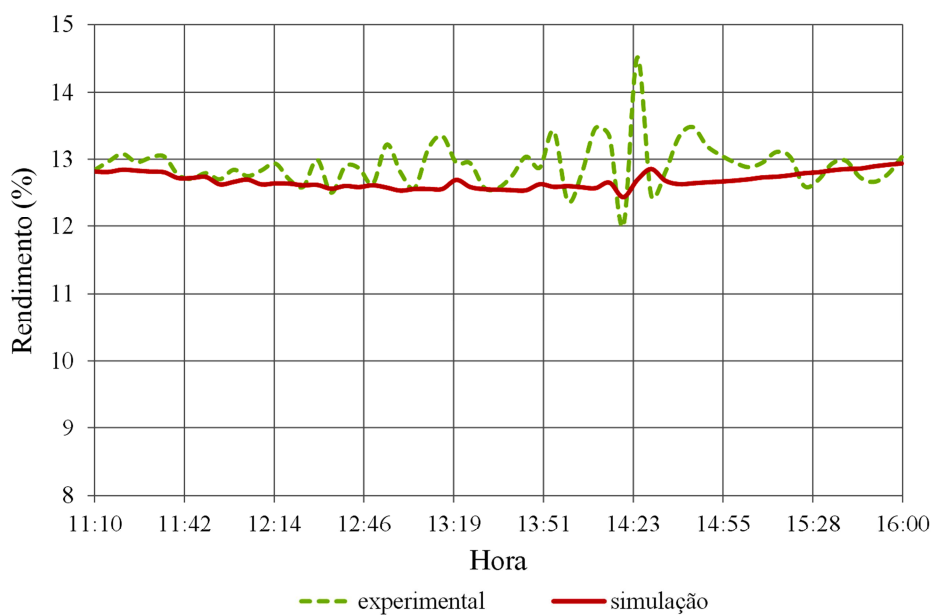


Figura 6.12 – Comparação entre rendimento obtido experimentalmente e por simulação do PVT

6.3.2 PVT x PV de referência

6.3.2.1 Radiação solar

Os valores obtidos para a radiação solar para este dia são apresentados na figura 6.13. Às 14h20 e 14h30 ocorreram quedas significativas causadas por nuvens mais densas, mas no resto do tempo de análise houve condições ideais de medição. Nas subseções seguintes são apresentados os efeitos causados por estas quedas bruscas no desempenho dos PVs.

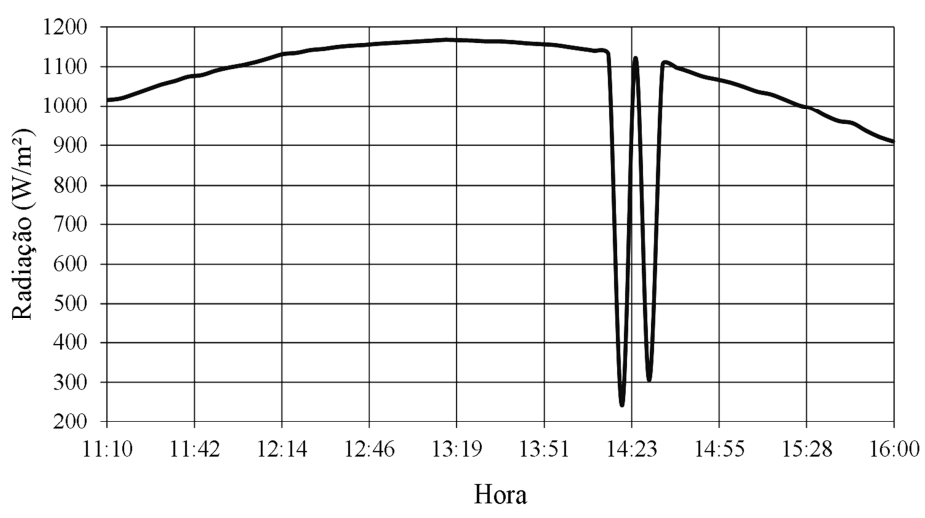


Figura 6.13 – Radiação incidente no dia 22/01/2014

6.3.2.2 Temperatura

As temperaturas medidas são apresentadas na figura 6.14. Para que não ocorresse uma variação significativa entre a água que volta do solo e a que chega ao PV, foram instalados isolantes térmicos nas mangueiras como pode ser visto no Apêndice B. A temperatura do PVT sofreu poucas variações causadas pela variação da radiação incidente e por problemas de vazamento na estrutura, onde em alguns momentos criava algumas bolhas de ar aumentando a temperatura. Mesmo assim, na maior parte do experimento a sua temperatura foi inferior à temperatura ambiente.

Enquanto isso, como a temperatura ambiente estava bem elevada, a temperatura do PV de referência elevou-se a valores próximos a 70 °C. Neste caso, se verifica uma diferença bastante elevada entre temperatura do PV de referência e PVT de modo que se possa analisar a geração de energia de ambos os PVs nas diferentes condições de temperaturas apresentadas nos dois dias de experimento.

Quanto à temperatura da entrada de água, se observa que esta praticamente não varia ao longo do dia enquanto que a temperatura da água que chega ao reservatório sofre grande influência da radiação incidente e da temperatura do PVT. Já a temperatura da água que sai do reservatório e vai para o subsolo sofre uma variação exponencial ao longo do dia devido às características isolantes do reservatório, além do fato desta sofrer influencia da temperatura inicial do reservatório.

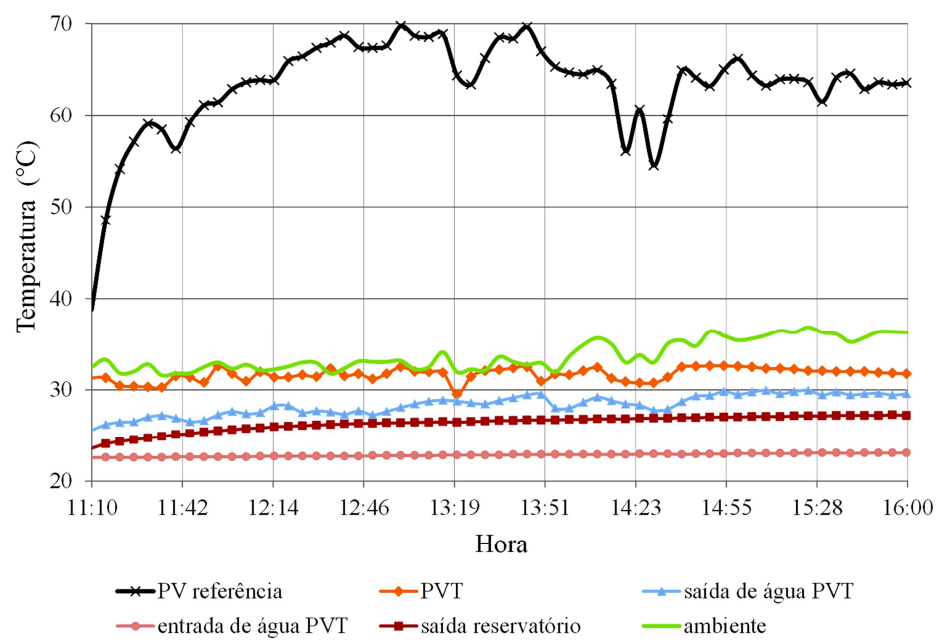


Figura 6.14 – Temperaturas medidas em 22/01/2014

6.3.2.3 Potência e taxa de transferência de calor

A potência dos PVs de referência e condicionado em MPP são apresentadas na figura 6.15. A máxima potência para o PVT obtida experimentalmente considera a queda provocada pela potência da bomba. Entretanto, se observa que a diferença de potência na maior parte do dia é superior a 10 W o que representa quase 20 % de ganho com relação ao PV de referência. Neste caso, se confirma que o esfriamento do PV resulta em um aumento significativo da potência gerada, exceto quando ocorre uma redução brusca da radiação solar como pode ser visto na figura 6.15. Comparando os resultados da figura 6.15 com os da figura 6.6, observa-se que a potência gerada no PV de referência reduziu, enquanto que a potência do PVT aumentou comprovando que a temperatura da superfície do PV influi diretamente na geração de energia uma vez que a redução de temperatura no PVT resultou em um aumento da potência gerada.

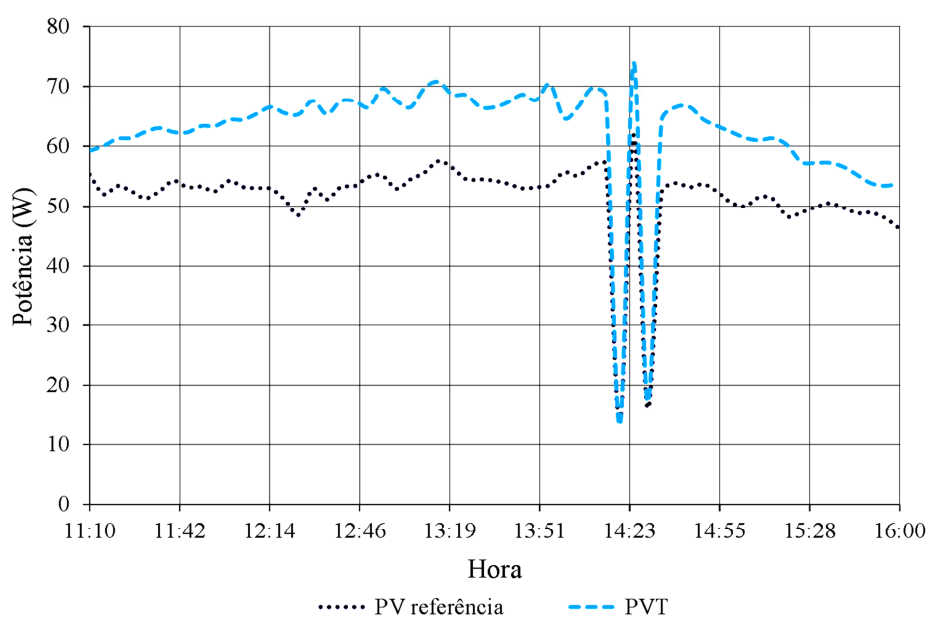


Figura 6.15 – Potências em MPP medidas no dia 22/01/2014

A taxa de transferência de calor do PVT em (W) obtida através da equação (4.6) é apresentada na figura 6.16. Os valores medidos dependem diretamente da variação de temperatura de entrada de água no PV e da saída que vai para o reservatório. Assim, as oscilações que ocorrem na taxa de transferência se devem a estas variações de temperatura. Apesar da diferença de temperatura entre entrada e saída não ser muito elevada, ainda sim a taxa de transferência de calor é bem superior comparado à potência elétrica gerada pelo PV,

pois a maior parte da radiação incidente no PV é convertida em calor conforme apresentado no capítulo 4.

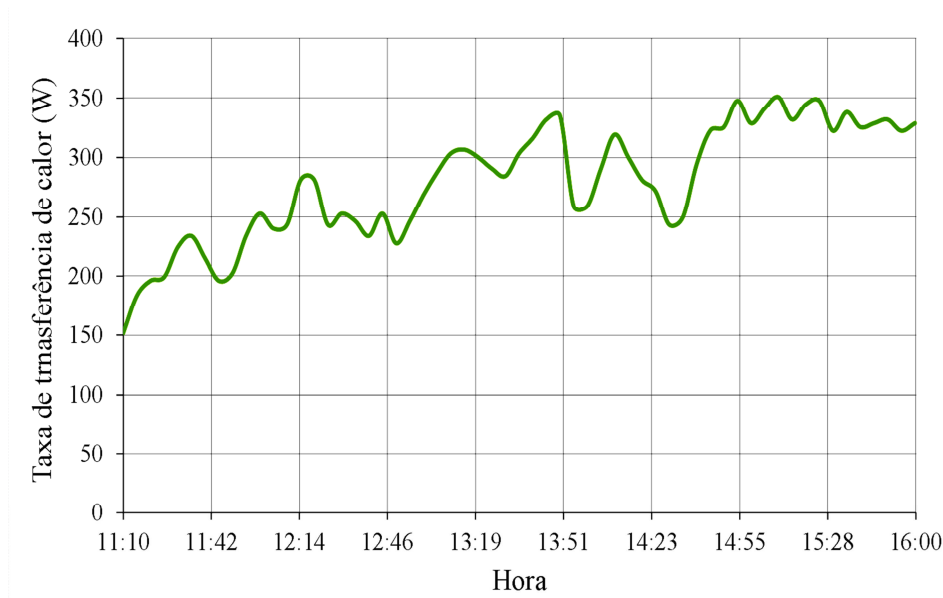


Figura 6.16 – Taxa de transferência de calor do PVT no dia 22/01/2014

6.3.2.4 Rendimento elétrico e térmico

O rendimento elétrico dos PVs é apresentado na figura 6.17. Observa-se que o ganho de rendimento do PVT em alguns momentos chega a valores próximos a 23% comparado com o PV de referência. O ganho de rendimento do PVT com relação ao PV de referência é obtido através da seguinte expressão:

$$Ganho = \frac{\eta_{PVT} - \eta_{PV_{ref}}}{\eta_{PV_{ref}}} 100\% \quad (6.1)$$

onde

η_{PVT} : rendimento do PVT;

$\eta_{PV_{ref}}$: rendimento do PV de referência.

