

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

ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO DE TENSÕES ELÉTRICAS EM UMA ASSOCIAÇÃO DE
MÓDULOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

por

Giuliano Arns Rampinelli

Dissertação de Mestrado

Porto Alegre, fevereiro 2007

ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO DE TENSÕES ELÉTRICAS EM UMA ASSOCIAÇÃO DE
MÓDULOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

por

Giuliano Arns Rampinelli

Licenciado em Física

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

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Aprovada por:

Prof. Dr. Roberto Zilles – USP

Prof. Dr. Adriano Moehlecke – PUCRS

Prof. Dr. Paulo Otto Beyer – UFRGS

Prof. Dr. Flávio José Lorini

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 27 de fevereiro de 2007

Dedicatória

À minha mãe Vera, à minha avó Apolônia, à minha tia Anelise, ao meu irmão Fernando e à minha noiva Patrícia por todo incentivo, dedicação e carinho.

À memória do meu pai Zenilto e do meu tio Adolfo.

Agradecimentos

À minha família e aos meus amigos por toda a dedicação.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Arno Krenzinger, por sua valiosa contribuição intelectual e amizade e por proporcionar ao Laboratório um excelente ambiente de trabalho.

Aos colegas de Laboratório, Alexandre, Luis, Rodolfo, Mateus, Rodrigo, André, Paulo, Wagner, Patrick, Rafael, Batista, César, Airton, Fabian, Maurício e Heston por todos os momentos de trabalho, companheirismo, amizade, e diversão.

Aos funcionários, Paulo Kutter e Gracinda pela colaboração.

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

À CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior), à Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) e à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) pelo apoio financeiro.

“A energia é essencial para que se atinjam os objetivos econômicos, sociais e ambientais inter-relacionados ao desenvolvimento sustentável. Mas, para alcançar essa importante meta, os tipos de energia que produzimos e as formas como utilizamos terão que mudar. Do contrário, danos ao meio ambiente ocorrerão mais rapidamente, a desigualdade aumentará e o crescimento econômico global será prejudicado.”

(UNDP – World Energy Assesment: Energy and Challenge of Sustainability).

RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de energia elétrica estão sendo muito estudados, pois representam uma alternativa tecnicamente confiável para incrementar a contribuição das fontes renováveis na matriz elétrica. Portanto é importante conhecer o comportamento desses sistemas e o seu impacto sobre a rede elétrica.

Esta dissertação apresenta uma análise da distribuição de tensões em uma instalação fotovoltaica de 4800 W_p conectada à rede de distribuição de energia elétrica. A instalação é dividida em três subsistemas onde cada um possui 16 módulos de células de silício monocristalino de 100 W_p de potência nominal e 24 V de tensão nominal organizados em dois painéis de oito módulos em série, conectados dois a dois em paralelo e conversores CC/CA de potência nominal e máxima de, respectivamente, 1000 W e 1100 W na saída.

O comportamento da instalação é estudado a partir do monitoramento das tensões dos módulos de um subsistema, das tensões e correntes dos seis painéis que compõem a instalação, da temperatura ambiente, da temperatura dos módulos, da temperatura dos conversores CC/CA e da irradiância no plano do gerador fotovoltaico. A análise abrange diferentes situações de funcionamento da instalação, tanto em condições normais de operação da mesma como em situações especiais, quando algumas células de módulos estão sombreadas e quando o sistema está em curto circuito ou em circuito aberto. Os módulos sombreados apresentam valores de tensão inferiores aos dos módulos que não foram sombreados conforme o número de células sombreadas e principalmente como estão conectados os diodos de *bypass*. Os módulos apresentam produções diferentes em baixos níveis de irradiância ou em diferentes temperaturas.

Com a utilização de um programa de simulação foi possível analisar o comportamento de uma associação de módulos fotovoltaicos, considerando efeitos de temperatura, irradiância e possíveis diferenças entre os módulos que compõem a instalação. Os resultados da simulação apresentaram concordância com a experimentação.

Na dissertação são apresentados os métodos de aquisição de dados, a análise dos resultados experimentais, e a descrição dos resultados obtidos a partir da simulação computacional.

ABSTRACT

Grid-connected photovoltaic plants are being studied because they represent a confident alternative for the increase of the renewable energy sources contribution to the electric matrix. Therefore it is important to know the behavior of these plants and their impact on the electric grid.

This work presents an analysis of the distribution of voltages in a 4800 W_p grid-connected photovoltaic plant. This plant was divided in three subsystems. Each subsystem is constituted by two strings of 100 W_p / 24 V modules with mono-crystalline silicon cells. These arrays feed three grid commuted single phase inverters, with 1100 W maximum power each, thus characterizing a modular plant.

The system for data monitoring registers the operational voltages of the modules in a subsystem, the operational voltages and currents of the six strings of the plant, the solar irradiance incident at the generator plane, and temperatures of the ambient air, of a PV module and of the inverters. The analysis includes different operational situations of the plant and special situations as the shadowing of cells in the modules, system in short circuit and open circuit condition. The modules shadowed present inferior values of voltage to the modules that was not shadowed. This result depends on the number of shadowed cells and mainly if the diodes of bypass are connected. The modules present different performance under low solar irradiances or in different temperatures.

Finally, comparisons between experimental and simulated values were performed using a simulation software, considering the effect of the temperature, solar irradiance and possible differences between the modules that compose the installation. These comparisons show a very good agreement.

The methodology for data acquisition are also presented, as well as the analysis of the experimental results and the description of the computational obtained results.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	
1.1	Objetivo Geral.....	3
1.2	Objetivos Específicos.....	4
1.3	Escopo do Trabalho.....	4
2.	FUNDAMENTAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	
2.1	Introdução.....	5
2.2	Descrição da Tecnologia Fotovoltaica.....	6
2.2.1	Princípio de Funcionamento.....	6
2.2.2	Tipos de Células Fotovoltaicas.....	7
2.2.3	Curvas Características das Células Fotovoltaicas.....	8
2.3	Módulos Fotovoltaicos.....	8
2.4	Sistemas Fotovoltaicos.....	8
2.5	Componentes de um Sistema Fotovoltaico.....	11
2.5.1	Sistemas Isolados.....	12
2.5.2	Sistemas Híbridos.....	13
2.5.3	Sistemas Conectados à Rede.....	13
3.	INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA	
3.1	Introdução.....	16
3.2	Descrição da Instalação Fotovoltaica.....	16
3.3	Análise de Incerteza das Medidas.....	21
3.3.1	Unidade <i>Agilent</i> 34970 A.....	21
3.3.2	Estimativa de Erros.....	22
3.3.3	Corrente Elétrica CC.....	22
3.3.4	Tensão CC do Arranjo e Tensão CC de Módulo.....	23
3.3.5	Sensor de Temperatura PT100.....	24
3.3.6	Célula de Referência.....	25

4.	ANÁLISE EXPERIMENTAL	
4.1	Introdução.....	27
4.2	Comportamento da Irradiância.....	27
4.3	Sistema Fotovoltaico em Condição de Operação.....	28
4.4	Sistema Fotovoltaico em Condição de Sombreamento.....	43
4.4.1	Sistema em Condição de Sombreamento – Estação Inverno.....	44
4.4.2	Análise Energética do Sistema Fotovoltaico.....	52
4.4.3	Sistema em condição de Sombreamento – Estação Primavera.....	56
4.4.4	Análise Energética do Sistema Fotovoltaico.....	64
4.5	Sistema Fotovoltaico em Situação de Sombreamento – Condições Especiais.....	68
5.	ANÁLISE COMPUTACIONAL	
5.1	Introdução.....	73
5.2	Descrição do Programa de Simulação.....	73
5.3	Simulação do Efeito de Temperatura nos Módulos do Sistema Fotovoltaico.....	75
5.4	Simulação do Efeito de Sombreamento de Células de Módulos do Sistema.....	76
5.5	Simulação do Comportamento das Tensões dos Módulos do Sistema Fotovoltaico.....	79
5.6	Simulação do Sistema Fotovoltaico Operando em Níveis Baixos de Irradiância e Afastado do Ponto de Máxima Potência.....	82
5.7	Medição Termográfica do Sistema Fotovoltaico.....	85
6.	CONCLUSÕES.....	90
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	93
	CONSULTAS.....	97
	PUBLICAÇÕES DURANTE O MESTRADO.....	99
ANEXO A	Sistema Fotovoltaico em condição de não sombreamento e para um dia ensolarado (inverno).....	100

ANEXO B	Sistema Fotovoltaico em condição de não sombreamento e para um dia ensolarado (primavera).....	105
ANEXO C	Sistema Fotovoltaico em condição de não sombreamento e para um dia ensolarado (verão).....	110
ANEXO D	Energia Elétrica Produzida por cada Módulo.....	115
ANEXO E	Laboratório de Energia Solar da UFRGS.....	117
ANEXO F	Programa de Aquisição de Dados.....	118
ANEXO G	Equipamentos e Instrumentos.....	120

LISTA DE SÍMBOLOS

G	Irradiância no plano do gerador.....	[W/m ²]
I	Corrente da célula (ou do módulo).....	[A]
I _O	Corrente de saturação reversa no escuro da célula (ou do módulo).....	[A]
I _{OB}	Corrente de saturação reversa do diodo de <i>bypass</i>	[A]
I _{PMP}	Corrente no ponto de máxima potência.....	[A]
I _{SC}	Corrente de curto circuito.....	[A]
I _{SH}	Corrente no resistor shunt.....	[A]
k	Constante de Boltzmann.....	[J/mol . K]
m	Fator de idealidade da célula (ou do módulo).....	[-]
m _B	Fator de idealidade do diodo de <i>bypass</i>	[-]
P _{FV}	Potência CC de operação do conversor CC/CA.....	[W]
P _{PMP}	Potência CC ideal do conversor CC/CA.....	[W]
R _P	Resistência paralela.....	[Ω]
R _S	Resistência série.....	[Ω]
T	Temperatura.....	[°C]
T _a	Temperatura ambiente.....	[°C]
T _B	Temperatura do diodo de <i>bypass</i>	[°C]
T _{MOD}	Temperatura do módulo.....	[°C]
V	Tensão da célula (ou do módulo).....	[V]
V _B	Tensão do diodo de <i>bypass</i>	[V]
V _{br}	Tensão de ruptura da célula (ou do módulo).....	[V]
V _{CC}	Tensão em corrente contínua.....	[V]
V _{PMP}	Tensão no ponto de máxima potência.....	[V]
V _{OC}	Tensão de circuito aberto.....	[V]
v _v	Velocidade do vento.....	[m/s]
w	Variável de incerteza.....	[-]
w _{Ag}	Incerteza da unidade Agilent.....	[-]
w _g	Incerteza na medida da irradiância.....	[-]
w _{KI}	Incerteza na medida da irradiância da célula padrão.....	[-]

w_m	Incerteza na temperatura do módulo.....	[-]
w_{Med}	Incerteza da medida.....	[-]
w_{PT100}	Incerteza do sensor de temperatura.....	[-]
w_{sh}	Incerteza no resistor <i>shunt</i>	[-]
w_{Ta}	Incerteza na temperatura ambiente.....	[-]
w_v	Incerteza na medida da tensão.....	[-]

Caracteres Gregos

α	coeficiente de variação linear da resistência elétrica do PT100	[°C ⁻¹]
β	ângulo de inclinação do gerador com o plano horizontal	[°]

Nomenclatura Utilizada

CA	Corrente Alternada.
CC	Corrente Contínua.
CI1	Módulo 1 do painel inferior do arranjo central da instalação.
CI2	Módulo 2 do painel inferior do arranjo central da instalação.
CI3	Módulo 3 do painel inferior do arranjo central da instalação.
CI4	Módulo 4 do painel inferior do arranjo central da instalação.
CI5	Módulo 5 do painel inferior do arranjo central da instalação.
CI6	Módulo 6 do painel inferior do arranjo central da instalação.
CI7	Módulo 7 do painel inferior do arranjo central da instalação.
CI8	Módulo 8 do painel inferior do arranjo central da instalação.
CS1	Módulo 1 do painel superior do arranjo central da instalação.
CS2	Módulo 2 do painel superior do arranjo central da instalação.
CS3	Módulo 3 do painel superior do arranjo central da instalação.
CS4	Módulo 4 do painel superior do arranjo central da instalação.
CS5	Módulo 5 do painel superior do arranjo central da instalação.
CS6	Módulo 6 do painel superior do arranjo central da instalação.
CS7	Módulo 7 do painel superior do arranjo central da instalação.

CS8	Módulo 8 do painel superior do arranjo central da instalação.
EI1	Módulo 1 do painel inferior do arranjo leste da instalação.
EI2	Módulo 2 do painel inferior do arranjo leste da instalação.
EI3	Módulo 3 do painel inferior do arranjo leste da instalação.
EI4	Módulo 4 do painel inferior do arranjo leste da instalação.
EI5	Módulo 5 do painel inferior do arranjo leste da instalação.
EI6	Módulo 6 do painel inferior do arranjo leste da instalação.
EI7	Módulo 7 do painel inferior do arranjo leste da instalação.
EI8	Módulo 8 do painel inferior do arranjo leste da instalação.
ES1	Módulo 1 do painel superior do arranjo leste da instalação.
ES2	Módulo 2 do painel superior do arranjo leste da instalação.
ES3	Módulo 3 do painel superior do arranjo leste da instalação.
ES4	Módulo 4 do painel superior do arranjo leste da instalação.
ES5	Módulo 5 do painel superior do arranjo leste da instalação.
ES6	Módulo 6 do painel superior do arranjo leste da instalação.
ES7	Módulo 7 do painel superior do arranjo leste da instalação.
ES8	Módulo 8 do painel superior do arranjo leste da instalação.
FDE	Fundo de escala da medida (Unidade Central <i>Agilent</i>).
I-100/24	Módulo Isotópico de 100 W _p e 24 V.
PT100	Sensor de temperatura.
WI1	Módulo 1 do painel inferior do arranjo oeste da instalação.
WI2	Módulo 2 do painel inferior do arranjo oeste da instalação.
WI3	Módulo 3 do painel inferior do arranjo oeste da instalação.
WI4	Módulo 4 do painel inferior do arranjo oeste da instalação.
WI5	Módulo 5 do painel inferior do arranjo oeste da instalação.
WI6	Módulo 6 do painel inferior do arranjo oeste da instalação.
WI7	Módulo 7 do painel inferior do arranjo oeste da instalação.
WI8	Módulo 8 do painel inferior do arranjo oeste da instalação.
WS1	Módulo 1 do painel superior do arranjo oeste da instalação.
WS2	Módulo 2 do painel superior do arranjo oeste da instalação.
WS3	Módulo 3 do painel superior do arranjo oeste da instalação.

- WS4 Módulo 4 do painel superior do arranjo oeste da instalação.
- WS5 Módulo 5 do painel superior do arranjo oeste da instalação.
- WS6 Módulo 6 do painel superior do arranjo oeste da instalação.
- WS7 Módulo 7 do painel superior do arranjo oeste da instalação.
- WS8 Módulo 8 do painel superior do arranjo oeste da instalação.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Estado atual das energias renováveis (Cresesb, 2006).....	2
Figura 2.1 Ilustração de uma célula fotovoltaica (Cresesb, 2006).....	6
Figura 2.2 Efeito fotovoltaico (Cresesb, 2006).....	7
Figura 2.3a Ligação elétrica do módulo Isofotón.....	10
Figura 2.3b Módulo fotovoltaico da Isofotón.....	10
Figura 2.4 Ligação dos dispositivos de proteção (diodos de <i>bypass</i> e bloqueio) em uma associação de módulos fotovoltaicos.....	11
Figura 2.5 Configuração básica de um sistema fotovoltaico (Cresesb, 2006).....	12
Figura 2.6 Configuração de um sistema fotovoltaico isolado (Cresesb, 2006).....	12
Figura 2.7 Configuração de um sistema híbrido (Cresesb, 2006).....	13
Figura 2.8 Configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede (Cresesb, 2006).....	14
Figura 3.1 Ligação elétrica da instalação fotovoltaica (Krenzinger e Prieb, 2005).....	18
Figura 3.2 Arranjo leste da instalação fotovoltaica (Subsistema Leste).....	19
Figura 3.3 Arranjo central da instalação fotovoltaica (Subsistema Central).....	19
Figura 3.4 Arranjo oeste da instalação fotovoltaica (Subsistema Oeste).....	20

Figura 3.5 Quadro de distribuição elétrica, conversores CC/CA e sistema de aquisição de dados.....	20
Figura 3.6 Laboratório de Energia Solar da UFRGS.....	21
Figura 3.7 Resistores <i>shunts</i>	23
Figura 3.8 Célula de referência.....	26
Figura 4.1 Variação da tensão dos módulos superiores em função da irradiância.....	29
Figura 4.2 Variação da tensão dos módulos inferiores em função da irradiância.....	30
Figura 4.3 Variação da tensão dos módulos superiores em função da irradiância.....	31
Figura 4.4 Variação da tensão dos módulos inferiores em função da irradiância.....	32
Figura 4.5 Variação da potência do módulo ES2 em função da irradiância (módulo limpo e sujo).....	33
Figura 4.6 Variação da corrente elétrica dos painéis, superior e inferior, em função da irradiância.....	34
Figura 4.7 Variação da tensão do painel superior e variação ($T_{MOD} - T_a$) em função da irradiância.....	35
Figura 4.8 Comportamento da corrente e potência elétrica do painel superior ao longo de um dia ensolarado.....	36
Figura 4.9 Comportamento da potência do arranjo leste em função da irradiância.....	37

Figura 4.10 Variação da tensão e corrente elétrica do painel superior em função da irradiância.....	38
Figura 4.11 Comportamento da temperatura do conversor CC/CA, temperatura do módulo, temperatura ambiente e irradiância ao longo de um período ensolarado.....	39
Figura 4.12 Comportamento da tensão e da corrente ao longo de um período ensolarado....	40
Figura 4.13 Variação da tensão em função da irradiância para um período ensolarado.....	41
Figura 4.14 Variação da corrente em função da irradiância para um período ensolarado.....	42
Figura 4.15 Comportamento da potência em função da irradiância e do tempo em um período ensolarado.....	43
Figura 4.16 Comportamento da irradiância, temperatura ambiente e temperatura dos módulos ao longo de um dia ensolarado de inverno.....	44
Figura 4.17 Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 7h e 8h, em um dia ensolarado de inverno.....	45
Figura 4.18 Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 7h e 8h, em um dia ensolarado de inverno.....	46
Figura 4.19 Comportamento da tensão dos módulos do arranjo leste, entre 8h e 17h, de um dia ensolarado de inverno.....	47
Figura 4.20 Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 17h e 18h, em um dia ensolarado de inverno.....	48
Figura 4.21 Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 17h e 18h, em um dia ensolarado de inverno.....	49

Figura 4.22 Comportamento da tensão e corrente elétrica de cada painel ao longo de um dia ensolarado de inverno.....	50
Figura 4.23 Variação da potência de cada painel em função da irradiância para um dia ensolarado de inverno.....	51
Figura 4.24 Variação da potência dos módulos ES1, ES3 e ES6 em função da irradiância para um dia ensolarado de inverno.....	52
Figura 4.25 Energia elétrica produzida por cada módulo que compõe o subsistema ao longo de um dia ensolarado de inverno e em condição de sombreamento.....	54
Figura 4.26 Energia elétrica produzida por cada módulo que compõe o subsistema ao longo de um dia ensolarado de inverno e em condição de não sombreamento.....	55
Figura 4.27 Comportamento da irradiância, temperatura ambiente e temperatura dos módulos ao longo de um dia ensolarado de primavera.....	56
Figura 4.28 Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 6h e 8h, em um dia ensolarado de primavera.....	57
Figura 4.29 Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 6h e 8h, em um dia ensolarado de primavera.....	58
Figura 4.30 Comportamento da tensão dos módulos ES1, ES5, EI1 e EI5, entre 8h e 18h, de um dia ensolarado de primavera.....	59
Figura 4.31 Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 18h e 20h, em um dia ensolarado de primavera.....	60
Figura 4.32 Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 18h e 20h, em um dia ensolarado de primavera.....	61

Figura 4.33 Comportamento da tensão e corrente elétrica de cada painel ao longo de um dia ensolarado de primavera.....	62
Figura 4.34 Variação da potência de cada arranjo em função da irradiância para um dia ensolarado de primavera.....	63
Figura 4.35 Variação da potência dos módulos ES1, ES3, EI1 e EI3 em função da irradiância para um dia ensolarado de primavera.....	64
Figura 4.36 Energia elétrica produzida por cada módulo que compõe o subsistema ao longo de um dia ensolarado de primavera e em condição de sombreamento.....	66
Figura 4.37 Energia elétrica produzida por cada módulo que compõe o subsistema ao longo de um dia ensolarado de primavera e em condição de não sombreamento.....	67
Figura 4.38 Comportamento da tensão dos painéis superiores, entre 13h e 18h.....	69
Figura 4.39 Comportamento da tensão dos módulos ES1, ES2, Es3 e ES4, entre 13h e 18h	70
Figura 4.40 Comportamento da tensão dos módulos ES5, ES6, ES7 e ES8, entre 13h e 18h.....	71
Figura 4.41 Comportamento da potência de cada arranjo, entre 13 e 18h.....	72
Figura 5.1 Arranjo do subsistema leste 900 W/m^2 e 40°C	77
Figura 5.2 Arranjo do subsistema leste 800 W/m^2 e 35°C	78
Figura 5.3 Comportamento da tensão do módulo ES1 ao longo de um período ensolarado..	79
Figura 5.4 Comportamento da tensão do módulo ES3 ao longo de um período ensolarado..	80

Figura 5.5 Comportamento da tensão do módulo ES2 ao longo de um período parcialmente nublado.....	81
Figura 5.6 Comportamento da tensão do módulo ES4 ao longo de um período parcialmente nublado.....	82
Figura 5.7 Curvas características em baixos níveis de irradiância.....	83
Figura 5.8 Curvas características com polarização do arranjo próxima ao ponto de máxima potência.....	84
Figura 5.9 Curvas características com polarização do arranjo afastada do ponto de máxima potência.....	85
Figura 5.10 Distribuição de temperatura em módulos da instalação fotovoltaica que tiveram células sombreadas.....	87
Figura 5.11 Distribuição de temperatura em um módulo que apresenta uma célula defeituosa e outra célula sombreada.....	88
Figura 5.12a Módulo fotovoltaico em condição de circuito aberto.....	89
Figura 5.12b Módulo fotovoltaico em condição de curto circuito.....	89

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 Exatidão do instrumento para diferentes fundos de escala.....	22
Tabela 3.2 Incerteza do PT100 em cada classe: DIN IEC 751 (Orlando 2003).....	24
Tabela 4.1 Energia elétrica produzida e produção de cada módulo para dias com sombreamento artificial – inverno	53
Tabela 4.2 Energia elétrica produzida e produção de cada módulo para dias sem sombreamento artificial – inverno.....	55
Tabela 4.3 Energia elétrica produzida e produção de cada módulo em condição de sombreamento artificial – primavera.....	65
Tabela 4.4 Energia elétrica produzida e produção de cada módulo em condição de não sombreamento artificial – primavera.....	67
Tabela 5.1 Influência da diferença de temperatura entre os módulos na tensão de operação do arranjo.....	75
Tabela 5.2 Influência da diferença de temperatura entre os módulos nos períodos da manhã e tarde, na tensão de operação do arranjo.....	76

CAPÍTULO 1

1. INTRODUÇÃO

A temperatura média global do planeta na superfície elevou-se de 0,6 a 0,7 °C nos últimos 100 anos, com acentuada elevação desde a década de 60. A última década apresentou os três anos mais quentes dos últimos 1000 anos da história recente da Terra. (NAE, 2005). Hoje, através das análises sistemáticas do Painel Intergovernamental de Mudança do Clima (IPCC), sintetizando o conhecimento científico existente sobre o sistema climático e como este responde ao aumento das emissões de gases do efeito estufa (GEE) e de aerossóis, há um razoável consenso de que o aquecimento global observado nos últimos 100 anos é causado pelas emissões acumuladas de GEE, principalmente o dióxido de carbono, oriundo da queima de combustíveis fósseis desde a Revolução Industrial e, em menor escala, do desmatamento da cobertura vegetal do planeta (NAE, 2005).

A mudança global do clima já vem se manifestando de diversas formas, destacando-se o aquecimento global, a maior frequência e intensidade de eventos climáticos extremos, alterações nos regimes de chuvas, perturbações nas correntes marinhas, retração de geleiras e elevação dos níveis dos oceanos. Ações globais de mitigação do aumento de emissões de gases de efeito estufa necessitam efetivamente serem implementadas nas próximas décadas, sendo necessária uma redução de cerca de 60 % das emissões globais de GEE para estabilizar suas concentrações em níveis considerados seguros para o sistema climático global (NAE, 2005). A demanda futura de energia, principalmente nos países em desenvolvimento, a medida que suas economias expandem, terá como consequência alterações climáticas significativamente mais graves, como por exemplo, um aumento das temperaturas médias globais entre 1,4 e 5,8 °C até o final do século, acompanhadas por substantivas e perturbadoras modificações no ciclo hidrológico em todo planeta (NAE, 2005). Estimativas da International Energy Agency (2002) indicam que os combustíveis fósseis fornecem 85,5 % da energia primária do mundo, a hidroeletricidade

representa 6,6 %, a energia nuclear 6,5 % enquanto que fontes renováveis de energia fornecem apenas 1,4 %.

Organizações ambientais internacionais, ONGS e governos de diversos países, preocupados com todos esses problemas, já estão adotando medidas para reduzir a poluição e a emissão de gases na atmosfera. O Protocolo de Kyoto, negociado em 1997, assinado por praticamente todos os países, e ratificado por uma grande maioria, o Tratado de Kyoto entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005 e prevê que os países industrializados deverão reduzir de 5,2%, em média, suas emissões de GEE em relação às emissões de 1990, nos anos de 2008 a 2012. O tratado estabeleceu três mecanismos internacionais de mercados inovadores, conhecidos como Comércio de Emissões (CE), Implementação Conjunta (IC) e Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL). As energias renováveis e limpas aparecem como a principal alternativa para reverter essa situação, entre as quais, destacam-se as energias solar, eólica, geotérmica e a biomassa entre outras. A Figura 1.1 mostra o estado atual das energias renováveis no Brasil e no mundo.

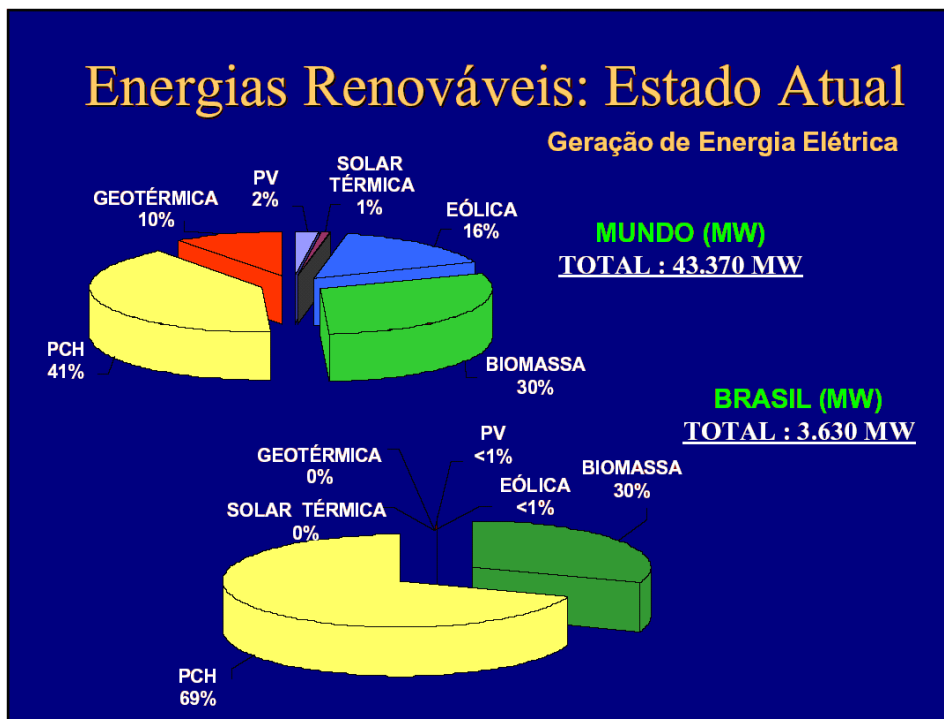


Figura 1.1 – Estado atual das energias renováveis (Cresesb, 2006).

O desenvolvimento moderno da tecnologia solar inicia-se na segunda metade do Século XX. Ao longo de, praticamente, meio século de avanços e descobertas a tecnologia solar consegue consolidar um mercado urbano de aquecimento de água, avançar com numerosas aplicações no âmbito da tecnologia fotovoltaica. De acordo com a Associação Brasileira de

Energia Solar (ABENS, 2006) o mercado solar térmico de aquecimento de água apresenta uma taxa de crescimento dez vezes superior à taxa de crescimento da economia mundial e estende-se hoje, praticamente ao longo de 41 países que representam 57 % da população mundial. A produção de energia solar térmica durante o ano de 2004 foi igual a 58.000 GWh, equivalente a 9,3 bilhões de litros de petróleo e 25,4 milhões de toneladas de CO₂ evitadas. O Brasil possui hoje um importante mercado de coletores solares para produção de água quente, com vendas em torno de 300.000 m² por ano e crescimento de 20-25 % ao ano. Tornou-se um setor altamente dinâmico da economia, localizado preferencialmente na região Sudeste e Sul do Brasil. Trata-se de um mercado auto-sustentado constituído, preferencialmente, por empresas de porte pequeno e médio.

Ainda segundo dados da ABENS, a tecnologia solar fotovoltaica é a que mais cresce no mundo contemporâneo, com vendas superiores de 1 GW_p no ano de 2005, e com uma previsão de alcançar 3,2 GW_p no ano de 2010. Dedicada inicialmente às aplicações de interesse rural, iluminação de residências, eletrificação de escolas públicas e postos de saúde, tem deslocado seu desenvolvimento na direção das aplicações urbanas, ou seja, sistemas interligados na rede. Sistemas fotovoltaicos, da ordem de 1 MW, também foram construídos e testados em vários países, principalmente Europa e Estados Unidos.

A instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil é bastante recente, sendo que as primeiras experiências datam de meados da década de 90. A importância deste tema pode ser avaliada pela grande quantidade de trabalhos realizados e em desenvolvimento no Brasil e no mundo. A análise do comportamento de instalações fotovoltaicas conectadas à rede é necessária para o conhecimento e aprendizado desses sistemas a fim de desenvolver a tecnologia e torná-la uma alternativa viável no âmbito do sistema energético do país.

1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral do trabalho é a análise do comportamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede em condição de operação, de sombreamento de células e condições especiais de funcionamento, como sistema em situação de circuito aberto e curto circuito. O conhecimento experimental do comportamento da instalação fotovoltaica conectada à rede servirá como ferramenta de auxílio no desenvolvimento de um programa de simulação de um sistema ligado à rede que está em desenvolvimento no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

1.2 Objetivos Específicos

- Aquisição de dados do sistema fotovoltaico em operação;
- Análise da instalação fotovoltaica em condições normais de funcionamento;
- Análise do sistema fotovoltaico operando com células de módulos sombreadas;
- Análise do funcionamento da instalação em condições especiais;
- Comparação entre os resultados experimentais e computacionais obtidos a partir de um programa de simulação;
- Aquisição de imagens termográficas do desempenho térmico dos módulos da instalação;

1.3 Escopo do Trabalho

O capítulo 2 apresenta uma fundamentação teórica sobre o princípio do efeito fotovoltaico e funcionamento de módulos e sistemas fotovoltaicos. Uma revisão bibliográfica sobre associações de módulos fotovoltaicos também é contemplada.

O capítulo 3 apresenta uma descrição da instalação fotovoltaica em estudo, da metodologia utilizada para o monitoramento do sistema e uma análise da incerteza nas medidas das grandezas físicas monitoradas.

O capítulo 4 contempla uma análise do comportamento do sistema fotovoltaico em condição de operação, na situação de sombreamento de células de módulos e em condições especiais de funcionamento. Finalmente, apresenta uma análise da performance energética dos módulos que compõem a instalação.

O capítulo 5 apresenta uma análise computacional do sistema fotovoltaico e comparação com os resultados obtidos experimentalmente e também complementa o estudo com a aquisição de imagens termográficas dos módulos.

O capítulo 6 apresenta as conclusões finais desta dissertação e as propostas para futuros trabalhos.

Os anexos apresentam gráficos e tabelas que fornecem informações adicionais do trabalho realizado e que servem de complemento e apoio ao leitor.

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Introdução

O princípio de funcionamento das células fotovoltaicas está baseado no efeito fotovoltaico, observado pela primeira vez por Becquerel em 1839. No início do século XX foram descobertas as propriedades do óxido de cobre, onde foi observado o fenômeno da conversão direta da energia solar em energia elétrica. A conversão fotovoltaica na sua forma moderna iniciou-se em 1954 quando os pesquisadores, no Bell Laboratories, anunciaram o desenvolvimento de uma célula solar de silício com 4,5 % de eficiência de conversão. Em 1955, a companhia americana Western Electric, começou a comercializá-las. Com o programa espacial, as tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas tiveram um grande avanço e, a partir de 1958, quase todos os satélites lançados no espaço tinham módulos fotovoltaicos para o suprimento de energia elétrica. Em meados da década de 60, iniciaram-se as primeiras aplicações terrestres em locais remotos para fins de telecomunicação, sistemas de sinalização e proteção catódica. No período entre 1975-90 o custo do módulo fotovoltaico caiu mais de 80 %, partindo de um preço de US\$ 30 / W_p e atingindo US\$ 4,5 / W_p . No início da década de 90, os custos estabilizaram e em meados da década atingiram US\$ 3,75 / W_p (Tolmasquim, 2003). A partir dos avanços adicionais da tecnologia e a significativa redução nos seus custos, além das urgências de ordem ambiental, a conversão fotovoltaica teve suas aplicações terrestres ampliadas e inseriu-se crescentemente no mercado mundial. A energia solar deixou de ser um fenômeno de laboratório para tornar-se uma atividade industrial.

Nos países desenvolvidos os governos destinam grandes incentivos financeiros, tanto para a instalação de sistemas fotovoltaicos quanto para o desenvolvimento científico, tecnológico e divulgação dessa tecnologia (Maycock, 2001). A capacidade instalada anualmente cresceu de 200 MW em 1999 para 1760 MW em 2005 (Maycock e Bradford, 2006).

2.2 Descrição da Tecnologia Fotovoltaica

2.2.1 Princípio de Funcionamento

O semicondutor mais utilizado é o Silício e seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons na camada de valência. Ao adicionarem-se átomos com cinco elétrons de ligação, como o Fósforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e que ficará fracamente ligado a seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se liberte, indo para a banda de condução. Diz-se assim, que o Fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante n ou impureza n. Se, por outro lado, introduzir-se átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do Boro, haverá falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétrons é denominada de buraco ou lacuna e ocorre que, com pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o buraco se desloque. Diz-se, portanto, que o Boro é um aceitador de elétrons ou um dopante p. A Figura 2.1 ilustra as partes de uma célula fotovoltaica.

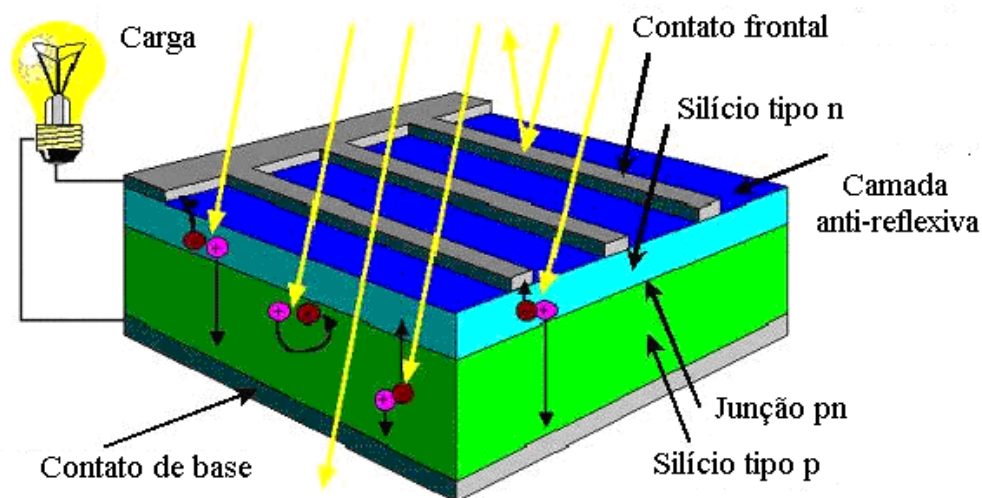


Figura 2.1 – Ilustração de uma célula fotovoltaica (Cresesb, 2006).

Em um silício puro, se forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção pn. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado n passam ao lado p onde encontram os buracos que os capturam; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p;

este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado n. Se uma junção pn for exposta a fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chamamos de Efeito Fotovoltaico. Se as duas extremidades do "pedaço" de Silício forem conectadas por um fio, haverá uma circulação de elétrons. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas que é ilustrado na Figura 2.2.