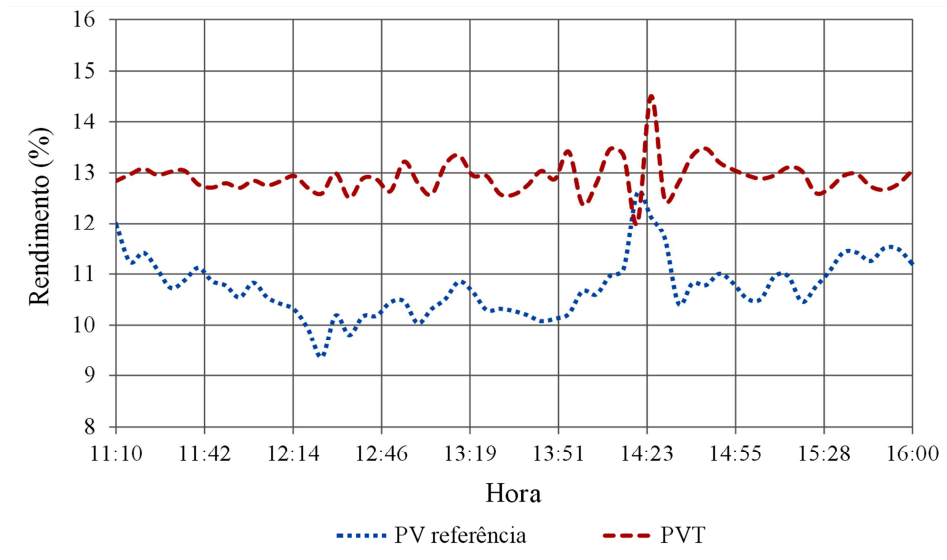


Figura 6.17 – Rendimento elétrico dos PVs no dia 22/01/2014

A figura 6.18 apresenta o rendimento térmico percentual do PVT que foi obtido através da equação (4.7). Em casos onde ocorreu queda brusca da radiação, foi feita uma média considerando os valores mais próximos de radiação. Verifica-se que o rendimento térmico ao longo do dia foi aumentando até chegar a um valor próximo a 80 %. Isto significa que o PVT pode atingir um rendimento total próximo a 90 %.

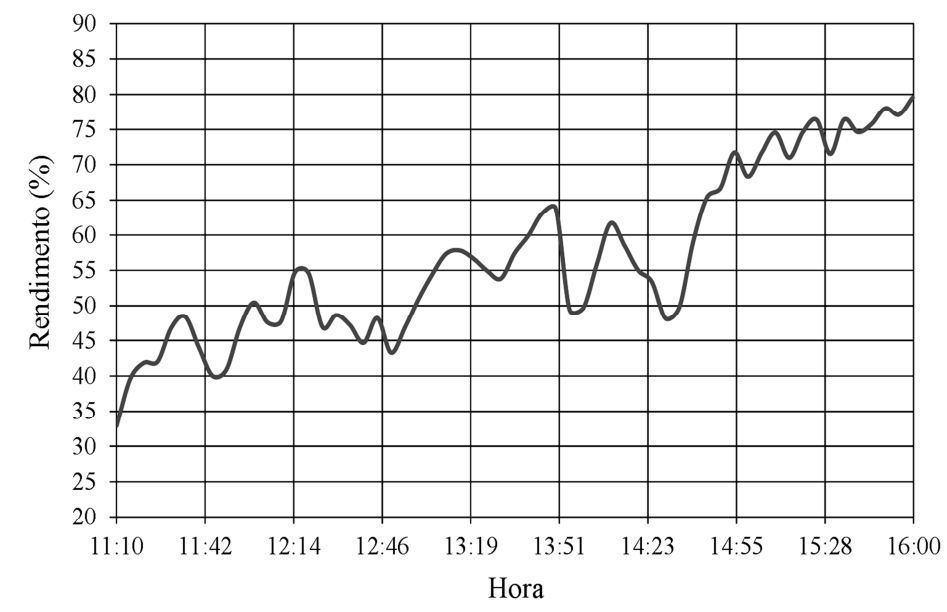


Figura 6.18 – Rendimento térmico do PVT

6.3.2.5 Comparação entre os resultados apresentados

Assim como no primeiro dia de experimento realizado em 12 de dezembro de 2013, a potência dos PVs varia quase que proporcionalmente com a radiação incidente como pode ser observado nas figuras 6.19, diferenciando apenas devido a algumas oscilações em torno do MPP. Além disso, na figura 6.20 se verifica uma dependência entre estes resultados e a temperatura da superfície dos PVs. Entre 11h10 e 11h30, ocorre uma queda da potência do PV de referência devido ao aumento da sua temperatura.

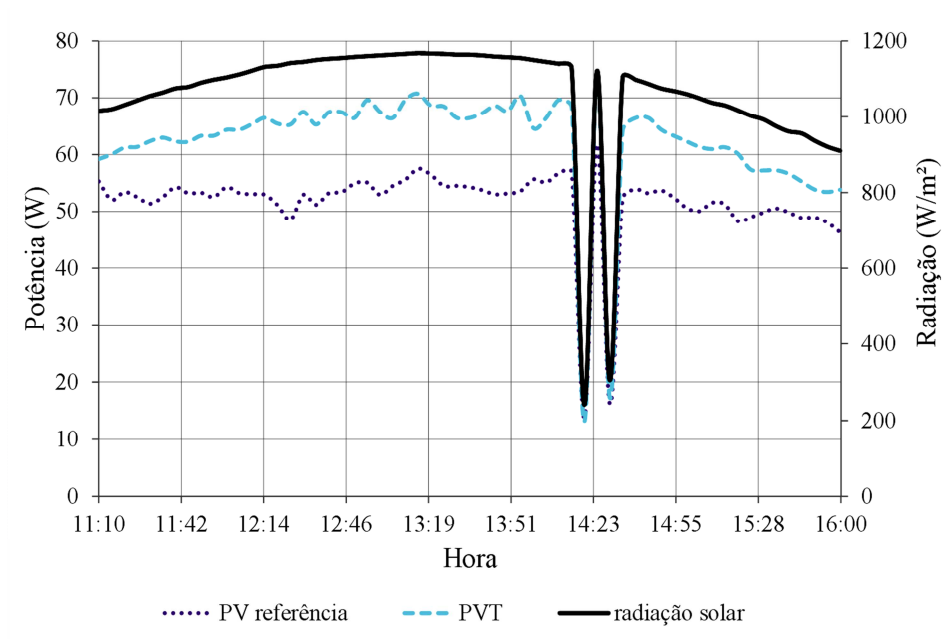


Figura 6.19 – Comparação entre a potência medida dos PVs e a radiação solar no dia 22/01/2014

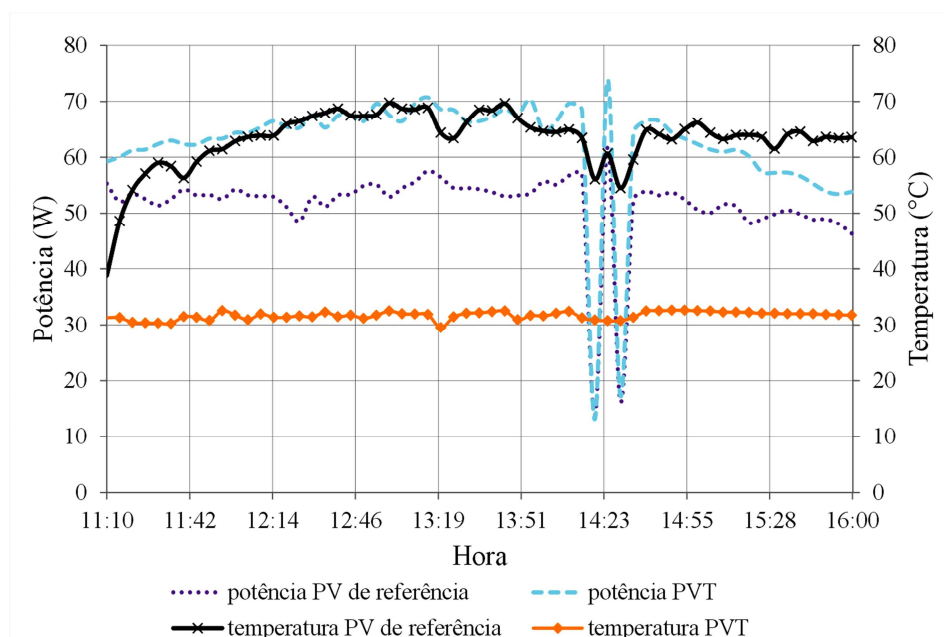


Figura 6.20 – Comparação entre potência e temperatura dos PVs medidos em 22/01/2014

A figura 6.21 apresenta a comparação entre rendimento elétrico e temperatura onde se verifica que o rendimento diminui quando a temperatura aumenta. Assim se observa que curvas praticamente se coincidem em alguns momentos.

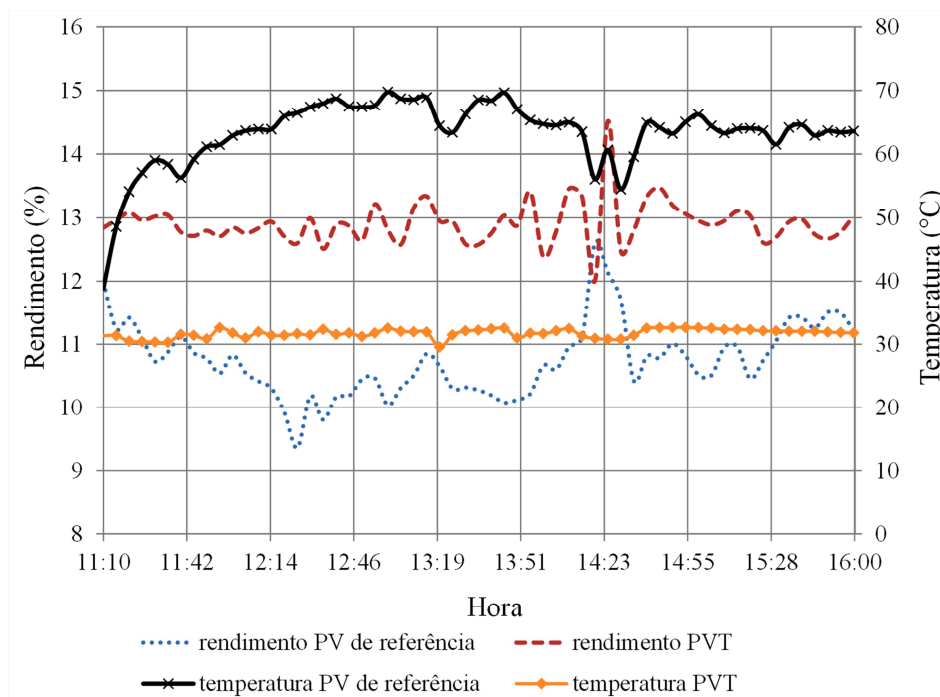


Figura 6.21 – Comparação entre rendimento elétrico e temperatura dos PVs no dia 22/01/2014

6.4 Resumo do capítulo

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos experimentalmente de radiação solar, temperatura, potência e rendimento com o objetivo de comparar o PVT com um PV de referência em dois dias de experimentos. No primeiro dia, os dados foram levantados com o PVT com a bomba hidráulica desligada, ou seja, sem circulação de água na parte traseira. Os resultados mostram que a potência e o rendimento dos PVs dependem da radiação solar e da temperatura. No momento que houve variações na radiação, a potência de ambos os PVs praticamente acompanharam estas variações. Quanto à comparação entre os PVs, verificou-se que ambos tiveram desempenhos semelhantes, exceto durante a tarde quando a potência e rendimento do PV de referência foram superiores.

Além disso, verificou-se que as simulações realizadas são muito próximas dos resultados práticos, exceto pelo fato de ocorrer algumas oscilações nos resultados práticos que são causadas pelo conversor CC/CC e pelo controlador HCC e ainda podem ser causadas por

fatores que requerem maior investigação como, por exemplo, uma diferença significativa de temperatura entre uma célula fotovoltaica e outra.

No segundo dia, considerando o PVT com circulação de água, além das medições feitas no primeiro dia, foram feitas medições da taxa de transferência de calor e rendimento térmico. Com relação às medições elétricas, verificou-se que os resultados são bem semelhantes ao do primeiro dia, exceto pelo fato do PVT ter um desempenho bem superior comparado com o PV de referência, pois este operou com uma temperatura bem superior durante o experimento. Assim como no primeiro dia de testes, a simulação realizada se aproximou bastante das curvas de potência e rendimento práticas.

Quanto à taxa de transferência de calor, os seus valores foram aumentando ao longo do dia chegando até 350 W, o que está dentro da projeção realizada no capítulo 5. Já o rendimento variou entre 30 % nos primeiros minutos até 80 % no final do experimento. Neste caso, se observa que o rendimento total do PVT pode ultrapassar os 90%.

7 CONCLUSÕES

Esta dissertação descreve uma metodologia para aumentar a potência de saída e o rendimento de painéis fotovoltaicos usando o esfriamento de PV com energia geotérmica e armazenamento da água aquecida por circulação na parte de trás do painel, um reservatório térmico e o subsolo geotérmico. Uma vez que o subsolo possui uma capacidade enorme de armazenar calor ou frio, observou-se que a energia geotérmica seria uma solução viável para o esfriamento do PV sem a necessidade de reposição de água evitando seu desperdício. Além disso, como a água que passa pelo PV aquece, esta pode ser utilizada em conjunto com chuveiros e outros fins que necessitem de água aquecida, diminuindo o consumo de energia elétrica. Assim, o calor geotérmico atua de forma complementar ao aquecimento de água do reservatório térmico uma vez que se não houver consumo de água, ou a água já estiver bastante aquecida, haverá uma saturação na redução da temperatura da água de circulação usada para transferência de calor.

Uma característica distinta da proposta desta dissertação é que ao contrário de outros sistemas integrando PVs e energia geotérmica, neste protótipo não há bomba de calor, o que reduz drasticamente o consumo de energia. Então, foi utilizada apenas uma bomba hidráulica de baixa potência responsável pela circulação de água.

A análise econômica apresentada indica que o modelo proposto é viável, especialmente a longo prazo. Entretanto, há uma necessidade de fazer uma análise econômica mais detalhada de modo a se identificar em quais situações este modelo é mais recomendável.

Os resultados práticos obtidos no laboratório do CEESP com relação à máxima potência e rendimento elétrico de PVs confirmam a modelagem realizada no capítulo 3, pois se aproximam das simulações reunindo as mesmas condições de temperatura e radiação solar. Vê-se que é desejável se fazer uma mediação dos parâmetros internos do PV com o mínimo de erro possível, pois qualquer variação pode resultar em estimativas erradas do ganho de potência e eficiência. Assim, quando a bomba hidráulica é acionada, verifica-se um aumento considerável da máxima potência e do rendimento elétrico.

Com relação à taxa de transferência de calor, verifica-se que os resultados obtidos estão bastante próximos das estimativas apresentadas no capítulo 5. Neste caso, ao se utilizar a energia geotérmica para esfriar PVs, deve-se levar em conta a sua capacidade térmica de modo que esta seja capaz de suprir a demanda do PV durante um longo período. Durante os

experimentos, verificou-se que a temperatura de entrada da água para o PV pouco varia, indicando que o subsolo teve capacidade térmica suficiente para suprir as trocas de calor.

Um dos fatores que contribuíram para o bom desempenho da troca de calor entre PV e subsolo foi o reservatório de água que inicialmente estava numa temperatura mais baixa. Assim, a temperatura da água que vai para o subsolo mantém-se um pouco mais baixa que a temperatura da água que sai do PV em direção ao reservatório. Logo, caso a temperatura da água que volta ao subsolo se aproxime da temperatura da água que sai do PV o desempenho seria um pouco inferior. Como o objetivo principal é utilizar a água aquecida para fins residenciais, diminuem-se as chances do subsolo não ser capaz de suprir a demanda uma vez que no momento em que o consumidor utiliza água aquecida, o reservatório deve ser recomposto por água da rede que passa antes pelo subsolo e pelo PV.

7.1 Principais contribuições

Os resultados apresentados nesta dissertação contribuem nos seguintes aspectos:

1) Modelagem de PVs em função dos seus parâmetros elétricos obtendo-se um conjunto de equações cuja solução pode ser obtida com uma única iteração numérica, precisa o suficiente para determinação do MPP em função da temperatura e da radiação incidente no painel. Uma vez obtidos os parâmetros internos do painel, pode-se projetar os ganhos de potência e rendimento sob esfriamento geotérmico;

2) Desenvolvimento de uma metodologia para estimar as trocas de calor em PVs, no subsolo e no reservatório térmico de água para dimensionar corretamente as mangueiras a serem enterradas no subsolo de modo que este seja capaz de suprir a demanda dos demais componentes de troca de calor;

3) Análise econômica simplificada do modelo proposto para se verificar a sua viabilidade em comparação com outros modelos conhecidos no mercado.

4) Viabilização do uso da energia geotérmica superficial para esfriamento de PVs visando aumentar a potência elétrica e os rendimentos elétrico e térmico de PVs como forma complementar ao aquecimento de água num reservatório térmico sem uso de bombas de calor.

5) Estabelecimento de um conjunto de ensaios em sistemas fotovoltaicos esfriados por circulação de água e troca geotérmica como forma da redução da carga em chuveiros elétricos.

Enfim, este trabalho contribui para reduzir o consumo residencial, reduzindo a demanda por energia elétrica, além de aumentar a capacidade dos PVs de gerar energia

elétrica tornando esta fonte de energia viável em locais com maior incidência de radiação solar e temperaturas elevadas.

7.2 Trabalhos futuros

Dentre os trabalhos futuros que podem ser realizados baseados nos resultados desta dissertação podem ser citados:

- 1) uso de concentradores solares e ou rastreamento solar para aumentar a radiação incidente e a geração térmica de PVs;
- 2) investigação do ponto ótimo de vazão da bomba hidráulica através do controlador HCC.
- 3) investigação dos efeitos causados pela diferença de temperatura entre as células fotovoltaicas;
- 4) utilização de um controle mais sofisticado para a obtenção de MPP dos PVs, minimizando as oscilações verificadas nos experimentos;
- 5) análise econômica mais detalhada com objetivo de identificar as situações em que este modelo mais se enquadra.
- 6) análise do impacto causado pela redução da carga em chuveiros elétricos na demanda por energia elétrica do sistema brasileiro.

PUBLICAÇÕES

1. Fernandes, F.T. et al. **Improved analytical solution to obtain the MPP of PV modules.** Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE, pp. 1674 – 1678, 2013
2. De Nardin, C et al. **Reduction of electrical load for air conditioning by electronically controlled geothermal energy.** Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE, pp. 1850 - 1855 , 2013
3. Trapp, J.G. et al. **Variable speed wind turbine using the squirrel cage induction generator with reduced converter power rating for stand-alone energy systems.** Industry Applications (INDUSCON), 10th IEEE/IAS International Conference on, pp. 1 – 8, 2012
4. Trapp, J.G. et al. **FC and PV emulation by buck converter based on experimental VxI curves and dynamic response.** Power Electronics Conference (COBEP), pp. 984 - 991 , 2011
5. Lima, L.P. et al. **Integration of alternative sources of energy as current sources.** Power Electronics Conference (COBEP), pp. 589 - 594, 2011

BIBLIOGRAFIA

- [1] Caracas, J. V. M. et al. **Implementation of a High efficiency and low Cost Converter for a Photovoltaic Water Pumping System.** Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2012 Twenty-Seventh Annual IEEE, pp. 2080 – 2086.
- [2] Jie Ji et al. **Experimental study of photovoltaic solar assisted heat pump system.** Solar Energy, vol. 82, Issue 1, January 2008, Pages 43–52.
- [3] Xu, G.; Zhang, X.; Deng, S. **Experimental study on the operating characteristics of a novel low-concentrating solar photovoltaic/thermal integrated heat pump water heating system.** Applied Thermal Engineering, Vol. 31, Issues 17–18, December 2011, pp. 3689–3695.
- [4] Bakker, M. et al. **Performance and costs of a roof-sized PV/thermal array combined with a ground coupled heat pump.** Solar Energy, Vol. 78, Issue 2, February 2005, Pages 331–339.
- [5] Seguel, J. I. L. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.
- [6] Gao, L. et al. **Parallel-Connected Solar PV System to Address Partial and Rapidly Fluctuating Shadow Conditions.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 56, No. 5, May 2009, pp. 1548-1556.
- [7] Geotics. **Geotermia solar, Equipo y funcionamiento,** Disponível em: <<http://www.geotics.net/espanol/energia-geotermia/intercambio-tierra>>. Acesso em: 28 out. 2013.
- [8] Farret, F. A.; Simões, M. G. **Integration of Alternative Sources of Energy.** Ed. IEEE, Nova Iorque, EUA, 2006.
- [9] Çengel, Y. A. **Transferência De Calor E Massa: Uma Abordagem Prática.** Editora Mcgraw-Hill, São Paulo. Terceira Edição, 902 P., 2009.

- [10] Tripanagnostopoulos, Y. et al. **Hybrid Photovoltaic/Thermal Solar Systems**. Solar Energy Vol. 72, No. 3, pp. 217–234, 2002.
- [11] Hussein, K. H. et al. **Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions**. IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume 142, Issue 1, January 1995, pp. 59 – 64.
- [12] Saloux, E.; Teyssedou, A.; Sorin, M. **Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point**. Elsevier, Solar Energy, February, 2011, pp. 713-722.
- [13] Farret, F. A.; Lenz, J. M.; Trapp, J. G. **New methodology to determinate photovoltaic parameters of solar panels**. Power Electronics Conference (COBEP), 2011, pp. 275-279.
- [14] El-Saadawi, M. M. et al. **A Proposed Dynamic Model of Photovoltaic-DG System**. Nuclear & Renewable Energy Conference (INREC), 2010 1st International, 2010, pp. 1-6.
- [15] Chan, D. S. H.; Philips, J. R.; Phang, J. C. H. **A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters**. Solid State Electronics, vol. 29, 1986, pp.329-337.
- [16] Kim, I. S.; Kim, M. B.; Youn, M. J. **New Maximum Power Point Tracker Using Sliding-Mode Observer for Estimation of Solar Array Current in the Grid-Connected Photovoltaic System**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, no. 4, pp. 1027-1035, June 2006.
- [17] Bakker, M. et al. **Performance and costs of a roof-sized PV/thermal array combined with a ground coupled heat pump**. Solar Energy 78, 2005, pp. 331–339.
- [18] Balouktsis, A. et al. **Load Matching in a Direct-Coupled Photovoltaic System-Application to Thevenin's Equivalent Loads**. International Journal of Photoenergy, Volume 2006, pp.1–7.
- [19] Duru, H. T. **A maximum power tracking algorithm based on $I_{mpp}=f(P_{max})$ function for matching passive and active loads to a photovoltaic generator**. Solar Energy 80, 2006, pp. 812–822.

- [20] De Soto, W.; Klein, S. A.; Beckman, W. A. **Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance**. Elsevier, Solar Energy, 2005, pp. 78-88.
- [21] Di Piazza, M. C.; Ragusa, A.; Vitale, G. **Identification of Photovoltaic Array Model Parameters by Robust Linear Regression Methods**. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09), 2009.
- [22] Khezzar, R.; Zereg, M.; Khezzar, A. **Comparative Study of Mathematical Methods for Parameters Calculation of Current-Voltage Characteristic of Photovoltaic Module**. Electrical and Electronics Engineering (ELECO 2009), pp. I-24 - I-28, 2009.
- [23] Villalva, M. G.; Gazoli, J. R.; Ruppert Filho, E. **Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays**. IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, 2009.
- [24] Hepbasli, A. **Exergetic modeling and assessment of solar assisted domestic hot water tank integrated ground-source heat pump systems for residences**. Energy and Buildings 39 pp. 1211–1217, 2007.
- [25] Odeh, S.; Behnia, M. **Improving Photovoltaic Module Efficiency Using Water Cooling**. Heat Transfer Engineering, Volume 30, Issue 6, pp. 499-505, 2009.
- [26] Ji, J. et al. **Experimental study of photovoltaic solar assisted heat pump system**. Solar Energy, Vol. 82, pp. 43–52, 2008.
- [27] Dutra, A. **Aproveitamento de Fontes Alternativas para Redução do Consumo de Energia Elétrica e Reflexos nos seus Custos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2010.
- [28] Midttømme, K. et al. **Ground-Source Heat Pumps and Underground Thermal Energy Storage: Energy for the future**. NGU Special Publication, pp. 93-98, 2008.
- [29] Wang, H.; Qi, C. **Performance study of underground thermal storage in a solar-ground coupled heat pump system for residential buildings**. Energy and Buildings, Vol. 40, pp. 1278-1286, 2008.
- [30] Xia, C. et al. **Experimental study on geothermal heat exchangers buried in diaphragm walls**. Energy and Buildings, Vol. 52, pp.50–55, 2012.

- [31] Bahaidarah, H. et al. **Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions.** Energy Vol. 59, Pages 445–453, 2013.
- [32] **Installation Guide for the Siemens Solar ProCharger®/JF Solar Electric Modules.** Catálogo, Munique, Alemanha, 1996. Não paginado.
- [33] Rashid, M. H. **Eletrônica de Potência: Circuitos, Dispositivos e Aplicações.** Tradução: C. A. Favato. Ed. Makron Books LTDA, 1993.
- [34] Martins, D. C.; Barbi, I. **Eletrônica de Potência: Conversores CC-CC Básicos Não-Isolados.** 2ª Edição. Ed. dos autores, Florianópolis, 2006.
- [35] De Nardin, C. et al. **Reduction of electrical load for air conditioning by electronically controlled geothermal energy.** Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE, pp. 1850 – 1855, 2013.
- [36] Walker, G. R.; Sernia, P. C. **Cascaded DC–DC Converter Connection of Photovoltaic Modules.** IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 19, no. 4, pp. 1130-1139, July 2004.
- [37] Abdelsalam, A. K. et al. **High-Efficiency Adaptive Perturb and Observe MPPT Technique for Photovoltaic-Based Microgrids.** IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, no. 4, pp. 1010-1021, April 2011.
- [38] Kurtz, S. et al. **Evaluation of high-temperature exposure of rack-mounted photovoltaic modules.** 34-th IEEE PVSC, Philadelphia, PA 2009.
- [39] Khouzam, K. Y., **Optimum load matching in direct-coupled photovoltaic power systems-application to resistive loads.** IEEE Power & Energy Society, June 1990, pp. 265-271.
- [40] Lienhard IV, J. H; Lienhard V. J. H. **A Heat Transfer Textbook.** Ed. Phlogiton Press, 3rd Edition. Massachusetts, USA, 2008.
- [41] Şen, Z. **Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques.** Ed. Springer, 2008.
- [42] Duffie , J. A.; Beckman, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes.** Ed. Wiley-Interscience, 2nd Edition, 1991.