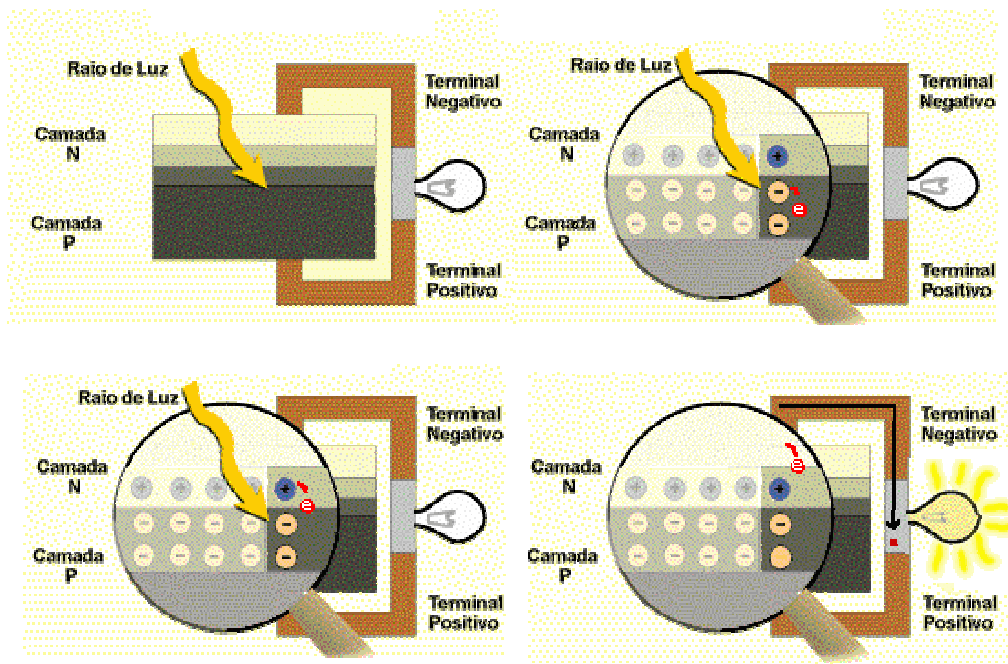


Figura 2.2 – Efeito fotovoltaico (Cresesb, 2006).

2.2.2 Tipos de Células Fotovoltaicas

Atualmente, o mercado fotovoltaico é completamente dominado por células cujo material base é o Silício. Existem três tipos de células fotovoltaicas, classificadas conforme o método de fabricação. As células de silício monocristalino são obtidas a partir de barras cilíndricas produzidas em fornos especiais (processo Czochralski, por exemplo) que são cortadas em forma de lâminas finas (300 μm de espessura). A sua eficiência, em células comerciais, é da ordem de 15 %. As células de silício policristalino são produzidas por fusão de porções de silício puro em moldes especiais, que são resfriados lentamente até solidificarem-se. Nesse processo, os átomos não se organizam em um único cristal, mas formam uma estrutura cristalina com superfícies de separação entre os cristais e sua eficiência, em células comerciais, é da ordem de 13 %. As

células de silício amorfo são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal e sua eficiência na conversão de energia solar em eletricidade varia entre 5 % e 7 %, para células comerciais.

O uso crescente da tecnologia fotovoltaica tem despertado um forte interesse no estudo de outros materiais. Os novos materiais se baseiam nos semicondutores das famílias III-V e II-VI da tabela periódica. No primeiro caso, há combinação de elementos do grupo III (Gálio, Índio) e do grupo V (Arsênio, Fósforo), sendo o principal material estudado o arseneto de gálio (GaAs). No segundo caso, se utilizam elementos do grupo II (Telúrio, Selênio) e do grupo VI (Cádmio, Cobre), sendo estudados principalmente o disseleneto de cobre-índio (CuInSe_2) e o telureto de cádmio (CdTe).

2.2.3 Curvas Características das Células Fotovoltaicas

A representação típica da característica de saída de um dispositivo fotovoltaico (célula, módulo, gerador) denomina-se curva corrente tensão. A corrente e a tensão em que opera o dispositivo fotovoltaico são determinadas pela radiação solar incidente, pela temperatura ambiente, e pelas características das cargas conectadas ao mesmo.

2.3 Módulos Fotovoltaicos

As células fotovoltaicas podem ser associadas em série, paralelo ou simultaneamente em série e paralelo para formar os módulos fotovoltaicos. Em todos esses tipos de associações, problemas oriundos da não identidade das células e do seu funcionamento em situações não desejadas aparecem e podem ocasionar sérios danos aos componentes do sistema. Para minimizar esses danos, são instalados dispositivos de proteção. Esses problemas devido à associação de células, conseqüentemente, são derivados para associações de módulos fotovoltaicos que formam os painéis e arranjos fotovoltaicos.

2.4 Sistemas Fotovoltaicos

Em sistemas com mais de um módulo fotovoltaico tem-se um problema de perdas por associação, conhecido como *mismatch loss*, efeito estudado por diversos autores (Bucciarelli, 1979; Gonzáles, 1986; Bishop, 1988; Saha, Bhattacharya e Mukherjee, 1988; Zilles e Lorenzo, 1993; Chamberlin et al, 1995; Iannone, Noviello e Sarno, 1998). Esse efeito corresponde à

diminuição da potência total do sistema quando comparada com a soma das potências individuais de todos os módulos associados devido às diferenças elétricas entre os módulos e possíveis sombreamentos. A possibilidade de degradação dos módulos que compõem a instalação pode aumentar significativamente, dependendo do tipo de ligações existentes, com o sombreamento de apenas uma célula de um módulo, fazendo com que a corrente do sistema diminua e conseqüentemente a potência do mesmo. Em casos extremos, toda a potência gerada pelo sistema pode ser perdida devido ao fato de se ter uma célula sombreada ou com defeito. Dessa forma é importante garantir o máximo aproveitamento possível da energia solar disponível evitando esse sombreamento de células de módulos que compõem a instalação.

O sombreamento de células pode ser ocasionado por diversos fatores, como sujeira acumulada ao longo do tempo, folhas que caem sobre os módulos, árvores, prédios ou estruturas próximas à instalação que proporcione sombra durante um período do dia e principalmente no amanhecer e entardecer. O efeito do sombreamento de células em arranjos de módulos fotovoltaicos pode ser encontrado em Gupta e Milnes, 1981. Para evitar danos ao sistema em decorrência dessas situações são instalados dispositivos de proteção. Entre os dispositivos, os mais difundidos e estudados são os diodos de *bypass* e de bloqueio (Gonzalez e Weaver, 1980; Roche, Outhred e Kaye, 1995; Iliceto et al, 1998; Wiles e King, 1997).

A completa caracterização de uma célula ou módulo fotovoltaico passa pela determinação da curva característica que deve ser obtida obedecendo alguns critérios estabelecidos pelas normas técnicas. Parâmetros como corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto, tensão e corrente de máxima potência são obtidos a partir da curva característica. É desejável e de interesse que o módulo opere permanentemente em condição de máxima potência, para maximizar a energia produzida do sistema.

Para construir sistemas fotovoltaicos com potências elevadas faz-se necessário associar módulos em série e paralelo para obter valores de tensão e corrente apropriados para a aplicação que se deseja. As diferenças entre as características elétricas dos módulos e possíveis sombreamentos de células podem ocasionar perdas da produção de energia elétrica, ou mesmo danos ao sistema. Para evitar problemas oriundos dessas situações indesejadas, mas que ocorrem ao longo da vida útil do sistema, devem-se acrescentar dispositivos de proteção, geralmente diodos, que são colocados em pontos estratégicos da instalação (Hecktheuer, 2001).

Os módulos fotovoltaicos, geralmente, são formados por um determinado número de células associadas em série. Uma célula que estiver sombreada pode funcionar como carga para as demais células ocasionando uma dissipação exagerada de potência sobre ela e, por conseqüência, provocando um aquecimento que pode causar danos à célula. Esse fenômeno é

conhecido como *hot-spot* (pontos quentes) e é abordado por diversos autores (Bhattacharya et al, 1991; Schmid et al, 1998; King et al, 2000; Kengo et al, 2003).

Para evitar essa situação é conectado em anti paralelo com as células um diodo conhecido como diodo de *bypass*. Quando a célula não tem problema de identicidade em relação às demais e não estiver sombreada, o diodo *bypass* encontra-se reversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente elétrica. No entanto, quando uma célula estiver sombreada, o mesmo encontra-se diretamente polarizado e, portanto, permitindo que por ele circule corrente. Neste caso, a célula sombreada não gera energia elétrica, mas também não se comporta como carga para as demais células. Na prática, os diodos de *bypass* não estão conectados em anti paralelo com cada célula associada, mas sim com grupos de células. A Figura 2.3a ilustra a ligação elétrica do módulo da Isofoton de 100 W_p e 24 V que compõe a instalação fotovoltaica utilizada nos ensaios desta dissertação e a Figura 2.3b mostra uma imagem deste módulo fotovoltaico. O módulo é constituído por 72 células ligadas em série e três diodos de *bypass*, onde cada um protege um grupo de 24 células, formando três circuitos elétricos.

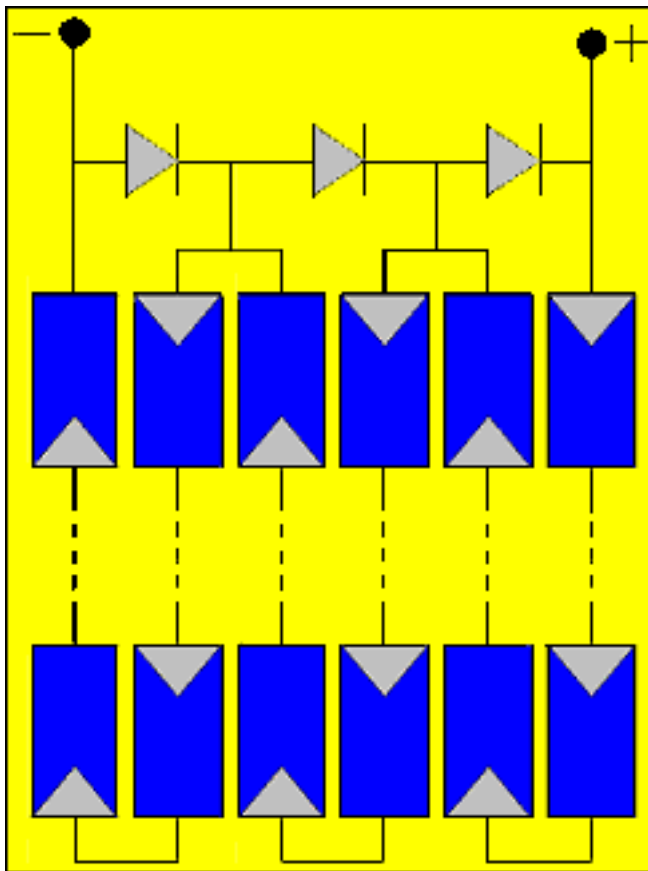


Figura 2.3a - Ligação elétrica do módulo Isofotón.



Figura 2.3b – Módulo fotovoltaico da Isofotón.

Sistemas fotovoltaicos constituídos por painéis (formado por N módulos associados em série) ligados em paralelo podem ser protegidos contra correntes reversas de outros painéis através de diodos de bloqueio conectados em série em cada um dos painéis. Essa corrente reversa é causada pela diferença de tensão entre os painéis devido às situações indesejadas citadas anteriormente. O painel que apresenta uma menor tensão pode se comportar como carga para os demais painéis. Desta forma, parte ou toda corrente gerada pelos painéis que apresentam maior tensão fluirá pelo painel de menor tensão, ocasionando um aquecimento neste último e perda de potência do sistema. O uso de diodos de bloqueio ligados em série com os módulos de cada painel evita o aparecimento de correntes reversas.

Em sistemas fotovoltaicos que apresentam associações de módulos em série e paralelo, a proteção dos geradores é conseguida utilizando-se, simultaneamente, diodos de *bypass* e bloqueio. A Figura 2.4 ilustra a ligação dos diodos de bloqueio e diodos de *bypass* em uma associação de módulos fotovoltaicos.

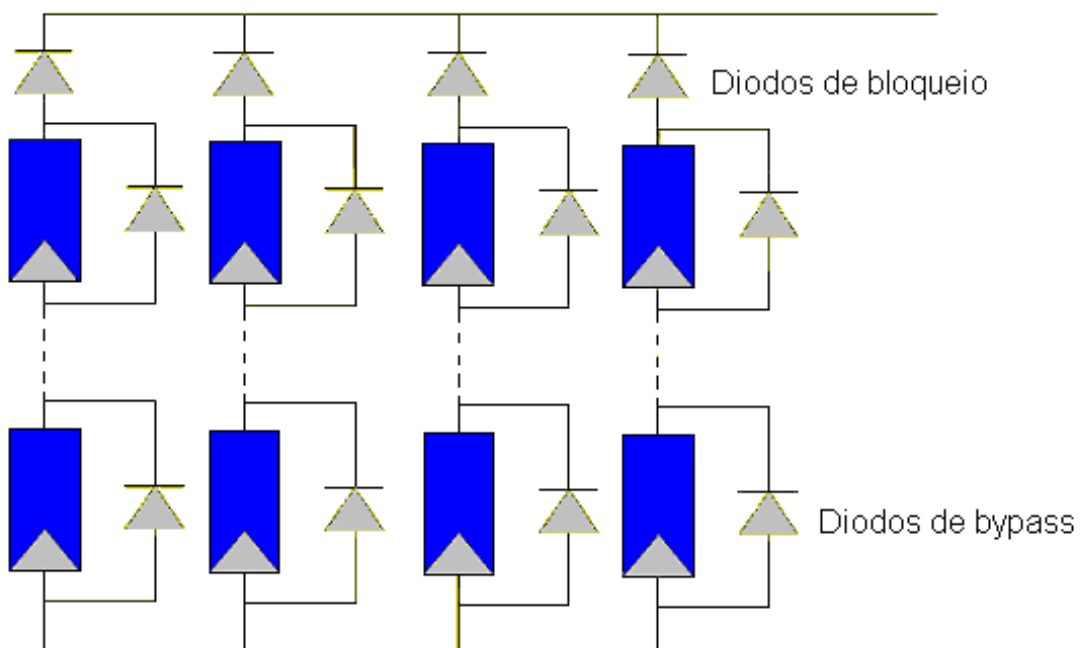


Figura 2.4 – Ligação dos dispositivos de proteção (diodos de *bypass* e bloqueio) em uma associação de módulos fotovoltaicos.

2.5 Componentes de um Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico pode ser classificado em três categorias distintas: sistemas isolados, híbridos e conectados a rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica onde o

sistema deverá ter uma unidade de controle de potência e também uma unidade de armazenamento. A Figura 2.5 ilustra a configuração básica de um sistema fotovoltaico.

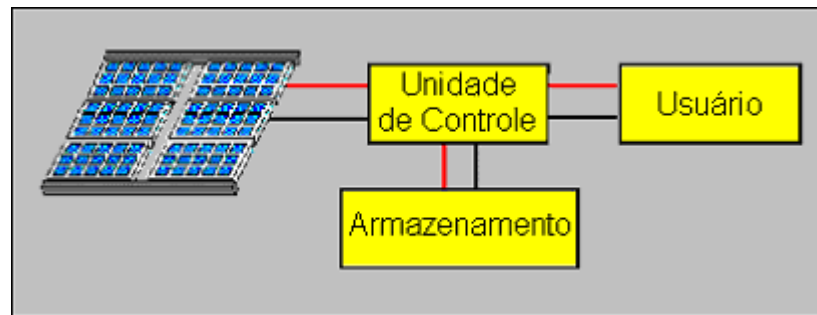


Figura 2.5 – Configuração básica de um sistema fotovoltaico (Cresesb, 2006).

2.5.1 Sistemas Isolados

Os sistemas isolados, em geral, utilizam alguma forma de armazenamento de energia. Este armazenamento pode ser feito através de baterias, quando se deseja utilizar aparelhos elétricos ou armazena-se na forma de energia gravitacional quando se bombeia água para tanques em sistemas de abastecimento. A Figura 2.6 mostra a configuração de um sistema fotovoltaico isolado.

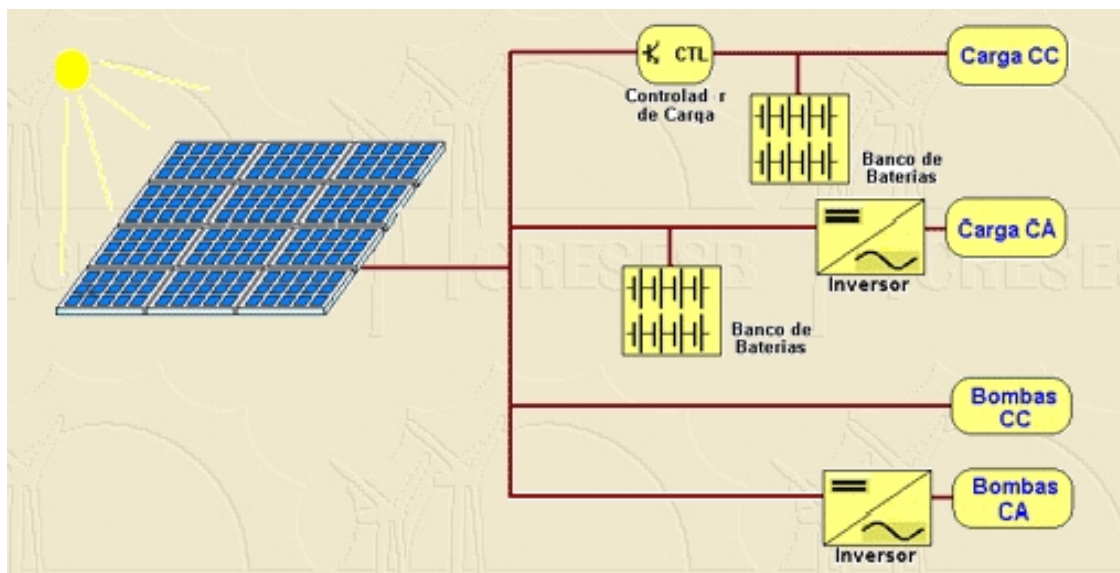


Figura 2.6 – Configuração de um sistema fotovoltaico isolado (Cresesb, 2006).

Alguns sistemas isolados não necessitam de armazenamento, o que é o caso da irrigação onde toda a água bombeada é diretamente consumida ou estocada em reservatórios. Em sistemas

que necessitam de armazenamento de energia em baterias, usa-se um dispositivo para controlar a carga e a descarga na bateria. O controlador de carga tem como principal função não deixar que haja danos na bateria por sobrecarga ou descarga profunda.

Para alimentação de equipamentos de corrente alternada (CA) é necessário um conversor CC/CA. Este dispositivo às vezes incorpora um seguidor de ponto de máxima potência necessário para a otimização da potência.

2.5.2 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos são aqueles que, desconectado da rede convencional, apresenta mais de uma fonte de geração de energia, como por exemplo, turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos entre outras. A utilização de várias formas de produção de energia elétrica exige a otimização do uso das energias. É necessário um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário. A Figura 2.7 mostra a configuração de um sistema híbrido com unidade de produção fotovoltaica.



Figura 2.7 – Configuração de um sistema híbrido (Cresesb, 2006).

2.5.3 Sistemas Conectados à Rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de energia elétrica estão sendo muito estudados por serem uma forma de conversão de energia proveniente de uma fonte

renovável, por apresentarem versatilidade em termos de geração descentralizada, por não possuírem componentes móveis, não necessitarem de acumuladores de energia, e por apresentarem alta confiabilidade e baixa manutenção.

Os sistemas fotovoltaicos interligados à rede são instalados de forma que toda a energia solar convertida em energia elétrica em corrente alternada seja entregue à rede elétrica da concessionária. Todo o arranjo é conectado em conversores CC/CA e logo em seguida ligado diretamente na rede. Estes conversores CC/CA devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada. A Figura 2.9 mostra a configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

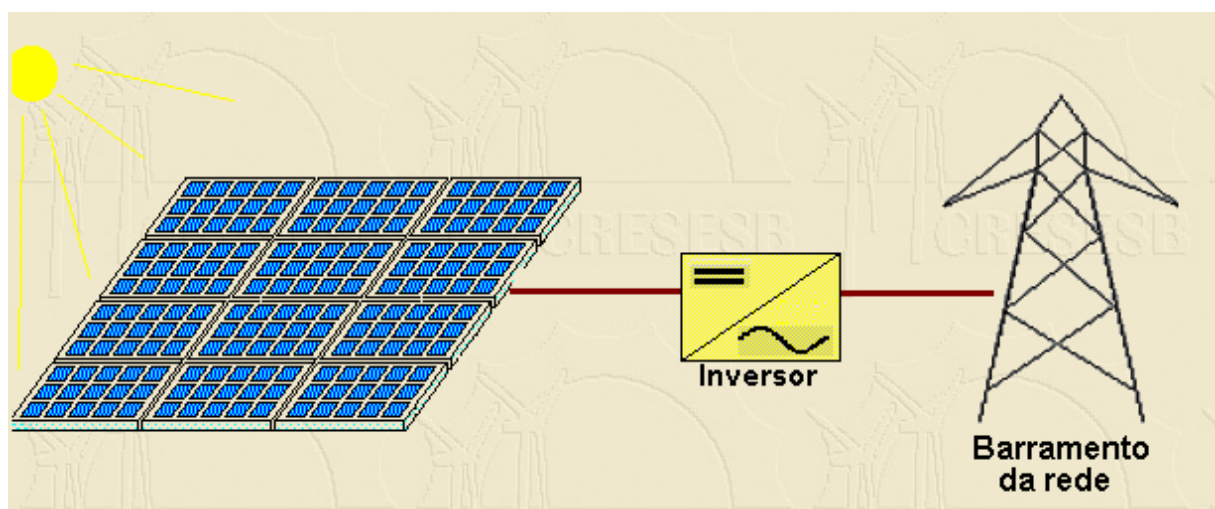


Figura 2.8 – Configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede (Cresesb, 2006).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede constituem a aplicação de energia solar fotovoltaica que tem apresentado a maior taxa de crescimento anual no mundo. No ano de 2005, 60 %, aproximadamente, da potência total fotovoltaica instalada já era conectada à rede, superando todas as demais aplicações terrestres da tecnologia fotovoltaica reunidas, o que ocorre desde 1999. Os dados da IEA indicam que desde 1997 o crescimento médio anual da potência fotovoltaica instalada conectada à rede tem sido superior a 30 % entre os seus países membros.

No Brasil as instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede são recentes, localizadas principalmente em universidades e de potência instalada inferior a 10 kW_p. Em 1995 a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) instalou um sistema de 11 kW_p na região nordeste. Em 1997, 2000 e 2002 a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) instalou sistemas de 2,1 kW_p, 1,1 kW_p e 10 kW_p, respectivamente, no campus da universidade. Em 1998, 2001, 2003 e 2004 a Universidade de São Paulo (USP) instalou sistemas de 0,75 kW_p, 6,3 kW_p,

6 kW_p e 3 kW_p, respectivamente. A Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) instalou em Fernando de Noronha dois sistemas de 2,5 kW_p em 2000 e 2002. Em 2002 o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL), instituição ligada à Eletrobrás, construiu um sistema de 16 kW_p.

No Rio Grande do Sul, em 2000, a Intercâmbio Eletromecânico instalou em sua empresa, em Porto Alegre, um sistema de 0,8 kW_p e que foi ampliada em 2002 para 3,3 kW_p. Em 2004 foi instalado um sistema de 0,85 kW_p na Escola Técnica de Pelotas

No Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) foi montado, em 2004, um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica de 4,8 kW_p, onde são realizadas diversas pesquisas para fins de aprendizado da tecnologia. O Laboratório está desenvolvendo um programa computacional de simulação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. O conhecimento experimental da instalação é de fundamental importância para comparação com os resultados que serão obtidos através da simulação.

CAPÍTULO 3

3. A INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA

3.1 Introdução

Este capítulo apresenta a descrição do sistema fotovoltaico e suas principais partes e componentes. É descrita a metodologia de monitoramento e as definições estabelecidas, bem como uma análise das principais fontes de incertezas nas medidas das grandezas físicas monitoradas e que permitem o estudo do comportamento da instalação em funcionamento.

Define-se painel fotovoltaico como sendo um ou mais módulos interligados eletricamente, montados de modo a formar uma única estrutura, arranjo fotovoltaico como sendo um ou mais painéis fotovoltaicos interligados eletricamente de modo a prover uma única saída de corrente elétrica e sistema fotovoltaico como sendo o conjunto de elementos composto de arranjos fotovoltaicos, dispositivos para controle e condicionamento, supervisão, proteção, armazenamento de energia elétrica, fundação e estrutura de suporte (NBR 10899, 1988).

3.2 Descrição da Instalação Fotovoltaica

O sistema fotovoltaico em estudo é uma associação de 48 módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A instalação é composta de três subsistemas independentes formados por 16 módulos de células de silício monocristalino de $100W_p$ na condição padrão (irradiância de $1000 W/m^2$, temperatura de operação de $25\text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar 1,5) e tensão nominal de 24 V. Cada módulo foi ensaiado individualmente pela equipe do laboratório e parâmetros como tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto-circuito (I_{SC}), tensão de máxima potência (V_{PMP}) e corrente de máxima potência (I_{PMP}), entre outros foram determinados. Cada subsistema está conectado na entrada de um conversor CC/CA monofásico com potências nominal e máxima CA, respectivamente de 1000 W e 1100 W. A potência máxima CC de entrada do conversor é da

ordem de 1200 W e em condições de operação a potência de cada módulo é inferior a 100 W. Em sistemas fotovoltaicos recomenda-se que a potência instalada seja superior à potência do conversor CC/CA. As saídas dos conversores foram conectadas em triângulo, de forma a distribuir simetricamente entre as três fases a energia entregue a rede elétrica.

A instalação fotovoltaica está sendo acompanhada ao longo do tempo mediante um sistema de aquisição de dados via computador que monitora e registra parâmetros como tensão elétrica, corrente elétrica, temperatura, irradiação solar, potência elétrica (Dias, 2006).

Os módulos do sistema fotovoltaico em estudo, antes da sua instalação, foram ensaiados individualmente, o que possibilitou uma rigorosa classificação (Krenzinger e Prieb, 2005). O processo de testes foi dividido em duas fases. Primeiramente foram medidas uma série de curvas características de dois módulos montados em uma bancada com temperatura controlada. Em seguida todos os módulos foram ensaiados em condições naturais, com irradiância de 1000 W/m² e com as temperaturas de módulos estabilizadas nas condições de operação (Prieb, 2002).

Esse procedimento permitiu a determinação das curvas características de todos os módulos da instalação, e conseqüentemente parâmetros como tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão de máxima potência e corrente de máxima potência. Todas as curvas medidas foram trasladadas às condições de irradiância de 1000 W/m² e temperatura de célula de 55 °C.

Os módulos que apresentaram corrente no ponto de máxima potência semelhante foram interligados em série formando seis painéis de oito módulos. Os painéis que apresentaram tensão de máxima potência semelhante foram conectados em paralelo formando os três subsistemas da instalação fotovoltaica. Cada subsistema é conectado a um conversor monofásico que é responsável por converter a corrente contínua produzida pelos módulos em corrente alternada e entregar à rede elétrica.

As conexões entre os painéis são efetuadas em um quadro de distribuição, onde também estão instalados os disjuntores, resistores *shunts* e outros componentes. Cada módulo teve um cabo blindado 2 x 0,32 mm² conectado diretamente a seus terminais para trazer a informação de sua tensão individual. A corrente elétrica em cada painel é determinada a partir da diferença de potencial sobre um resistor *shunt*. Os sinais de tensão e corrente são monitorados por um sistema de aquisição de dados via computador. Além de medir a tensão e a corrente entregue pelo sistema fotovoltaico (corrente contínua) e a tensão e corrente entregue pelos conversores à rede (corrente alternada), a energia inserida na rede é medida de forma acumulada por um watt-horímetro instalado entre a saída dos conversores e o centro de distribuição do laboratório. Um outro watt-horímetro mede o consumo de energia do laboratório (Krenzinger et al., 2002).

A Figura 3.1 mostra a ligação elétrica dos três subsistemas da instalação fotovoltaica. Em destaque os seis painéis de oito módulos interligados em série e conectados dois a dois em paralelo, os três conversores CC/CA, os dois watt-horímetros, o sistema de aquisição de dados e as conexões elétricas.

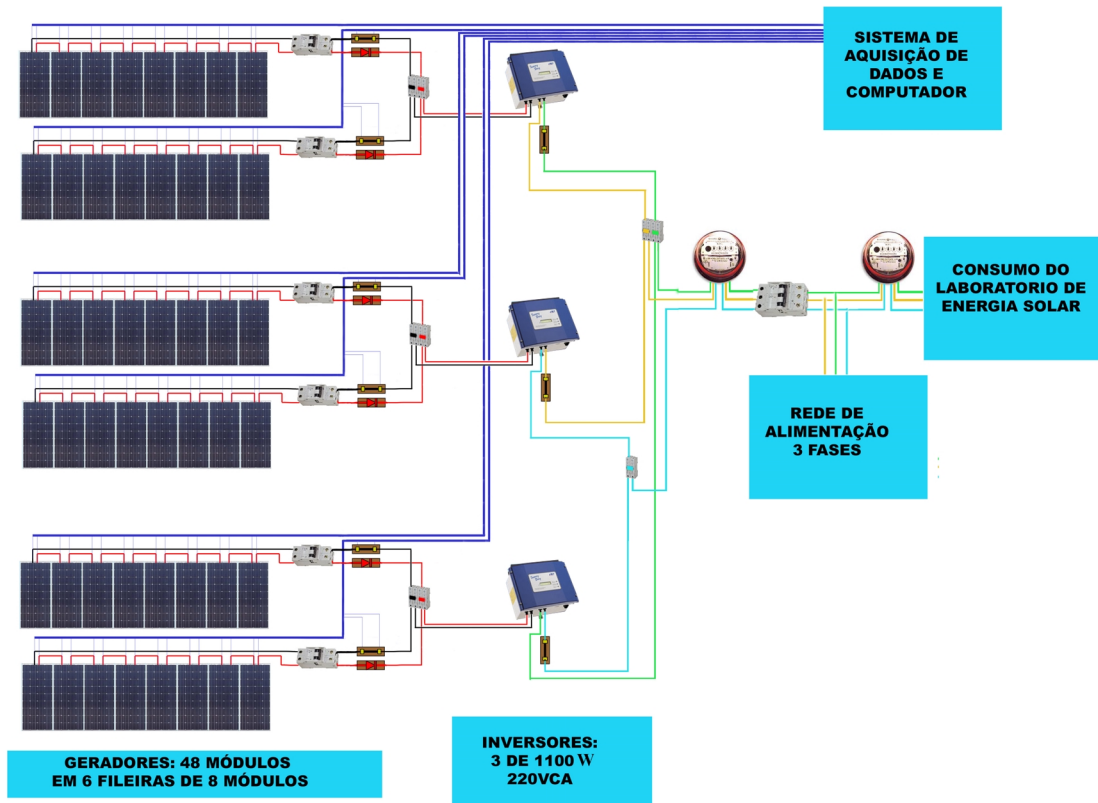


Figura 3.1 – Ligação elétrica da instalação fotovoltaica (Krenzinger e Prieb, 2005).

A instalação é composta por três arranjos fotovoltaicos (leste, centro e oeste) de 16 módulos, onde cada arranjo é constituído por dois painéis de oito módulos, sendo um localizado na parte superior do prédio do laboratório e o outro localizado na parte inferior. Para facilitar a descrição dos módulos e dos arranjos fotovoltaicos da instalação é utilizada uma nomenclatura que é definida a seguir.

Os painéis fotovoltaicos de cada arranjo são definidos como ES e EI para o arranjo leste, CS e CI para o arranjo central, WS e WI para o arranjo oeste. Assim os módulos que compõem o painel superior leste são definidos como ES1, ES2, ES3, ES4, ES5, ES6, ES7 e ES8 enquanto que os módulos que compõem o painel inferior leste são definidos como EI1, EI2, EI3, EI4, EI5, EI6, EI7 e EI8. A Figura 3.2 visualiza com mais detalhes essas definições estabelecidas para a instalação fotovoltaica.

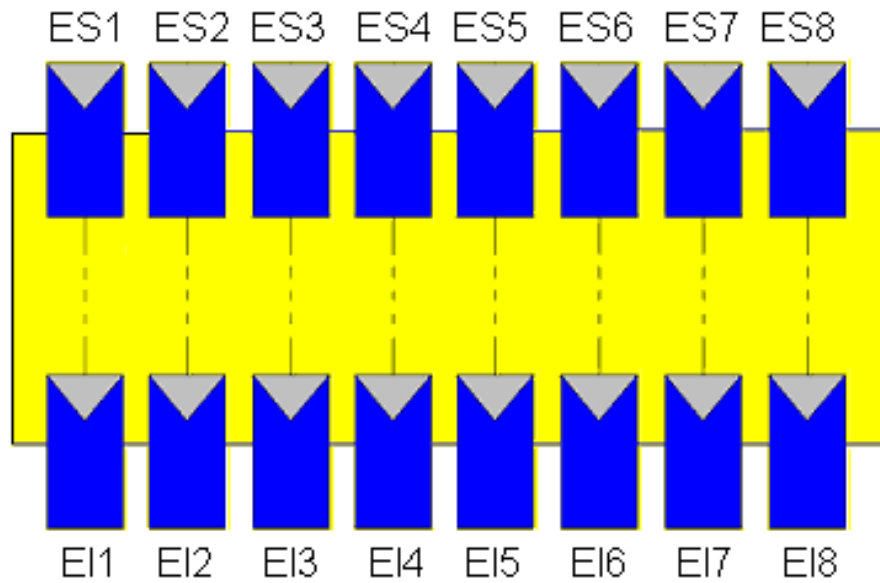


Figura 3.2 – Arranjo leste da instalação fotovoltaica (Subsistema Leste).

De maneira análoga, os módulos do painel superior localizado no centro da instalação são definidos como CS1, CS2, CS3, CS4, CS5, CS6, CS7 E CS8 enquanto os módulos do painel inferior central são definidos como CI1, CI2, CI3, CI4, CI5, CI6, CI7 e CI8. A Figura 3.3 mostra essas definições adotadas.

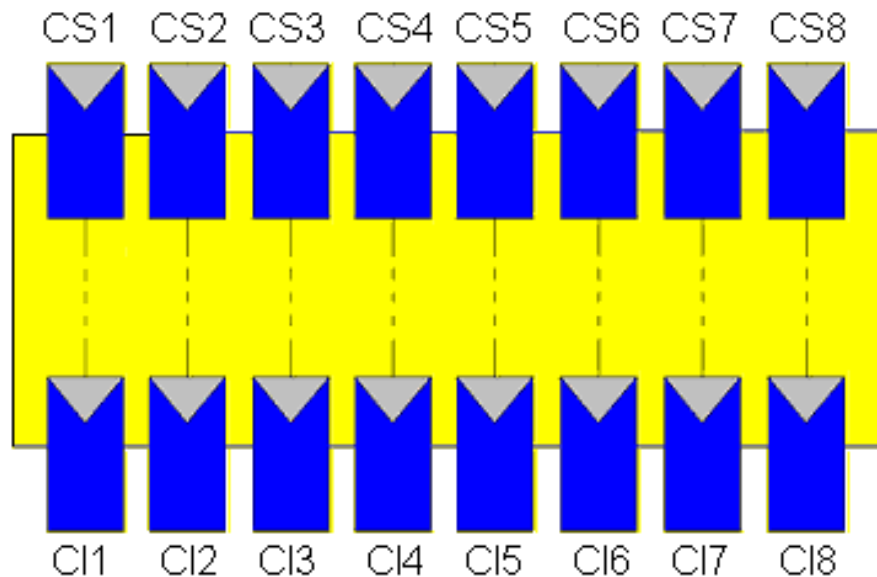


Figura 3.3 – Arranjo central da instalação fotovoltaica (Subsistema Central).

De maneira similar, os módulos do painel superior oeste são definidos como WS1, WS2, WS3, WS4, WS5, WS6, WS7 E WS8 enquanto os módulos do painel inferior oeste são definidos como WI1, WI2, WI3, WI4, WI5, WI6, WI7 e WI8. A Figura 3.4 mostra essas definições.



Figura 3.4 – Arranjo oeste da instalação fotovoltaica (Subsistema Oeste).

A instalação fotovoltaica é monitorada por um sistema de aquisição de dados, formado por um multímetro *Agilent 34970A* e um computador. A Figura 3.5 mostra o quadro de distribuição elétrica, os três conversores CC/CA na parte superior e o sistema de aquisição de dados no gabinete ao lado.

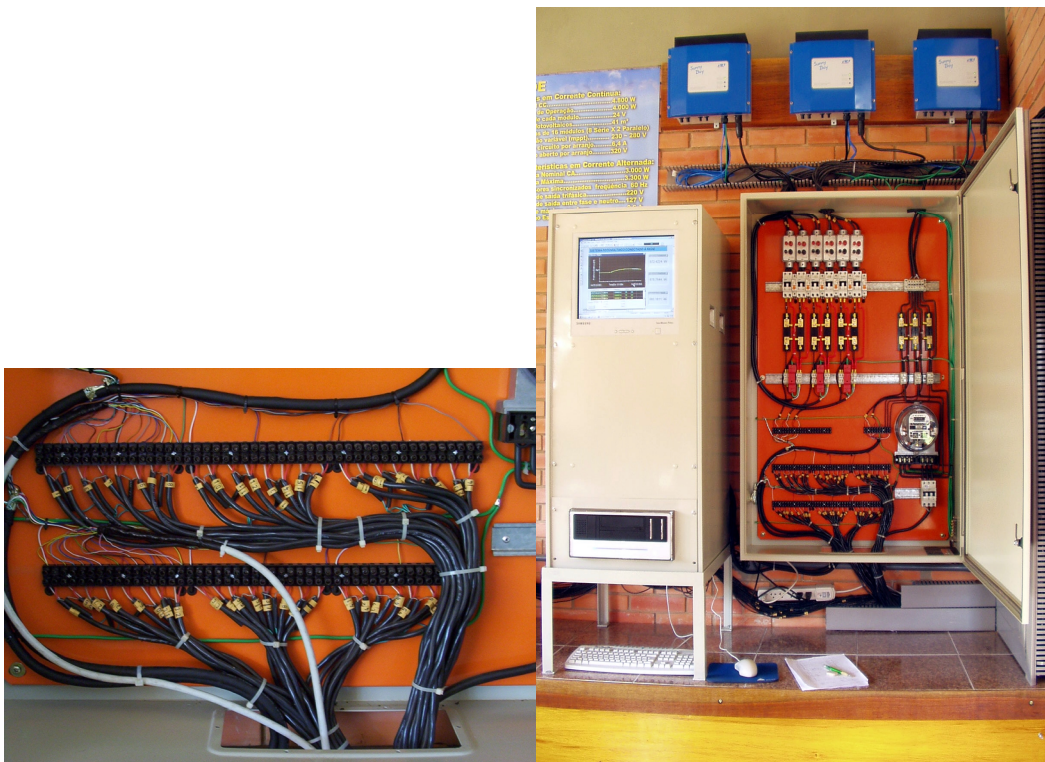


Figura 3.5 – Quadro de distribuição elétrica, conversores CC/CA e sistema de aquisição de dados.