APÊNDICE

APÊNDICE A - DETALHAMENTO DO MODELAMENTO DO PV

A.1 Dedução da equação (3.14)

Neste apêndice é feito um detalhamento passo a passo de como foi obtida a equação (3.13) do capítulo 3 seção 3.2. Assim, são apresentadas as equações (3.9), (3.11) e (3.12):

$$\frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} = 0 - \frac{dI_d(T,G)}{dV_L(T,G)} - \frac{dI_p(T,G)}{dV_L(T,G)} \quad (3.9)$$

$$\frac{dI_d(T,G)}{dV_L(T,G)} = a(T)I_s [e^{a(T)(V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s)}] \left[1 + R_s \frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} \right] \quad (3.12)$$

$$\frac{dI_p(T,G)}{dV_L(T,G)} = \frac{1}{R_p} \left[1 + R_s \frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} \right] \quad (3.13)$$

Como próximo passo substitui-se as equações (3.12) e (3.13) em (3.9) e resolve-se o sistema de equações assim formado.

$$\frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} = - \left[a(T)I_s(T) e^{a(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} + \frac{1}{R_p} \right] \left[1 + R_s \frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} \right]$$

$$\frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} = - \left[a(T)I_s(T) e^{a(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} + \frac{1}{R_p} \right] - a(T)I_s(T) e^{a(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} R_s \frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} - \frac{R_s}{R_p} \frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)}$$

$$\frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} = \left[-a(T)I_s(T) e^{a(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} - \frac{1}{R_p} \right] - \left[a(T)R_s I_s(T) e^{a(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} + \frac{R_s}{R_p} \right] \frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)}$$

$$\frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} \left[1 + a(T)R_s I_s(T) e^{a(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} + \frac{R_s}{R_p} \right] = -a(T)I_s(T) e^{a(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} - \frac{1}{R_p}$$

Por fim isola-se o termo da derivada da corrente de carga com relação à tensão da carga como sendo:

$$\frac{dI_L(T,G)}{dV_L(T,G)} = - \frac{a(T)I_s(T) e^{a(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} + \frac{1}{R_p}}{1 + a(T)R_s I_s(T) e^{a(T)[V_L(T,G)+I_L(T,G)R_s]} + \frac{R_s}{R_p}} \quad (3.14)$$

A.2 Dedução da equação (3.21)

Nesta seção, apresenta-se a resolução passo a passo do sistema de equações composto pelas equações (3.19) e (3.20) até chegar à solução representada pela equação (3.21).

$$I_{Lm}(T, G) = \frac{1}{a(T)[R_{Lm}(T, G) + R_s]} \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{a(T)R_p I_s(T)[R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} \quad (3.19)$$

$$I_{Lm}(T, G) = \frac{I_\lambda(T, G) - I_s(T) \left\{ e^{\frac{a(T)I_{Lm}(T, G)[R_{Lm}(T, G) + R_s]}{1 + \frac{R_{Lm}(T, G) + R_s}{R_p}}} - 1 \right\}}{1 + \frac{R_{Lm}(T, G) + R_s}{R_p}} \quad (3.20)$$

O primeiro passo é substituir a equação (3.18) na eq. (3.19).

$$\begin{aligned} & \frac{1}{a(T)[R_{Lm}(T, G) + R_s]} \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{a(T)R_p I_s(T)[R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} \\ &= \frac{I_\lambda(T, G) - I_s(T) \left\{ e^{\frac{a(T) \frac{1}{a(T)[R_{Lm}(T, G) + R_s]} \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{a(T)R_p I_s(T)[R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} [R_{Lm}(T, G) + R_s]} - 1 \right\}}{1 + \frac{R_{Lm}(T, G) + R_s}{R_p}} \\ &= \frac{R_p + R_s + R_{Lm}(T, G)}{a(T)R_p [R_{Lm}(T, G) + R_s]} \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{a(T)R_p I_s(T)[R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} \\ &= I_\lambda(T, G) - I_s(T) \left\{ e^{\frac{a(T) \frac{1}{a(T)[R_{Lm}(T, G) + R_s]} \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{a(T)R_p I_s(T)[R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} [R_{Lm}(T, G) + R_s]} - 1 \right\} \quad (A.1) \end{aligned}$$

Sabendo-se ainda que:

$$a = e^{\ln x}$$

$$\ln a = \ln x$$

$$a \equiv x$$

então se resolve este sistema até isolar os diferentes termos compostos pela resistência de carga como pode ser observado a seguir:

$$\begin{aligned} & \frac{R_p + R_s + R_{Lm}(T, G)}{a(T)R_p [R_{Lm}(T, G) + R_s]} \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{a(T)R_p I_s(T)[R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} \\ &= I_\lambda(T, G) - I_s(T) \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{a(T)R_p I_s(T)[R_{Lm}(T, G) - R_s]} + I_s(T) \end{aligned}$$

O próximo passo é isolar o termo logarítmico

$$\ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} = \frac{I_\lambda(T, G) + I_s(T) - \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{\alpha(T) R_p [R_{Lm}(T, G) - R_s]}}{\frac{R_p + R_s + R_{Lm}(T, G)}{\alpha(T) R_p [R_{Lm}(T, G) + R_s]}} \quad (\text{A.2})$$

e em seguida simplificar o lado direito da equação (A.2).

$$\begin{aligned} & \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} \\ &= \frac{\alpha(T) R_p [R_{Lm}(T, G) + R_s] [I_\lambda(T, G) + I_s(T)] - \frac{R_{Lm}(T, G) + R_s}{R_{Lm}(T, G) - R_s} [R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)]}{R_p + R_s + R_{Lm}(T, G)} \\ & \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} \\ &= \frac{\alpha(T) R_p [R_{Lm}(T, G) + R_s] [I_\lambda(T, G) + I_s(T)]}{R_p + R_s + R_{Lm}(T, G)} - \frac{\frac{R_{Lm}(T, G) + R_s}{R_{Lm}(T, G) - R_s} R_p}{R_p + R_s + R_{Lm}(T, G)} + \frac{R_{Lm}(T, G) + R_s}{R_p + R_s + R_{Lm}(T, G)} \quad (\text{A.3}) \end{aligned}$$

Todos os termos das frações do lado direito da equação (A.3) são iguais. Então se deve passar este termo multiplicando o logaritmo do lado esquerdo desta equação.

$$\begin{aligned} & \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} [R_p + R_s + R_{Lm}(T, G)] \\ &= \alpha(T) R_p [R_{Lm}(T, G) + R_s] [I_\lambda(T, G) + I_s(T)] - \frac{R_{Lm}(T, G) + R_s}{R_{Lm}(T, G) - R_s} R_p + R_{Lm}(T, G) + R_s \quad (\text{A.4}) \end{aligned}$$

A seguir, simplifica-se todos os termos da equação (A.4) através dos passos apresentados abaixo até isolar os diferentes termos contendo a resistência de carga $R_{Lm}(T, G)$.

$$\begin{aligned} & \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} [R_p + R_s + R_{Lm}(T, G)] [R_{Lm}(T, G) - R_s] \\ &= \alpha(T) R_p [R_{Lm}(T, G) + R_s] [R_{Lm}(T, G) - R_s] [I_\lambda(T, G) + I_s(T)] - [R_{Lm}(T, G) + R_s] R_p + [R_{Lm}(T, G) + R_s] [R_{Lm}(T, G) - R_s] \\ & \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T, G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T, G) - R_s]} \right\} \{ R_p [R_{Lm}(T, G) - R_s] - R_s^2 + R_{Lm}^2(T, G) \} \\ &= \alpha(T) R_p [R_{Lm}^2(T, G) - R_s^2] [I_\lambda(T, G) + I_s(T)] - [R_{Lm}(T, G) + R_s] R_p + [R_{Lm}^2(T, G) - R_s^2] \end{aligned}$$

$$R_p [R_{Lm}(T,G) - R_s] \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} + [R_{Lm}^2(T,G) - R_s^2] \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\}$$

$$= \{ \alpha(T) R_p [I_\lambda(T,G) + I_s(T)] + 1 \} [R_{Lm}^2(T,G) - R_s^2] - [R_{Lm}(T,G) + R_s] R_p$$

$$R_{Lm}(T,G) R_p \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} - R_s R_p \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\}$$

$$+ R_{Lm}^2(T,G) \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} - R_s^2 \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\}$$

$$= R_{Lm}^2(T,G) \{ \alpha(T) R_p [I_\lambda(T,G) + I_s(T)] + 1 \} - R_s^2 \{ \alpha(T) R_p [I_\lambda(T,G) + I_s(T)] + 1 \} - R_{Lm}(T,G) R_p - R_s R_p$$

$$R_{Lm}^2(T,G) \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} - R_{Lm}^2(T,G) \{ \alpha(T) R_p [I_\lambda(T,G) + I_s(T)] + 1 \}$$

$$+ R_{Lm}(T,G) R_p \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} + R_{Lm}(T,G) R_p$$

$$- R_s R_p \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} + R_s R_p$$

$$- R_s^2 \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} + R_s^2 \{ \alpha(T) R_p [I_\lambda(T,G) + I_s(T)] + 1 \} = 0$$

$$\left\{ \alpha(T) R_p [I_\lambda(T,G) + I_s(T)] + 1 - \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} \right\} R_{Lm}^2(T,G)$$

$$- \left\{ \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} + 1 \right\} R_p R_{Lm}(T,G)$$

$$+ \left\{ \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} - 1 \right\} R_p R_s$$

$$- \left\{ \alpha(T) R_p [I_\lambda(T,G) + I_s(T)] + 1 - \ln \left\{ \frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{\alpha(T) R_p I_s(T) [R_{Lm}(T,G) - R_s]} \right\} \right\} R_s^2 = 0 \quad (A.5)$$

Como pode ser observada, (A.5) pode ser considerada uma equação de segundo grau, exceto pelo fato de haver termos da resistência de carga dentro dos logarítmicos. Assim, substituindo alguns termos por $K_1(T,G)$ e $K_2(T,G)$ observa-se que:

$$K_2(T,G) R_L^2(T,G) - K_1(T,G) R_p R_L(T,G) + [K_1(T,G) - 2] R_p R_s - K_2(T,G) R_s^2 = 0 \quad (A.6)$$

Resolvendo a equação (A.6) obtêm-se a equação (3.21) apresentada no capítulo 3.

$$R_{Lm}(T,G) = \frac{K_1(T,G)R_p + \sqrt{K_1^2(T,G)R_p^2 + 4K_2(T,G)\{K_2(T,G)R_s^2 - [K_1(T,G)-2]R_pR_s\}}}{2K_2(T,G)} \quad (3.21)$$

onde

$$K_1(T,G) = \ln \left[\frac{R_p + R_s - R_{Lm}(T,G)}{a(T)R_p I_s(T,G)(R_{Lm}(T,G) - R_s)} \right] + 1 \quad (3.22)$$

$$K_2(T,G) = [I_k(T,G) + I_s(T)]a(T)R_p + 2 - K_1(T,G) \quad (3.23)$$

A equação (3.21) é a única solução deste sistema, pois o termo dentro da raiz quadrada é maior comparado a $K_1(T,G)$ tornando $R_{Lm}(T,G)$ negativa.

A.3 Parâmetros internos do PV

Os parâmetros internos do PV foram obtidos experimentalmente através da curva VxI do PV apresentada na figura A.1 para uma condição de temperatura das células fotovoltaicas de 52,67°C e de radiação solar de 1140 W/m².