Os módulos do sistema fotovoltaico da instalação em estudo apresentam potência nominal de $100 W_p$ e tensão nominal de 24 V e são compostos por 72 células, ligadas em série. Cada módulo apresenta três diodos de *bypass* não entrelaçados, onde cada um está ligado em anti-paralelo com 24 células, formando três circuitos. Há um diodo de bloqueio por painel. A tensão reversa de funcionamento do módulo está limitada em 2,1 V, impedindo que as células individualmente dissipem uma grande quantidade de potência. A Figura 3.6 mostra o prédio do Laboratório de Energia Solar da UFRGS.



Figura 3.6 – Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

3.3 Análise de Incerteza das Medidas

3.3.1 Unidade *Agilent* 34970A

A unidade *Agilent* 34970A é um dispositivo utilizado para a aquisição de dados que permite a visualização das leituras através do computador. Para o sistema foram utilizados três cartões de vinte canais multiplexados. Para as medidas de temperatura foram empregados sensores PT100 que são ligados a quatro fios e utilizam dois canais. As medidas de tensão, irradiância e corrente utilizam dois fios e, portanto, um canal. A medida de irradiância é obtida a

partir da diferença de potencial no resistor *shunt* da célula padrão. As tensões de cada painel e as tensões individuais dos painéis que compõem o arranjo leste são medidas diretamente, enquanto que a corrente de cada painel é medida a partir da diferença de potencial no resistor *shunt* correspondente. A Tabela 3.1 apresenta algumas especificações referentes à exatidão do instrumento.

Tabela 3.1 – Exatidão do instrumento para diferentes fundos de escala.

Unidade	Fundo de Escala (FDE)	Exatidão
	Temperatura	$\pm (0,1) \text{ }^\circ\text{C}$
<i>Agilent</i>	$0,1 V_{cc}$	$\pm (0,0050 \% \text{ da leitura} + 0,0040 \% \text{ FDE}) V_{cc}$
39470A	$1 V_{cc}$	$\pm (0,0040 \% \text{ da leitura} + 0,0007 \% \text{ FDE}) V_{cc}$
	$10 V_{cc}$	$\pm (0,0035 \% \text{ da leitura} + 0,0005 \% \text{ FDE}) V_{cc}$
	$100 V_{cc}$	$\pm (0,0045 \% \text{ da leitura} + 0,0006 \% \text{ FDE}) V_{cc}$
	$300 V_{cc}$	$\pm (0,0045 \% \text{ da leitura} + 0,0030 \% \text{ FDE}) V_{cc}$

3.3.2 Estimativa de Erros

Na propagação de erros a incerteza para cada variável v é descrita pela especificação de uma medida mais precisa m seguida de uma variável de incerteza w no nível de confiança desejado, onde $v = m \pm w$. Quando a precisão do instrumento é dada em percentual do fundo de escala, o máximo valor de desvio de qualquer leitura é dado por esse valor, o qual é associado a todas as leituras (Vuolo, 1998).

A incerteza combinada é dada de uma forma geral, segundo Kline e McClintock (Holman, 1996) pela Equação 3.1.

$$\begin{aligned}
 \text{Seja } V &= f(x_1, \dots, x_n) \\
 w_r &= \left[\left(\frac{\partial V}{\partial x_1} w_1 \right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial V}{\partial x_n} w_n \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.1)
 \end{aligned}$$

3.3.3 Corrente Elétrica CC

Os resistores *shunts* vistos na Figura 3.7 foram instalados em série, um com cada painel da instalação e apresentam uma diferença de potencial de 60 mV em 5 A e uma incerteza de medida de 0,5 %. As correntes elétricas são medidas pelo sistema a partir da diferença de potencial medida no resistor *shunt*.

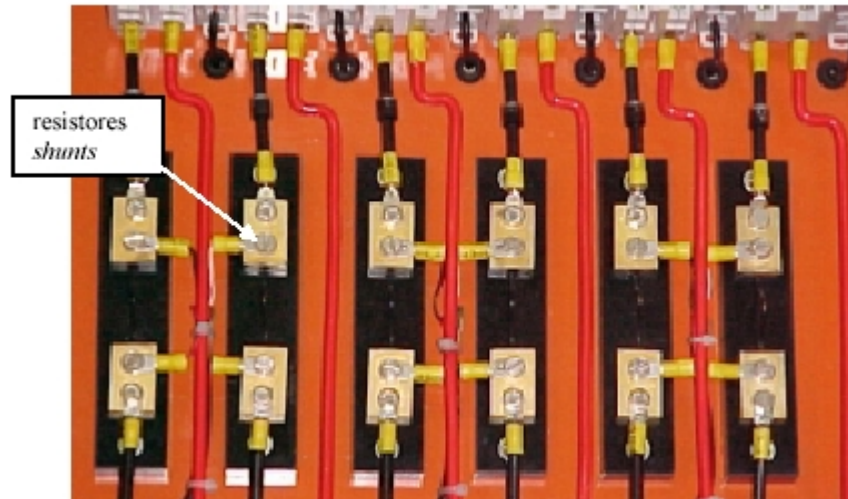


Figura 3.7 – Resistores *shunts*.

A incerteza nas medidas de corrente elétrica nos *shunts* é dada por:

- Corrente no *shunt* referente a cada painel no ponto de máxima potência $I_{PMP}=2,89$ A.
- Incerteza do *shunt* = 0,5 %.
- Incerteza do *shunt* no fundo de escala da medida $w_{sh} = 0,3$ mV.
- Medida da tensão sobre o shunt quando I_{PMP} circular pelo mesmo = 34,68 mV.
- Erro de leitura da unidade *Agilent*: $\pm (0,0050 \% \text{ de } 34,68 \text{ mV}) = \pm 0,002$ mV.
- Erro fundo de escala da unidade *Agilent*: $\pm (0,0040 \% \text{ de } 100 \text{ mV}) = \pm 0,004$ mV.
- Incerteza da unidade *Agilent*: $w_{Ag} = (0,002 \text{ mV} + 0,004 \text{ mV}) = 0,006$ mV.

Logo, a incerteza combinada (*shunt* + unidade *Agilent*) é dada por w_{Med}

$w_{Med} = (w_{sh}^2 + w_{Ag}^2)^{1/2} = (0,3^2 + 0,006^2)^{1/2} = 0,3$ mV (0,5% de I_{sh}). Considerando a corrente que passa no *shunt*, $I_{sh} = I_{PMP}$, tem-se a incerteza na medida da corrente no *shunt* $w_1 = 0,5 \% \text{ de } I_{PMP} = 0,005 * 2,89 = 0,014$ A

3.3.4 Tensão CC do Arranjo e Tensão CC de Módulo

As tensões de cada painel são realizadas diretamente e foram divididas em dois canais a fim de evitar uma sobretensão nos canais do instrumento, limitada a 300 V e as tensões individuais de cada módulo são medidas diretamente.

Desta forma, a incerteza na medida da tensão CC do arranjo é dada por:

- Leitura considerada para a metade da tensão no ponto de máxima potência do arranjo $V_{PMP} = 132$ V.
- Erro de leitura da unidade *Agilent*: $\pm (0,0050 \% \text{ de } 132 \text{ V}) = \pm 0,007$ V.

- Erro de fundo de escala da unidade *Agilent*: $\pm (0,0040 \% \text{ de } 300 \text{ V}) = \pm 0,012 \text{ V}$.

Portanto, a incerteza na medida da tensão do arranjo é $w_v = 0,019\text{V}$ para cada canal. Como foram utilizados dois canais para medir a tensão de cada painel, a incerteza total é obtida da combinação $(2 \times 0,019^2)^{1/2} = 0,027\text{V}$.

A incerteza na medida da tensão individual de cada módulo é dada por:

- Leitura considerada para a tensão no ponto de máxima potência do módulo
 $V_{\text{PMP}} = 30 \text{ V}$.
- Erro de leitura da unidade *Agilent*: $\pm (0,0045 \% \text{ de } 30 \text{ V}) = \pm 0,00135 \text{ V}$.
- Erro de fundo de escala da unidade *Agilent*: $\pm (0,0006 \% \text{ de } 100 \text{ V}) = \pm 0,0006 \text{ V}$.

Portanto, a incerteza na medida da tensão de cada módulo é $w_v = 0,00195 \text{ V}$ para cada módulo.

3.3.5 Sensor de Temperatura PT100

O sensor PT100 é um resistor de platina onde sua resistência é dependente da temperatura. Para uma faixa de temperatura entre $0 \text{ }^\circ\text{C}$ e $100 \text{ }^\circ\text{C}$, sua resposta pode ser considerada linear. Os sensores PT100 classe A utilizados no sistema de aquisição de dados para as medidas das temperaturas das células padrão, da temperatura de um módulo e da temperatura ambiente, apresentam uma resistência de $99,98 \text{ ohms}$ em $0 \text{ }^\circ\text{C}$ e um coeficiente de variação linear da resistência específica $\alpha (0 \text{ }^\circ\text{C a } 100 \text{ }^\circ\text{C}) = 0,003851 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$

As incertezas nas medidas das temperaturas ambiente, temperatura de um módulo e temperatura das células padrão foram determinadas empregando a exatidão do instrumento de medida, e a incerteza do sensor conforme determina a norma DIN-IEC 751. A Tabela 3.2 apresenta a incerteza do sensor PT100.

Tabela 3.2 - Incerteza do PT100 em cada classe: DIN-IEC 751 (Orlando, 2003).

Classe	Incerteza ($^\circ\text{C}$)
A	$0,15 + 0,002 \text{ T}$
B	$0,30 + 0,005 \text{ T}$

A incerteza na medida da temperatura ambiente foi determinada utilizando a incerteza do sensor w_{PT100} e a incerteza do instrumento de medida w_{Ag} . O valor de w_{PT100} foi considerado o da norma DIN IEC 751 na temperatura de 25°C . Aplicando esse valor na correlação de um sensor

classe A, obtém-se 0,2°C. O valor de w_{Ag} é de 0,1°C. A incerteza combinada na medida da temperatura ambiente é dada por:

$$w_{Ta} = (w_{PT100}^2 + w_{Ag}^2)^{1/2}$$

$$w_{Ta} = (0,2^2 + 0,1^2)^{1/2} = 0,2 \text{ °C}$$

Medida da temperatura do ar ambiente: ($T_a \pm 0,2$) °C

A incerteza na medida da temperatura do módulo é determinada para um valor de temperatura de operação do módulo, da ordem de 55°C. O valor de w_{PT100} foi considerado o da norma DIN IEC 751 na temperatura de 55°C. Aplicando esse valor na correlação de um sensor classe A, obtém-se 0,26°C. O valor de w_{Ag} é de 0,1°C. A incerteza combinada na medida da temperatura do módulo é dada por:

$$w_{Mod} = (w_{PT100}^2 + w_{Ag}^2)^{1/2}$$

$$w_{Mod} = (0,26^2 + 0,1^2)^{1/2} = 0,3 \text{ °C}$$

Medida da temperatura de módulo: ($T_{mod} \pm 0,3$) °C

3.3.6 Célula de Referência

Para as medidas de irradiância foram utilizadas duas células de referência que foram calibradas no Laboratório de Energia Solar – UFRGS a partir de uma célula padrão calibrada no CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas).

A incerteza da medida da irradiância w_g é relativa a incerteza w_{kl} da célula de referência. A incerteza da célula é dada por $w_{kl} = 4 \text{ mV}/1000 \text{ W/m}^2$. Este valor corresponde a 32 W/m^2 , em relação a 1000 W/m^2 . Dessa forma as medidas de irradiância são descritas como:

Medida da irradiância: ($G \pm 32$) W/m^2

Cabe salientar aqui que esta incerteza se refere à irradiância útil fotovoltaica e não à irradiância solar total, tendo em vista que esta última deveria ser medida com um piranômetro térmico com um sensor plano protegido por um hemisfério de vidro. A irradiância útil

fotovoltaica, medida com uma célula de referência encapsulada sob um vidro plano, despreza a radiação incidente com ângulos de incidência grandes e produz incertezas bem maiores do que a que foi adotada especialmente nas primeiras e últimas horas do dia. Nesta dissertação todas as medidas de irradiância foram realizadas com células de referência. Uma das células de referência pode ser visualizada na Figura 3.8.



Figura 3.8 – Célula de referência.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISE EXPERIMENTAL

4.1 Introdução

O principal componente do sistema de aquisição de dados é uma unidade *Agilent* 34970A. Este dispositivo possui um multímetro interno e através da porta serial se comunica com o computador permitindo a visualização do comportamento da instalação. Esta unidade possui três diferentes resoluções ($4\frac{1}{2}$, $5\frac{1}{2}$ e $6\frac{1}{2}$ dígitos). Inicialmente foi realizado o monitoramento do subsistema leste da instalação fotovoltaica, onde para isso foram medidas as tensões individuais dos módulos, as tensões e correntes elétricas de cada painel, a irradiância medida em duas células no plano gerador inclinado 30° em relação ao plano horizontal, a temperatura ambiente e a temperatura de operação dos módulos. Para realizar estas medidas são necessários três cartões multiplexadores de 20 canais que são lidos individualmente.

4.2 Comportamento da Irradiância

As medidas de uma varredura não são realizadas simultaneamente, mas consecutivamente com uma diferença temporal dependente da resolução utilizada. Uma maior resolução implica em um tempo maior para uma leitura completa (varredura) dos canais, mas é necessário que os valores de tensões e correntes medidos para uma mesma varredura sejam correspondentes a mesma irradiância.

Neste sentido foi realizada uma análise da variação da irradiância em uma mesma varredura. Para essa análise foi montado um sistema de aquisição de dados, paralelo ao existente, e constituído por outra unidade *Agilent* e outro computador. Em um cartão multiplexador foi ligada uma célula de referência, previamente calibrada, para medir a irradiância. Todos os canais do cartão foram ligados em paralelo e ligados à célula de referência, de forma que todos os

canais medissem o mesmo parâmetro na mesma varredura. As medidas foram realizadas ao longo de vários dias e em condições diferentes (dias ensolarados, parcialmente nublados e encobertos) e com resoluções diferentes ($4\frac{1}{2}$ e $6\frac{1}{2}$ dígitos).

A análise mostrou que em dias encobertos e ensolarados a irradiância varia muito pouco ao longo de uma varredura, mesmo quando as medidas são realizadas com a resolução de $6\frac{1}{2}$ dígitos (tempo maior de varredura e da ordem de 3 segundos). A diferença entre as medidas de irradiância de uma mesma varredura é inferior a incerteza da medida da célula de referência, que é de 32 W/m^2 . Para dias parcialmente nublados é possível encontrar variações nas medidas das irradiâncias, em uma mesma varredura, de até 20 %, e uma diferença entre as medidas, superior a 32 W/m^2 , porém, a frequência com que essa situação ocorre é baixa. A precisão das medidas, embora influencie no tempo de leitura dos canais, não tem a mesma influência nas variações de irradiância, considerando o sistema de aquisição de dados empregado neste estudo.

Para conseguir maior concomitância entre as medidas o programa de aquisição de dados principal foi modificado e a irradiância é medida três vezes, início, meio e fim da varredura, garantindo que as medidas físicas sejam realizadas com a mesma irradiância. O sistema de aquisição de dados registra uma varredura completa dos canais a cada minuto, totalizando 1440 varreduras ao longo de um dia.

4.3 Sistema Fotovoltaico em Condição de Operação

Em seguida, utilizando o sistema de aquisição de dados principal e com resolução de $4\frac{1}{2}$ dígitos, foi desenvolvido o programa de monitoramento das tensões individuais dos 16 módulos fotovoltaicos do subsistema leste, das correntes elétricas e tensões dos seis painéis, da irradiância, da temperatura ambiente, da temperatura de operação dos módulos e da temperatura do conversor CC/CA.

Os primeiros resultados apresentados são referentes às tensões dos módulos medidos individualmente. Dessa forma foi possível descrever o comportamento dos diferentes módulos estabelecendo qualitativamente uma comparação de suas tensões.

A aquisição de dados foi realizada em duas etapas. Primeiramente o sistema mediu durante dois dias as tensões de cada módulo, as correntes elétricas de dois painéis, a irradiância, a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente. Na seqüência, entre os dados registrados, foi escolhido um grupo de vinte medidas com diferentes valores de irradiância (aproximadamente entre 100 e 1100 W/m^2). A partir desses dados foi possível conhecer o

comportamento da tensão elétrica de cada módulo e conseqüentemente estabelecer uma comparação entre os mesmos.

A Figura 4.1 mostra a distribuição das tensões dos módulos do painel superior em função da irradiância. Foi verificado que o módulo ES2 apresenta valores de tensão inferiores, da ordem de 24 a 27 V quando comparado aos demais, de 30 a 33 V, para a mesma faixa de irradiância entre 400 e 800 W/m². Esta diferença de tensão entre os módulos do mesmo painel provoca uma redução na performance energética do arranjo. Para valores de irradiância superiores em, aproximadamente 900 W/m², a tensão dos módulos aumenta, inclusive, a tensão do módulo ES2. Quando o conversor CC/CA atinge a temperatura máxima de funcionamento, da ordem de 65 °C, o seguidor de máxima potência do conversor desloca-se para um valor maior de tensão, o qual produz uma redução na corrente elétrica e, conseqüentemente, na temperatura de operação do equipamento.

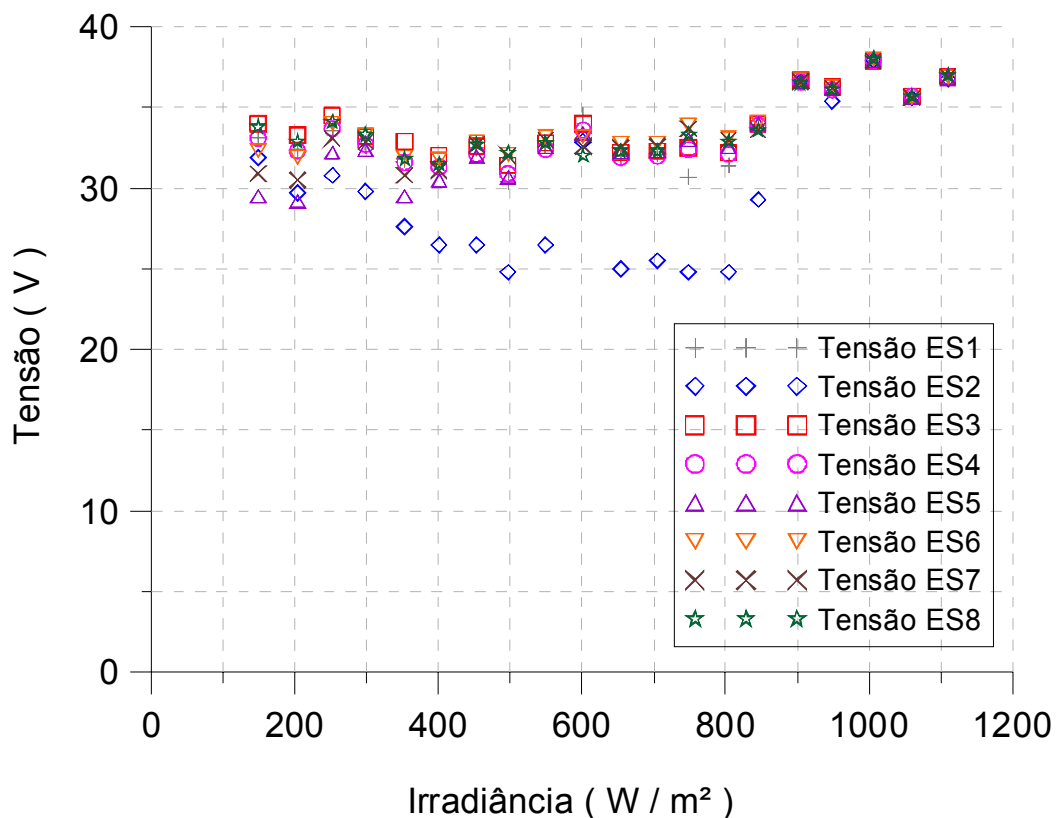


Figura 4.1 – Variação da tensão dos módulos superiores em função da irradiância.

O comportamento da tensão dos módulos do painel inferior em função da irradiância pode ser observado na Figura 4.2. Os módulos têm desempenho similar, não apresentando diferenças em suas performances. O mesmo aumento na tensão de operação dos módulos inferiores, para valores de irradiância superiores a 900 W/m², pode ser verificado. O ponto de

máxima potência do módulo situa-se, aproximadamente, no “joelho” da curva característica. Quando o conversor CC/CA está em funcionamento, o seguidor de máxima potência do mesmo constantemente varia o valor da tensão elétrica de operação do arranjo e, conseqüentemente da corrente elétrica, buscando o ponto polarização de máxima potência.

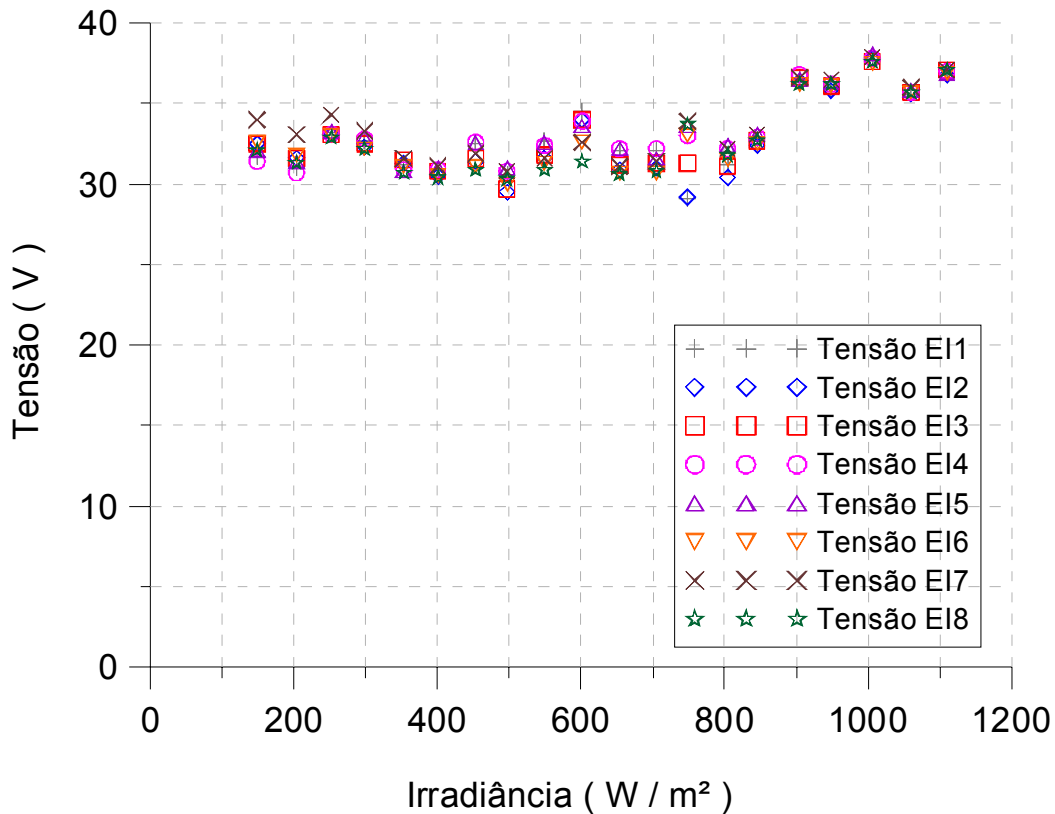


Figura 4.2 – Variação da tensão dos módulos inferiores em função da irradiância.

Entre os 16 módulos do arranjo, o módulo ES2 apresentou um desempenho inferior em relação aos demais em uma faixa de irradiância entre 400 W/m² e 800 W/m². Após uma verificação física do arranjo constatou-se que a superfície do módulo encontrava-se suja. Segundo Vera et al (2006) a poeira no vidro influencia significativamente nos valores da corrente de curto circuito (I_{SC}) e corrente de máxima potência (I_{PMP}) por afetar a transparência do vidro, apresentando uma redução nesses parâmetros na ordem de 5 %, enquanto que para a máxima potência essa redução é da ordem de 4 %.

O módulo ES2 teve sua superfície limpa e uma nova aquisição foi realizada. O procedimento seguido foi idêntico ao anterior e entre os dados obtidos foi escolhido um grupo de vinte medidas com diferentes valores de irradiância.

O comportamento dos módulos do painel superior em função da irradiância para a nova aquisição de dados é mostrado na Figura 4.3. Verifica-se que o módulo ES2 tem desempenho

similar em relação aos demais, não apresentando diferença em seu desempenho em relação aos demais módulos. Para valores de irradiância, entre 100 W/m^2 e 400 W/m^2 a dispersão das medidas é maior quando comparada para irradiâncias, entre 400 W/m^2 e 1200 W/m^2 . A tensão de operação dos módulos é influenciada por diversos fatores, temperatura dos módulos, temperatura ambiente, irradiância, velocidade do vento e do funcionamento do conversor CC/CA. Devido esses fatores, enquanto a tensão de circuito aberto varia com o logaritmo da irradiância, observa-se uma “flutuação” nos valores de tensão de operação dos módulos para diferentes valores de irradiância.

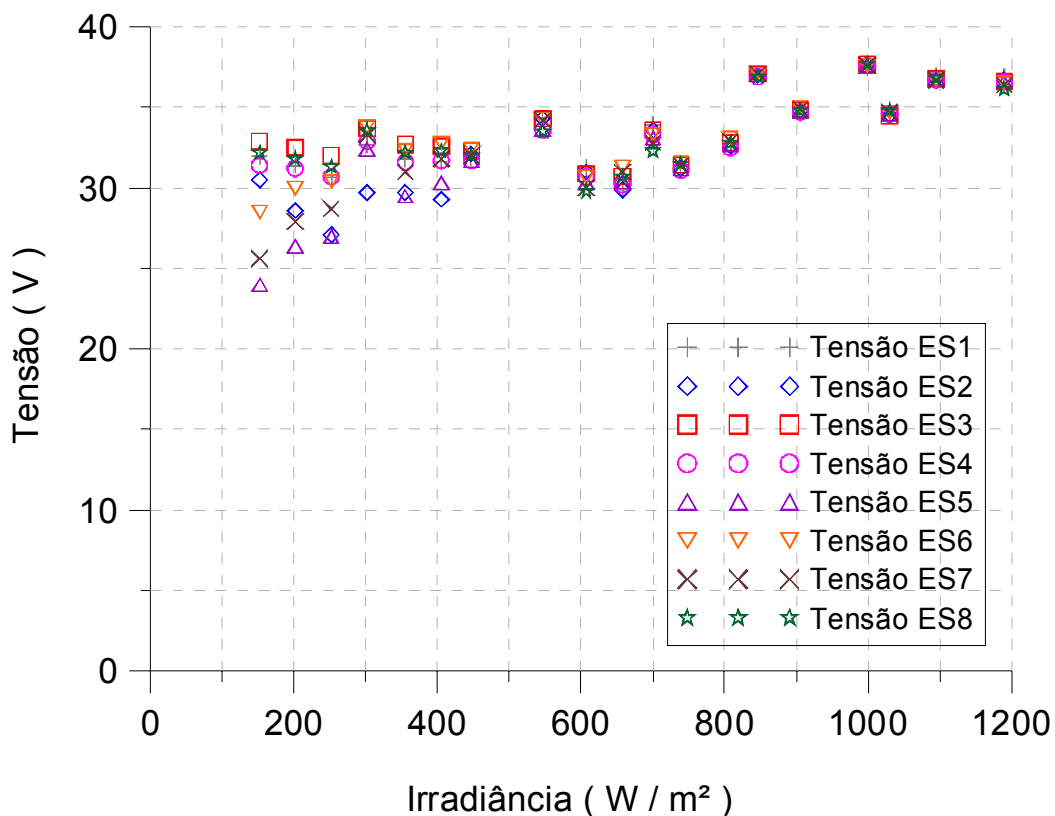


Figura 4.3 – Variação da tensão dos módulos superiores em função da irradiância.

A Figura 4.4 ilustra o comportamento da tensão dos módulos inferiores em função da irradiância para a nova aquisição de dados. Percebe-se que os módulos mantêm o comportamento similar, apresentando mínimas diferenças em suas performances. A dispersão das medidas da tensão dos módulos inferiores é menor quando comparada com as medidas da tensão dos módulos superiores. Em dias em que há transferência de calor por convecção acentuada, os módulos superiores tendem a apresentar temperaturas menores que os módulos inferiores. Atribui-se a esta maior transferência de calor por convecção nos módulos superiores

uma maior dispersão nas temperaturas dos mesmos e conseqüentemente, a dispersão das medidas observadas.

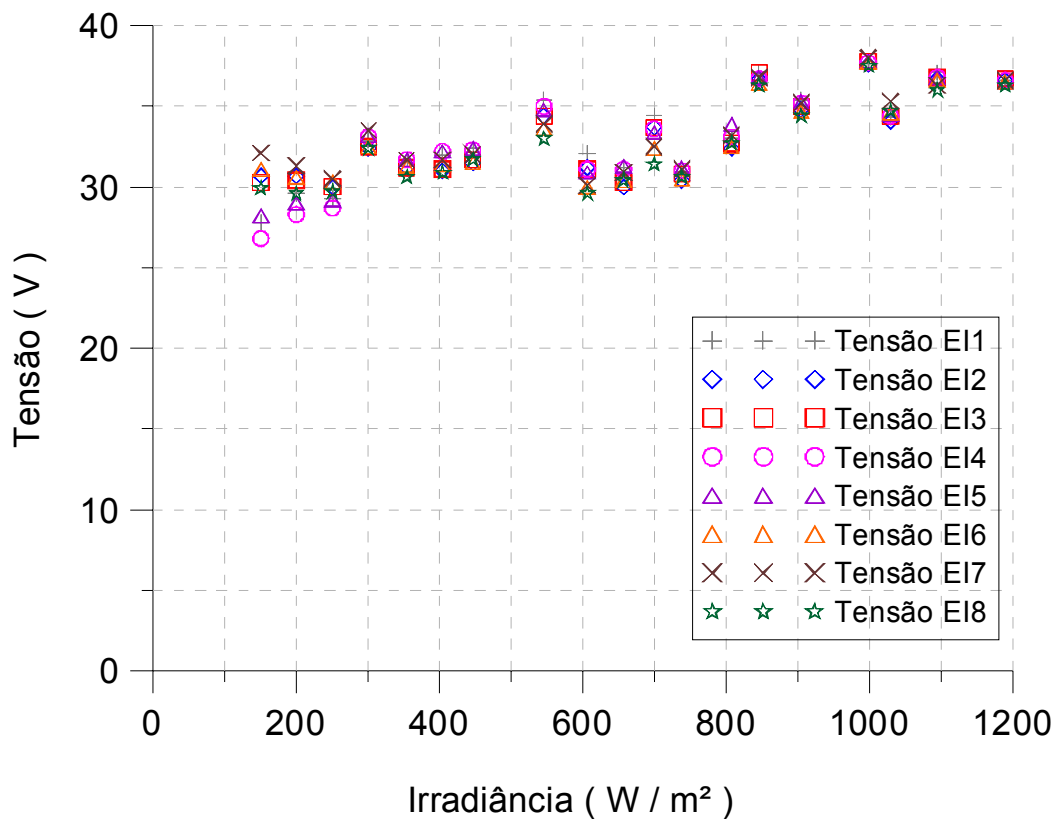


Figura 4.4 – Variação da tensão dos módulos inferiores em função da irradiância.

Esse monitoramento preliminar do arranjo mostrou que a transparência do vidro do módulo é influenciada pela poeira depositada na superfície, afetando a tensão de operação do mesmo, prejudicando seu desempenho e reduzindo sua eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica. Uma comparação da variação da potência do módulo ES2, sujo e limpo, em função da irradiância pode ser verificada na Figura 4.5. Essa condição de obstrução da passagem da luz solar proporciona uma menor eficiência do módulo. Pode ser observado que para valores de irradiância entre, $400 W/m^2$ e $800 W/m^2$, a potência do módulo ES2, na condição em que sua superfície se encontrava suja, é inferior quando comparada à condição de módulo limpo. Nos pontos com irradiância abaixo de $400 W/m^2$ aparentemente a sujeira não afetou o comportamento da potência, talvez devido a efeitos de ângulo de incidência. Para irradiância acima de $900 W/m^2$, a potência do módulo, sujo e limpo, é similar porque não corresponde à situação em que o conversor CC/CA esteja polarizando o painel fotovoltaico em sua potência máxima. Nestas ocasiões o conversor está polarizando o painel com tensão mais alta e conseqüentemente menor corrente porque o sistema ultrapassa a capacidade do equipamento.

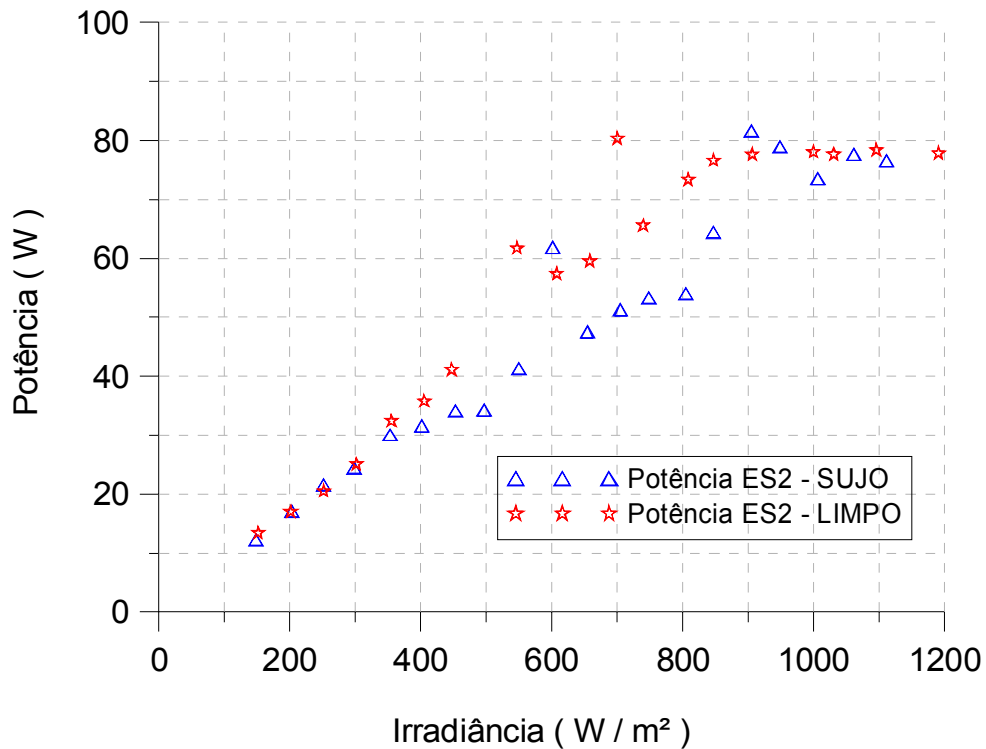


Figura 4.5 – Variação da potência do módulo ES2 em função da irradiância (módulo limpo e sujo).

O comportamento da corrente elétrica dos painéis, superior e inferior, pode ser observado na Figura 4.6. A corrente varia linearmente com a irradiância, mas verifica-se que a partir de, aproximadamente 800 W/m^2 , a corrente tende a estabilizar-se por conta do deslocamento do ponto de operação do ponto de máxima potência do arranjo, proporcionado pelo seguidor de máxima potência do conversor CC/CA, devido ao alcance de sua capacidade máxima de operação. A corrente de cada painel atinge um valor máximo de $2,2 \text{ A}$, aproximadamente, quando a irradiância é da ordem de 900 W/m^2 e para valores maiores de irradiância, a corrente diminui para valores da ordem de 2 A devido ao deslocamento do ponto de operação do ponto de máxima potência do conversor.

O principal aspecto nos projetos dos conversores CC/CA usados para conexão à rede elétrica sempre foi a eficiência de conversão CC/CA. Entretanto, com a difusão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, um outro aspecto do funcionamento do conversor tornou-se tão importante quanto a eficiência de conversão. Para evitar perdas significativas, tornou-se essencial, que o conversor tenha um bom sistema de seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico. A dificuldade de se avaliar esse aspecto do conversor está associada tanto a sua dependência de fatores internos ao conversor, como seu algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência, quanto a fatores externos como irradiância, temperatura e o próprio

gerador fotovoltaico. Em resumo, a potência CC de entrada do conversor depende do ponto da curva corrente – tensão no qual o gerador fotovoltaico está operando.