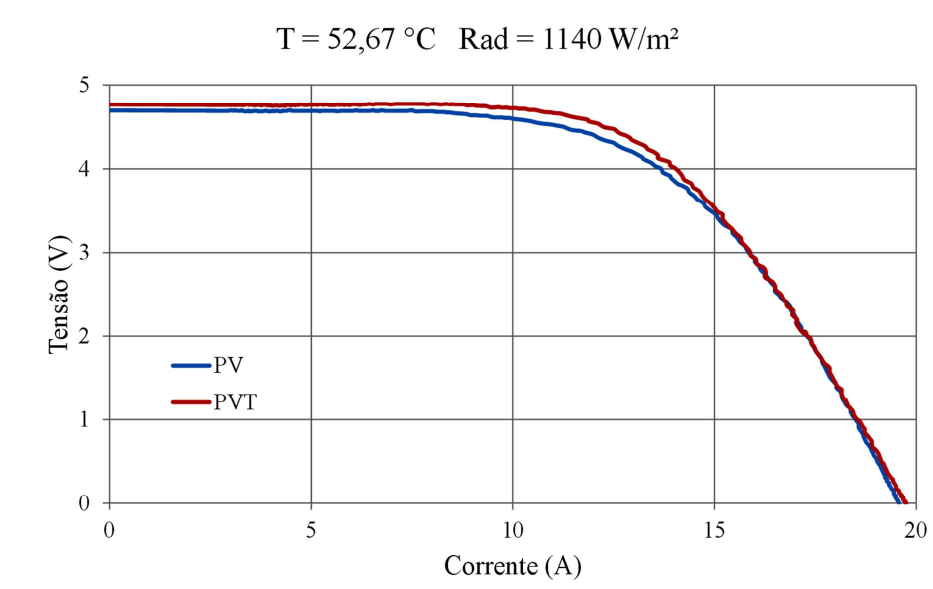


Figura A.1 – Curva VxI do PV e do PVT obtidas experimentalmente

Em seguida, obtêm-se valores iniciais das resistências série R_{so} e paralela R_{po} através das derivadas da corrente de carga com relação à tensão de carga nos pontos próximos a tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito respectivamente.

$$\frac{dI_L}{dV_L} \Big|_{I_L=0} = -\frac{1}{R_{so}} \quad (\text{A.8})$$

$$\frac{dI_L}{dV_L} \Big|_{V_L=0} = -\frac{1}{R_{po}} \quad (\text{A.9})$$

A seguir, é calculado o fator de idealidade do diodo, seguido pela corrente de saturação reversa de referência e pelas resistências série e paralela utilizando o método proposto por (Chan et al. [15]).

$$R_p = R_{po} \quad (\text{A.10})$$

$$n = \frac{kT_o (V_{Lm} + I_{Lm} R_{so} - V_{oc})}{q \left\{ \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{Lm}}{R_{po}} - I_{Lm} \right) - \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p} \right) + \frac{I_{Lm}}{I_{sc} - (V_{oc} / R_{po})} \right\}} \quad (\text{A.11})$$

$$I_{so} = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p} \right) e^{\left(\frac{qV_{oc}}{nkT_o} \right)} \quad (\text{A.12})$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{nkT_o}{qI_{so}} e^{\left(\frac{qV_{oc}}{nkT_o} \right)} \quad (\text{A.13})$$

A foto-corrente de referência foi obtida igualando com a corrente de curto-circuito. Enquanto isso, o coeficiente térmico da foto-corrente foi obtido através da equação (3.11).

$$I_{\lambda o} = I_{sc} \quad (\text{A.14})$$

Por fim, $I_s(T)$ pode ser medida através da seguinte expressão:

$$I_s(T) = I_{s-ref} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \times e^{\frac{V_{GO}}{V_T} T \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right)} \quad (\text{A.15})$$

Os parâmetros internos obtidos do PV de referência e do PVT são apresentados na tabela A.1.

Tabela A.1 – Valores dos parâmetros internos do PV obtidos no CEESP

Parâmetro	PV	PVT
$A_{pv} (m^2)$	0,454	0.454
$G_o (W/m^2)$	1140	1140
$T_o (K)$	325,82	325,82
$R_p (\Omega)$	15	16
$R_s (\Omega)$	0,021	0,022
$I_{\lambda o} (A)$	4,69	4.76
$I_{so} (A)$	$1,05 E^{-5}$	$1,55 E^{-6}$
n	1,49	1,31
α	0,0012	0,0010

APÊNDICE B - INSTALAÇÕES TÉRMICAS

B.1 Trocador de Calor Solar-Térmico

Esta seção contém as fotos tiradas durante as diversas etapas da montagem do trocador de calor solar-térmico utilizando PV.

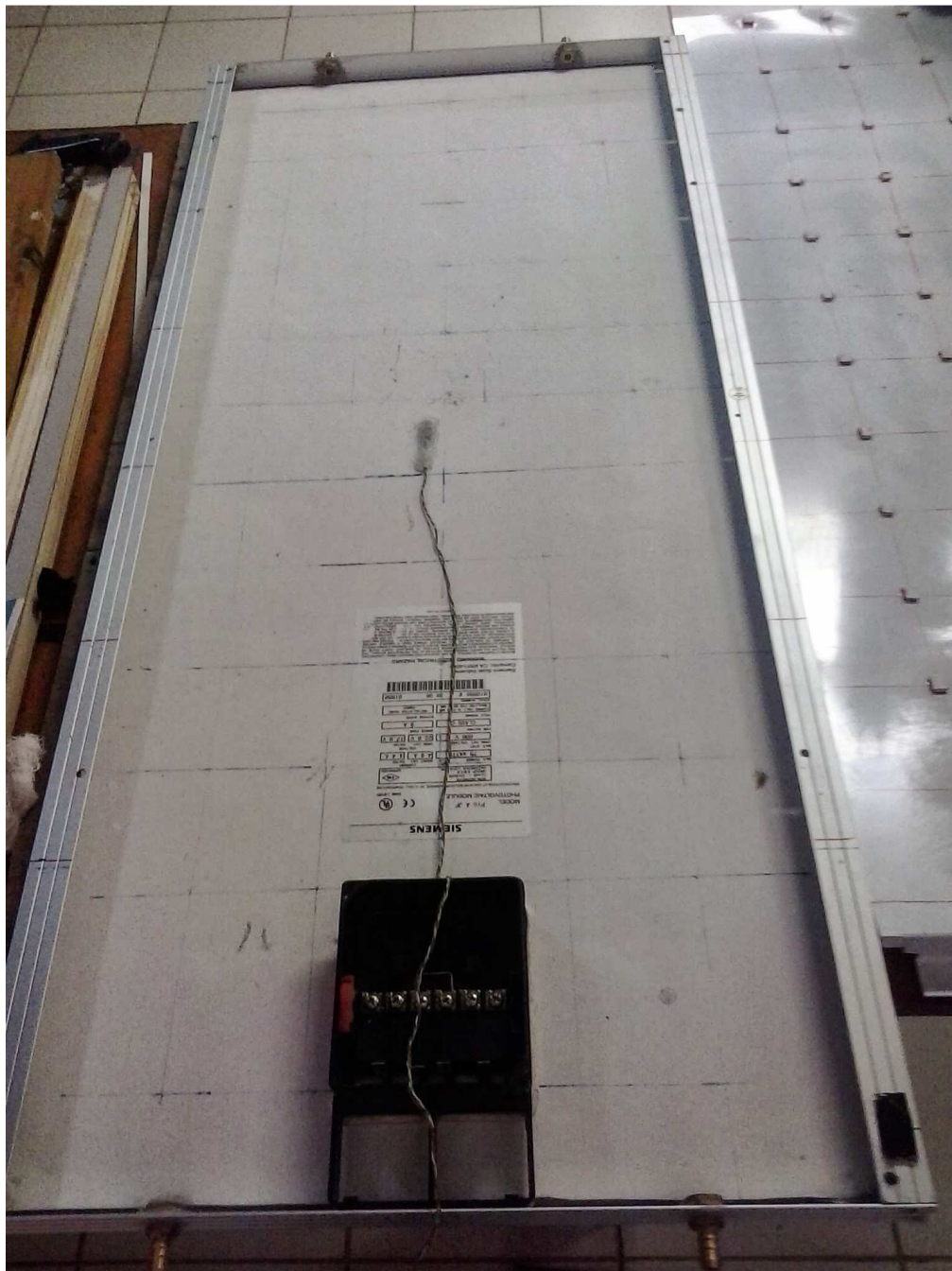


Figura B.1 – Instalação do sensor na parte traseira do trocador

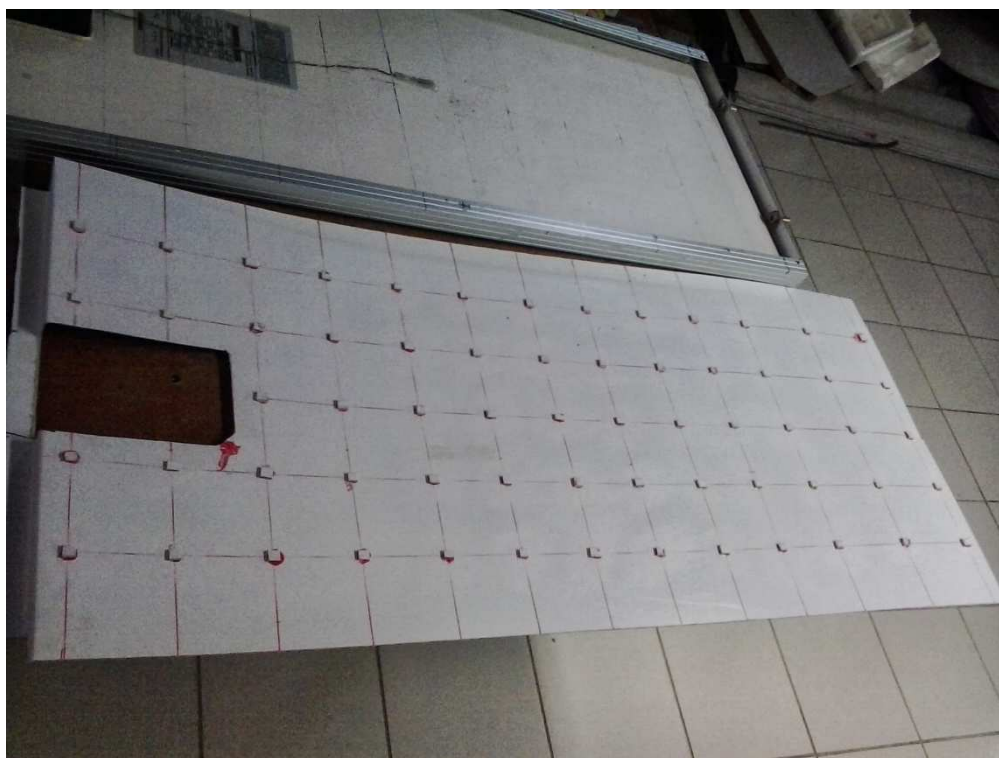


Figura B.2 – Chapa de PVC utilizada para vedar a parte traseira do trocador permitindo passagem de água a uma altura fixa de 4 mm determinada pelos pedaços colados



Figura B.3 – Trocador solar -térnico com a chapa de PVC colada na parte traseira afastada por 4 mm



Figura B.4 – Trocador solar- térmico com isolamento e suporte de madeira na parte de trás para evitar a dilatação da chapa

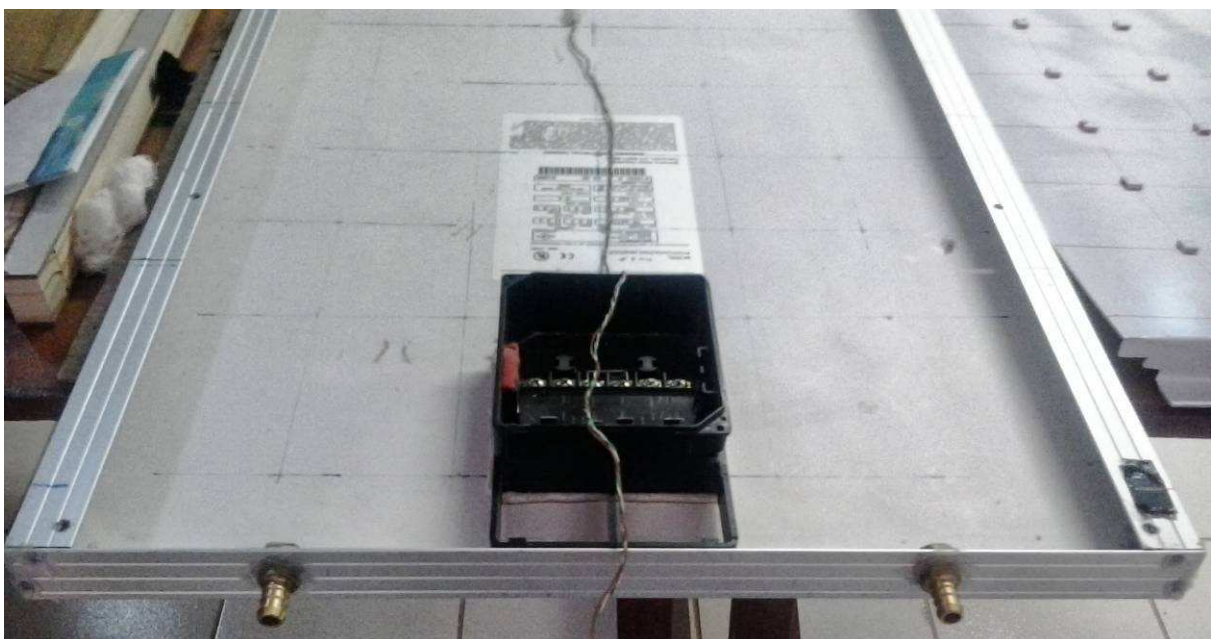


Figura B.5 – Detalhe das duas entradas de água

B.2 Reservatório de água

Esta seção apresenta as fotos tiradas durante a medição da capacidade térmica e durante os experimentos.

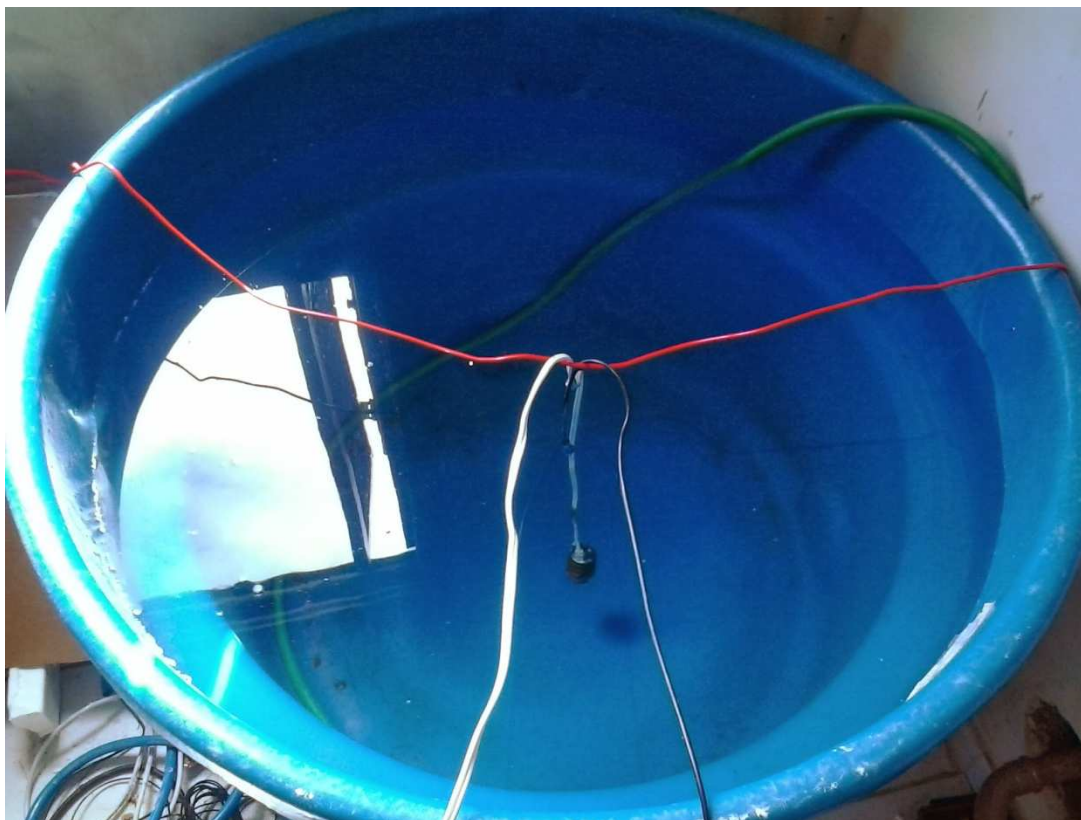


Figura B.5 – Resistência elétrica e sensor de temperatura utilizado para a medição da capacidade térmica do reservatório de água



Figura B.6 – Reservatório de água em operação

APÊNDICE C - CONTROLE DO PV

C.1 Circuito utilizado

A foto do conjunto de circuitos utilizados para o controle e a placa de aquisição de dados localizada na parte superior, que é apresentada com mais detalhes no apêndice E, é ilustrada na figura C.1 enquanto que a figura C.2 destaca a foto do circuito do conversor buck duplo. Este conjunto contém dois sensores de corrente na parte esquerda, um sensor de tensão localizado ao centro, dois indutores, um conversor buck duplo CC/CC incluindo o microcontrolador PIC na parte inferior e três baterias. Este conjunto faz o controle para ambos os PVs.



Figura C.1 – Conjunto de circuitos utilizados no controle e placa de aquisição de dados

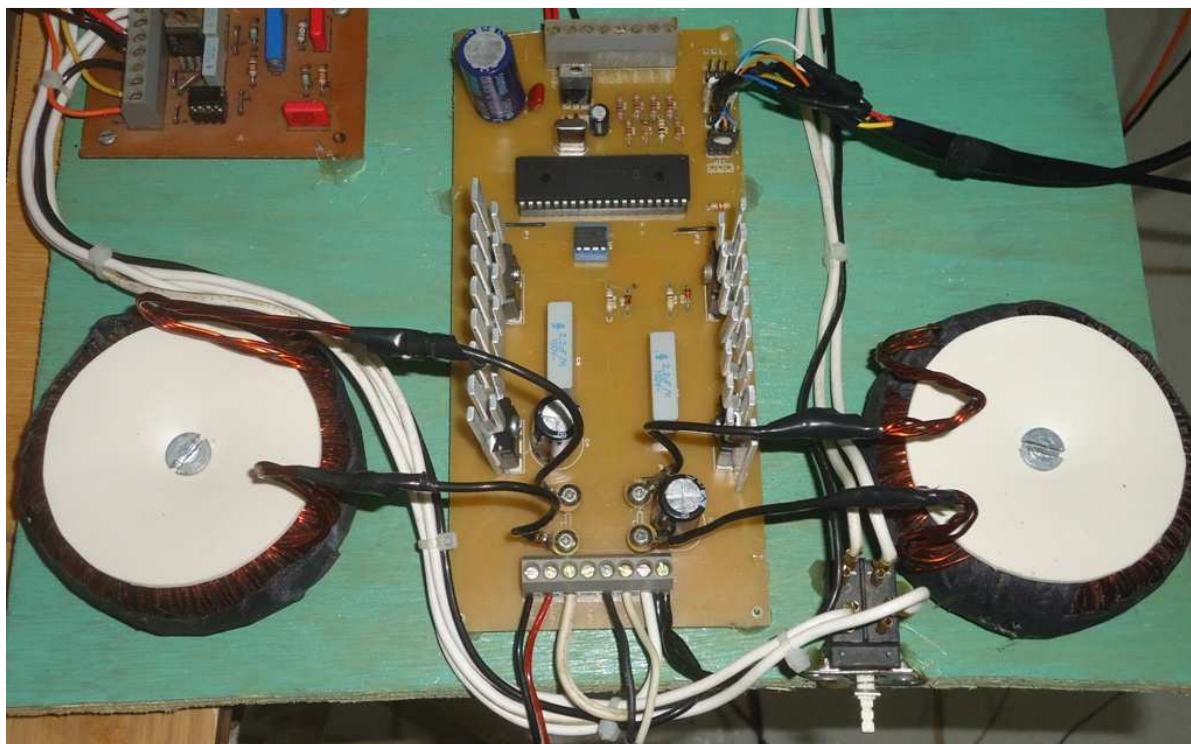


Figura C.1 – Foto do circuito do conversor buck duplo

C.2 Código fonte

```

unsigned long v[2], i[2], pwr[2], pold[2];
unsigned short duty[2], flag[2];

void main() {
    int j;
    TRISC = 0; // define PORTC como saídas (PWM)
    TRISA = 0xFF; // define PORTA como entrada
    ADCON1 = 0x80;
    PWM1_Init(10000); // define o modulo PWM1 com frequência de 10 KHz
    PWM2_Init(10000); // define o modulo PWM2 com frequência de 10 KHz
    PWM1_Start(); // inicia PWM1
    PWM2_Start(); // inicia PWM2
    PWM1_Set_Duty(16); // seta o ciclo de trabalho para PWM1
    PWM2_Set_Duty(16); // seta o ciclo de trabalho para PWM2

    for(j=0; j<2; j++){ //define valores iniciais

```

```
duty[j] = 0;
pold[j] = 0;
flag[j] = 1;
}

for(;;){
  for(j=0;j<2;j++) {
    v[j] = Adc_Read(2*j); // lê os sensores de tensão
    i[j] = Adc_Read(2*j+1); // lê os sensors de corrente
    pwr[j]=v[j]*i[j]; // calcula a potência

    if((pwr[j]<pold[j]) || (duty[j]<0) || (duty[j]>255)){ // compara a potência atual
      // com a anterior e com os ciclos de trabalho
      // máximo e mínimo
      ~flag[j]; // se a condição for verdadeira modifica o bit do flag
    }
    pold[j]= pwr[j]; // variável potência anterior recebe potência atual
    if(flag[j]) duty[j]++; //incrementa o ciclo de trabalho se flag for igual a 1
    else duty[j]--; // decrementa o ciclo de trabalho se flag for igual a 0
  }
  PWM1_Set_Duty(duty[0]); // seta o ciclo de trabalho para PWM1
  PWM2_Set_Duty(duty[1]); // seta o ciclo de trabalho para PWM2
}
}
```


APÊNDICE D - SENSORES DE CORRENTE

D.1 Circuito eletrônico de condicionamento de sinais

A figura D.1 apresenta o circuito elétrico utilizado para calibrar a tensão de saída do sensor de corrente modelo ACS712TELC-05B. A tensão de saída do sensor varia linearmente com a corrente de entrada de 1,5 a 3,5 V para correntes de -5 a 5 A respectivamente. Os valores de cada componente deste circuito esta descrito na tabela D.1.

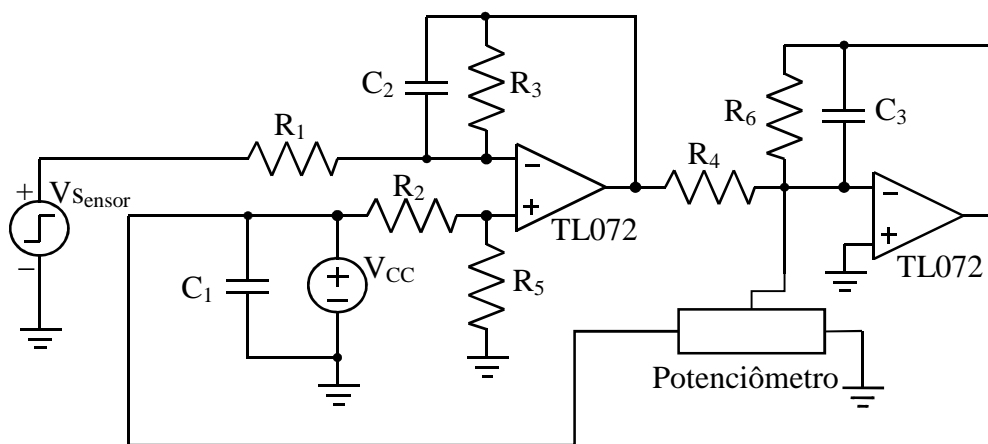


Figura D.1 – Circuito elétrico utilizado para calibrar a tensão de saída do sensor de corrente

Tabela D.1 – Valores dos componentes utilizados

Componente	Valores
R_1 (k Ω)	5
R_2 (k Ω)	10
R_3 (k Ω)	10
R_4 (k Ω)	3,3
R_5 (k Ω)	5
R_6 (k Ω)	6,8
C_1 (nF)	10
C_2 (nF)	10
C_3 (nF)	10
Potenciômetro (k Ω)	20
V_{CC} (V)	5
V_{Sensor} (V)	1,5 a 3,5

D.2 Calibração dos sensores

A calibração dos sensores 1 e 2 foram feitas com base nos resultados das medições de corrente de entrada e tensão de saída apresentados na tabela D.2 de modo a garantir que a tensão de saída fique na faixa de 0 a 5 V.

Tabela D.2 – Medição das tensões de saída do circuito sensor de corrente em função da corrente de entrada

I(A)	V ₁ (V)	V ₂ (V)
0	0,21	0,21
0,5	0,59	0,58
1	0,96	0,95
1,5	1,34	1,32
2	1,73	1,69
3	2,48	2,44
4	3,24	3,18
5	4	3,92
6	4,74	4,65

APÊNDICE E - AQUISIÇÃO DE DADOS

Ao longo do dia, são feitas diversas medições como tensão, corrente, temperatura e radiação solar. Como os experimentos são realizados durante várias horas, torna-se necessário o uso de aquisição de dados para guardar estas informações.

A aquisição de dados é composta pelos seguintes componentes: 1 microcontrolador PIC 18F4520, 1 clock PCF8583 para armazenar data e hora, 1 cartão de memória (SD card), 1 visor 4x20, 2 sensores de corrente, 2 sensores de tensão e 5 sensores digitais de temperatura DS18B20. Os sensores de temperatura são ligados em um único pino do PIC de modo que podem ser ligados vários sensores. Na placa de aquisição de dados foram feitas conexões para até 15 sensores de temperatura. A aquisição é feita a cada 5 minutos, de modo que os dados medidos são armazenados em arquivos com formato txt criados no cartão SD.

E.1 Diagrama de blocos

A aquisição de dados é feita conforme o diagrama apresentado na figura E.1.