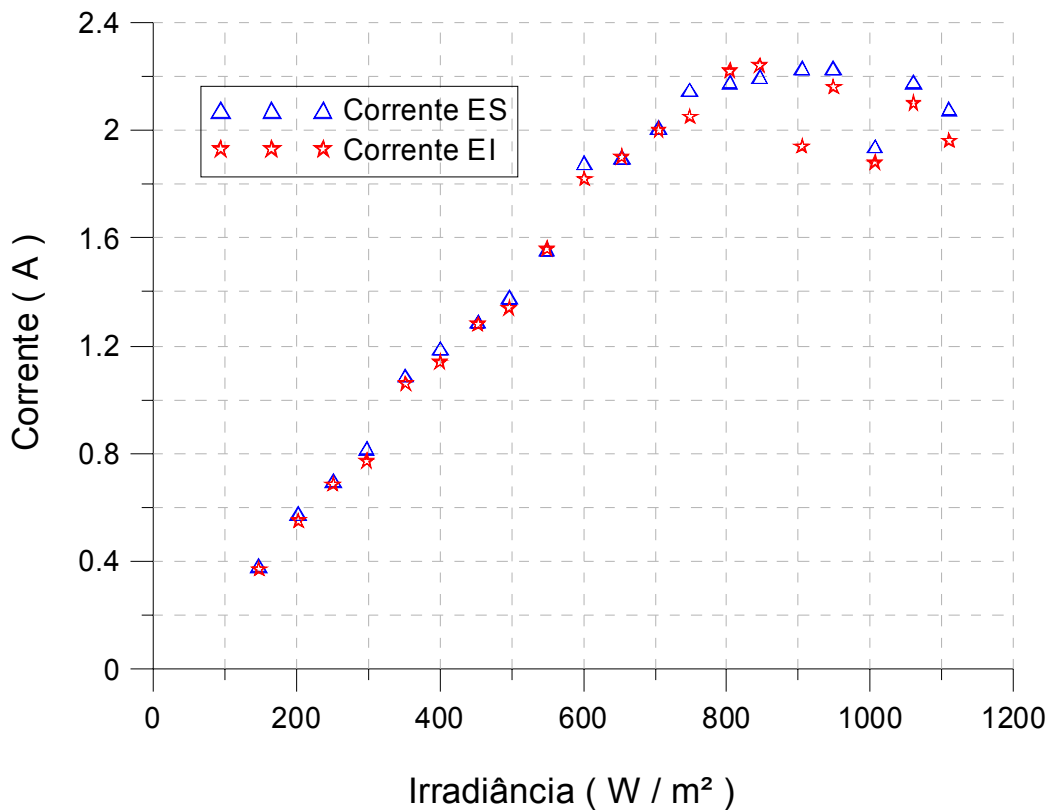


Figura 4.6 – Variação da corrente elétrica dos painéis, superior e inferior, em função da irradiância.

A norma ASTM E-1036, 2002, *Standard Methods of Testing Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays using Reference Cells*, define um método para determinação da temperatura de célula NOCT (*Nominal Operation Cell Temperature*) de um array ou módulo. Nesta norma, uma aproximação para a determinação da temperatura NOCT está baseada no fato de que a diferença de temperatura ($T_{MOD} - T_a$) é independente da temperatura do ar ambiente e proporcionalmente linear à irradiância. King et al (2004) apresentaram uma equação baseada em estudos empíricos para estimar a temperatura de operação de um módulo como dependente da temperatura ambiente, irradiância e velocidade do vento.

De acordo com a norma, para uma faixa de temperatura ambiente entre 5 °C e 35 °C, velocidades do vento menores que 1,75 m/s podem afetar a temperatura em até 5 °C. A variação da tensão de circuito aberto de um módulo varia 2 mV/°C por célula, aproximadamente. Os módulos da instalação são compostos por 72 células, portanto sua tensão pode ser afetada em

0,72 V para uma variação de 5 °C. Essa variação na tensão do módulo não é muito preocupante no desempenho dos mesmos.

Dias (2006), propõe uma Equação (4.1) para estimar a temperatura dos módulos desta instalação, dependente apenas da temperatura ambiente e da irradiância.

$$T_{MOD} = (0,0332 - 0,0002T_a)G + 0,908T_a + 2,1 \quad (4.1)$$

onde, $T_{mód}$ é a temperatura do módulo, G é a irradiância no plano do módulo, T_a é a temperatura ambiente.

A Figura 4.7 ilustra a variação da tensão do painel superior e a variação ($T_{MOD} - T_a$) em função da irradiância. Verifica-se que pela manhã, a diferença entre a temperatura do módulo e a temperatura ambiente é menor quando comparada com a diferença observada no turno da tarde, para a mesma faixa de irradiância. Devido essa condição, a tensão dos módulos e conseqüentemente do painel é maior no turno da manhã em relação aos valores medidos no turno da tarde. Apenas para valores de irradiância superiores a 900 W/m^2 , os valores medidos são coincidentes devido à situação do deslocamento do ponto de operação do arranjo.

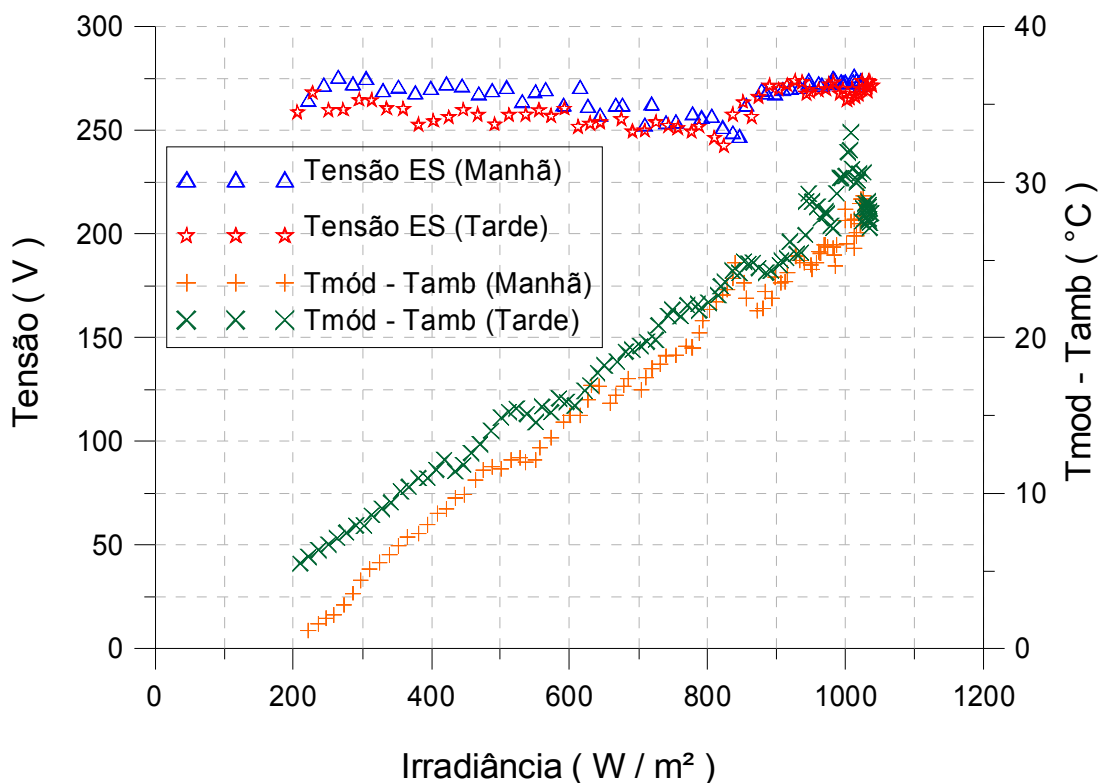


Figura 4.7 – Variação da tensão do painel superior e variação ($T_{MOD} - T_a$) em função da irradiância.

A Figura 4.8 mostra o comportamento da corrente e potência elétrica do painel superior ao longo de um dia ensolarado. Observa-se que a corrente máxima 2,5 A, ocorre por volta de 11h. Neste momento o sistema encontra-se saturado, ou seja, a potência máxima CC de entrada do conversor, da ordem de 1210 W, foi atingida. Essa condição representa perda de energia elétrica, devido ao arranjo fotovoltaico encontrar-se sobre-dimensionado. Um estudo experimental sobre a otimização do fator de dimensionamento da instalação fotovoltaica pode ser encontrado em Dias (2006). Entre 11h e 16h, a corrente estabiliza em um valor um pouco menor, 2,25 A, devido o deslocamento do ponto de operação do ponto de máxima potência do conversor CC/CA. O comportamento da potência acompanha o comportamento da corrente.

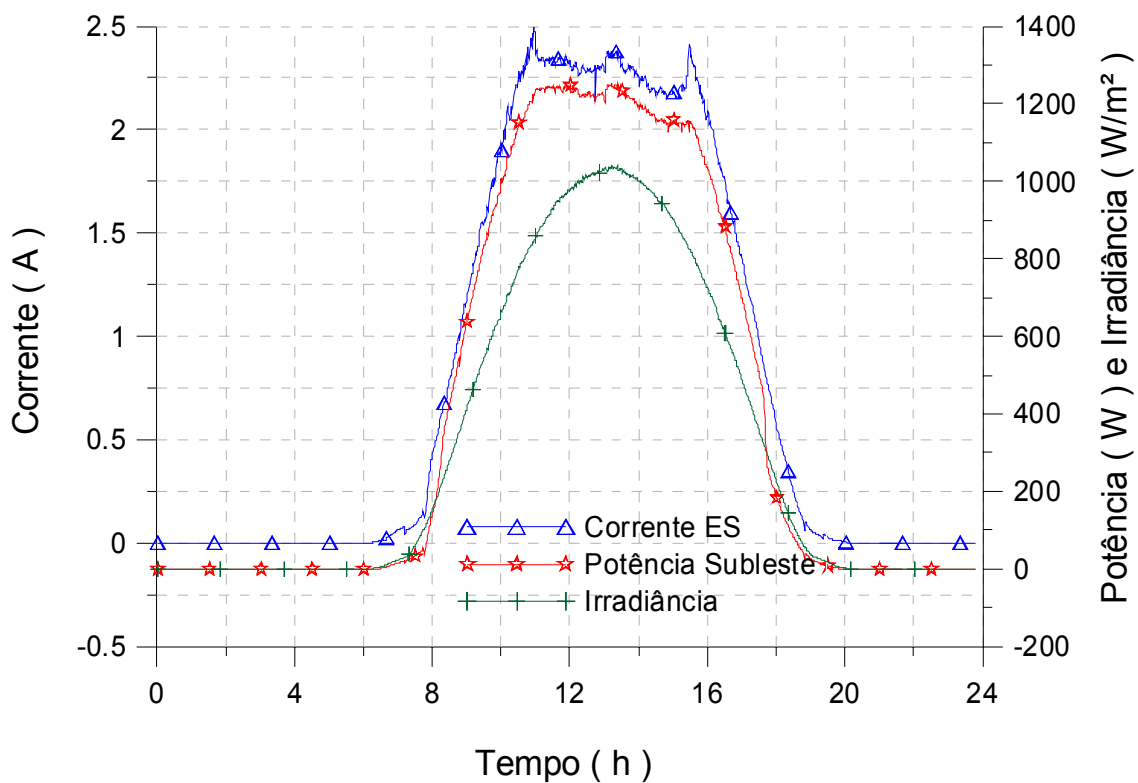


Figura 4.8 – Comportamento da corrente e potência elétrica do painel superior ao longo de um dia ensolarado.

O comportamento da potência do arranjo leste em função da irradiância pode ser observado na Figura 4.9. Verifica-se que para a mesma faixa de irradiância, a potência do arranjo é maior no período da manhã quando comparada com o período da tarde. Na seqüência será observado que esse comportamento da potência deve-se à menor tensão do arranjo no período da tarde em comparação com a tensão do arranjo no período da manhã, para a mesma faixa de irradiância. A irradiância máxima ocorre, em um dia ensolarado, por volta de 12h. Neste mesmo

horário ocorre a máxima potência do arranjo, dada pela potência máxima CC de entrada do conversor, da ordem de 1210 W. Verifica-se uma forma de laço voltada para baixo (para um mesmo valor de irradiância têm-se dois valores de potência elétrica correspondentes) na curva devido a diminuição da potência em razão do deslocamento do ponto de polarização do arranjo. O seguidor de máxima potência do conversor CC/CA desloca o ponto de polarização do arranjo fotovoltaico para um valor menor de corrente elétrica ocasionando a redução da potência

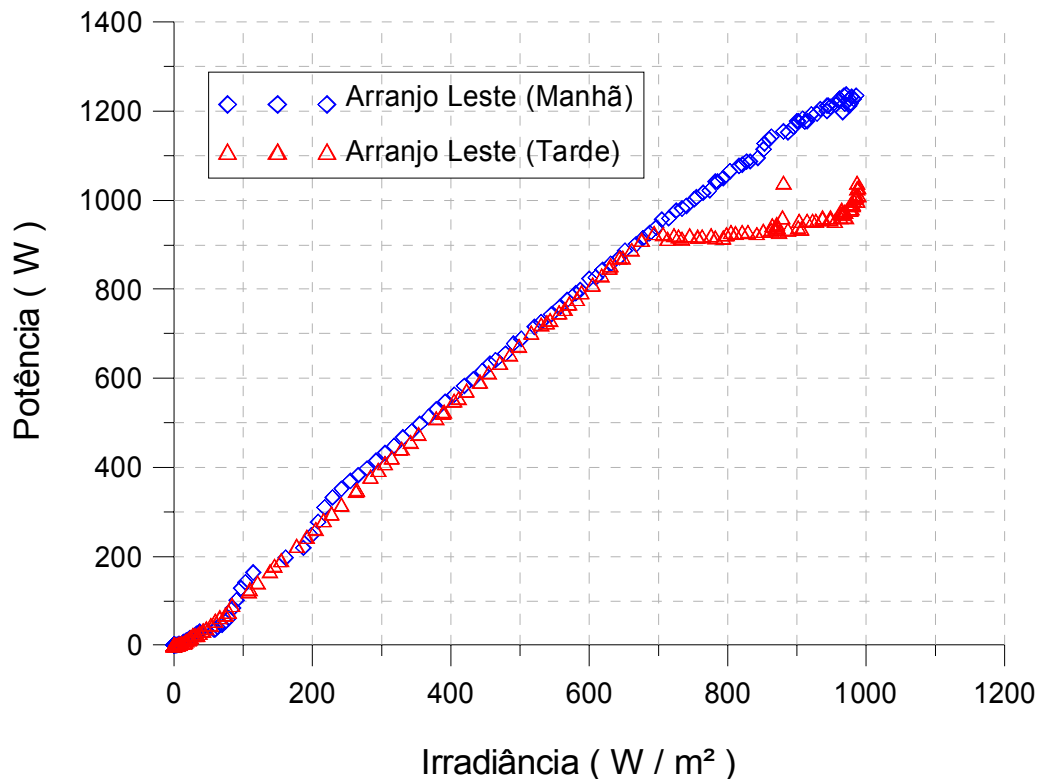


Figura 4.9 – Comportamento da potência do arranjo leste em função da irradiância.

Na Figura 4.10 pode-se verificar o comportamento da tensão e da corrente elétrica do painel superior em função da irradiância. A corrente máxima, da ordem de 2,5 A, ocorre quando a irradiância é, aproximadamente, 850 W/m². Para irradiâncias entre, 850 W/m² e 1100 W/m², a corrente diminui e observa-se no seu comportamento a mesma forma de laço voltada para baixo (neste caso, para um mesmo valor de irradiância, têm-se dois valores de corrente elétrica correspondentes). Em conseqüência, a tensão do arranjo aumenta a partir de irradiâncias de, aproximadamente, 850 W/m², ocasionando uma forma de laço, porém voltada para cima (Para um mesmo valor de irradiância são encontrados dois valores de tensão).

Como abordado mais adiante, essas formas de laços no comportamento da potência, corrente e tensão são conseqüência da temperatura do conversor CC/CA.

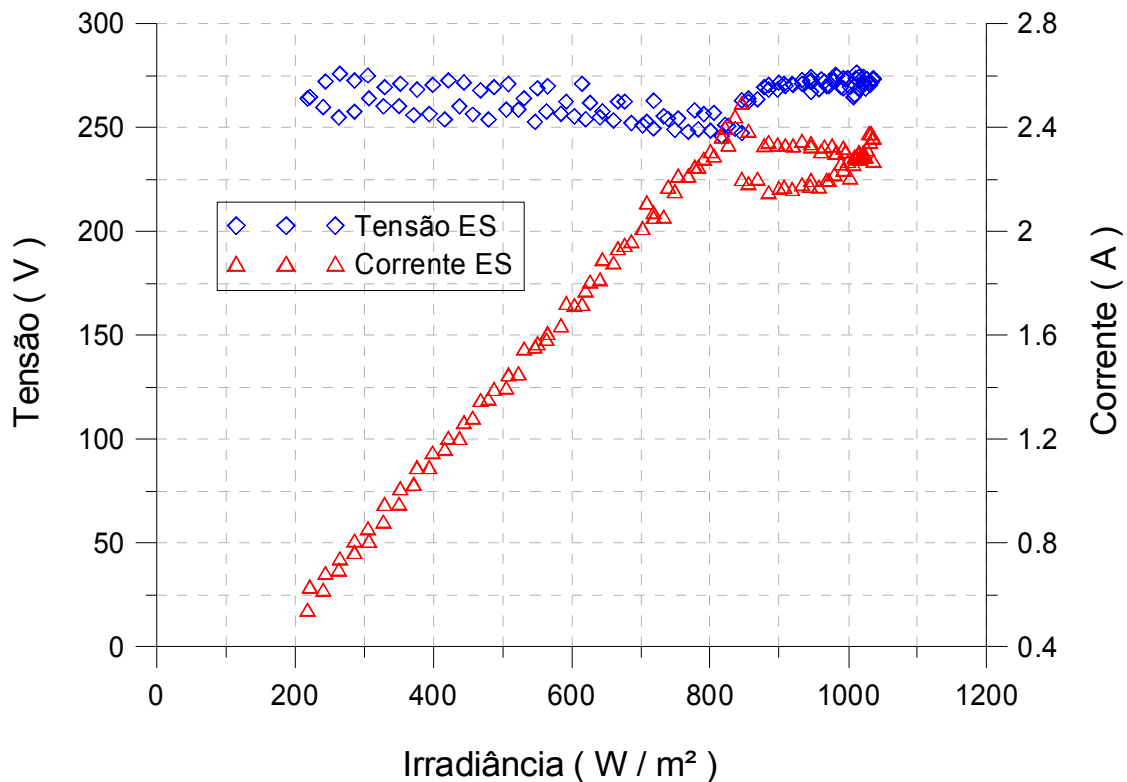


Figura 4.10 – Variação da tensão e corrente elétrica do painel superior em função da irradiância.

O ponto de máxima potência é variável ao longo de um dia e, portanto, os conversores possuem um algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência para maximizar a energia elétrica produzida. No entanto, alguns desses algoritmos deslocam o ponto de operação como um artifício de proteção da integridade física do conversor quando esses são submetidos a sobre-dimensionamentos. Na maioria dos conversores, o parâmetro utilizado como indicativo de sobrecarga é a temperatura de operação do mesmo. Quando o equipamento é submetido a um sobre-dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico em relação à potência do conversor, existe a possibilidade de sobre-aquecimento e, conseqüentemente, a de limitação da potência de saída. Essa situação pode ser amenizada a partir de um sistema de ventilação forçada.

Os dados na seqüência mostram os resultados de uma nova aquisição realizada em um período de 8h durante um dia ensolarado e para irradiâncias entre 400 W/m² e 1000 W/m². A Figura 4.11 mostra a temperatura do conversor CC/CA, a temperatura dos módulos, a temperatura ambiente e a irradiância ao longo desse período. Verifica-se que a temperatura do conversor no início da aquisição de dados é da ordem de 40 °C. Para o momento de máxima irradiância a temperatura de operação estabiliza em um valor da ordem de 65 °C e mantém, aproximadamente constante, no restante do período. Também pode ser observado que durante as

primeiras 5h a diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente aumenta e nas últimas 3h essa variação diminui.

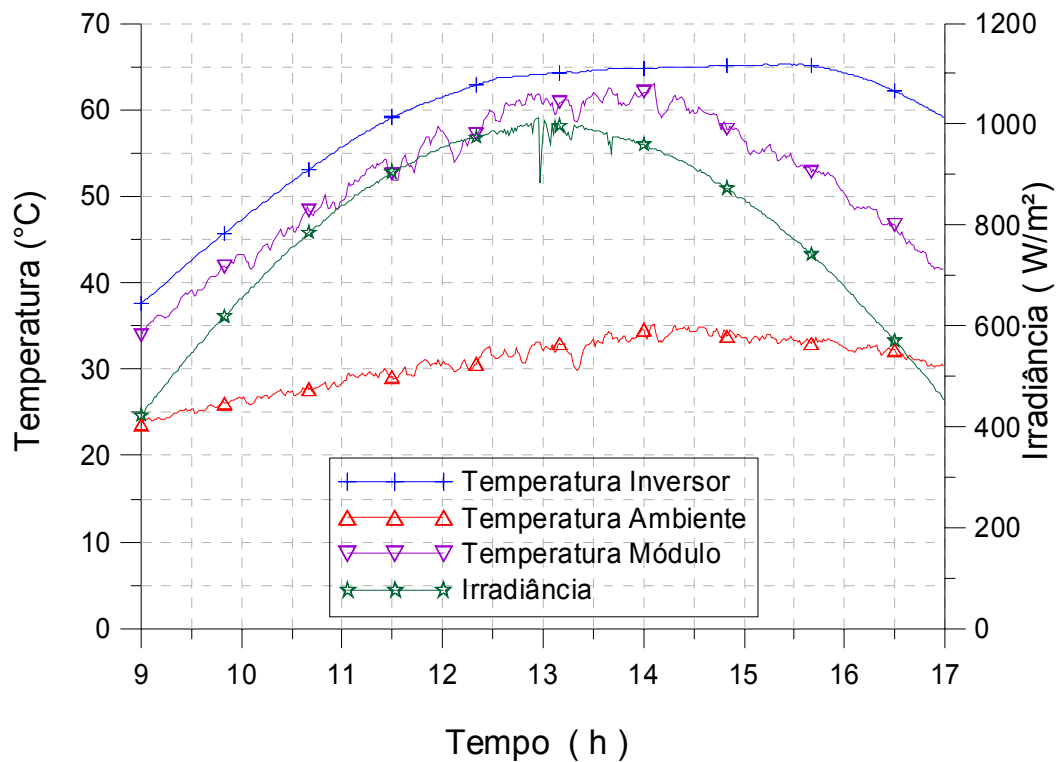


Figura 4.11 – Comportamento da temperatura do conversor CC/CA, temperatura do módulo, temperatura ambiente e irradiância ao longo de um período ensolarado.

Um parâmetro utilizado para avaliar o funcionamento do conversor CC/CA próximo do ponto de máxima potência é a eficiência do seguimento do ponto de máxima potência. Esse parâmetro pode ser definido como a razão entre a energia obtida pelo conversor, de um dado gerador fotovoltaico, e a energia que poderia ser obtida desse mesmo gerador se o conversor fosse munido de um sistema de seguimento ideal. Então, para um determinado intervalo de tempo, a eficiência do seguimento de máxima potência pode ser escrita como a Equação 4.2.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{PMP} dt} \quad (4.2)$$

onde P_{FV} é a potência CC de operação do conversor e P_{PMP} é a potência CC ideal, se o conversor estivesse operando no ponto de máxima potência.

Macêdo (2006) determinou experimentalmente que da instalação que ensaiou os conversores operam, em quase a totalidade do tempo, com eficiência do seguimento de máxima potência na faixa de 70 – 98 % e o limite superior é geralmente atingido no período da manhã, na faixa de potência correspondente entre 200 e 400 W_{CC} . Os conversores do sistema referenciado são do mesmo fabricante dos conversores da instalação analisada nesta dissertação.

Independentemente da configuração utilizada, para níveis baixos de irradiância, a eficiência do seguimento de máxima potência é menor devido a dificuldade para os algoritmos de seguimento identificarem com exatidão o valor ótimo para a tensão de máxima potência. O comportamento da tensão e da corrente ao longo do período ensolarado pode ser verificado na Figura 4.12. Inicialmente a corrente cresce linearmente com a irradiância e estabiliza em um valor da ordem de 2,5 A, enquanto a tensão mantém um valor da ordem de 250 V, porém com uma pequena redução devido o aumento da temperatura de operação dos módulos. Na seqüência, devido o deslocamento do ponto de polarização do arranjo para um valor menor de corrente elétrica, a tensão aumenta.

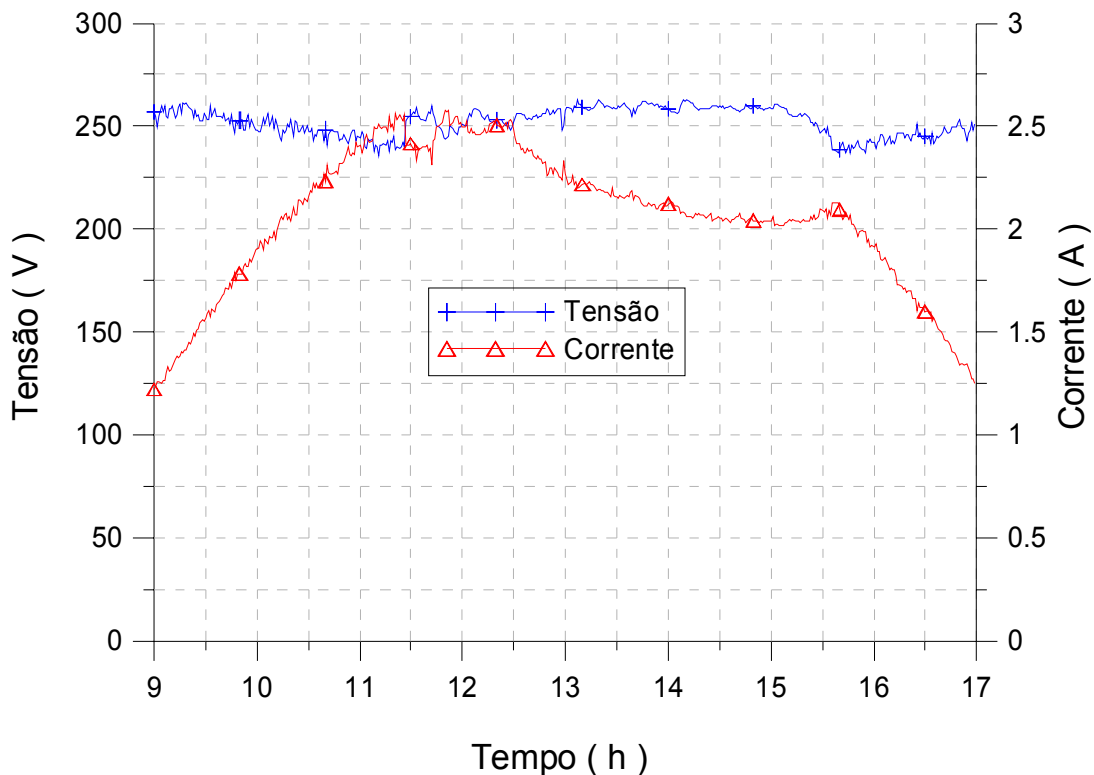


Figura 4.12 – Comportamento da tensão e da corrente ao longo de um período ensolarado.

A Figura 4.13 ilustra a variação da tensão em função da irradiância ao longo do período de 8h de um dia ensolarado. Podem ser verificados três momentos, a variação da tensão na parte

da manhã, um primeiro período, a forma de laço em um segundo período e o comportamento da tensão ao final da tarde. Observa-se que, para a mesma faixa de irradiância, a tensão é maior no período da manhã em comparação com o período da tarde devido a maior diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente à tarde quando comparada com a diferença medida no período da manhã e como pode ser verificado na Figura 4.7.

A forma de laço na variação da tensão em função da irradiância é voltada para cima, porque a tensão aumenta quando o conversor sai do ponto de máxima potência, polarizando o gerador fotovoltaico em um valor menor de corrente elétrica e, conseqüentemente, um valor maior de tensão.

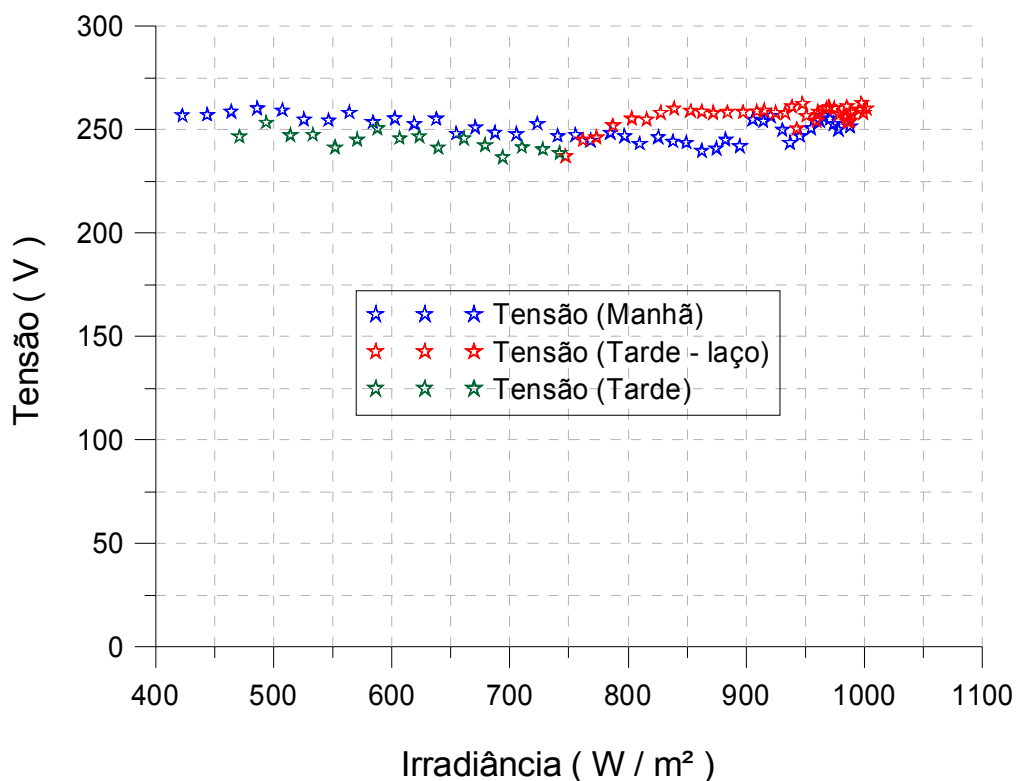


Figura 4.13 – Variação da tensão em função da irradiância para um período ensolarado.

A variação da corrente elétrica em função da irradiância pode ser observada na Figura 4.14. Verificam-se os mesmos três períodos, manhã, laço e tarde. A corrente é linear para níveis de irradiância até 750 W/m^2 . De maneira inversa, a forma de laço é voltada para baixo e para irradiâncias entre 400 W/m^2 e 750 W/m^2 há mínima flutuação entre a corrente elétrica medida no turno da manhã e a corrente medida a tarde. A diferença de temperatura de operação dos módulos afeta pouco a corrente elétrica, uma variação típica de 0,06 % na corrente de curto

circuito conforme a literatura, ao contrário da tensão elétrica que tem uma variação de, aproximadamente, $2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ por célula para a tensão de circuito aberto conforme a literatura.

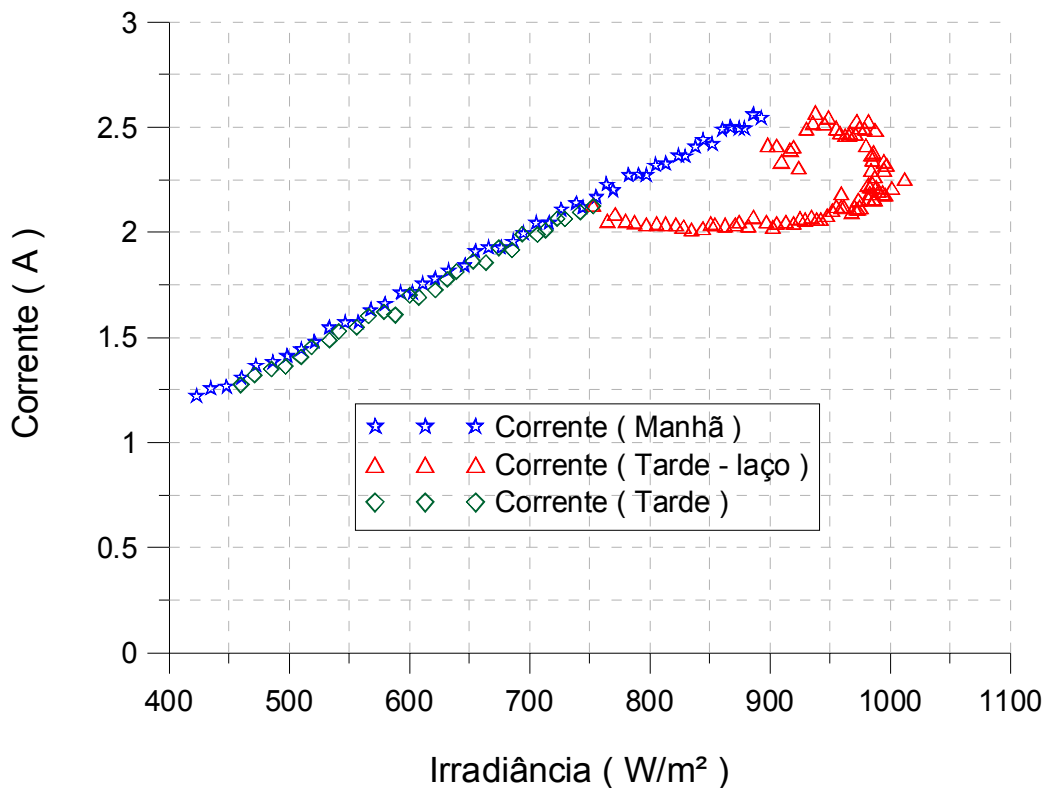


Figura 4.14 – Variação da corrente em função da irradiância para um período ensolarado.

Existem vários algoritmos que são implementados para fazer o seguimento do ponto de máxima potência. Esses algoritmos utilizam como base, entre outros parâmetros, o incremento da condutância, a capacitância parasita, a tensão constante ou corrigida com a temperatura. Os algoritmos que são baseados na observação do comportamento do conversor em relação às variações de alguns parâmetros são os mais empregados. Por exemplo, o algoritmo baseado na perturbação da tensão de operação do gerador fotovoltaico e a observação conjunta da potência conseqüente dessa perturbação. Após um incremento de tensão, ΔV , se ΔP é positivo, segue-se incrementando, caso contrário, (se ΔP é negativo), passa-se a decrementar ΔV .

Embora esse tipo de algoritmo seja de fácil implementação, ele contém algumas limitações como a dificuldade de localizar o ponto de máxima potência em níveis de baixas irradiâncias, variações bruscas de irradiâncias e sombreamentos parciais ou totais de células.

Finalmente, a Figura 4.15 mostra o comportamento da potência elétrica em função da irradiância e ao longo do período ensolarado de oito horas. De maneira análoga à tensão e à

corrente, são verificados três momentos, manhã, laço e tarde. Para cada irradiância, têm-se dois valores de potência elétrica. Para irradiâncias maiores que 750 W/m^2 , apenas um destes dois valores corresponde à máxima potência, no segundo ponto o conversor introduz um aumento de tensão para deslocar o ponto de trabalho, buscando a proteção de seus circuitos. Conforme o esperado, a forma de laço é voltada para baixo. Verifica-se que para a mesma faixa de irradiância, entre 400 W/m^2 e 750 W/m^2 , a potência elétrica do arranjo é maior no período da manhã em relação ao período da tarde. Verificando as Figuras 4.13 e 4.14, a diferença se deve principalmente ao comportamento da tensão sob essas condições.

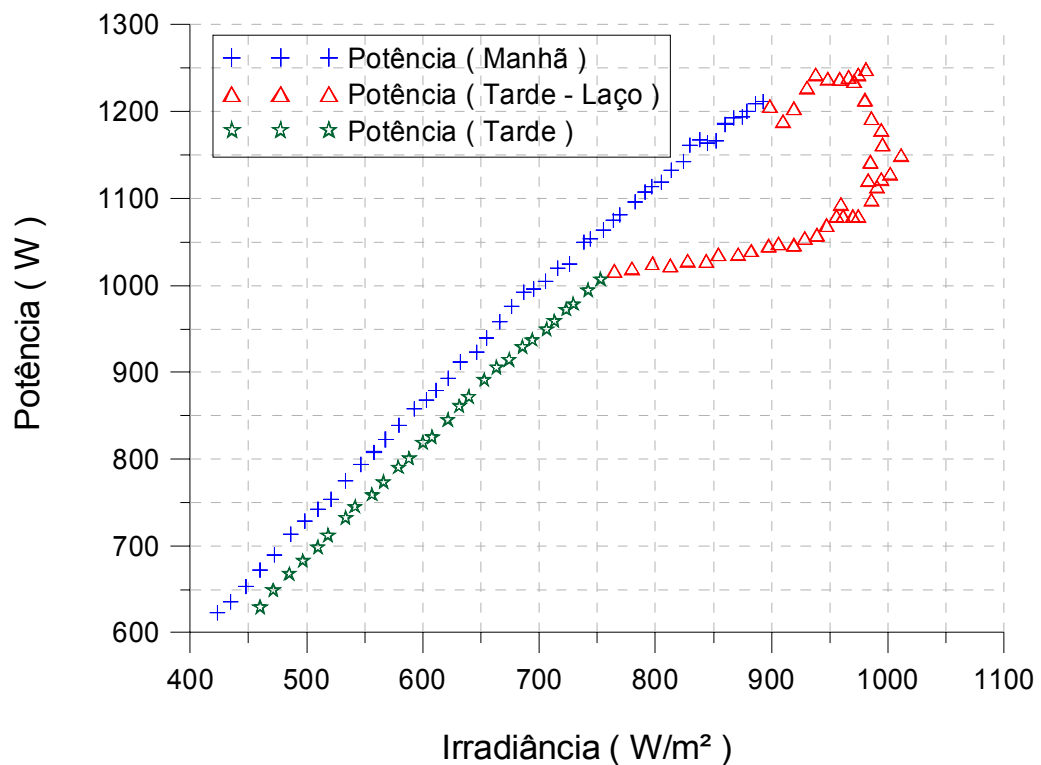


Figura 4.15 – Comportamento da potência em função da irradiância em um período ensolarado.