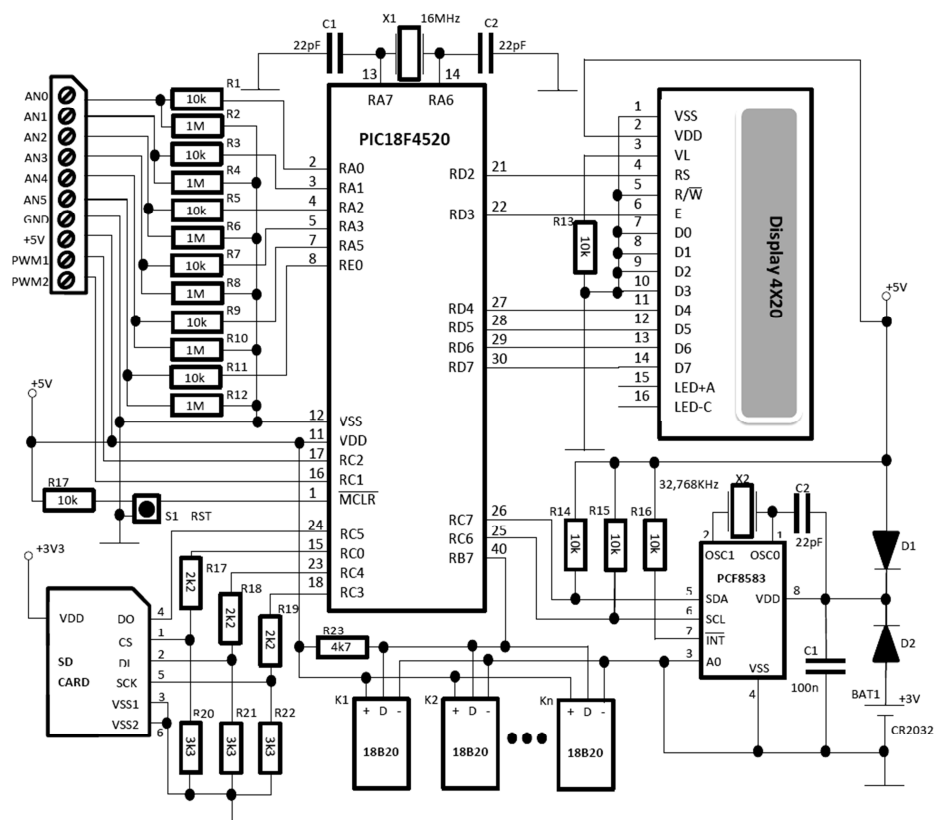


Figura E.1 – Diagrama esquemático da aquisição de dados

E.2 Código fonte

```
// Software I2C connections
sbit Soft_I2C_Scl      at RC6_bit;
sbit Soft_I2C_Sda      at RC7_bit;
sbit Soft_I2C_Scl_Direction at TRISC6_bit;
sbit Soft_I2C_Sda_Direction at TRISC7_bit;
// End Software I2C connections

// LCD module connections
sbit LCD_RS at LATD2_bit;
sbit LCD_EN at LATD3_bit;
sbit LCD_D4 at LATD4_bit;
sbit LCD_D5 at LATD5_bit;
sbit LCD_D6 at LATD6_bit;
sbit LCD_D7 at LATD7_bit;

sbit LCD_RS_Direction at TRISD2_bit;
sbit LCD_EN_Direction at TRISD3_bit;
sbit LCD_D4_Direction at TRISD4_bit;
sbit LCD_D5_Direction at TRISD5_bit;
sbit LCD_D6_Direction at TRISD6_bit;
sbit LCD_D7_Direction at TRISD7_bit;
// End LCD module connections

// MMC module connections
sbit Mmc_Chip_Select      at LATC0_bit;
sbit Mmc_Chip_Select_Direction at TRISC0_bit;
// eof MMC module connections

#define numSensors 6    // number of temperature sensors used
#define NumADs 4        // number of ADs used

char filename[14] = "00-00-10.txt";
```



```

unsigned int dayant=0, clktime[6]; //seconds, minutes, hours, day, month, year;
// Global date/time variables
unsigned int ad[NumADs], T[numSensors], Tfrac[numSensors];
typedef struct romCode{ //sensor codes definition
    char codigo[5];
} RomCode;

RomCode romCodeT [numSensors] =
{
    {0x52, 0x16, 0x75, 0x4, 0x9}, //pv1
    {0x9d, 0xd, 0xce, 0x4, 0xbb}, //pv2
    {0x72, 0x5, 0x75, 0x4, 0xc8d}, //PV water inlet
    {0x10, 0x6f, 0x97, 0x3, 0xb8}, //PV water outlet
    {0xc, 0x5a, 0xce, 0x4, 0xf9}, //reservoir water outlet
    {0xac, 0x8b, 0xce, 0x4, 0x36} //ambient
};

void Read_Time() {
    int i;
    Soft_I2C_Start(); // Issue start signal
    Soft_I2C_Write(0xA0); // Address PCF8583, see PCF8583 datasheet
    Soft_I2C_Write(2); // Start from address 2
    Soft_I2C_Start(); // Issue repeated start signal
    Soft_I2C_Write(0xA1); // Address PCF8583 for reading R/W=1
    for(i=5;i>1;i--)
        clktime[i] = Soft_I2C_Read(1); /* // Read seconds byte
        clktime[4] = Soft_I2C_Read(1); // Read minutes byte
        clktime[3] = Soft_I2C_Read(1); // Read hours byte
        clktime[2] = Soft_I2C_Read(1); // Read year/day byte */
        clktime[1] = Soft_I2C_Read(0); // Read weekday/month byte
    Soft_I2C_Stop(); // Issue stop signal
}

void Transform_Time() { //----- Formats date and time
    clktime[0] = (clktime[2] & 0xC0) >> 6; // Transform year

```

```

clktime[1] = ((clktime[1] & 0x10)>>4)*10 + (clktime[1] & 0x0F); //Transform month
clktime[2] = ((clktime[2] & 0x30) >> 4)*10 + (clktime[2] & 0x0F); //Transform day
clktime[3] = ((clktime[3] & 0xF0) >> 4)*10 + (clktime[3] & 0x0F); //Transform hours
clktime[4] = ((clktime[4] & 0xF0) >> 4)*10 + (clktime[4] & 0x0F); //Transform minutes
clktime[5] = ((clktime[5] & 0xF0) >> 4)*10 + (clktime[5] & 0x0F); // Transform seconds
}

```

```

void Display_Date() // Output values to LCD
{
    char str[9];
    Lcd_Cmd(_LCD_CLEAR);
    sprintf(str, "%.2d/%.2d/1%d", clktime[2], clktime[1], clktime[0]+3);
    Lcd_Out(1,1, str);
    sprintf(str, "%.2d:%.2d:%.2d", clktime[3], clktime[4], clktime[5]);
    Lcd_Out(3,1, str);
    delay_ms(3000);
}

```

```

void AD_Dis() // Display the AD results
{
    unsigned char lcd[] = "Nx: 00000";
    int j;
    for(j=0;j<NumADs;j++){
        if(j%2==0) sprintf(lcd, "V%d: %.5d", j/2+1, ad[j]);
        else sprintf(lcd, "I%d: %.5d", j/2+1, ad[j]);
        Lcd_Out(j+1,1,lcd); // Output to LCD
    }
    delay_ms(3000);
}

```

// Write ROMCODE fuction sends 64 bits (8bytes) ROMCODE require 8 bytes array

```

void write_matchROM(char *pt){
    char i, j=0;
    for(i=0; i<=7; i++)

```

```

{
    if(i==0) Ow_Write(&PORTB, 7, 0x28); //Write_18B20 adress;
    //else if(i==3) Ow_Write(&PORTB, 7, 0x97);
    //else if(i==4) Ow_Write(&PORTB, 7, 0x3);
    else if(i==5 || i==6) Ow_Write(&PORTB, 7, 0x0);
    else {
        Ow_Write(&PORTB, 7, pt[j]); j++;
    }
    //Ow_Write(&PORTB, 7, pt[i]);
}
}

void Read_Temp() // perform temperature reading
{
    unsigned i,j=0;
    for(i=0;i<numSensors; i++) {
        Ow_Reset(&PORTB, 7); // Onewire reset signal
        Ow_Write(&PORTB, 7, 0x55); // Issue command MATCH_ROM
        write_matchROM(romCodeT[i].codigo);
        Ow_Write(&PORTB, 7, 0x44); // Issue command CONVERT_T
        Delay_us(120);
        Ow_Reset(&PORTB, 7);
        Ow_Write(&PORTB, 7, 0x55); // Issue command MATCH_ROM
        write_matchROM(romCodeT[i].codigo);
        Ow_Write(&PORTB, 7, 0xBE); // Issue command READ_SCRATCHPAD
        T[i] = Ow_Read(&PORTB, 7);
        T[i] = (Ow_Read(&PORTB, 7) << 8) + T[i];
        if(T[i]%0xf0>0 && j<5) {
            i--;
            j++;
        }
        Delay_ms(200);
    }
}

```

```

void Display_Temperature(int i) {
    int j, k=4;
    char txt[] = "Tx: 000.00°C";
    if(numSensors<4) k = numSensors;
    Lcd_Cmd(_LCD_CLEAR);
    for(j=i;j<i+k;j++){
        if(j>=numSensors) break;
        Tfrac[j] = T[j];// << (4-RES_SHIFT); // extract and convert it to unsigned int
        Tfrac[j] &= 0x000F;
        Tfrac[j] *= 625/100;
        // extract temp_whole
        T[j] = T[j] >> 4;//RES_SHIFT;
        // create a word with the measured temperature
        sprintf(txt, "T%d: %.4d%.2d",j+1, T[j], Tfrac[j]);
        Lcd_Out(j-i+1, 1, txt);
    }
    delay_ms(3000);
}

void Create_File()
{
    dayant = clktime[2];
    sprintf(filename, "%.2d-%.2d-1%d.txt", clktime[2], clktime[1], clktime[0]+3);
    Mmc_Fat_Assign(filename,0xA0);
}

#define FatWord 79
void Send_Data()
{
    char str[FatWord];
    // put the data in a word
    sprintf(str, "%.2d: %.2d\t%.5d\t%.5d\t%.5d\t%.5d\t%.4d,%.2d
\t%.4d,%.2d\t%.4d,%.2d\t%.4d,%.2d\t%.4d,%.2d\t%.4d,%.2d\r\n",
    clktime[3], clktime[4], ad[0], ad[1], ad[2], ad[3],

```

```

T[0], Tfrac[0], T[1], Tfrac[1], T[2], Tfrac[2], T[3], Tfrac[3], T[4], Tfrac[4], T[5],
Tfrac[5]);
Mmc_Fat_Append();
Mmc_Fat_Write(str, FatWord); // write the word to the file
}

void Init_Main() // Configure A/D converter. AN0, AN1, AN2, AN3, AN4 is used in this
project

{
  ADCON1 = 0x80;
  TRISD = 0; // PORTD pins are outputs LCD and LEDs
  Lcd_Init(); // LCD is connected to PORTD
  Soft_I2C_Init(); // Initialize Soft I2C communication
  // Initialise the SPI bus
  Spi1_Init_Advanced(_SPI_MASTER_OSC_DIV64, _SPI_DATA_SAMPLE_MIDDLE,
  _SPI_CLK_IDLE_LOW, _SPI_LOW_2_HIGH);
  // Initialise the SD card bus
  while(Mmc_Init());
  Mmc_Fat_Init();
}

void Read_AD()
{
  int i,j;
  for(i=0;i<NumADs;i++){
    ad[i]=0;
    for(j=0;j<10;j++){ // Read AD 10 times
      ad[i] += Adc_Read(i); //
      Delay_ms(50);
    }
    ad[i] = ad[i]/10; // calculates the media
    if(i%2==0) ad[i] = (ad[i]/10)*246; // Transform to voltage in milivolts
    else if(i==1) {

```

```

    if(ad[i]>=42) ad[i] = (((ad[i]-42)/10)*646)/10; // Convert to miliamperes
    else ad[i]=0;
}
else {
    // Transform the second current sensor value read to current in miliamperes
    if(ad[i]>=42) ad[i] = (((ad[i]-42)/10)*649)/10;
    else ad[i]=0;
}
}
}

void main()
{
    int i, minant=0;
    Init_Main();
    for(;;) // Endless loop
    {
        Read_Time();          // Read time from RTC(PCF8583)
        Transform_Time();     // Format date and time
        Display_Date();       // Prepare and display on LCD
        Read_AD();            // Read A0, A1, A2 and A3 AD's
        AD_Disp();            // Display read values from AD
        Read_Temp();          // Read temperature values from 18b20 sensors
        for(i=0;i<numSensors;i+=4) // Display temperatures
            Display_Temperature(i);
        if(clktime[2]!=dayant) Create_File();// Create file on SD Card
        if(*clktime[4]%5==0 &&*/ clktime[4]!=minant){
            Send_Data(); // Write SD Card
            minant = clktime[4];
        }
    }
}
}

```

ANEXOS

Nos seguintes anexos são apresentadas as principais especificações retiradas dos datasheets dos componentes utilizados durante este estudo.

ANEXO I - PAINEL FOTOVOLTAICO PROCHARGER 4JF

SPECIFICATIONS

Electrical Characteristics:						
Model	ProCharger 4JF		ProCharger 2JF		ProCharger 1JF	
Configuration/Changeable	12V	6V	12V	6V	12V	6V
Max Power, Watts (Pmax)	75	75	35	35	17	17
Open Circuit Voltage (Voc)	21.7	10.85	21.7	10.85	21.7	10.85
Short Circuit Current (Isc)	4.8	9.6	2.4	4.8	1.2	2.4
Voltage at Load	17.0	8.5	17.0	8.5	17.0	8.5
Current at Load	4.4	8.8	2.1	4.2	1.0	2.0

NOTES:

- Rated electrical characteristics are within 10% of measured values at Standard Test Conditions (STC) of: 1000 W/m², 25°C cell temperature and solar spectral irradiance per ASTM E 892.
- Under normal conditions, a photovoltaic module may experience conditions that produce more current and/or voltage than reported at standard component test conditions. Accordingly, the values of Isc and Voc marked on UL Listed modules should be multiplied by a factor of 1.25 when determining voltage ratings, conductor capacities, fuse sizes, and size of controls connected to the module output. Refer to Section 690-8 of the U. S. National Electrical Code for an additional multiplying factor of 1.25 which may be applicable.