4.4 Sistema Fotovoltaico em Condição de Sombreamento

A análise do efeito do sombreamento de células em uma associação de módulos conectados à rede foi realizada com o monitoramento da instalação a partir da aquisição de dados obtidos com o sistema em operação e em condições de sombreamento de células de módulos em diferentes dias e estações do ano. A seguir são descritos os procedimentos realizados e os resultados obtidos.

4.4.1 Sistema em Condição de Sombreamento – Estação Inverno

Inicialmente foram sombreadas uma célula do módulo ES1, duas células do módulo ES2 e três células do módulo ES3. As células foram sombreadas de forma que não houvesse nenhuma irradiância incidente sobre elas. Entre os dados obtidos pelo sistema de aquisição foram escolhidos dois dias diferentes, um ensolarado e outro nublado. Na seqüência o sombreamento sobre as células foi removido e uma nova coleta de dados foi realizada, sendo novamente escolhidos dois dias similares aos anteriores. Além do sombreamento artificial, objetiva-se verificar a influência do sombreamento natural no amanhecer e entardecer, produzido pelas árvores localizadas próximas à instalação. Essa coleta de dados ocorreu nos meses de julho e agosto, portanto durante o inverno. A Figura 4.16 mostra a irradiância no plano gerador ao longo de um dia ensolarado, a temperatura ambiente e a temperatura de um módulo ao longo deste dia.

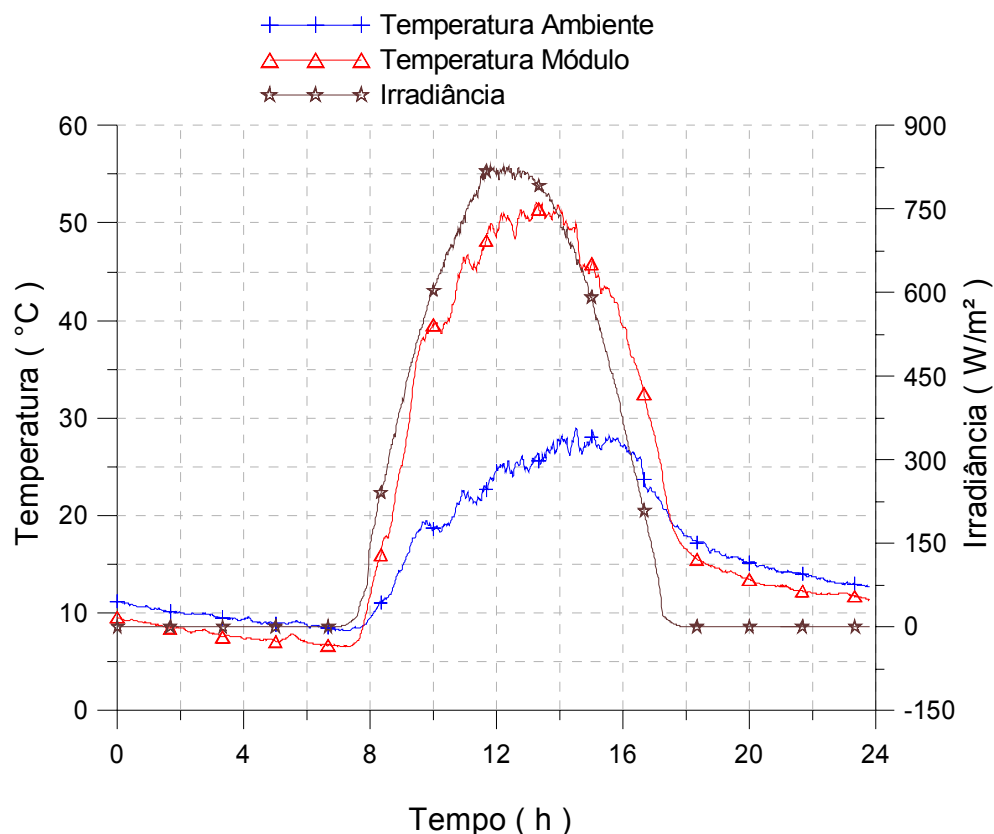


Figura 4.16 – Comportamento da irradiância, temperatura ambiente e temperatura dos módulos ao longo de um dia ensolarado de inverno.

Durante as primeiras horas do dia, aproximadamente entre 0h e 7h, enquanto a irradiância é nula, os módulos fotovoltaicos encontram-se em uma temperatura inferior à temperatura ambiente. A temperatura ambiente é determinada a partir da temperatura do ar medida com um

sensor blindado a trocas radiantes, enquanto o módulo está trocando radiação com o céu, que está a uma temperatura efetiva menor. A partir das 7h a temperatura do módulo passa a ser maior que a temperatura ambiente. No final do dia, aproximadamente 18h, quando a irradiância é baixa novamente, a temperatura do módulo volta a ser menor que a temperatura ambiente devido à mesma razão apresentada anteriormente. Verifica-se que os picos de irradiância e temperatura não são coincidentes. A temperatura ambiente tem seu máximo valor cerca de 3h depois da irradiância atingir seu máximo e a temperatura do módulo é influenciada pela irradiância e pela temperatura ambiente.

No amanhecer a tensão dos módulos ES1, ES2, ES3, ES4 e ES8 é maior que a dos módulos ES5, ES6 e ES7, entre 7,2h e 7,8h. A Figura 4.17 ilustra o comportamento da tensão de cada módulo do painel superior (ES), entre 7h e 8h.

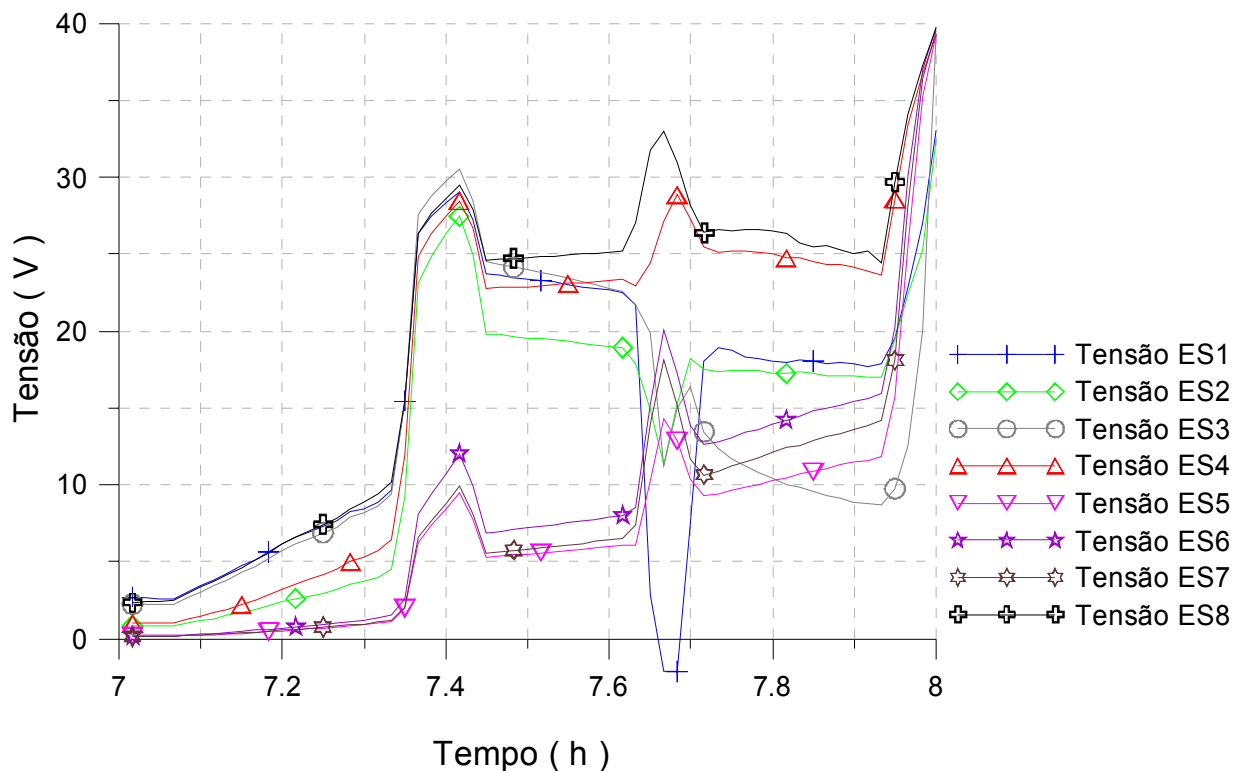


Figura 4.17 – Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 7h e 8h, em um dia ensolarado de inverno.

Inicialmente esta diferença entre as tensões dos módulos foi atribuída ao sombreamento natural. No entanto, como no horário de final de tarde o comportamento é repetido sem ocorrer o mesmo sombreamento, verificou-se que esta dispersão deve ser causada em situações de baixa corrente por diferenças intrínsecas nos módulos. O módulo ES1 apresentou uma “anomalia” na

tensão durante cerca de 5 min, que também afetou os outros módulos do painel. Atribui-se este fato a um sombreamento momentâneo de células de circuitos protegidos por três diodos de *bypass* diferentes. Essa situação impõe que o módulo opere em tensão reversa de, aproximadamente, 2 V. A tensão reversa de 2 V é característica do módulo que tem três diodos de *bypass*.

A Figura 4.18 mostra o comportamento da tensão de cada módulo do painel inferior (EI), entre 7h e 8h. Percebe-se que as tensões dos módulos apresentam o mesmo padrão, mas novamente, entre 7,2h e 7,8h, alguns módulos apresentam valores maiores de tensão.

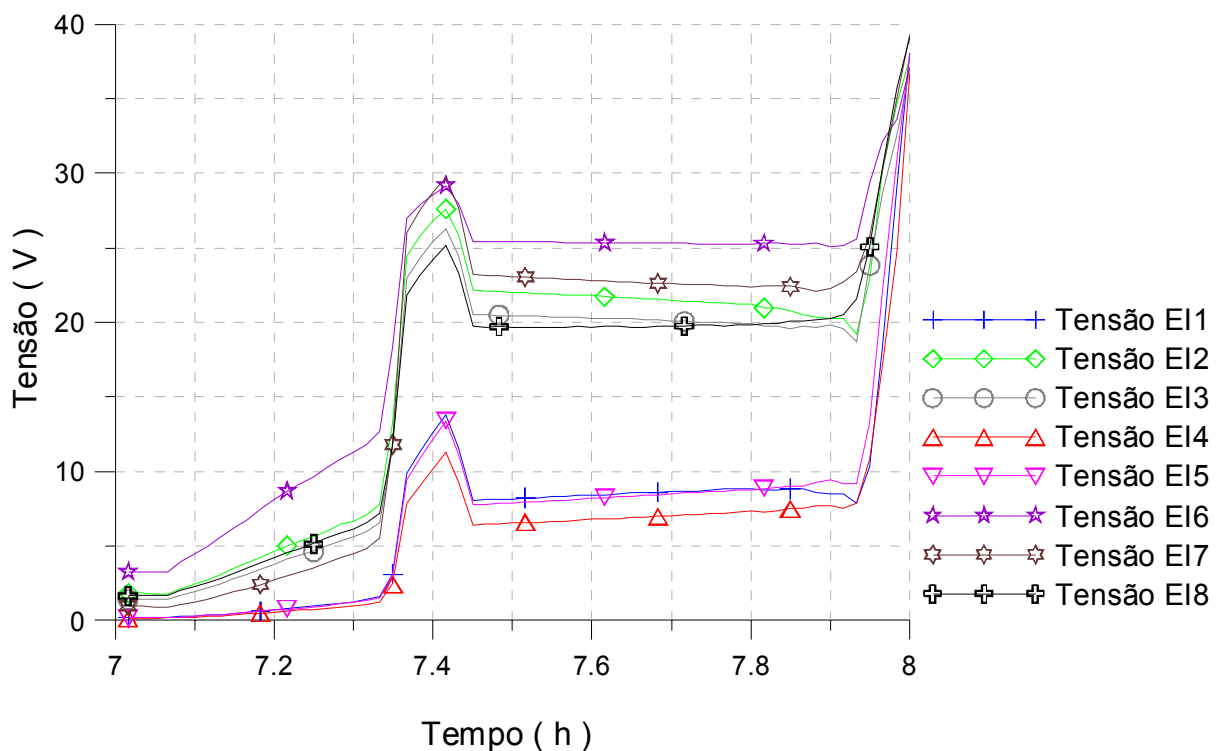


Figura 4.18 – Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 7h e 8h, em um dia ensolarado de inverno.

Durante a noite, o conversor CC/CA está desligado e os módulos encontram-se em condição de circuito aberto. Quando a tensão do arranjo atinge aproximadamente 140 V, em corrente contínua, o sistema de auto comutação do conversor entra em funcionamento, testando todos os parâmetros da rede e da instalação e a tensão do arranjo diminui. Isto explica o pico de tensão dos módulos, superior e inferior, por volta de 7,4h, nas Figuras 4.17 e 4.18. Em torno de 8h, com irradiâncias maiores e sem sombreamento natural, os módulos atingem tensões de 40 V, em circuito aberto, porque o conversor encontra-se no limiar de funcionamento. Nesse momento

o conversor conecta-se à rede e a tensão diminui novamente para valores de operação do seguidor de máxima potência do mesmo.

O comportamento da tensão de cada módulo dos painéis, superior e inferior, entre 8h e 17h, é mostrado na Figura 4.19. A tensão do módulo ES1, que tem uma célula sombreada, e a tensão do módulo ES2, que tem duas células sombreadas, porém do conjunto correspondente ao mesmo diodo de *bypass*, apresentam valores 1/3 menores que os módulos não sombreados. A tensão do módulo ES3, que tem três células sombreadas, duas células de um diodo e uma célula protegida por um segundo diodo de *bypass*, apresenta valores 2/3 menores em relação aos valores de tensão dos módulos sem sombreamento.

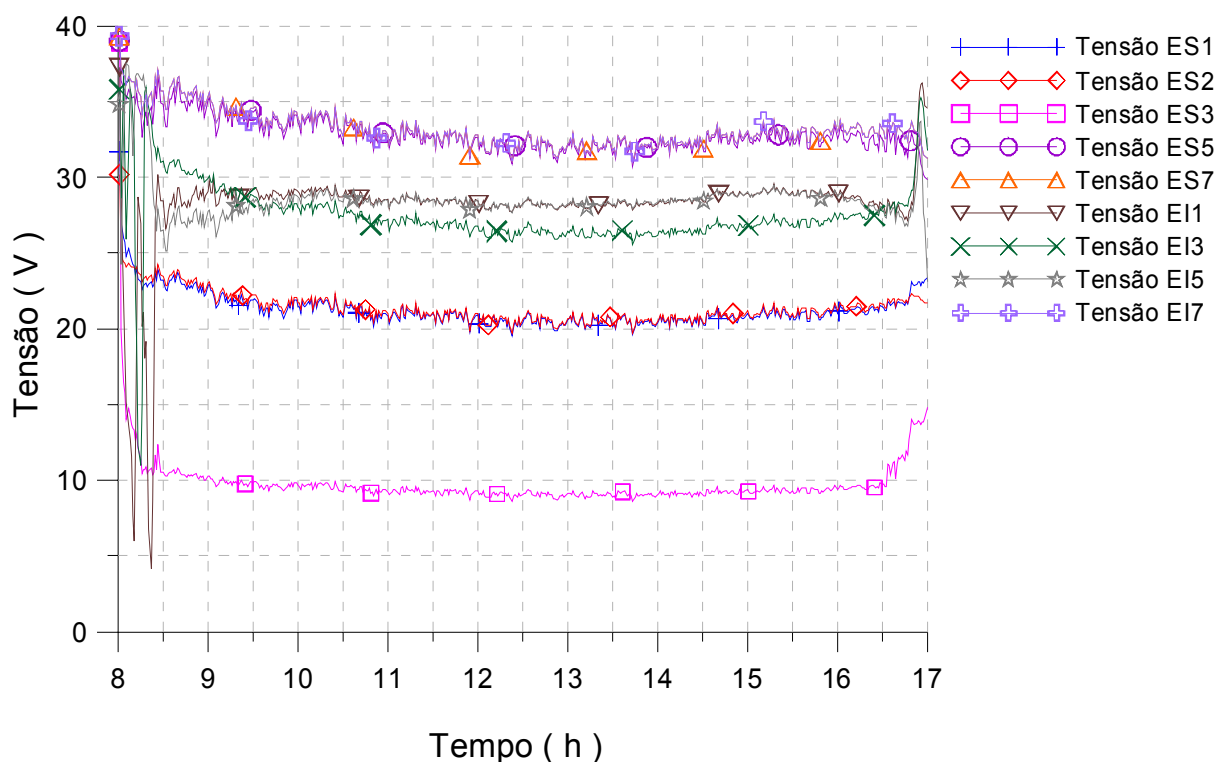


Figura 4.19 – Comportamento da tensão dos módulos do arranjo leste, entre 8h e 17h, em um dia ensolarado de inverno.

Esta situação está de acordo com o previsto, considerando que no caso dos módulos ES1 e ES2, os diodos de *bypass* eliminaram 24 células enquanto que no módulo ES3, os diodos excluíram 48 células. Percebe-se que o sombreamento natural não tem mais efeito sobre o painel superior, ao contrário do painel inferior onde a tensão dos módulos sofre o efeito do sombreamento das árvores por mais tempo. Além disso, a tensão dos módulos diminui nos horários em que a temperatura dos módulos é maior, conforme o previsto.

Finalmente, as tensões dos módulos inferiores são menores quando comparadas com as tensões dos módulos superiores em dias com vento. Isto se justifica pela diferença de temperatura entre os dois painéis, superior e inferior, uma vez que os módulos superiores têm uma transferência de calor maior devido à convecção e conseqüentemente uma temperatura menor.

No entardecer, quando a tensão do sistema diminui e atinge valor inferior a 140 V o conversor desconecta-se da rede e a tensão cresce novamente devido à condição de circuito aberto dos módulos. Isto explica o pico de tensão dos módulos entre 17,5h e 17,6h. O comportamento dos módulos superiores é bastante similar ao comportamento dos módulos inferiores, sendo que cada painel apresenta três módulos com tensões inferiores em relação aos demais. A Figura 4.20 mostra o comportamento da tensão de cada módulo do painel superior (ES), entre 17h e 18h. Repetindo o comportamento do amanhecer, os módulos ES5, ES6 e ES7 apresentam uma tensão inferior em relação aos demais módulos, entre 17,2h e 17,6h.

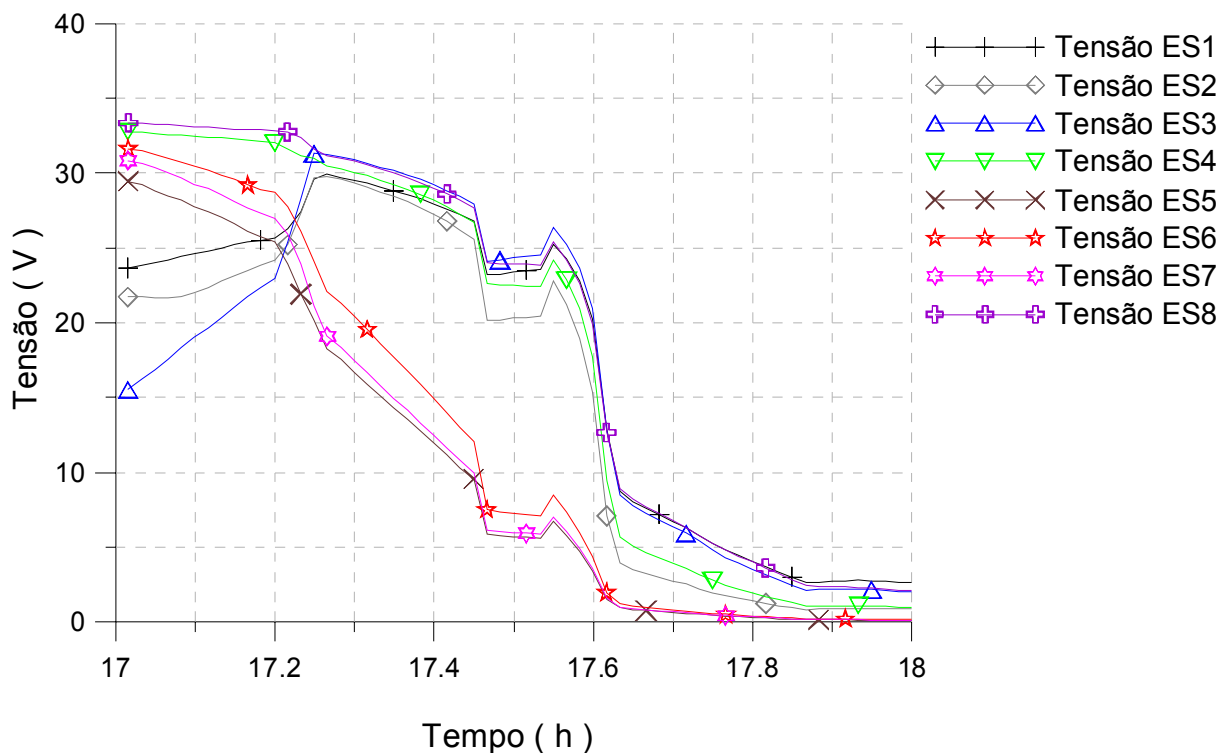


Figura 4.20 – Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 17h e 18h, em um dia ensolarado de inverno.

Os módulos EI1, EI4 e EI5 apresentam menores valores de tensão em relação aos demais, repetindo o comportamento dos mesmos no amanhecer. Os módulos EI2, EI3, EI6, EI7 e EI8 apresentam maiores tensões, mas com um perfil similar. O comportamento da tensão de cada

módulo do painel inferior (EI), entre 17h e 18h, é mostrado na Figura 4.21. A análise da simulação computacional do comportamento da tensão dos módulos, em níveis de baixas irradiâncias, será descrita no capítulo 5.

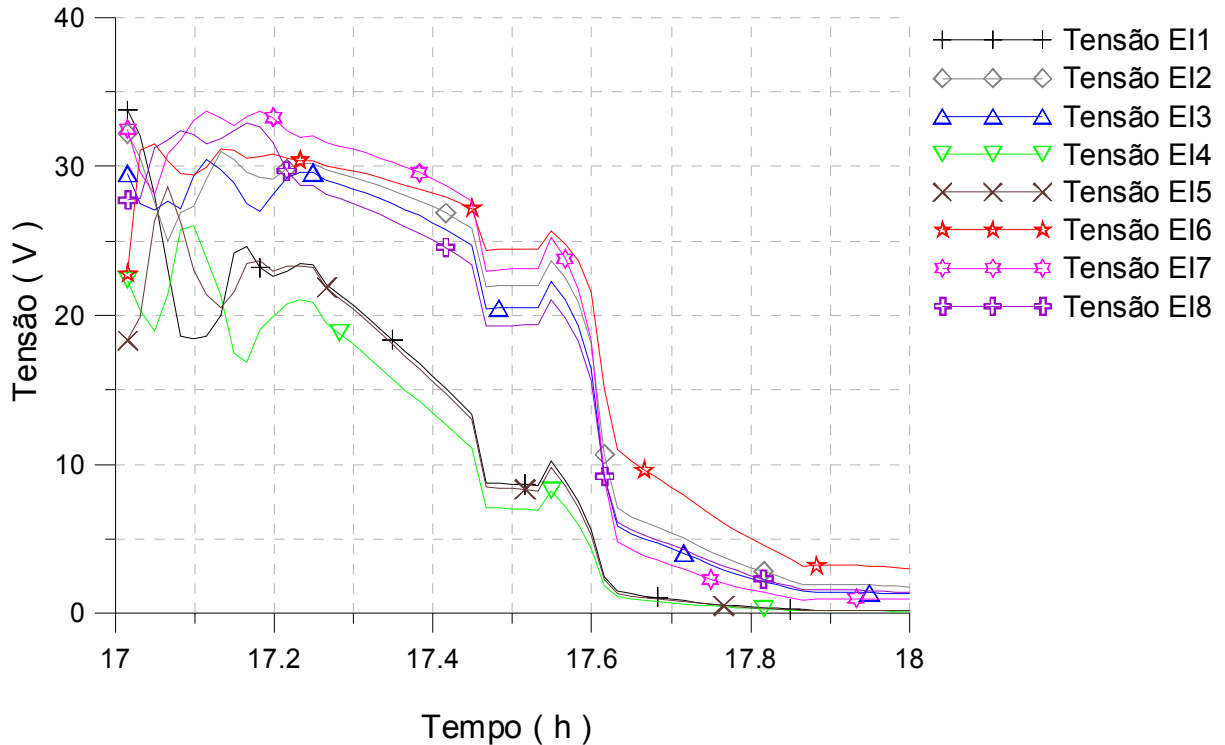


Figura 4.21 – Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 17 e 18h, em um dia ensolarado de inverno.

A tensão de cada painel apresenta concordância. Este fato se deve à proteção do diodo de bloqueio que impede que os painéis tenham diferentes tensões que ocasionariam problemas que foram citados anteriormente. Apesar dessa concordância, o sistema tem perda de energia porque a tensão de operação é a do painel que estava com sombreamento artificial. No amanhecer, entre 6h e 8h, pode-se verificar dois picos de tensão devido à condição de circuito aberto dos módulos e conexão do conversor à rede. No entardecer, pode-se perceber uma situação similar.

Como discutido anteriormente, o diodo de *bypass* impede que uma célula sombreada se comporte como carga. No entanto a corrente do painel sombreado é afetada, sendo menor que a corrente do painel sem sombreamento artificial, exceto no amanhecer e no entardecer, como pode ser verificado a partir dos dados obtidos. A corrente máxima do painel sombreado foi da ordem de 2,2 A enquanto a corrente máxima do painel não sombreado foi de, aproximadamente, 2,5 A.

A irradiância é medida por duas células de referência que estão localizadas, uma no painel superior e outra no painel inferior. Ao longo do dia, as irradiâncias medidas pelas células são bastante similares, com exceção do amanhecer e entardecer, onde a irradiância na célula superior é maior que a irradiância medida pela célula de referência inferior. A diferença na irradiância entre as células chega a ser da ordem de 200 % em alguns instantes no amanhecer e entardecer enquanto durante o dia essa variação é inferior a 2 %. Como a corrente elétrica varia linearmente com a irradiância, isto explica porque nos primeiros e últimos instantes do dia, a corrente elétrica do painel superior é maior que a corrente do painel inferior. O comportamento da tensão e da corrente de cada painel, entre 6h e 18h, é ilustrado na Figura 4.22.

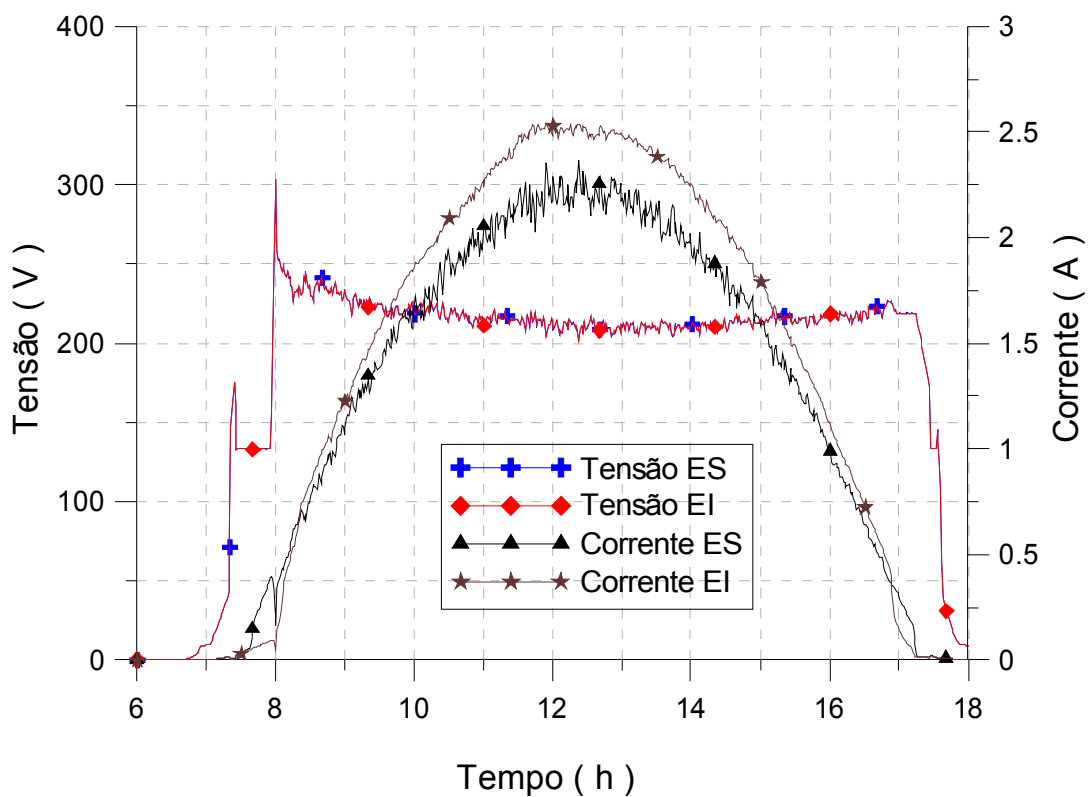


Figura 4.22 – Comportamento da tensão e corrente elétrica de cada painel ao longo de um dia ensolarado de inverno.

A potência do painel superior, que tem módulos sombreados é inferior à potência do painel inferior, exceto para valores baixos de irradiância, entre 0 W/m^2 e 200 W/m^2 , no amanhecer e entardecer, onde a potência do painel superior é maior devido à diferença de irradiância entre os painéis, superior e inferior. Nesta situação não é observada a forma de laço na curva porque a potência máxima do arranjo ao longo do dia foi inferior à potência máxima de entrada do conversor e a temperatura do conversor não atingiu a máxima temperatura de

operação. No entanto, novamente, verifica-se que a potência do arranjo, considerando a mesma faixa de irradiância, é maior no período da manhã em relação à potência registrada no período da tarde, como pode ser observada na Figura 4.23.

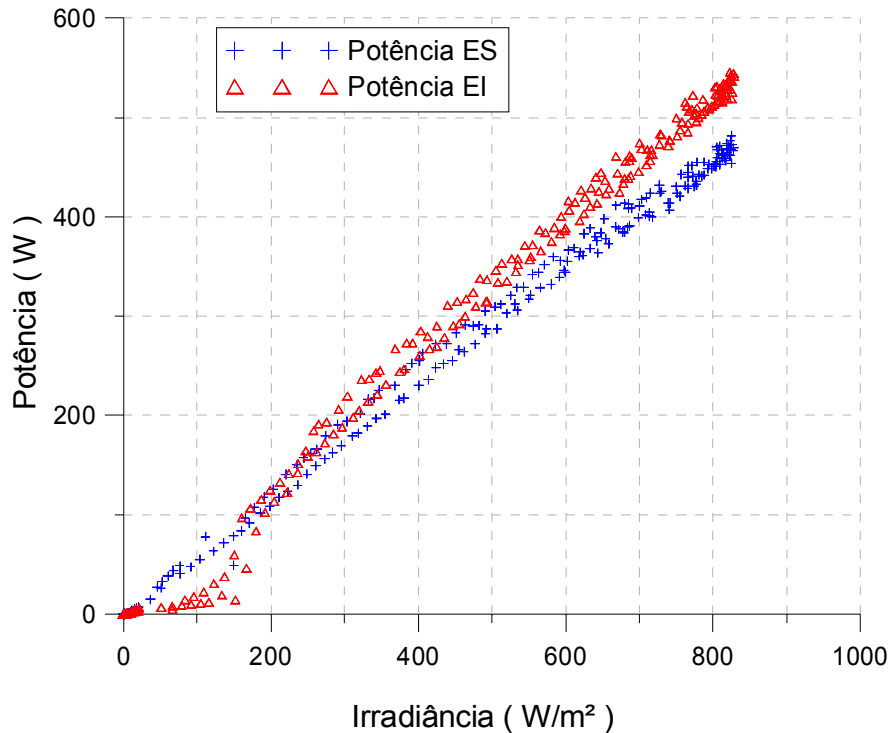


Figura 4.23 – Variação da potência de cada painel em função da irradiância para um dia ensolarado de inverno.

A análise individual da potência dos módulos permite verificar que o módulo ES6 que não teve células sombreadas é o módulo que, para uma mesma medida de irradiância, apresenta maior diferença entre os dois valores de potência medidos enquanto que o módulo ES3 que tem dois diodos de *bypass* polarizados apresenta menor diferença entre os valores de potência registrados no período da manhã e no período da tarde.

Este resultado está de acordo com o que seria previsto quando se considera que a potência elétrica de um módulo, painel ou arranjo é maior quando a temperatura de operação do módulo, painel ou arranjo é menor.

Os módulos ES1 e ES3 foram escolhidos por apresentarem um número de células sombreadas diferentes e polarizarem, respectivamente, um e dois diodos de *bypass*, e o módulo ES6 foi escolhido por ser o módulo de maior desempenho. A variação da potência elétrica dos

módulos ES1, ES3 e ES6 do painel superior em função da irradiância ao longo de um dia ensolarado pode ser observada na Figura 4.24.

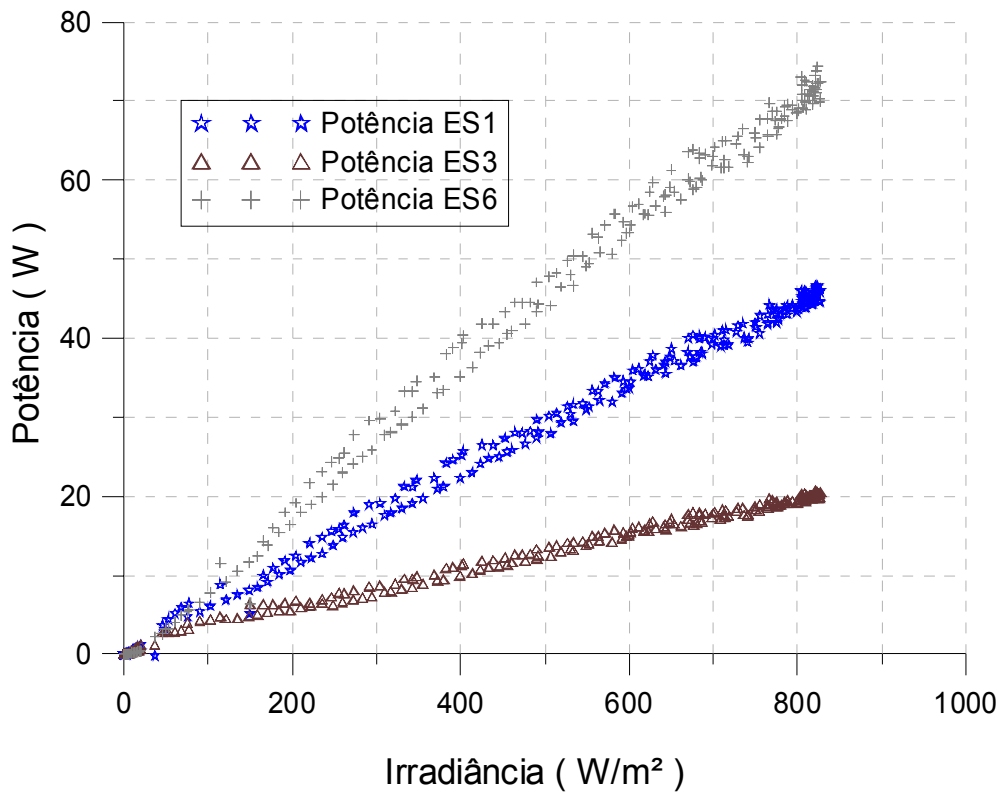


Figura 4.24 – Variação da potência dos módulos ES1, ES3 e ES6 em função da irradiância para um dia ensolarado de inverno.

Resultados similares foram obtidos para um dia nublado com a condição de sombreamento. Em seguida o sombreamento artificial foi retirado, e novamente realizada uma aquisição de dados em dois dias diferentes, ensolarado e nublado. Os módulos que estavam sombreados voltaram a ter desempenho semelhante aos demais. No entanto, foram verificados os mesmos efeitos, devido ao sombreamento natural no amanhecer e entardecer. Alguns gráficos complementares do comportamento da instalação em condição de não sombreamento podem ser encontrados nos anexos A, B e C.

4.4.2 Análise Energética do Sistema Fotovoltaico

A partir dos dados obtidos é possível o cálculo da energia elétrica produzida por cada módulo do subsistema ao longo dos dias, ensolarado e nublado, com e sem a condição de sombreamento. Verifica-se que para o dia ensolarado e com módulos sombreados, a produção de

energia foi de 3,08 kWh no painel superior (ES) e de 3,44 kWh no painel inferior apresentando uma diferença energética, da ordem, de 10,5 %. Individualmente, os módulos ES1 e ES2 tiveram uma diferença de energia produzida de, respectivamente, 36 % e 35 % em relação ao módulo de maior produção. Para o módulo ES3 a diferença foi de 71%. Para os demais módulos do painel superior (ES) a diferença variou entre 0,5 e 1,3 %, porém, para os módulos do painel inferior (EI) a diferença de produção foi maior, variando entre 3,2 e 22,4 %. Essa diferença de produção entre os módulos superiores e inferiores se deve, provavelmente, à maior temperatura de operação dos módulos do painel inferior.

Para o dia nublado com sombreamento a produção de energia dos painéis superior e inferior, foi de, respectivamente, 0,62 kWh e 0,70 kWh. Portanto uma diferença energética, da ordem de 11 %. Individualmente, os módulos ES1, ES2 e ES3, tiveram uma diferença de produção em relação ao melhor módulo de, respectivamente, 33,3 %, 33,8 % e 62,1 %. Entre os demais módulos superiores, a diferença variou entre, 1,5 % e 7,8 % enquanto que entre os módulos inferiores a diferença de produção ficou entre, 3,7 % e 13,4 %. A menor diferença de produção entre os módulos superiores e inferiores se deve a uma menor temperatura de operação dos módulos. A Tabela 4.1 compara a energia elétrica produzida e a produção de cada módulo nos dias escolhidos e com a condição de sombreamento.

Tabela 4.1 – Energia elétrica produzida e produção de cada módulo para dias com sombreamento artificial – inverno.

Módulo	Sombreado Ensolarado 20/07/2006		Sombreado Nublado 23/07/2006	
	Energia (kWh)	Perda Relativa (%)	Energia (kWh)	Perda Relativa(%)
ES1	0,300	36,3	0,064	33,3
ES2	0,302	35,8	0,063	33,8
ES3	0,135	71,2	0,036	62,2
ES4	0,465	1,3	0,094	1,5
ES5	0,465	1,3	0,088	7,8
ES6	0,471	0,0	0,092	3,2
ES7	0,469	0,5	0,090	5,5
ES8	0,469	0,5	0,096	0,0
EI1	0,452	4,0	0,085	11,3
EI2	0,427	9,3	0,090	5,7
EI3	0,433	8,0	0,089	6,4
EI4	0,456	3,3	0,083	13,4
EI5	0,453	3,9	0,085	10,6
EI6	0,427	9,4	0,092	3,7
EI7	0,365	22,4	0,089	6,8
EI8	0,424	10,0	0,088	8,0

Para uma maior visualização da produção dos módulos do arranjo fotovoltaico, a Figura 4.25 ilustra a energia elétrica produzida por cada módulo ao longo de um dia ensolarado e em condição de sombreamento.

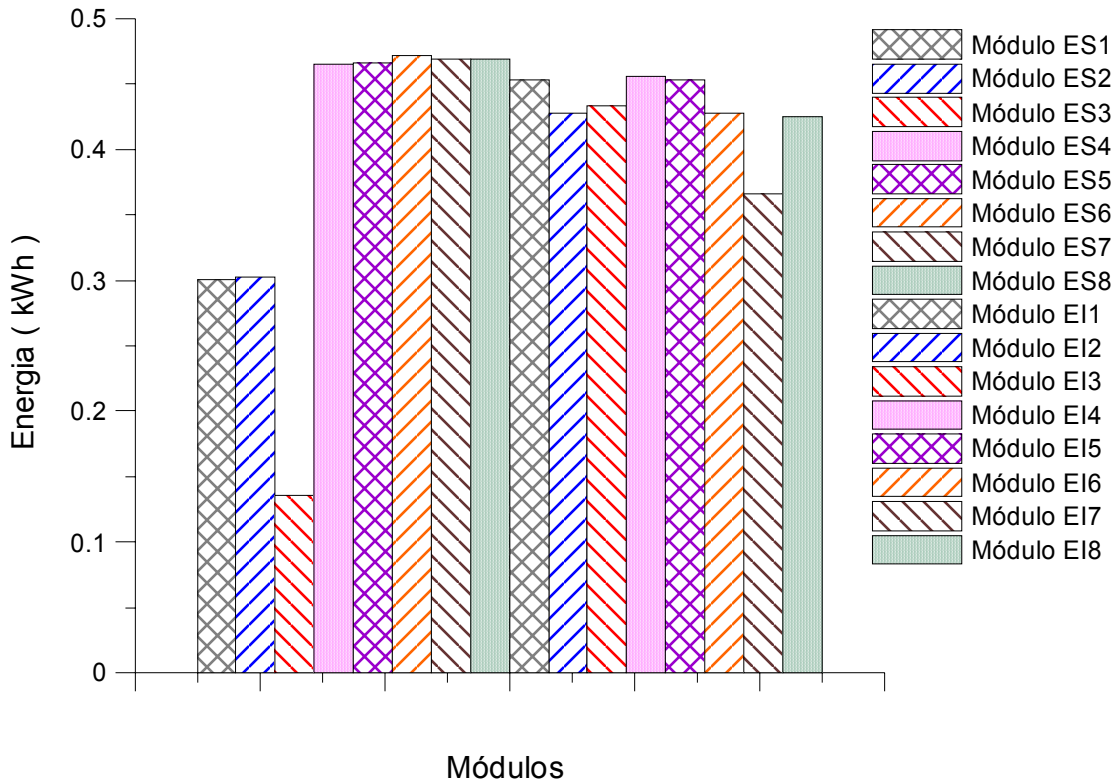


Figura 4.25 – Energia elétrica produzida por cada módulo que compõe o subsistema ao longo de um dia ensolarado de inverno e em condição de sombreamento.

Para o dia ensolarado e sem a condição de sombreamento a produção de energia dos painéis superior e inferior, foi de, respectivamente, 3,65 kWh e 3,58 kWh com uma diferença de produção de 1,9 % que comprova que o painel superior tem uma produção de energia elétrica um pouco maior em relação ao painel inferior. Entre os módulos superiores a diferença de produção variou entre, 0,8 % e 2,4 % em relação ao módulo de melhor produção, enquanto, para os módulos inferiores a diferença variou entre, 1,3 % e 5,2 %. Para o dia nublado e sem situação de sombreamento, a diferença de produção entre os painéis, superior e inferior foi de 2,4 %, enquanto que individualmente, os módulos superiores tiveram uma diferença de produção entre, 0,12 % e 4,36 % e os módulos inferiores entre, 2,6 % e 5 %. A Tabela 4.2 mostra a comparação dos resultados dos módulos do arranjo fotovoltaico em condição de não sombreamento de células em um dia ensolarado e em um dia nublado enquanto a Figura 4.26 ilustra graficamente a comparação do desempenho dos módulos em condição de não sombreamento e para um dia ensolarado.

Tabela 4.2 – Energia elétrica produzida e produção de cada módulo para dias sem sombreamento artificial – inverno.

Módulo	Não Sombreado Ensolarado 07/08/2006		Não Sombreado Nublado 03/08/2006	
	Energia (kWh)	Perda Relativa (%)	Energia (kWh)	Perda Relativa (%)
ES1	0,454	1,8	0,313	1,1
ES2	0,456	1,5	0,314	0,6
ES3	0,455	1,8	0,316	0,0
ES4	0,452	2,4	0,312	1,5
ES5	0,452	2,3	0,303	4,3
ES6	0,463	0,0	0,315	0,4
ES7	0,459	0,8	0,310	1,9
ES8	0,456	1,5	0,316	0,1
EI1	0,455	1,7	0,308	2,7
EI2	0,442	4,5	0,303	4,1
EI3	0,444	4,0	0,304	3,9
EI4	0,455	1,6	0,306	3,1
EI5	0,457	1,3	0,308	2,6
EI6	0,439	5,2	0,301	4,7
EI7	0,447	3,3	0,308	2,7
EI8	0,440	5,0	0,300	5,0

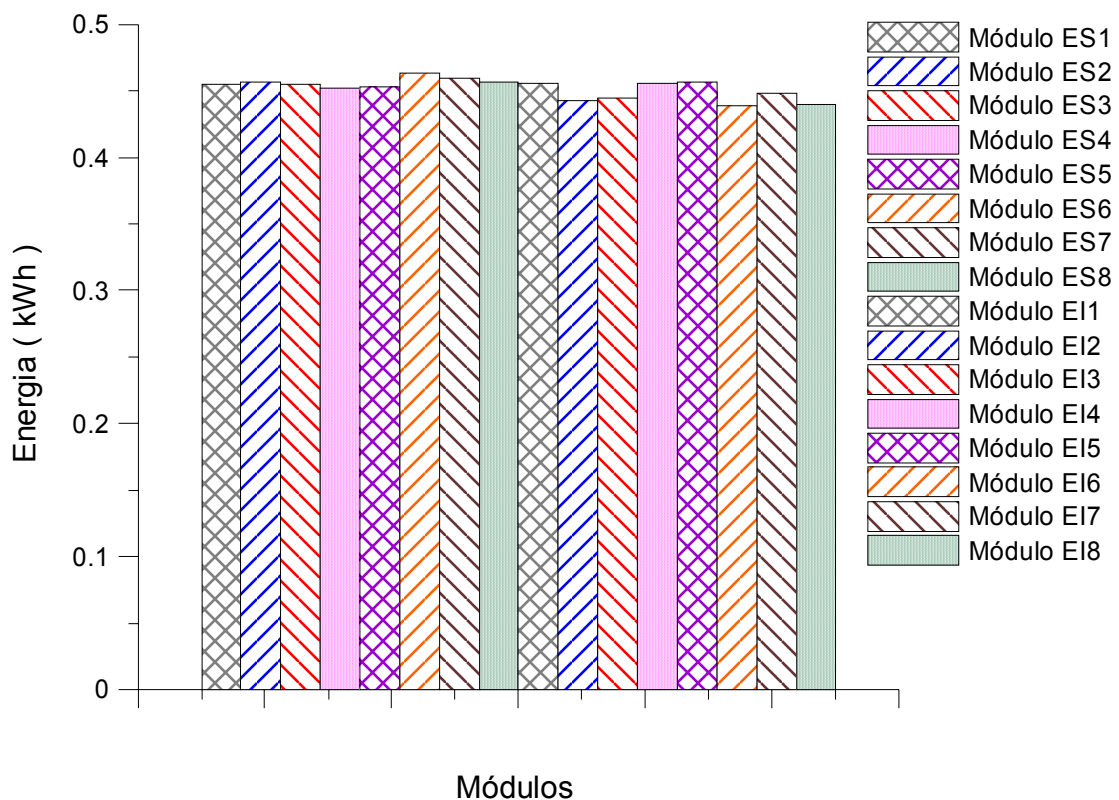


Figura 4.26 – Energia elétrica produzida por cada módulo que compõe o subsistema ao longo de um dia ensolarado de inverno e em condição de não sombreamento.

4.4.3 Sistema em Condição de Sombreamento – Estação Primavera

Uma nova aquisição de dados similar foi realizada nos meses de outubro e novembro, portanto durante a primavera. Uma nova configuração de sombreamento foi testada. O módulo ES1 teve uma célula sombreada, assim como o módulo E11 que também teve uma de suas células sombreadas. Foram escolhidos um dia ensolarado e um dia nublado, tanto para a condição de sombreamento quanto para a condição de não sombreamento.

A Figura 4.27 mostra a irradiância no plano do gerador ao longo de um dia ensolarado, a temperatura ambiente e a temperatura de um módulo ao longo deste dia. Durante o inverno a temperatura máxima dos módulos é da ordem de 50 °C, enquanto a irradiância máxima é da ordem de 800 W/m². Na primavera, a temperatura máxima dos módulos é da ordem de 60 °C e a irradiância máxima da ordem de 1000 W/m². Por volta de 14h, verifica-se uma redução na irradiância causada por um período de condições de tempo parcialmente nublado e a diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente é menor entre 8h e 12h quando comparada com a diferença entre 12h e 16h.

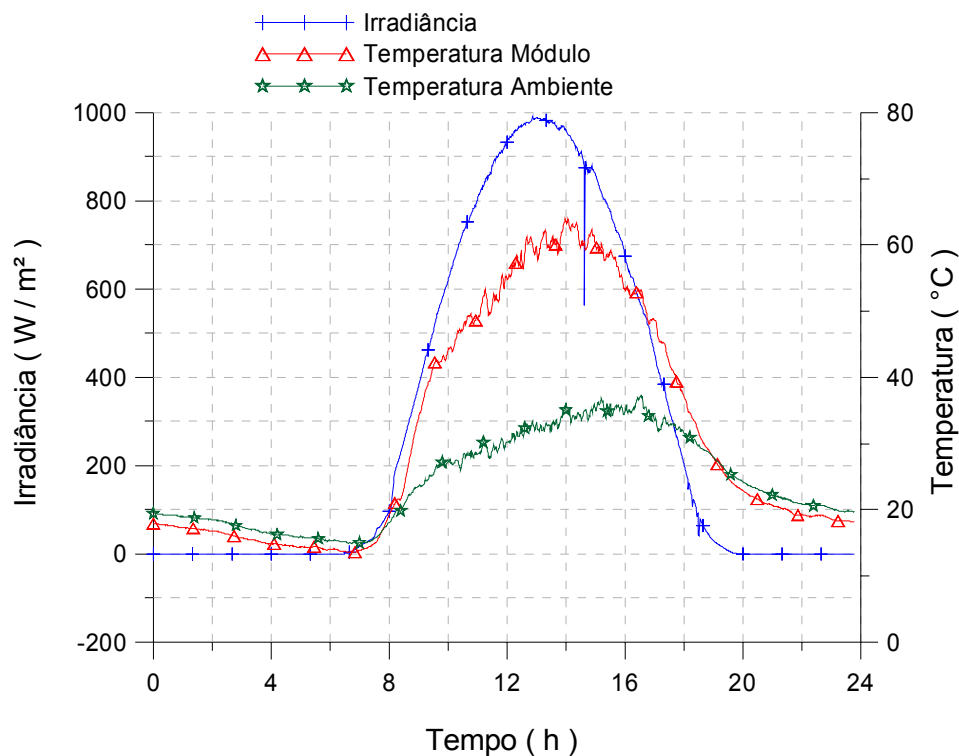


Figura 4.27 – Comportamento da irradiância, temperatura ambiente, e temperatura dos módulos ao longo de um dia ensolarado de primavera.

As Figuras A1 do anexo A, B1 do anexo B e C1 do anexo C confirmam que frequentemente para dias ensolarados a diferença da temperatura em que os módulos operam e a temperatura ambiente é menor entre, aproximadamente, 8h e 12h em comparação com a diferença registrada no período entre, 12h e 16h, aproximadamente. Essa confirmação reforça a explicação do motivo para a tensão e, conseqüentemente, a potência dos módulos, painéis ou arranjos ser maior no período da manhã em relação ao período da tarde. Essa hipótese também foi confirmada a partir da simulação de operação de sistemas fotovoltaicos e que será abordada no capítulo 5.

O comportamento da tensão dos módulos do painel superior, entre 6h e 8h, para um dia ensolarado em condição de sombreamento artificial, pode ser verificado na Figura 4.28. Podem ser verificados picos na tensão dos módulos. Nestes momentos o conversor está testando o arranjo a fim de conectá-lo à rede.

Os módulos ES5, ES6 e ES7 apresentam valores de tensões inferiores em comparação aos demais módulos. Uma análise da Figura 4.17 revela que são os mesmos três módulos que têm tensões inferiores em relação aos demais na aquisição de dados realizada no inverno. Por volta de 8h, os módulos ES1 e ES2 encontram-se polarizados reversamente apresentando tensão reversa da ordem de 2 V.

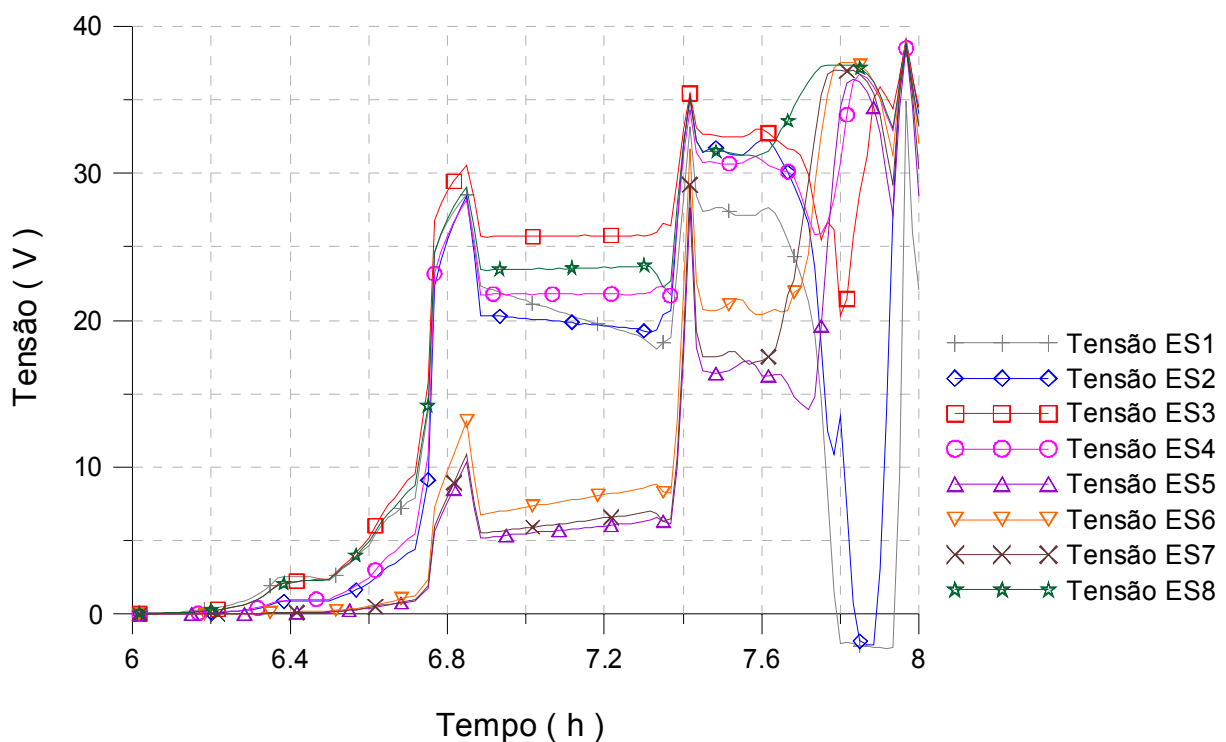


Figura 4.28 – Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 6h e 8h, em um dia ensolarado de primavera.

A Figura 4.29 mostra o comportamento da tensão de cada módulo do painel inferior (EI), entre 6h e 8h. Podem ser observados três picos de tensão por volta de 6,8h, 7,4h e 8h devido ao início de funcionamento do conversor e a dificuldade do mesmo em encontrar o ponto ótimo de polarização do arranjo.

Os módulos apresentam o mesmo padrão no comportamento de suas tensões, mas os módulos EI1, EI4 e EI5 apresentam valores menores de tensão em relação aos demais módulos e novamente uma análise da Figura 4.18 mostra que são os mesmos módulos que têm tensões inferiores quando comparados com os demais para a aquisição realizada nos meses de julho e agosto.

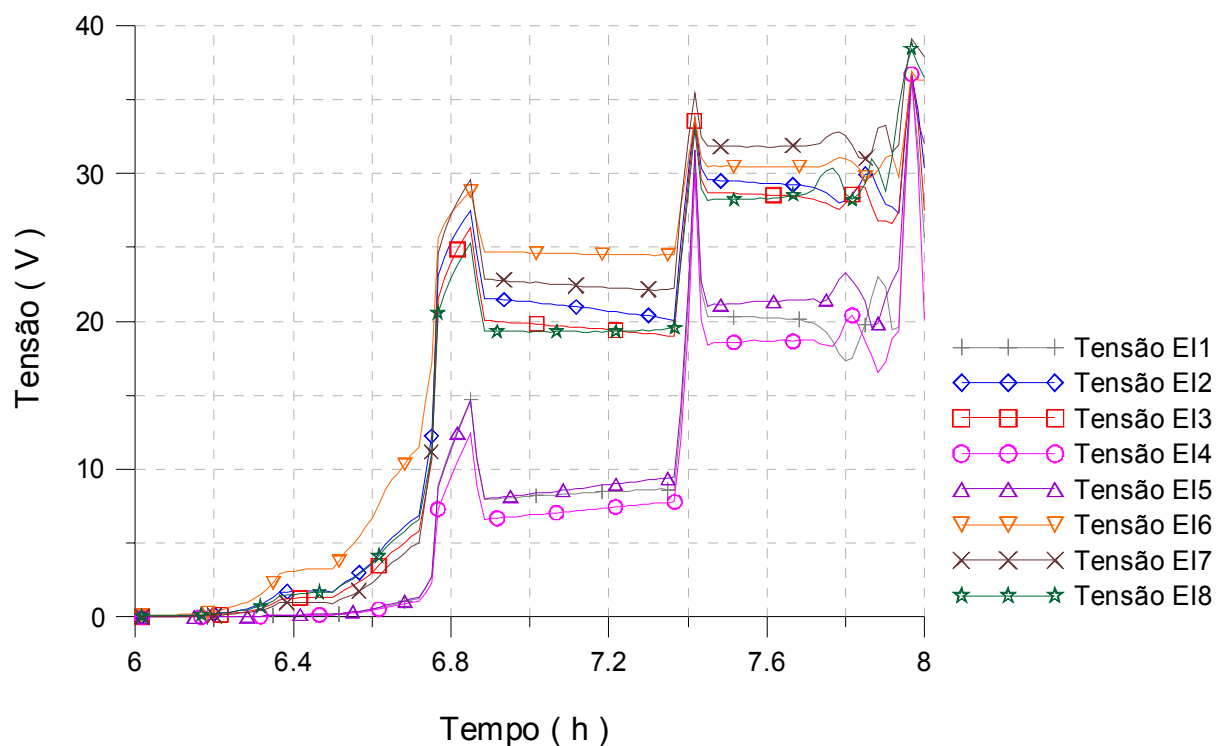


Figura 4.29 – Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 6h e 8h, em um dia ensolarado de primavera.

Verifica-se que a tensão dos módulos ES1 e EI1 que têm uma célula sombreada, apresentam valores 1/3 menores que os módulos ES5 e EI5 que não foram sombreados. Os demais módulos, que não estão sombreados, apresentam comportamento similar aos módulos ES5 e EI5.

Depois que o conversor entra em funcionamento e encontra o ponto de máxima potência para polarização do sistema, a tensão dos módulos diminui com o decorrer do tempo devido ao aumento da temperatura de operação dos módulos. Verifica-se um aumento na tensão dos

módulos entre, 13h e 15h, aproximadamente. Por volta de 13h, o conversor CC/CA afasta o ponto de polarização do ponto de máxima potência aumentando a tensão e conseqüentemente diminuindo a corrente do arranjo. O comportamento das tensões dos módulos ES1, ES5, EI1 e EI5 são apresentados na Figura 4.30.

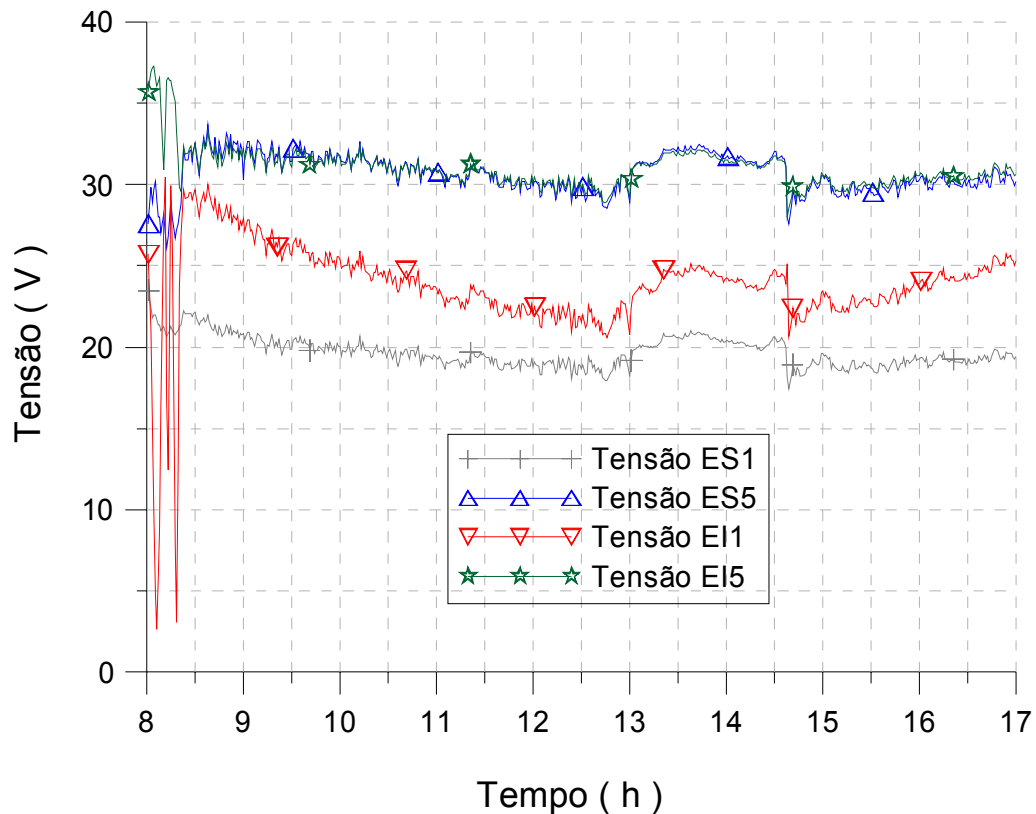


Figura 4.30 – Comportamento da tensão dos módulos ES1, ES5, EI1 e EI5, entre 8h e 18h, em um dia ensolarado de primavera.

A Figura 4.31 ilustra o comportamento da tensão dos módulos do painel inferior, entre 18h e 20h. Verifica-se que o módulo ES1, que tem uma célula sombreada, tem sua tensão similar aos demais módulos no entardecer. Os módulos ES5, ES6 e ES7 apresentam valores inferiores de tensão em relação aos demais módulos, tendo o mesmo comportamento no amanhecer. Em comparação com a aquisição realizada no inverno pode verificar-se na Figura 4.20 que os módulos ES5, ES6 e ES7 são os que apresentam tensões inferiores em relação aos demais.

As Figuras A2 e A5 do anexo A, as Figuras B2 e B5 do anexo B e as Figuras C2 e C5 do anexo C confirmam este comportamento. As mesmas referem-se à tensão dos módulos do painel ES, no amanhecer e no entardecer, em diferentes estações do ano, inverno, primavera e verão, respectivamente. Esse comportamento verificado, para baixas irradiâncias, é característico desses módulos.

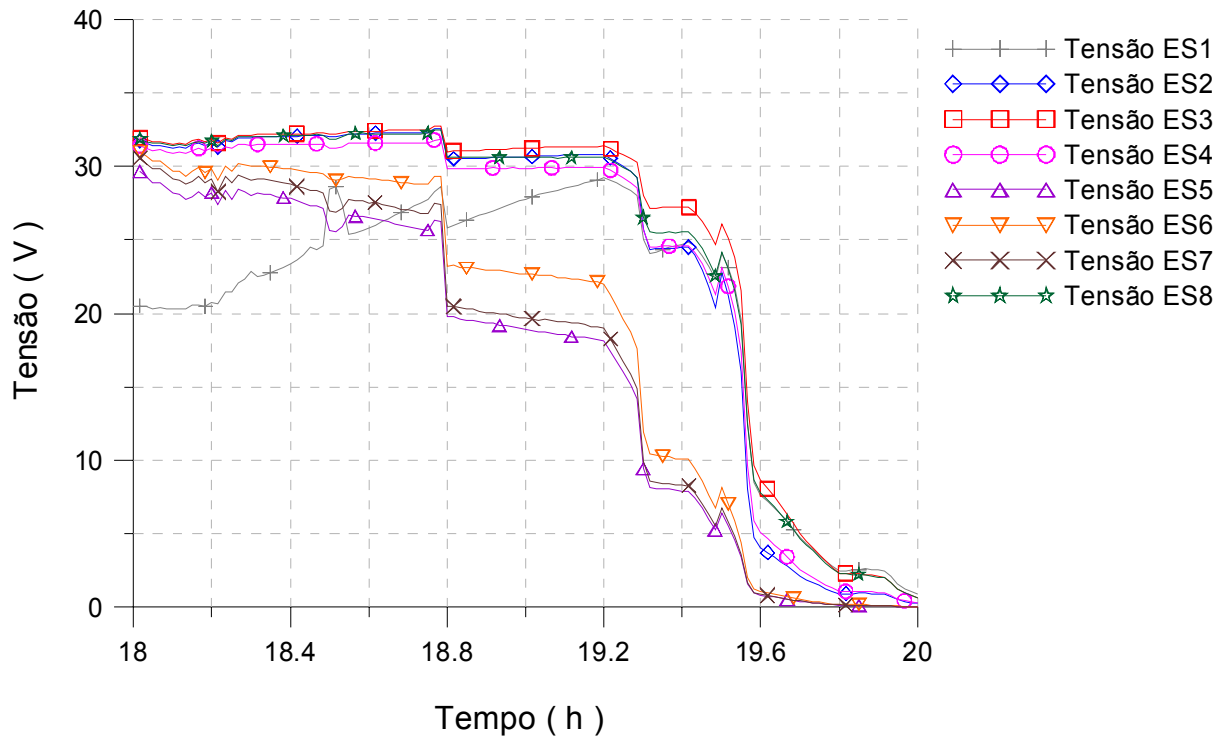


Figura 4.31 – Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 18h e 20h, em um dia ensolarado de primavera.

A Figura 4.32 ilustra o comportamento da tensão dos módulos do painel inferior, entre 18h e 20h. De maneira análoga, os módulos EI1, EI4 e EI5 apresentam valores inferiores de tensão em relação aos demais e repetem o comportamento do amanhecer. Analisando a Figura 4.21 e comparando o comportamento dos módulos a partir dos dados registrados no inverno e na primavera observa-se novamente que os módulos EI1, EI4 e EI5 apresentam valores inferiores da tensão em relação aos demais.

As Figuras A3 e A6 do anexo A, as Figuras B3 e B6 do anexo B e as Figuras C3 e C6 confirmam esse comportamento. As mesmas referem-se ao comportamento da tensão dos módulos do painel EI, no amanhecer e no entardecer, para medidas realizadas, respectivamente no inverno, na primavera e verão.

Os módulos ES5, ES6, ES7, EI1, EI4 e EI5, ao longo do período observado, apresentaram tensões inferiores em relação aos demais módulos do arranjo, em momentos de baixas irradiâncias e, conseqüentemente valores pequenos de corrente elétrica, e que ocorrem no amanhecer e entardecer. No capítulo 5, com o auxílio de um programa de simulação e com as características elétricas de cada módulo do arranjo, será comprovado que esse comportamento é característico desses módulos para as condições descritas.

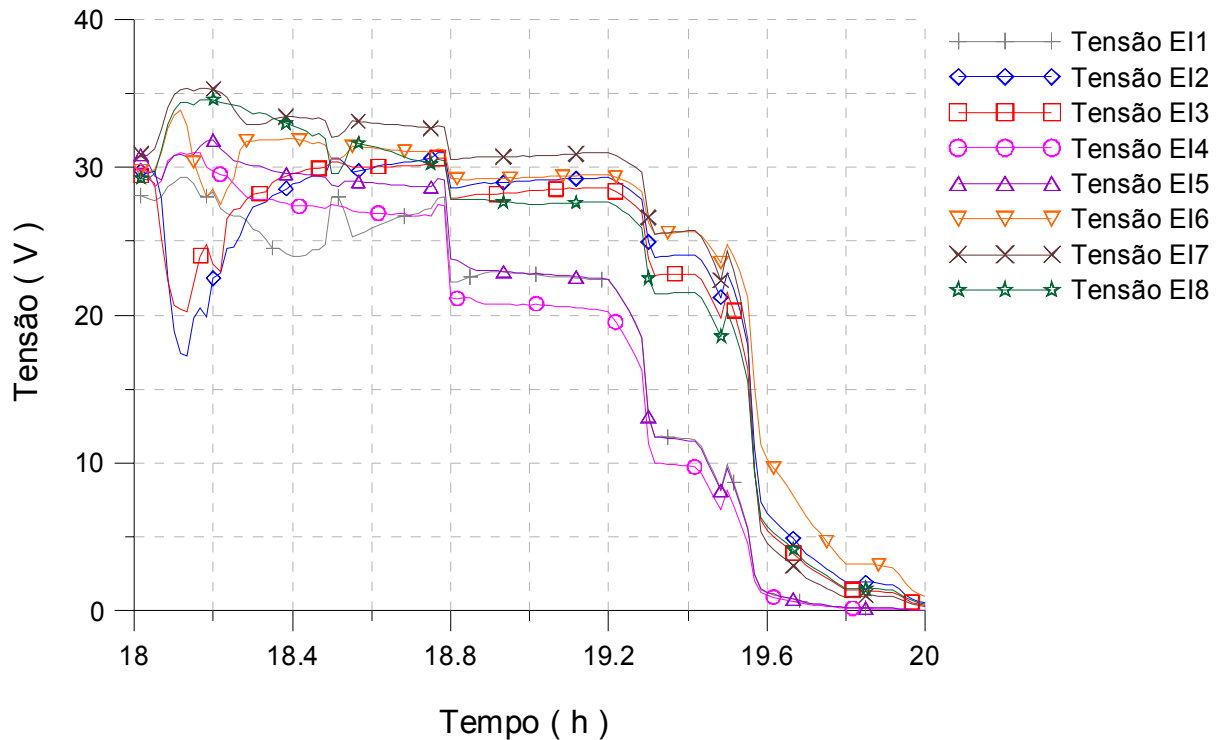


Figura 4.32 – Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 18h e 20h, em um dia ensolarado de primavera.

A análise do comportamento da instalação fotovoltaica mostra que em dois momentos ao longo do dia, amanhecer e entardecer, quando a irradiância no plano do gerador fotovoltaico é inferior à, aproximadamente, 100 W/m^2 , o algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência do conversor encontra dificuldade em localizar o ponto de polarização do arranjo que se aproxime do ponto de máxima potência do gerador.

Entretanto, essa condição em que o arranjo está submetido no amanhecer e entardecer, não tem conseqüências e impacto significativos na energia elétrica produzida pelo sistema ao longo do dia.

A corrente dos painéis é similar, uma vez que um módulo de cada painel tem uma célula sombreada. A corrente máxima de cada painel atinge um valor máximo entre 12h e 13h, depois o conversor desloca o ponto de operação da curva característica do arranjo para um valor de maior tensão, diminuindo a corrente de operação do arranjo, para evitar a alta temperatura do equipamento. Entre 13h e 15h, aproximadamente, o conversor não está polarizando o arranjo em sua máxima potência. Essa situação implica em um desempenho inferior do gerador em relação ao desempenho que ele teria se estivesse polarizado em sua máxima potência. Entretanto, o deslocamento do ponto de polarização do arranjo é necessário para evitar danos ao conversor em

consequência de um sobre-aquecimento. O comportamento da tensão e corrente de cada painel ao longo do dia é ilustrado na Figura 4.33.

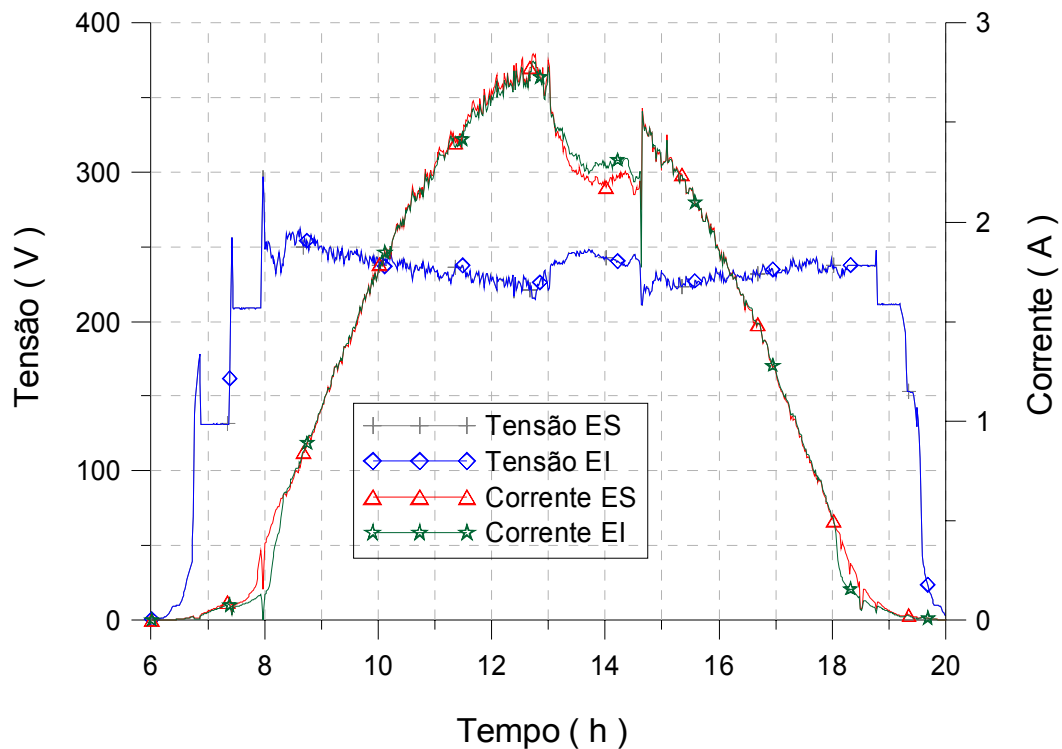


Figura 4.33 – Comportamento da tensão e corrente elétrica de cada painel ao longo de um dia ensolarado de primavera.

Durante o inverno e o outono, para a instalação fotovoltaica em estudo, a potência de cada um dos arranjos não atinge a potência máxima CC de entrada do conversor. O conversor polariza o arranjo no ponto de máxima potência e a curva da potência ao longo de um dia ensolarado é uma envoltória completa. Entretanto, durante a primavera e o verão, em um dia ensolarado a potência dos arranjos atinge a potência máxima CC e conseqüentemente durante um período do dia o conversor polariza os arranjos em um ponto de operação que não corresponde ao ponto de máxima potência do arranjo. A curva da potência ao longo do dia tem uma parte de sua envoltória cortada.

Verifica-se similaridade no comportamento da potência dos três arranjos. Para a mesma faixa de irradiância, entre 800 W/m^2 e 1000 W/m^2 , obtém dois valores diferentes de potência. A primeira medida de potência corresponde a uma polarização do arranjo no ponto de máxima potência enquanto a segunda medida de potência é uma condição em que o conversor não está polarizando o arranjo em sua máxima potência. Para irradiâncias até 800 W/m^2 também são

medidos dois valores diferentes de potência, porém devido à temperatura em que os módulos estão submetidos quando as medidas são realizadas.