Physical Characteristics:

Model	ProCharger 4JF	ProCharger 2JF	ProCharger 1JF
No. Cells in Series:			
12V Configuration	36	36	36
6V Configuration	18	18	18
Module:			
Length, inches (mm)	47.3 (1200)	24.9 (633)	24.9 (633)
Width, inches (mm)	20.8 (527)	20.8 (527)	10.8 (275)
Depth (Frame), inches (mm)	1.3 (34)	1.3 (34)	1.3 (34)
Depth (including J-box), inches (mm)	2.2 (56)	2.2 (56)	2.2 (56)
Weight, pounds (kg)	16.7 (7.6)	9.5 (4.3)	5.9 (2.7)
Mounting Holes:			
Length of Module, outside, inches (mm)	46.1 (1172)	23.9 (607)	23.9 (607)
Length of Module, quarter, inches (mm)	25.3 (643)	6.0 (152)	6.0 (152)
Width of Module, inches (mm)	19.0 (483)	19.0 (483)	9.2 (232)
Diameter, mounting hole, inches (mm)	.26 (6.6)	.26 (6.6)	.26 (6.6)
Maximum System Open Circuit Voltage	600	600	600
Factory Installed By-pass Diode	Yes	Yes	Yes

Note:

Modules mounted at the quarter points or inside holes offer loading of a maximum of 125 PSF (5900N/m²) (static). End mounting holes are designed for a maximum of 50 PSF (2400N/m²), PSF=Pounds Per Sq. Ft. When heavy wind, ice or snow loads are expected, mount modules using the quarter point holes. Siemens Solar Support Structures are designed for maximum wind loading of 125 MPH. They are made of durable anodized aluminum with pre drilled mounting holes and stainless steel hardware. See your Siemens Solar PowerPro for details.

Internal wiring terminals with:
 - connections to solar cells
 - by-pass diodes
 - jumper(s)
 See Fig. 4 for voltage selection

User-interface terminals with:
 (2) Positive terminals (+)
 (2) Negative terminals (-)
 (2) Spare terminals (floating or isolated)

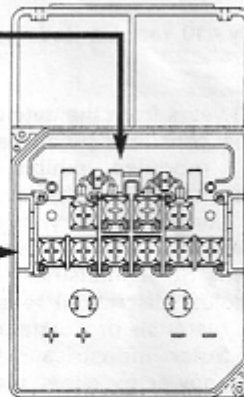


FIG. 1 - DESCRIPTION OF TERMINALS

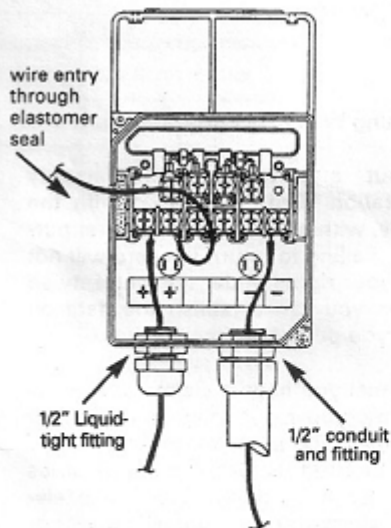


FIG. 2 - WIRE FEEDTHROUGH OPTIONS

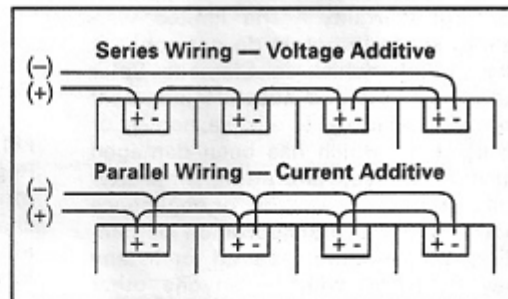


FIG. 3 - PARALLEL AND SERIES WIRING

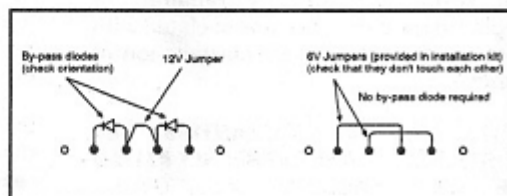
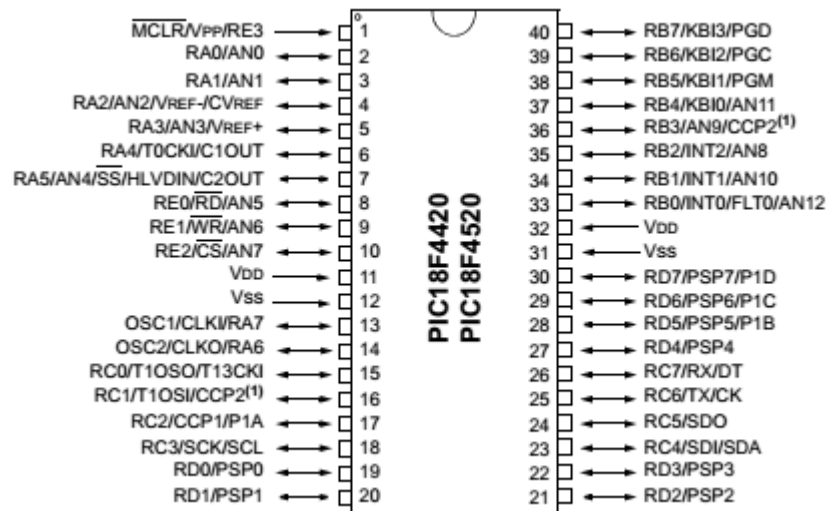


FIG. 4 - SELECTION OF OPERATING VOLTAGE

ANEXO II - MICROCONTROLADOR PIC18F4520

40-Pin PDIP



Features	PIC18F2420	PIC18F2520	PIC18F4420	PIC18F4520
Operating Frequency	DC – 40 MHz	DC – 40 MHz	DC – 40 MHz	DC – 40 MHz
Program Memory (Bytes)	16384	32768	16384	32768
Program Memory (Instructions)	8192	16384	8192	16384
Data Memory (Bytes)	768	1536	768	1536
Data EEPROM Memory (Bytes)	256	256	256	256
Interrupt Sources	19	19	20	20
I/O Ports	Ports A, B, C, (E)	Ports A, B, C, (E)	Ports A, B, C, D, E	Ports A, B, C, D, E
Timers	4	4	4	4
Capture/Compare/PWM Modules	2	2	1	1
Enhanced Capture/Compare/PWM Modules	0	0	1	1
Serial Communications	MSSP, Enhanced USART	MSSP, Enhanced USART	MSSP, Enhanced USART	MSSP, Enhanced USART
Parallel Communications (PSP)	No	No	Yes	Yes
10-Bit Analog-to-Digital Module	10 Input Channels	10 Input Channels	13 Input Channels	13 Input Channels
Resets (and Delays)	POR, BOR, RESET Instruction, Stack Full, Stack Underflow (PWRT, OST), $\overline{\text{MCLR}}$ (optional), WDT	POR, BOR, RESET Instruction, Stack Full, Stack Underflow (PWRT, OST), $\overline{\text{MCLR}}$ (optional), WDT	POR, BOR, RESET Instruction, Stack Full, Stack Underflow (PWRT, OST), $\overline{\text{MCLR}}$ (optional), WDT	POR, BOR, RESET Instruction, Stack Full, Stack Underflow (PWRT, OST), $\overline{\text{MCLR}}$ (optional), WDT
Programmable High/Low-Voltage Detect	Yes	Yes	Yes	Yes
Programmable Brown-out Reset	Yes	Yes	Yes	Yes
Instruction Set	75 Instructions; 83 with Extended Instruction Set Enabled	75 Instructions; 83 with Extended Instruction Set Enabled	75 Instructions; 83 with Extended Instruction Set Enabled	75 Instructions; 83 with Extended Instruction Set Enabled
Packages	28-Pin SPDIP 28-Pin SOIC 28-Pin QFN	28-Pin SPDIP 28-Pin SOIC 28-Pin QFN	40-Pin PDIP 44-Pin QFN 44-Pin TQFP	40-Pin PDIP 44-Pin QFN 44-Pin TQFP

ANEXO III - SENSORES DE TEMPERATURA

DS18B20

Programmable Resolution 1-Wire Digital Thermometer

DESCRIPTION

The DS18B20 digital thermometer provides 9-bit to 12-bit Celsius temperature measurements and has an alarm function with nonvolatile user-programmable upper and lower trigger points. The DS18B20 communicates over a 1-Wire bus that by definition requires only one data line (and ground) for communication with a central microprocessor. It has an operating temperature range of -55°C to $+125^{\circ}\text{C}$ and is accurate to $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ over the range of -10°C to $+85^{\circ}\text{C}$. In addition, the DS18B20 can derive power directly from the data line ("parasite power"), eliminating the need for an external power supply.

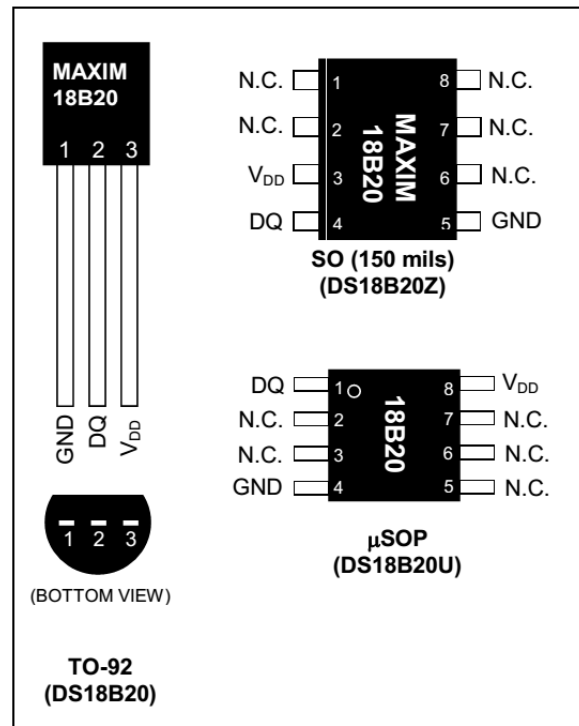
Each DS18B20 has a unique 64-bit serial code, which allows multiple DS18B20s to function on the same 1-Wire bus. Thus, it is simple to use one microprocessor to control many DS18B20s distributed over a large area. Applications that can benefit from this feature include HVAC environmental controls, temperature monitoring systems inside buildings, equipment, or machinery, and process monitoring and control systems.

FEATURES

- Unique 1-Wire® Interface Requires Only One Port Pin for Communication
- Each Device has a Unique 64-Bit Serial Code Stored in an On-Board ROM
- Multidrop Capability Simplifies Distributed Temperature-Sensing Applications
- Requires No External Components
- Can Be Powered from Data Line; Power Supply Range is 3.0V to 5.5V
- Measures Temperatures from -55°C to $+125^{\circ}\text{C}$ (-67°F to $+257^{\circ}\text{F}$)
- $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ Accuracy from -10°C to $+85^{\circ}\text{C}$
- Thermometer Resolution is User Selectable from 9 to 12 Bits
- Converts Temperature to 12-Bit Digital Word in 750ms (Max)

- User-Definable Nonvolatile (NV) Alarm Settings
- Alarm Search Command Identifies and Addresses Devices Whose Temperature is Outside Programmed Limits (Temperature Alarm Condition)
- Available in 8-Pin SO (150 mils), 8-Pin μSOP , and 3-Pin TO-92 Packages
- Software Compatible with the DS1822
- Applications Include Thermostatic Controls, Industrial Systems, Consumer Products, Thermometers, or Any Thermally Sensitive System

PIN CONFIGURATIONS



ANEXO IV - BOMBA HIDRÁULICA

LF 12 SERIES

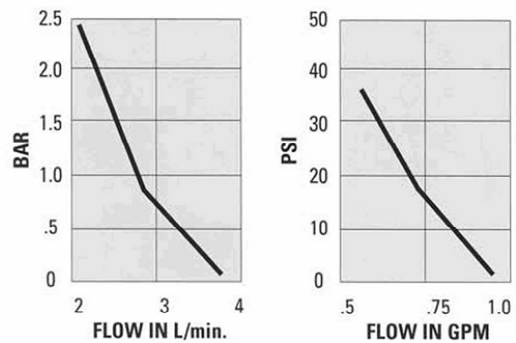
SPECIAL FEATURES

- Compact automatic demand pump.
- Sealed pressure switch automatically starts and stops pump when discharge valve is opened and closed.
- Self-priming so pump can be located above supply tank.
- Can run dry for extended periods of time without damage.
- Built-in thermal protector.
- Low amp draw for battery powered applications.
- Soft compliant Santoprene® mounting system.

SPECIFICATIONS - LF12 AND LF11 SERIES

Pump Design	Reciprocating Diaphragm
Flow Rate	1.0 GPM (3.8 L/min.) Nominal @ Open Flow
Duty Cycle	Intermittent
Wetted Parts	Housing Polypropylene Diaphragm Santoprene® Check Valve Viton® or EPDM Check Valve Spring 316 Stainless Steel
Minimum Tip Size	#8 Tip, .072" (1.83 mm) Diameter
Port Type	3/8" (9.5 mm) Hose Barb
Operating Pressure	25 PSI (1.7 bar) Maximum
Pressure Switch Setting	35 PSI (2.4 bar) Off 25 PSI (1.7 bar) On
Self-Priming	Up to 2.5 ft (.76 m) Vertically
Liquid Temperature	110°F (43°C) Maximum
Motor type	Permanent Magnet Motor
Motor Voltage	12 VDC
Current	2.5 Amp Nominal @ 25 PSI (1.7 bar)
Approvals	CE

PERFORMANCE - LF12 AND LF11 SERIES



DIMENSIONS inches (mm)