Os arranjos, central e oeste, que não tiveram células de módulos sombreadas atingem a potência máxima de entrada do conversor com uma irradiância menor quando comparados com o arranjo leste, que tem células sombreadas. Dessa maneira, a saturação da corrente elétrica dos arranjos não sombreados ocorre com uma irradiância menor quando comparados com o arranjo sombreado. Em consequência a “flutuação” do ponto de operação do seguidor de máxima potência do conversor é menos acentuada no arranjo sombreado minimizando a forma de laço em comparação com as formas resultantes nos arranjos não sombreados. A Figura 4.34 mostra a variação da potência de cada um dos arranjos em função da irradiância.

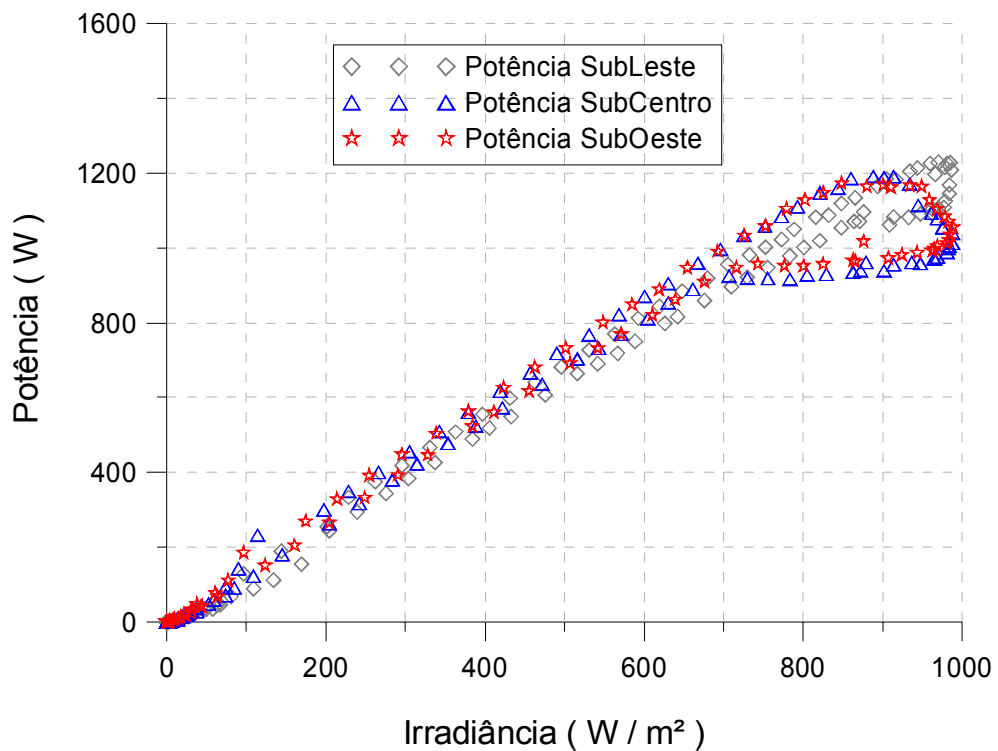


Figura 4.34 – Variação da Potência de cada arranjo em função da irradiância para um dia ensolarado de primavera.

Verifica-se que a potência dos módulos ES3 e EI3, que não tem células sombreadas, tem comportamento similar, enquanto os módulos que tiveram células sombreadas apresentam desempenho inferior. De maneira análoga aos arranjos, os módulos que têm células sombreadas apresentam a forma de laço menos acentuada, em comparação com os módulos que não tiveram

células sombreadas. A Figura 4.35 mostra a variação da potência dos módulos ES1, ES3, EI1 e EI3 em função da irradiância.

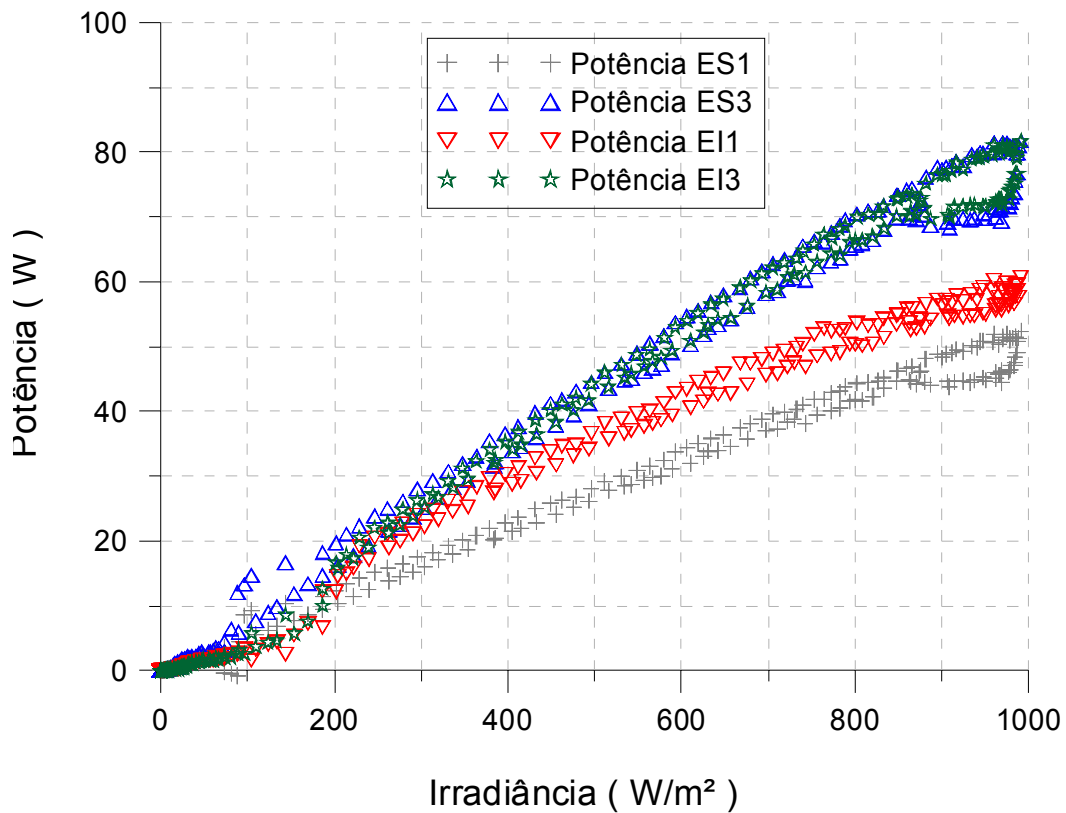


Figura 4.35 – Variação da potência dos módulos ES1, ES3, EI1 e EI3 em função da irradiância para um dia ensolarado de primavera.

Resultados similares foram obtidos para um dia nublado com a condição de sombreamento. Em seguida o sombreamento artificial foi retirado, e novamente realizada uma aquisição de dados em dois dias diferentes, ensolarado e nublado. Os módulos que estavam sombreados voltaram a ter desempenho semelhante aos demais. No entanto, foram verificados os mesmos efeitos, devido o sombreamento natural no amanhecer e entardecer. Alguns gráficos complementares sobre o comportamento da instalação em condição de não sombreamento podem ser encontrados nos anexos A, B e C.

4.4.4 Análise Energética do Sistema Fotovoltaico

Verifica-se que para o dia ensolarado e com módulos sombreados, a produção de energia foi de 4,42 kWh no painel superior (ES) e de 4,41 kWh no painel inferior, apresentando uma diferença energética, da ordem, de 0,22 %. Os módulos ES1 e EI2, que tiveram uma célula

sombreada, apresentaram uma diferença de energia produzida de, respectivamente, 37 % e 24 % em relação ao módulo de maior produção. Para os demais módulos do painel superior (ES) a diferença variou entre 0,7 % e 1,8 %, porém, para os módulos do painel inferior (EI) a diferença de produção foi maior, variando entre 1,6 % e 5,2 %. Essa diferença de produção entre os módulos superiores e inferiores se deve, provavelmente, à maior temperatura de operação dos módulos do painel inferior.

Para o dia nublado com módulos sombreados, a produção de energia dos painéis, superior e inferior foi de, respectivamente, 0,951 kWh e 0,952 kWh. A diferença energética, da ordem de 0,1 %, é menor que a incerteza das medições. Os módulos ES1 e EI1 tiveram uma diferença de produção em relação ao melhor módulo de, respectivamente, 33,9 %, 17,4 %. Entre os demais módulos superiores, a diferença variou entre, 1,2 % e 14,6 % enquanto que entre os módulos inferiores a diferença de produção ficou entre, 2,7 % e 12,5 %. A menor diferença de produção entre os módulos superiores e inferiores se deve a uma também menor diferença na temperatura de operação dos módulos. A Tabela 4.3 compara a energia elétrica produzida e a produção de cada módulo nos dias escolhidos e com a condição de sombreamento.

Tabela 4.3 – Energia elétrica produzida e produção dos módulos para dias em condição de sombreamento – primavera.

Módulo	Sombreado Ensolarado 24/10/2006		Sombreado Nublado 19/10/2006	
	Energia (Kwh)	Perda Relativa (%)	Energia (Kwh)	Perda Relativa (%)
ES1	0,369	37,0	0,086	34,0
ES2	0,576	1,6	0,129	1,3
ES3	0,581	0,7	0,131	0,0
ES4	0,575	1,8	0,127	3,0
ES5	0,576	1,6	0,111	14,6
ES6	0,586	0,0	0,122	6,3
ES7	0,581	0,7	0,116	11,0
ES8	0,576	1,7	0,129	1,3
EI1	0,446	23,8	0,108	17,4
EI2	0,555	5,2	0,122	6,6
EI3	0,559	4,5	0,121	7,4
EI4	0,574	2,1	0,114	12,5
EI5	0,576	1,6	0,118	9,8
EI6	0,577	5,0	0,122	6,3
EI7	0,568	3,0	0,127	2,7
EI8	0,561	4,3	0,120	8,5

A Figura 4.36 ilustra a energia elétrica produzida por cada módulo ao longo de um dia ensolarado e em condição de sombreamento.

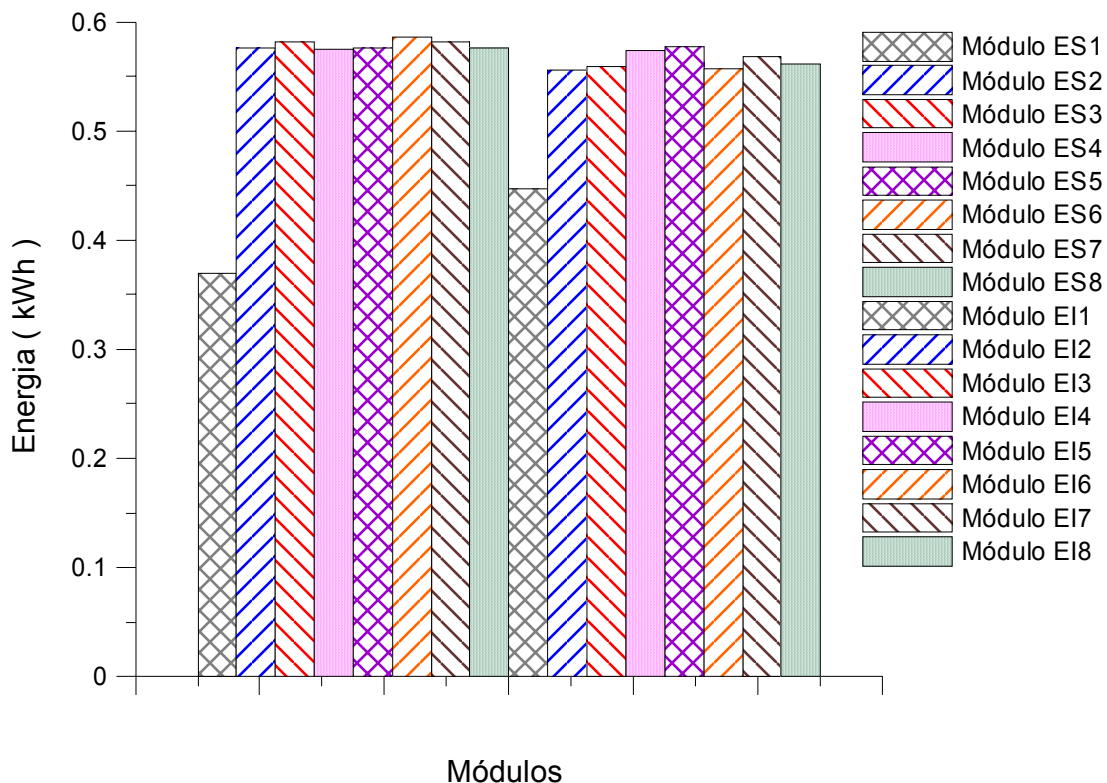


Figura 4.36- Energia elétrica produzida por cada módulo que compõe o subsistema ao longo de um dia ensolarado de primavera e em condição de sombreamento

Para o dia ensolarado e sem a condição de sombreamento, a produção de energia dos painéis, superior e inferior, foi de, respectivamente, 5,04 kWh e 4,76 kWh com uma diferença de produção de 5,8 % que comprova que o painel superior tem uma produção de energia elétrica um pouco maior em relação ao painel inferior. Entre os módulos superiores a diferença de produção variou entre, 0,1 % e 0,8 % em relação ao módulo de melhor produção, enquanto, para os módulos inferiores a diferença variou entre, 5,1 % e 7,1 %. Para o dia nublado e sem situação de sombreamento, a diferença de produção entre os painéis, superior e inferior foi de 3,2 %, enquanto que individualmente, os módulos superiores tiveram uma diferença de produção entre, 1,2 % e 9,4 % e os módulos inferiores entre, 4,4 % e 7,8 %. A Tabela 4.4 mostra a comparação dos resultados dos módulos do arranjo fotovoltaico em condição de não sombreamento de células em um dia ensolarado e em um dia nublado enquanto a Figura 4.37 ilustra graficamente a comparação da produção dos módulos em condição de não sombreamento e para um dia ensolarado.

Tabela 4.4 – Energia elétrica produzida e produção dos módulos para dias em condição de não sombreamento – primavera.

Módulo	Não Sombreado Ensolarado 08/11/2006		Não Sombreado Nublado 06/11/2006	
	Energia (Kwh)	Perda Relativa (%)	Energia (Kwh)	Perda Relativa (%)
ES1	0,629	0,8	0,166	2,6
ES2	0,630	0,6	0,166	2,1
ES3	0,634	0,1	0,170	0,0
ES4	0,629	0,8	0,166	2,6
ES5	0,626	1,3	0,154	9,4
ES6	0,634	0,0	0,164	3,4
ES7	0,631	0,6	0,159	6,4
ES8	0,630	0,6	0,168	1,2
EI1	0,599	5,5	0,159	6,4
EI2	0,590	7,0	0,159	6,7
EI3	0,593	6,4	0,158	6,8
EI4	0,600	5,4	0,158	7,0
EI5	0,601	5,1	0,160	5,8
EI6	0,589	7,1	0,159	6,4
EI7	0,601	5,2	0,162	4,5
EI8	0,595	6,2	0,157	7,5

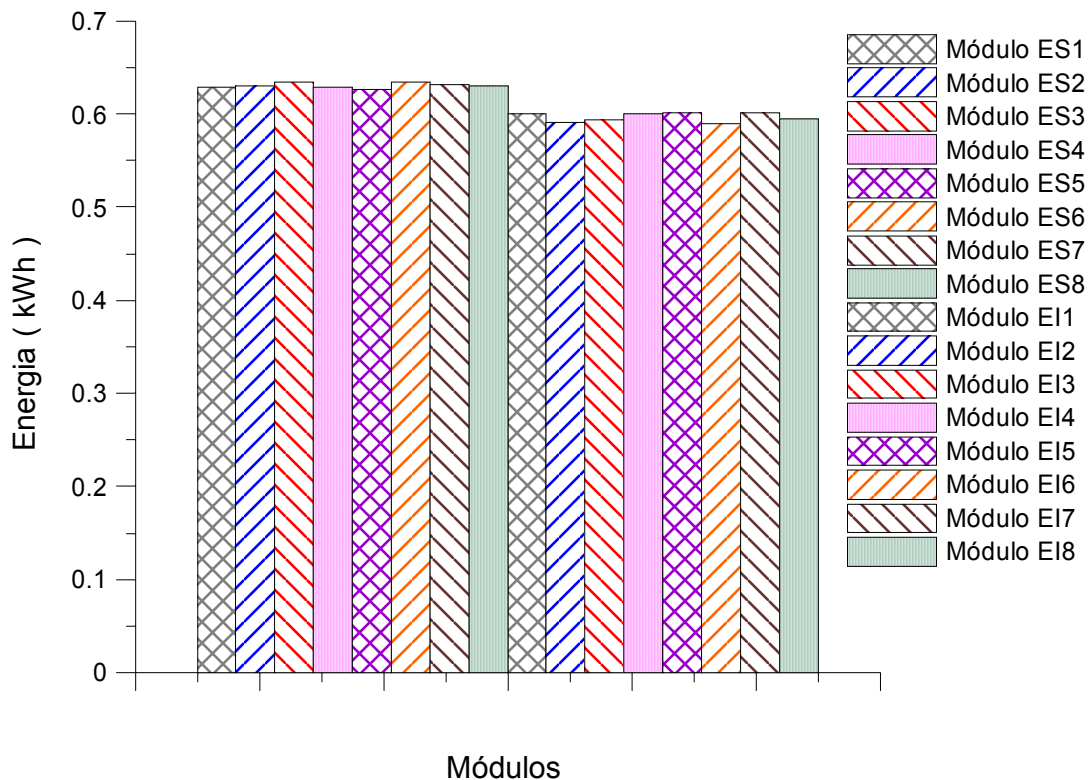


Figura 4.37 – Energia elétrica produzida por cada módulo que compõe o subsistema ao longo de um dia ensolarado de primavera e em condição de não sombreamento.

4.5 Sistema Fotovoltaico em Situação de Sombreamento – Condições Especiais.

Para a análise do comportamento da instalação, o arranjo leste teve três módulos sombreados. Foi sombreada meia célula do módulo ES1, seis células de uma mesma linha do módulo ES3 e 25 % da célula do módulo ES4. As células foram sombreadas de forma que não houvesse nenhuma luz solar incidente sobre elas. Os módulos CS1 e CI1 pertencentes ao subsistema central foram desconectados do arranjo.

Para a aquisição de dados foi escolhido um dia ensolarado. A aquisição de dados teve início com o sistema conectado à rede e operando em condições normais durante um intervalo de 45 minutos. Em seguida, os subsistemas foram desconectados da rede elétrica e os módulos colocados em condição de circuito aberto por um segundo intervalo de 45 minutos. Na seqüência, os painéis localizados na posição leste da instalação, foram colocados em situação de curto circuito por um terceiro intervalo de 45 minutos. Na continuidade, o sistema foi religado à rede elétrica por 15 minutos. Finalmente, três módulos do painel superior leste foram sombreados parcialmente e momentaneamente. Durante as etapas os dados foram constantemente registrados. Objetiva-se verificar o comportamento das tensões dos módulos e painéis que compõem a instalação sob diferentes condições de operação.

Inicialmente quando o sistema está conectado à rede elétrica, os painéis, leste e centro, apresentam valores de tensão similares, da ordem de 210 V. Porém verifica-se, que a tensão do painel oeste apresenta valores superiores, da ordem de 250 V. O painel leste tem módulos sombreados que reduzem sua tensão. O módulo ES1 tem meia célula sombreada, mas o diodo de *bypass*, devido essa condição, elimina um grupo de 24 células. O módulo ES3 tem seis células sombreadas de uma mesma linha. Essa situação polariza diretamente os três diodos de *bypass* do módulo que passa operar com tensão reversa de 2,1 V. O módulo ES4 que tem $\frac{1}{4}$ de uma célula sombreada tem sua tensão afetada em apenas 0,5 V.

O painel central apresenta um módulo desconectado reduzindo assim sua tensão. Apenas o painel oeste encontra-se em funcionamento pleno com todos módulos em operação e nenhum sombreamento artificial. Essas condições explicam a diferença nas tensões dos painéis. Quando o sistema é desconectado da rede e os módulos são colocados na condição de circuito aberto, a tensão dos painéis eleva-se, conforme previsto. Percebe-se que a tensão dos painéis, leste e oeste, apresentam valores similares, da ordem de 300 V, com uma diferença entre os dois painéis de cerca de 4 V. Isto ocorre porque em circuito aberto, apenas as células que estão sombreadas apresentam tensão nula. O painel central apresenta valores inferiores da ordem de 260 V devido aos módulos que estão desconectados do arranjo.

Na seqüência, os painéis do subsistema leste foram colocados na condição de curto circuito e a tensão caiu para zero, conforme esperado, enquanto que os painéis, do centro e oeste, permaneceram em circuito aberto. Na continuidade, o sistema foi religado à rede e três módulos do painel superior leste, ES5, ES6 e ES7, foram sombreados parcialmente e momentaneamente, o que explica a instabilidade no comportamento da tensão do painel. As tensões dos painéis inferiores, leste, centro e oeste, têm comportamento similar com seus respectivos painéis superiores devido ao diodo de bloqueio de cada painel. A Figura 4.38 ilustra o comportamento das tensões dos painéis superiores, leste, centro e oeste, entre 13h e 18h.

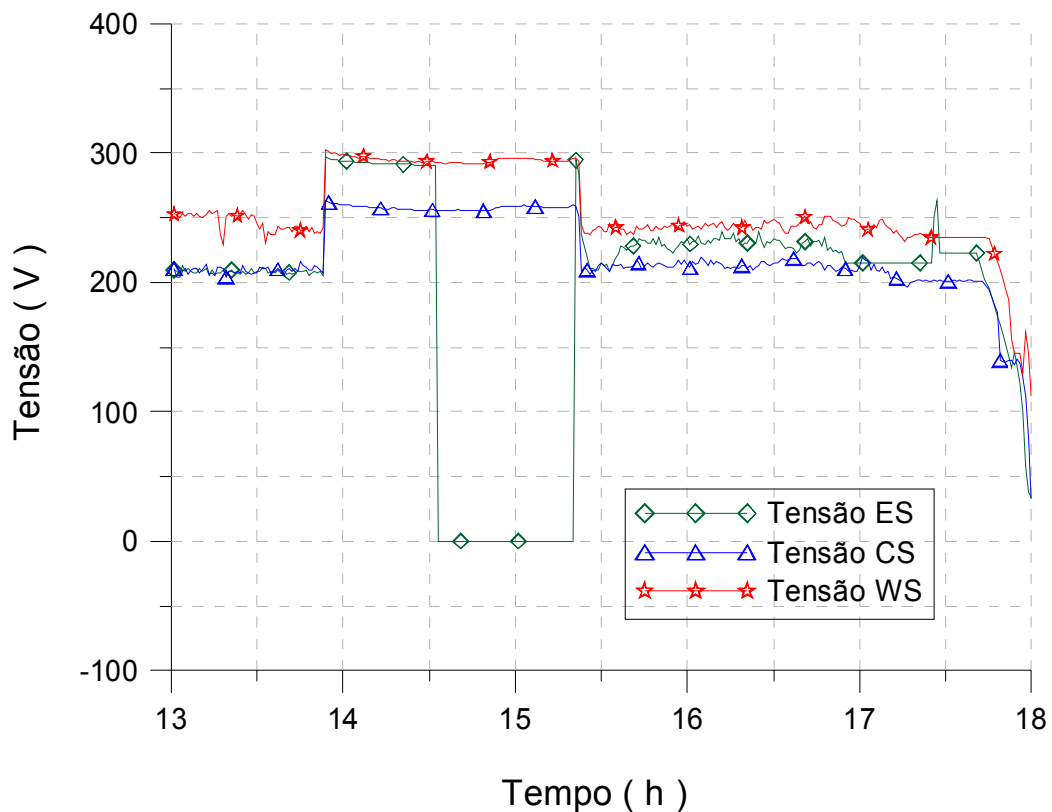


Figura 4.38 – Comportamento da tensão dos painéis superiores, entre 13h e 18h.

O comportamento das tensões dos módulos ES1, ES2, ES3 e ES4, entre 13h e 18h, é ilustrado na Figura 4.39. Inicialmente quando o sistema está conectado à rede, as tensões dos módulos ES2 e ES4 apresentam valores da ordem de 32 V enquanto o módulo ES1, que tem meia célula sombreada, apresenta valores da ordem de 21 V. Essa tensão é aproximadamente um terço inferior devido à tensão de 24 células ser nula por pertencerem ao grupo do diodo de *bypass* que está diretamente polarizado. O Módulo ES3 apresenta seis células de uma mesma linha horizontal sombreadas. Essa situação polariza diretamente os três diodos de *bypass* e, portanto o módulo apresenta tensões reversas da ordem de 2,1 V.

Quando o sistema é desconectado da rede e os módulos colocados em condição de circuito aberto, as tensões se elevam. Verifica-se que a tensão do módulo ES3 é menor devido ao sombreamento de seis células. Quando os módulos são colocados em circuito aberto, os mesmos são polarizados reversamente. Na continuidade, com o sistema sendo religado à rede elétrica, mas com a condição de três módulos sombreados parcialmente, o arranjo permanece em circuito aberto, uma vez que o conversor entra em funcionamento quando a tensão em corrente contínua é da ordem de 140 V.

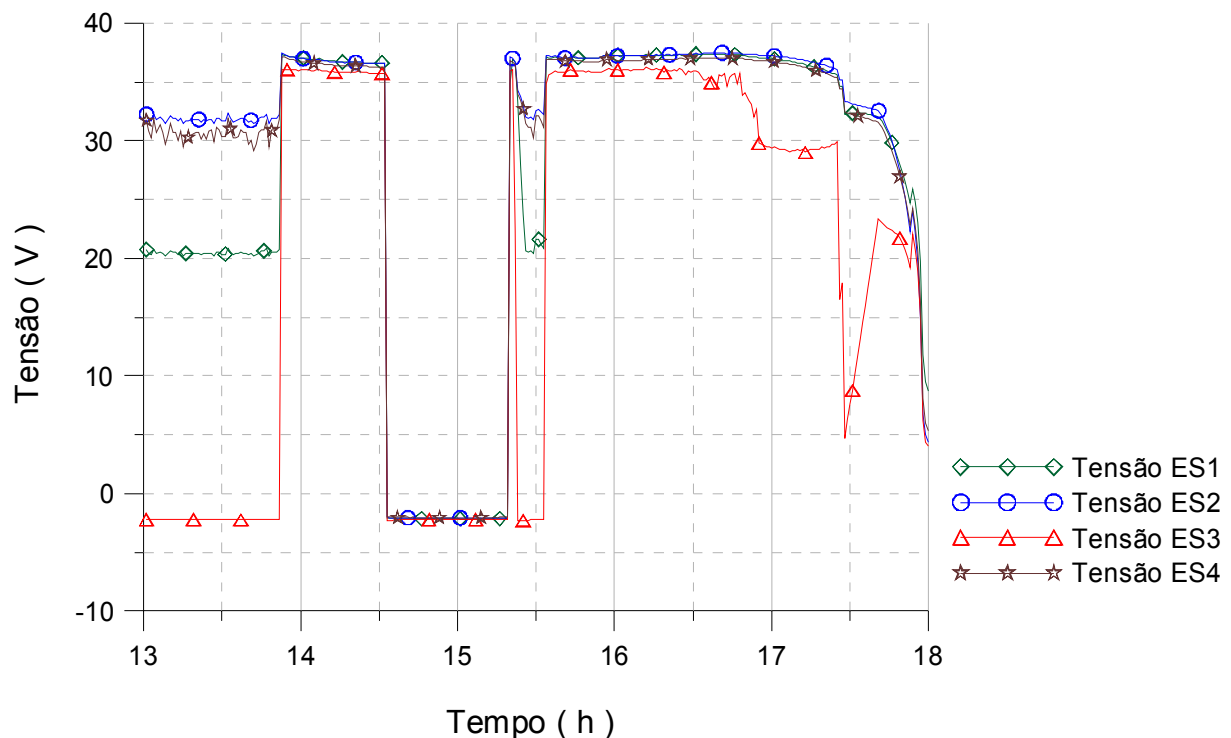


Figura 4.39 – Comportamento da tensão dos módulos ES1, ES2, ES3 e ES4, entre 13h e 18h.

A Fig 4.40 mostra o comportamento das tensões dos módulos ES5, ES6, ES7 e ES8, entre 13h e 18h. As condições de operação dos módulos são as mesmas que foram descritas anteriormente. Inicialmente os módulos estão conectados a rede elétrica e apresentam valores de operação da ordem de 32 V. Em seguida, quando o sistema é colocado em circuito aberto, os módulos apresentam valores da ordem de 37 V. Na sequência, os módulos são colocados em condição de curto circuito. Os módulos ES5, ES6 e ES7 apresentam valores da ordem de 3 V e não estão operando com tensão reversa, enquanto que o módulo ES8 se polariza reversamente com tensão de 2,1 V.

Na continuidade o sistema é religado à rede e os módulos ES5, ES6 e ES7 são sombreados parcialmente. Os módulos ES5 e ES7 apresentam valores de tensões entre, aproximadamente 16 V e 20 V enquanto o módulo ES6 apresenta valores de tensão entre 5 V e

10 V conforme o número de células sombreadas, sendo que cada célula, do módulo de 72 células, apresenta valores de tensão da ordem de 0,5 V sob iluminação e o arranjo encontra-se em circuito aberto, não polarizando os diodos de *bypass*. Os módulos do painel leste inferior não tiveram a condição de sombreamento, tendo comportamento similar aos módulos superiores, que não tiveram condição de sombreamento, nas situações de circuito aberto e curto circuito.

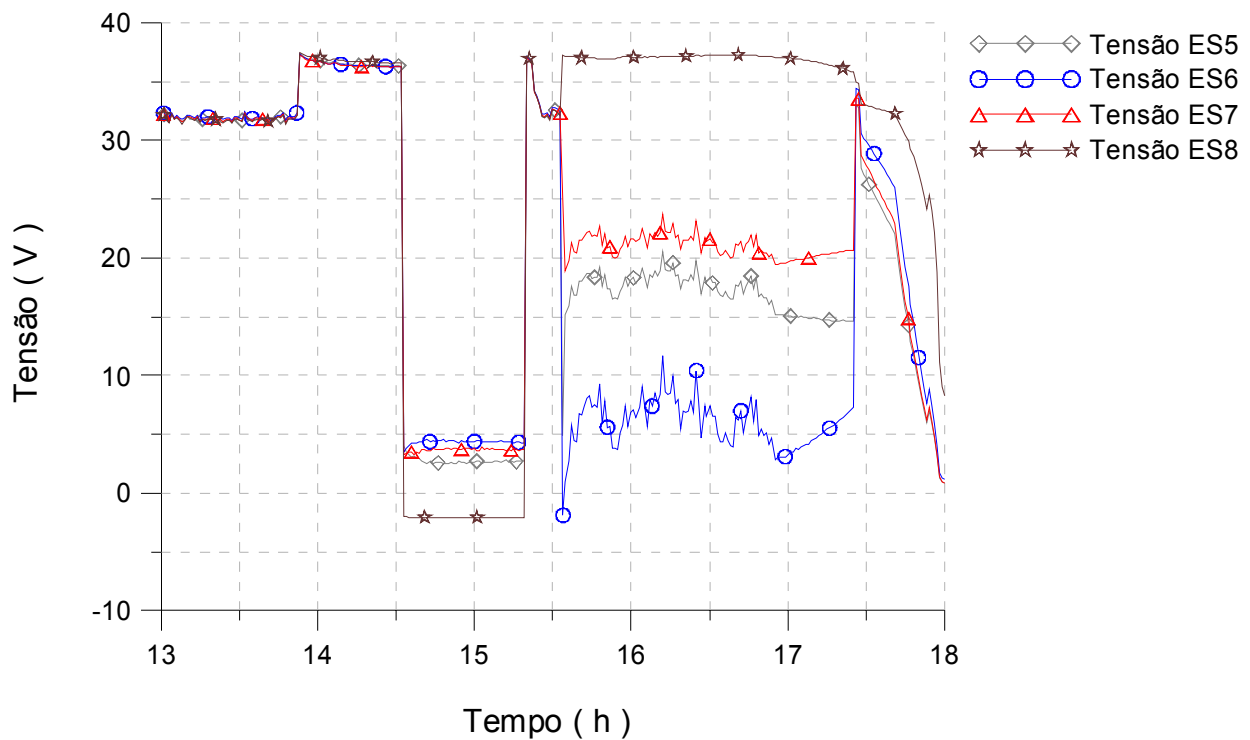


Figura 4.40 – Comportamento da tensão dos módulos ES5, ES6, ES7 e ES8, entre 13h e 18h.

A Fig 4.41 ilustra o comportamento da potência de cada subsistema da instalação e a irradiância, entre 13 e 18h. No instante em que o sistema está conectado à rede, o subsistema oeste apresenta valores superiores de potência em relação aos subsistemas leste e central. A explicação é que o subsistema oeste tem 16 módulos operando normalmente, enquanto o subsistema central tem dois módulos desconectados do arranjo e o subsistema leste tem módulos sombreados. Quando o sistema é colocado em condição de circuito aberto e na seqüência em curto circuito, a potência de cada subsistema cai para zero, porque na primeira condição a corrente é nula e na segunda situação a tensão é zero. Na continuidade, a partir do instante em que o sistema é religado à rede, a potência de cada subsistema se restabelece como na situação inicial da análise e varia proporcionalmente com a irradiância.

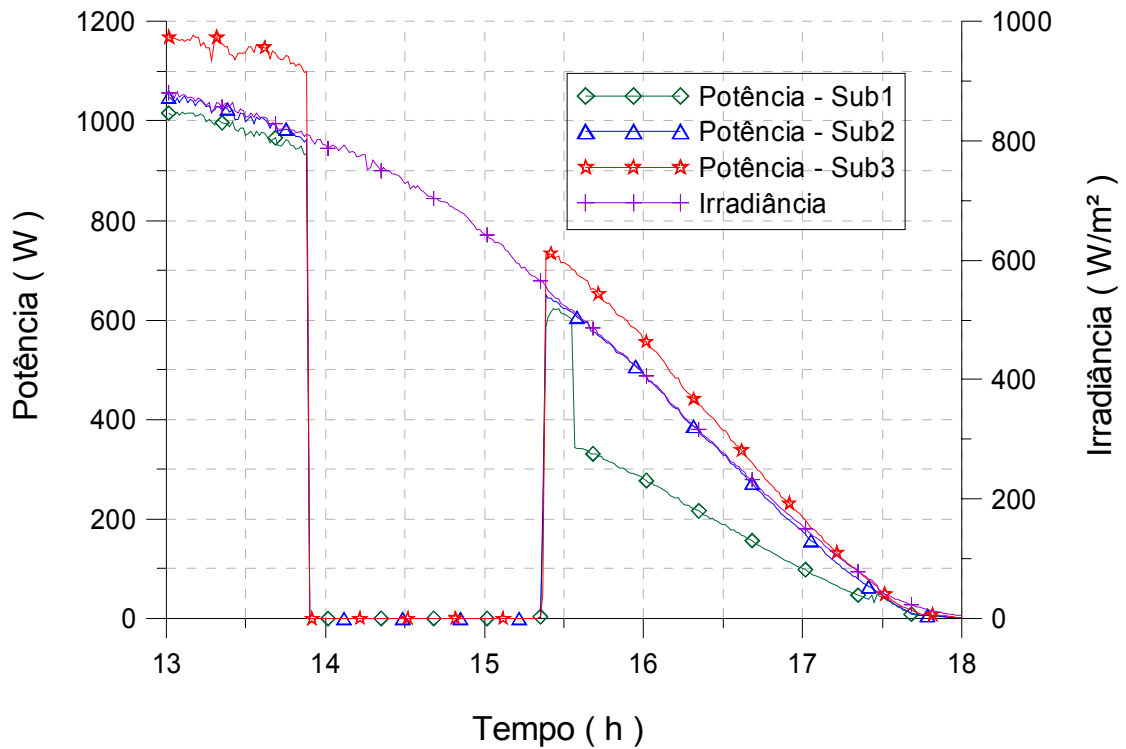


Figura 4.41 – Comportamento da potência de cada arranjo, entre 13h e 18h.

O subsistema oeste teve uma geração de energia elétrica de 6,84 kWh, enquanto o subsistema central apresentou 6,06 kWh com um desempenho 11 % inferior em relação ao subsistema oeste. Por fim, o subsistema leste teve uma geração de 5,66 kWh com um desempenho inferior de 17 % em relação ao subsistema oeste. Essas diferenças entre os subsistemas se devem ao sombreamento de módulos do subsistema leste e a desconexão de dois módulos do subsistema central.

CAPÍTULO 5

5. ANÁLISE COMPUTACIONAL

5.1 Introdução

Para a análise computacional foi utilizado um programa de simulação desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS por Krenzinger e Adams, 2000, denominado CREARRAY, que tem por objetivo analisar o comportamento de uma associação de módulos fotovoltaicos, considerando efeitos de temperatura, irradiância e possíveis diferenças elétricas e sombreamentos de células nos módulos que compõem a instalação. O programa fornece a curva característica da associação a partir das curvas características de cada módulo, as quais são obtidas através de um modelo matemático que trabalha com parâmetros obtidos nos catálogos fornecidos pelos fabricantes dos módulos ou a partir de dados obtidos experimentalmente. Para estudar o efeito de células individualmente diferentes, ou sombreadas, é possível informar os dados de cada célula para formar um módulo resultante que pode então ser inserido no painel.

O programa está em desenvolvimento e a versão atual permite a visualização da curva característica da célula, módulo, painel ou arranjo sob condições de irradiância e temperatura em um dado instante e o comportamento da tensão de módulos que compõem um painel ou arranjo a partir de um arquivo de dados de irradiância, temperatura dos módulos e tensão do painel ou arranjo.

5.2 Descrição do Programa de Simulação

O programa Crearray, para resolver todos os aspectos relacionados com as associações de módulos, utiliza um método gráfico-número que trabalha com um vetor de pontos para representar a curva de cada módulo, conhecidas suas características e os valores das variáveis ambientais,

irradiância e temperatura, a que o módulo está submetido. As equações relativas a cada um dos módulos (ou células) são resolvidas por métodos numéricos obtendo-se, a partir dos dados do fabricante, o desenvolvimento completo das curvas características dos módulos. A equação completa inclui o efeito *breakdown* das células inversamente polarizadas e pode ser vista na Equação 5.1.

$$I = I_{SC} - I_0 \left[\exp \left\{ \frac{e(V + IR_S)}{mKT} \right\} - 1 \right] - \delta_V \left[\frac{V + IR_S}{R_P} \left(1 + a \left[\frac{V}{V_{br}} \right]^{-n} \right) \right] + \delta_{DBP} \left\{ I_{OB} \left[\exp \left\{ \frac{e(V_B)}{m_B k T_B} \right\} - 1 \right] \right\} \quad (5.1)$$

onde:

I é a corrente da célula (ou do módulo).

I_{SC} é a corrente de curto circuito da célula (ou do módulo).

I_0 é a corrente de saturação reversa no escuro da célula (ou do módulo).

V é a tensão da célula (ou do módulo).

R_S é a resistência série da célula (ou do módulo).

R_P é a resistência paralela da célula (ou do módulo).

m é o fator de idealidade da célula (ou do módulo).

k é a constante de Boltzmann.

T é a temperatura da célula (ou das células dos módulos).

a e n são constantes da corrente de ruptura da célula (ou do módulo).

V_{br} é a tensão de ruptura da célula (ou do módulo).

δ_{DBP} é uma função que vale 1 na presença do diodo de *bypass* e zero caso contrário.

δ_V é uma função que vale 1 quando a tensão é negativa e zero quando a tensão é positiva.

I_{OB} é a corrente de saturação reversa do diodo de *bypass*.

V_B é a tensão do diodo de *bypass*.

m_B é o fator de idealidade do diodo de *bypass*.

T_B é a temperatura do diodo de *bypass*.

A partir do programa foi criado um arranjo do subsistema leste a partir dos parâmetros de cada módulo que compõe o subsistema, obtidos por Krenzinger e Prieb (2005). Os dados de entrada do programa são valores de temperatura dos módulos e irradiância.

5.3 Simulação do Efeito de Temperatura nos Módulos do Sistema Fotovoltaico

Para verificar a influência da diferença de temperatura entre os módulos na tensão dos mesmos, inicialmente os dados de entrada foram de irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura dos módulos, superiores e inferiores, de $55 \text{ }^\circ\text{C}$. A tensão encontrada para o arranjo foi de $230,35 \text{ V}$. Em seguida, para uma simulação com irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura dos módulos superiores de $55 \text{ }^\circ\text{C}$ e temperatura dos módulos inferiores de $65 \text{ }^\circ\text{C}$, a tensão do arranjo foi de $225,37 \text{ V}$. Repetindo o procedimento para uma irradiância fixa de 900 W/m^2 e temperatura dos módulos, superior e inferior, de $40 \text{ }^\circ\text{C}$, a tensão do arranjo foi de $247,16 \text{ V}$, enquanto para uma temperatura de $40 \text{ }^\circ\text{C}$ para os módulos superiores e uma temperatura de $50 \text{ }^\circ\text{C}$ para os módulos inferiores, a tensão foi de $241,52 \text{ V}$. Esta simulação comprova resultados experimentais verificados. A Tabela 5.1 ilustra estas simulações.

Tabela 5.1 – Influência da diferença de temperatura entre os módulos na tensão de operação do arranjo.

Irradiância (W/m^2)	Temperatura ES ($^\circ\text{C}$)	Temperatura EI ($^\circ\text{C}$)	Tensão Comp (V)
1000	55	55	230,35
1000	55	65	225,37
900	40	40	247,16
900	40	50	241,52

Os dados experimentais mostram que a potência do arranjo fotovoltaico, para uma mesma faixa de irradiância, é maior no período da manhã em relação ao período da tarde. Verifica-se que a corrente elétrica do arranjo, para uma mesma faixa de irradiância, não varia significativamente, enquanto que a tensão do arranjo é menor no período da tarde quando comparada com a tensão do arranjo no período da manhã. Esta situação se deve a diferença de temperatura de operação dos módulos entre o período da manhã e o período da tarde. Para comprovar esta hipótese, a partir do programa, inicialmente os dados de entrada foram de irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura dos módulos, superior e inferior, de $55 \text{ }^\circ\text{C}$. A tensão do arranjo foi de $230,35 \text{ V}$. Na seqüência, com irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura dos módulos de $65 \text{ }^\circ\text{C}$ a tensão da associação foi de, aproximadamente $221,5 \text{ V}$. Em seguida foi realizada uma simulação a partir de dados experimentais.

Para um dia ensolarado, uma irradiância de 500 W/m^2 e temperatura dos módulos de $36 \text{ }^\circ\text{C}$, no período da manhã, foi medida uma tensão de 260 V e calculada uma tensão de $254,71 \text{ V}$ enquanto que para uma irradiância de 500 W/m^2 e temperatura dos módulos de $43 \text{ }^\circ\text{C}$, no período da tarde, foi medida uma tensão de 249 V e calculada uma tensão de $247,17 \text{ V}$. Verifica-se que, para uma mesma faixa de irradiância, uma variação de $10 \text{ }^\circ\text{C}$ na temperatura de operação dos módulos produz uma variação da ordem de 10 V na tensão do arranjo da instalação fotovoltaica em estudo. A Tabela 5.2 ilustra estas simulações.

Tabela 5.2 – Influência da diferença de temperatura entre os módulos nos períodos da manhã e tarde, na tensão de operação do arranjo.

Irradiância (W/m^2)	Temperat. Mód. ($^\circ\text{C}$)	Tensão Exp (V)	Tensão Comp (V)
500	36	260	254,71
500	43	249	247,17

5.4 Simulação do Efeito de Sombreamento de Células de Módulos do Sistema Fotovoltaico

Para simular o efeito do sombreamento de uma célula de um módulo na curva característica de um arranjo, foram criados três módulos de 24 células e um diodo de *bypass*. Os três módulos foram associados em série formando um módulo resultante e que experimentalmente foi o que teve uma célula sombreada. Quando uma célula está sombreada, o diodo de *bypass* elimina 24 células, conforme anteriormente descrito. Os dados de entrada são os valores experimentais de irradiância e temperatura. Para um dos módulos o valor da irradiância foi zero, simulando o sistema experimental na condição de sombreamento.

A Fig. 5.1 mostra as curvas características do subsistema leste da instalação para uma condição de 900 W/m^2 e temperatura de $40 \text{ }^\circ\text{C}$ na situação de sombreamento de uma célula de um módulo e sem sombreamento. Para a configuração de sombreamento de células, a potência máxima é de 1240 W enquanto para a condição de não sombreamento a potência é de 1270 W . Uma diferença de performance da ordem de $2,4 \%$.

Os valores experimentais de corrente, tensão e potência do subsistema para a configuração sem sombreamento foram de, respectivamente, $4,48 \text{ A}$, 272 V e 1218 W . Portanto, o sistema não está operando em máxima potência. Fixando o valor de corrente para $4,48 \text{ A}$ na curva simulada

encontra-se um valor de tensão de operação de 270 V e potência de 1183 W. A diferença entre a potência medida e simulada é de 3 %. Fixando o valor de tensão em 272 V encontra-se uma corrente de operação de 4,28 A e potência de 1164 W com uma diferença de 4,7 %.

Os valores experimentais de corrente, tensão e potência do subsistema para a configuração com sombreamento foram de, respectivamente, 4,93 A, 245 V e 1207 W. Fixando o valor de corrente em 4,93 A, encontra-se uma tensão de 249 V e potência de 1228 W. Uma diferença da ordem de 1,6 % entre a potência medida e simulada. Fixando o valor de tensão em 245 V, encontra-se uma corrente de 5,05 A, uma de potência de 1237 W e uma diferença, entre as potências de, aproximadamente 2,4 %.

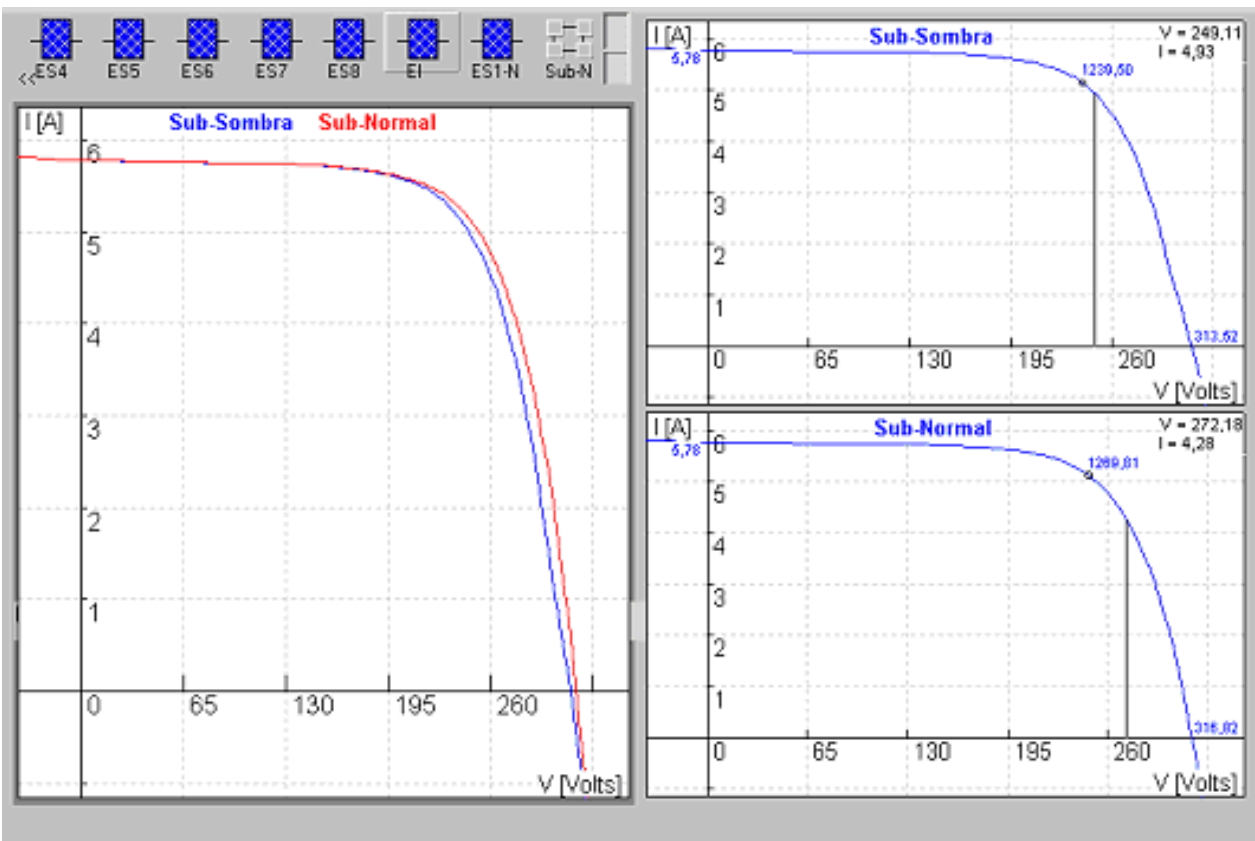


Figura 5.1 – Arranjo do subsistema leste 900 W/m^2 e $40 \text{ }^\circ\text{C}$.

O procedimento foi repetido para uma condição de 800 W/m^2 e temperatura de $35 \text{ }^\circ\text{C}$ na situação de sombreamento de uma célula de um módulo e sem sombreamento. A Figura 5.2 mostra as curvas características do arranjo para esta situação. Para a configuração de sombreamento, a

potência máxima é de 1117 W enquanto para a condição de não sombreamento de células a potência é de 1141 W. Uma diferença de performance da ordem de 2 %.

Os valores experimentais de corrente, tensão e potência do subsistema para a configuração sem sombreamento no ponto de máxima potência foram de 4,35 A, 261 V e 1135 W, respectivamente. Fixando o valor de corrente para 4,35 A na curva simulada encontra-se um valor de tensão de operação de 260 V e potência de 1131 W. Fixando o valor de tensão em 261 V encontra-se uma corrente de operação de 4,32 A e potência de 1127 W. A diferença entre as potências medida e simulada é de 0,4 % e 0,7 %, que é inferior à incerteza das medidas.

Os valores experimentais de corrente, tensão e potência do subsistema no ponto de máxima potência para a configuração com sombreamento foram de 4,48 A, 248 V e 1102 W, respectivamente. Fixando o valor de corrente para 4,45 A na curva simulada encontra-se um valor de tensão de 250 V e potência de 1112 W. Fixando a tensão em 248 V, encontra-se uma corrente de 4,49 A e potência de 1113 W. Têm-se uma diferença de 0,9 % e 1 % entre a potência medida e simulada, inferior à incerteza das medidas.

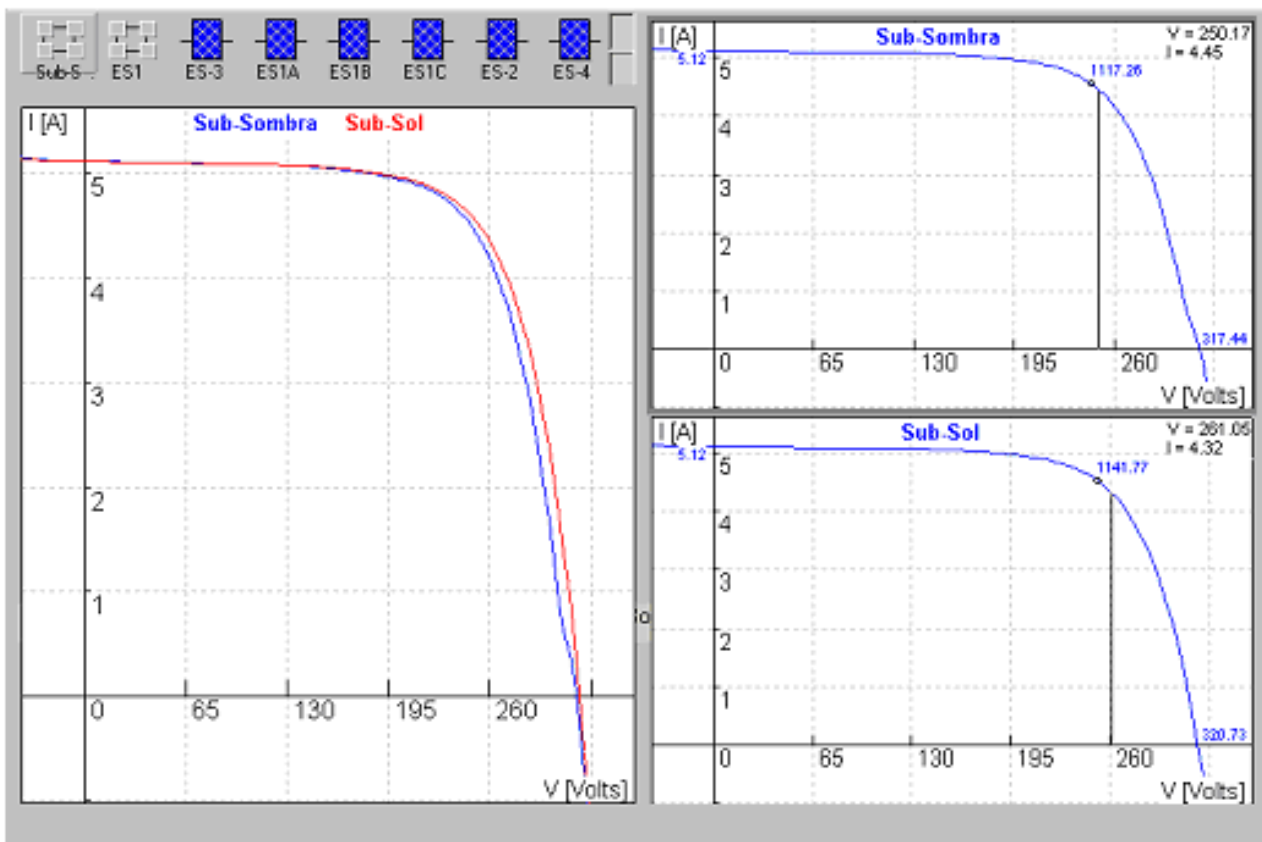


Figura 5.2 – Arranjo do subsistema leste 800 W/m^2 e $35 \text{ }^\circ\text{C}$.

As diferenças entre os dados experimentais e os resultados obtidos a partir da simulação devem-se às incertezas das medidas de irradiância, de temperatura dos módulos (devido à incerteza do sensor e o fato de apenas um módulo ter sua temperatura medida) e da corrente elétrica.

5.5 Simulação do Comportamento das Tensões dos Módulos do Sistema Fotovoltaico

O efeito do sombreamento de uma célula de um módulo no comportamento das tensões ao longo do tempo pode ser simulado a partir de dados de entrada de irradiância, temperatura do módulo e tensão do arranjo.

Inicialmente foi realizada uma aquisição de dados por um período de 3h, de um dia ensolarado e com a irradiância variando entre 750 W/m^2 e 850 W/m^2 durante este intervalo. As medidas de irradiância, temperatura dos módulos e tensão do arranjo foram os resultados experimentais que serviram como dados de entrada para a simulação. A Figura 5.3 ilustra o comportamento da tensão do módulo ES1 ao longo desse período.

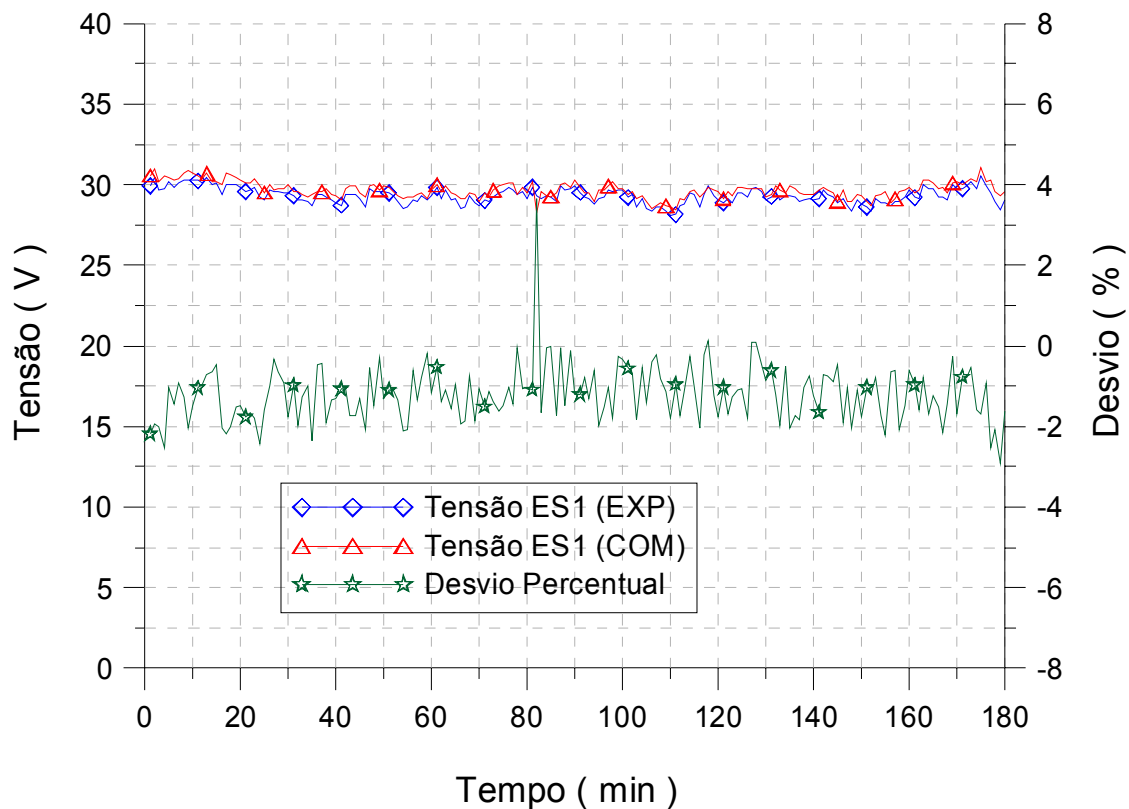


Figura 5.3 – Comportamento da tensão do módulo ES1 ao longo de um período ensolarado.

Verifica-se similaridade entre o comportamento da tensão do módulo obtido a partir de dados experimentais e a distribuição obtida computacionalmente. O desvio máximo percentual é da ordem de 4 %, enquanto que o desvio médio é de 1,2 % e o desvio médio quadrático entre os valores obtidos experimentalmente e computacionalmente é da ordem de apenas 0,1 %.

A Figura 5.4 ilustra o comportamento da tensão do módulo ES3 ao longo do período. Verifica-se concordância entre comportamento da tensão do módulo obtido experimentalmente e a distribuição obtida computacionalmente. A máxima diferença percentual entre os valores obtidos experimentalmente e computacionalmente é da ordem de 5 %, que ocorre ocasionalmente devido à não simultaneidade das medidas, mas o desvio médio e o desvio médio quadrático são, respectivamente, de apenas 0,5 % e 0,05 %.

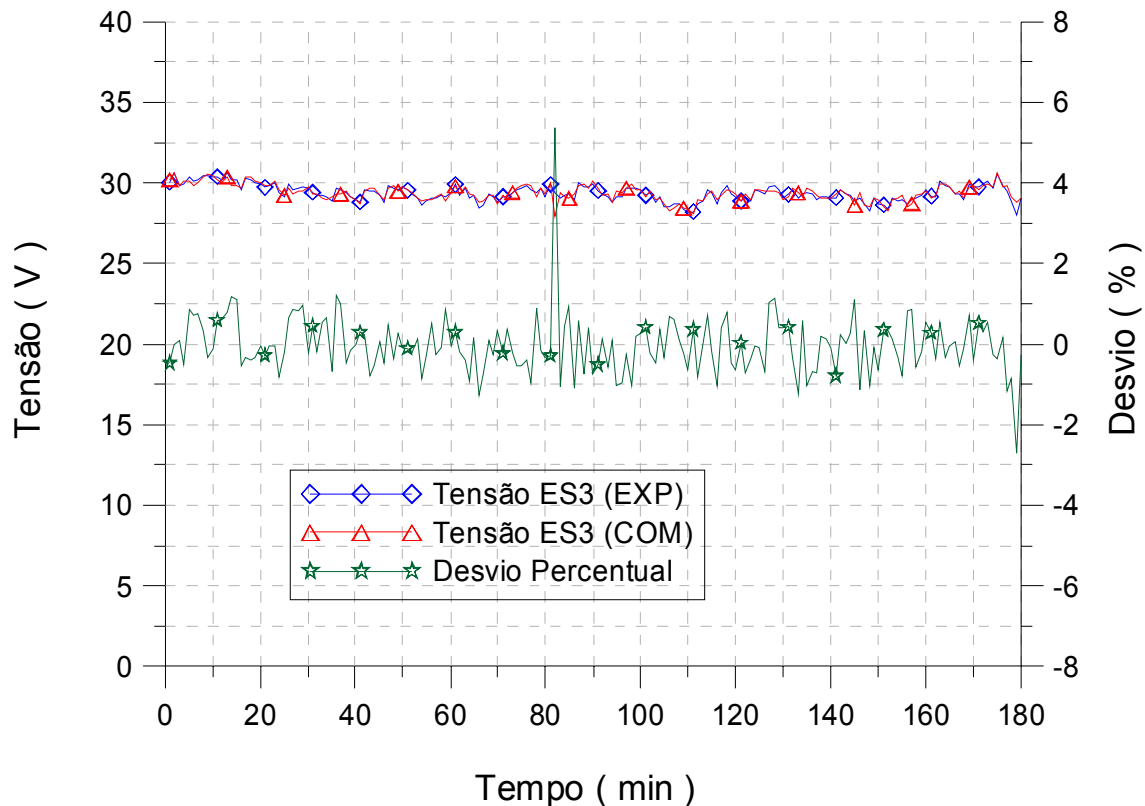


Figura 5.4 – Comportamento da tensão do módulo ES3 ao longo de um período ensolarado.

A simulação do comportamento da tensão dos módulos ao longo do tempo para um período ensolarado mostrou concordância com os dados os experimentais. Na seqüência foi realizada uma

nova aquisição de dados, porém para um período de 1h e com o tempo parcialmente nublado com as medidas de irradiância variando entre 200 W/m^2 e 500 W/m^2 durante o intervalo.

O comportamento da tensão do módulo ES2 ao longo desse período é descrito na Figura 5.5. Verifica-se similaridade entre comportamento da tensão do módulo obtido experimentalmente e a distribuição obtida a partir da simulação computacional, porém o desvio percentual é mais acentuado em relação a um dia ensolarado devido a maior incerteza na medida da irradiância no período, combinada com a falta de concomitância das medidas. A máxima diferença percentual é da ordem de 5 %, mas o desvio médio e o desvio médio quadrático são, respectivamente, de 1,7 % e 0,27 %.

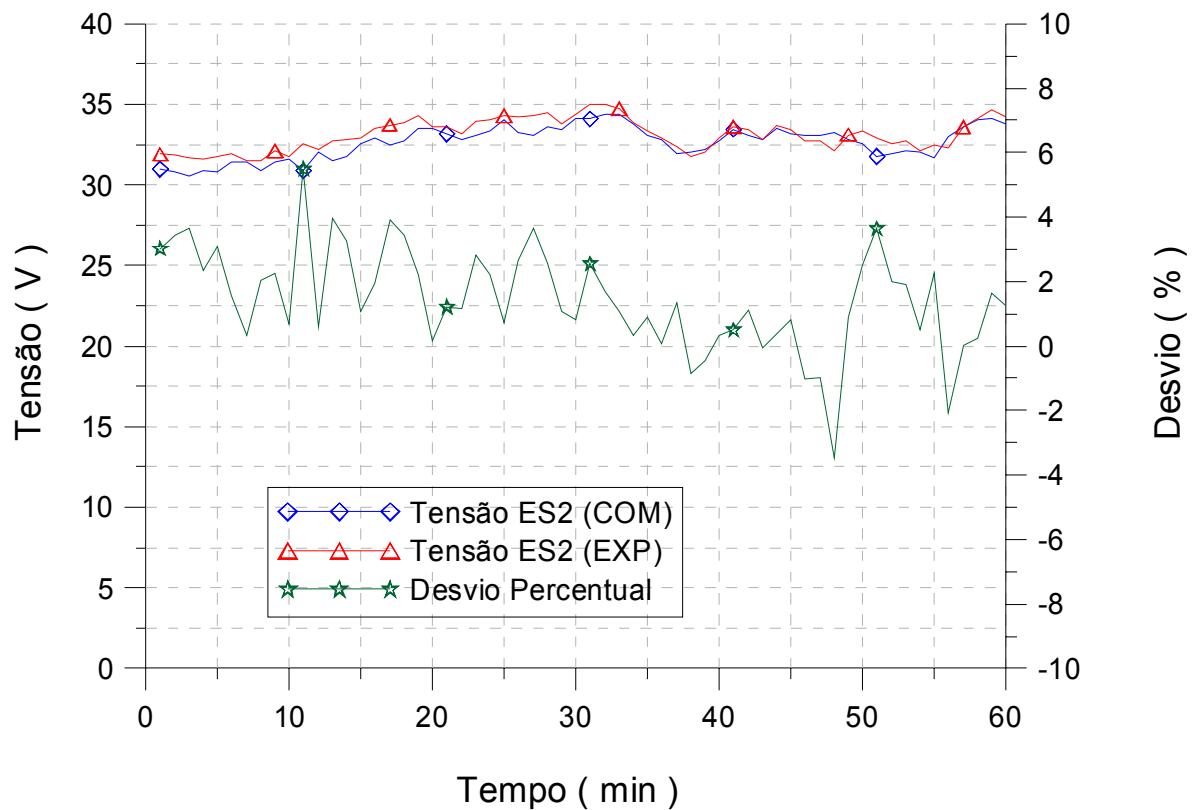


Figura 5.5 – Comportamento da tensão do módulo ES2 ao longo de um período parcialmente nublado.

A Figura 5.6 descreve o comportamento da tensão do módulo ES4 ao longo do período. Observa-se similaridade entre comportamento da tensão do módulo obtida a partir da experimentação e a distribuição obtida computacionalmente. A máxima diferença percentual é da ordem de 5 %, o desvio médio é de 1,6 % e o desvio quadrático médio é de 0,26 %. Como no caso

da análise da Figura 5.5, a explicação para o maior desvio é devido à falta de simultaneidade entre as medidas de tensão, corrente, irradiância e temperatura, tema que foi discutido anteriormente na seção 4.2 desta dissertação.

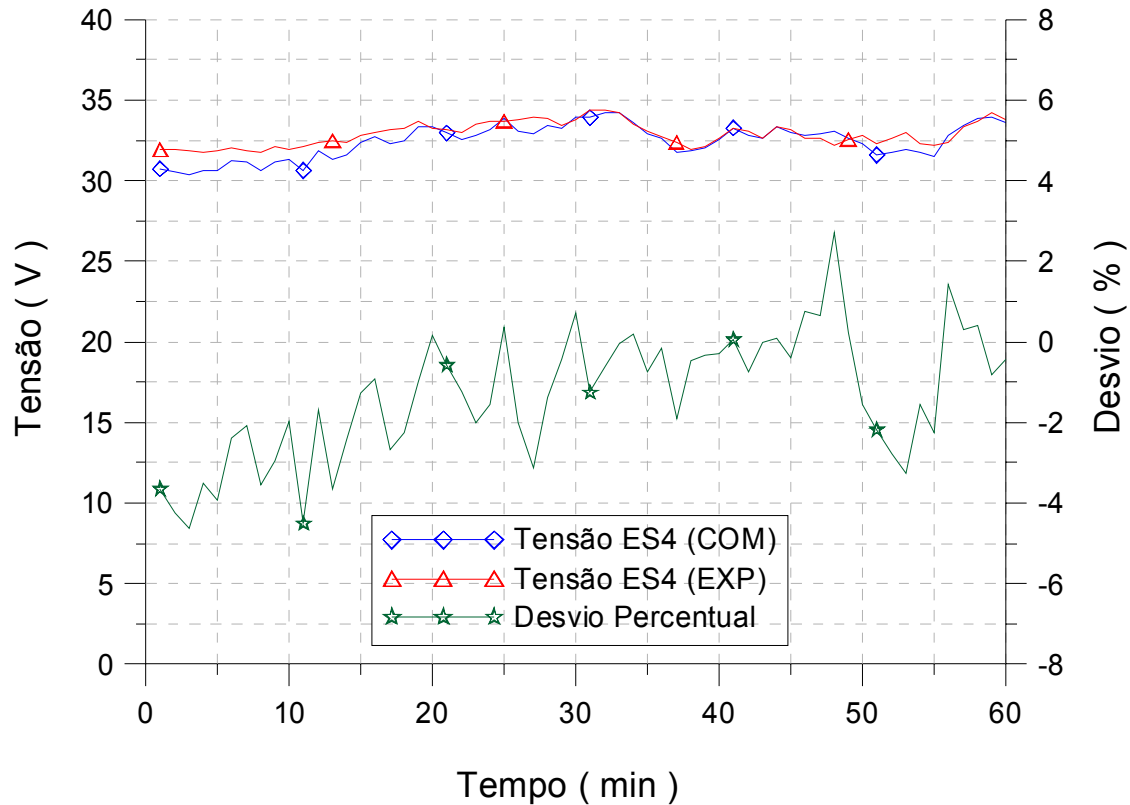


Figura 5.6 – Comportamento da tensão do módulo ES4 ao longo de um período parcialmente nublado.

A simulação do comportamento da tensão dos módulos ao longo do tempo para períodos parcialmente nublados também mostrou similaridade com os dados medidos. O desvio médio e o desvio médio quadrático foram maiores para períodos parcialmente nublados quando comparados com períodos ensolarados.

5.6 Simulação do Sistema Fotovoltaico Operando em Níveis Baixos de Irradiância e Afastado do Ponto de Máxima Potência

Os resultados experimentais mostraram que os módulos ES5, ES6 e ES7 do painel superior e os módulos EI1, EI4 e EI5 do painel inferior apresentam tensões inferiores em relação aos demais

módulos do arranjo em momentos de baixos níveis de irradiância como no amanhecer e entardecer, conforme apresentado no capítulo 4. Essa situação ocorre para dias ensolarados, nublados, parcialmente nublados e para qualquer momento do ano. Este é um comportamento característico dos módulos, propiciado pela polarização que o conversor impõe ao painel nestas ocasiões.

Como descrito anteriormente, os módulos fotovoltaicos foram ensaiados por Krenzinger e Prieb (2005) antes de sua instalação. A partir da simulação das curvas características dos módulos para baixas irradiâncias, pode-se verificar que os módulos referenciados acima apresentam curvas características de menor qualidade que as curvas características dos demais módulos do arranjo. A Figura 5.7 mostra a curva característica do arranjo e de alguns módulos para irradiâncias da ordem de 100 W/m^2 . Uma comparação entre as curvas características dos módulos ES5 e ES8, confirma que para um mesmo valor de corrente elétrica a tensão do módulo ES5 é menor que a tensão do módulo ES8.

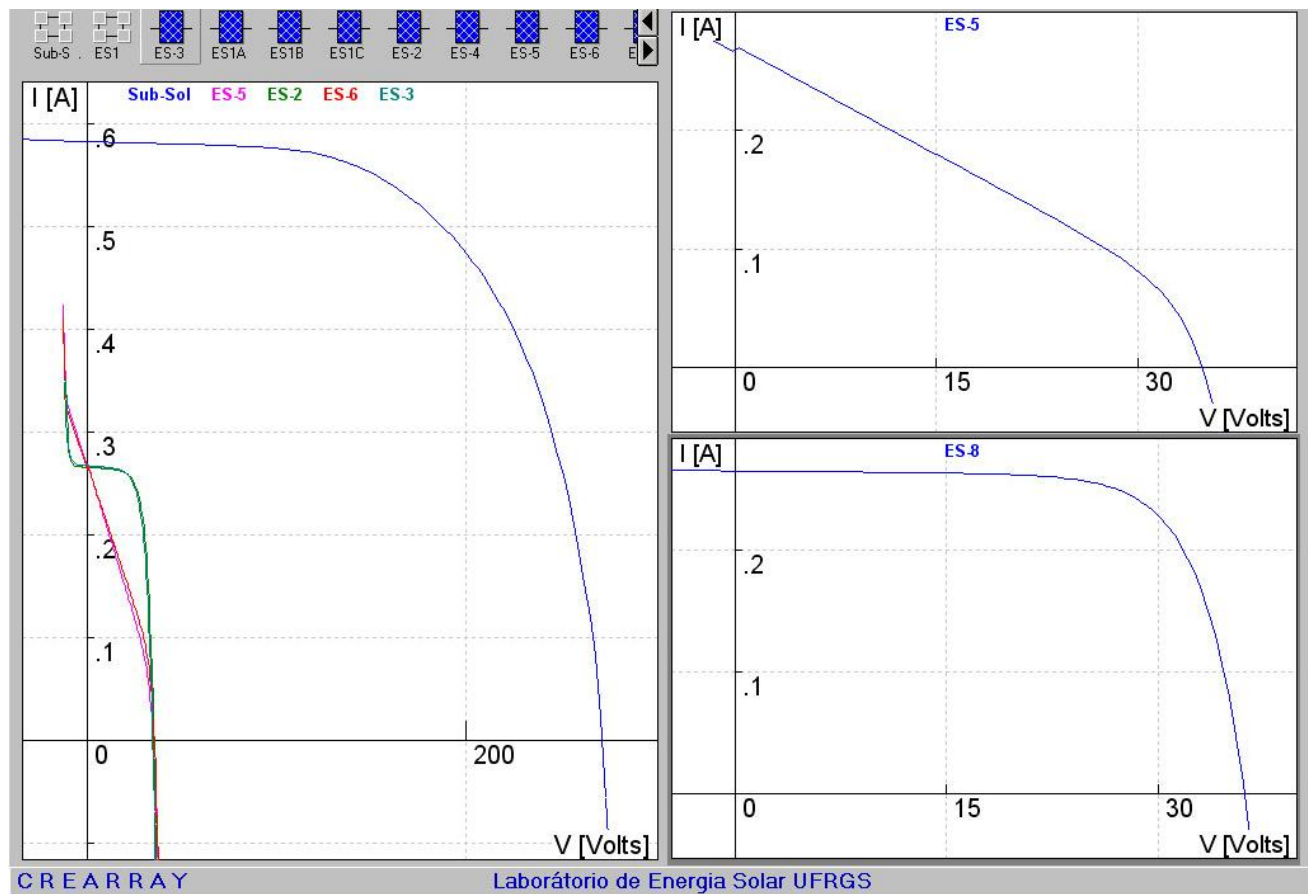


Figura 5.7 – Curvas características em baixos níveis de irradiâncias.

Quando o conversor está operando em uma região próxima ao ponto de máxima potência a tensão de operação dos módulos é similar, como observado experimentalmente e a partir da comparação entre os módulos ES5 e ES8 na Figura 5.8. Para uma polarização do arranjo próxima ao ponto de máxima potência (uma tensão de, aproximadamente, 270 V) a tensão de operação dos módulos ES5 e ES8, respectivamente, é de 33,19 V e 33,46 V. Uma diferença percentual da ordem de 1 %. Para os demais módulos o comportamento é similar.

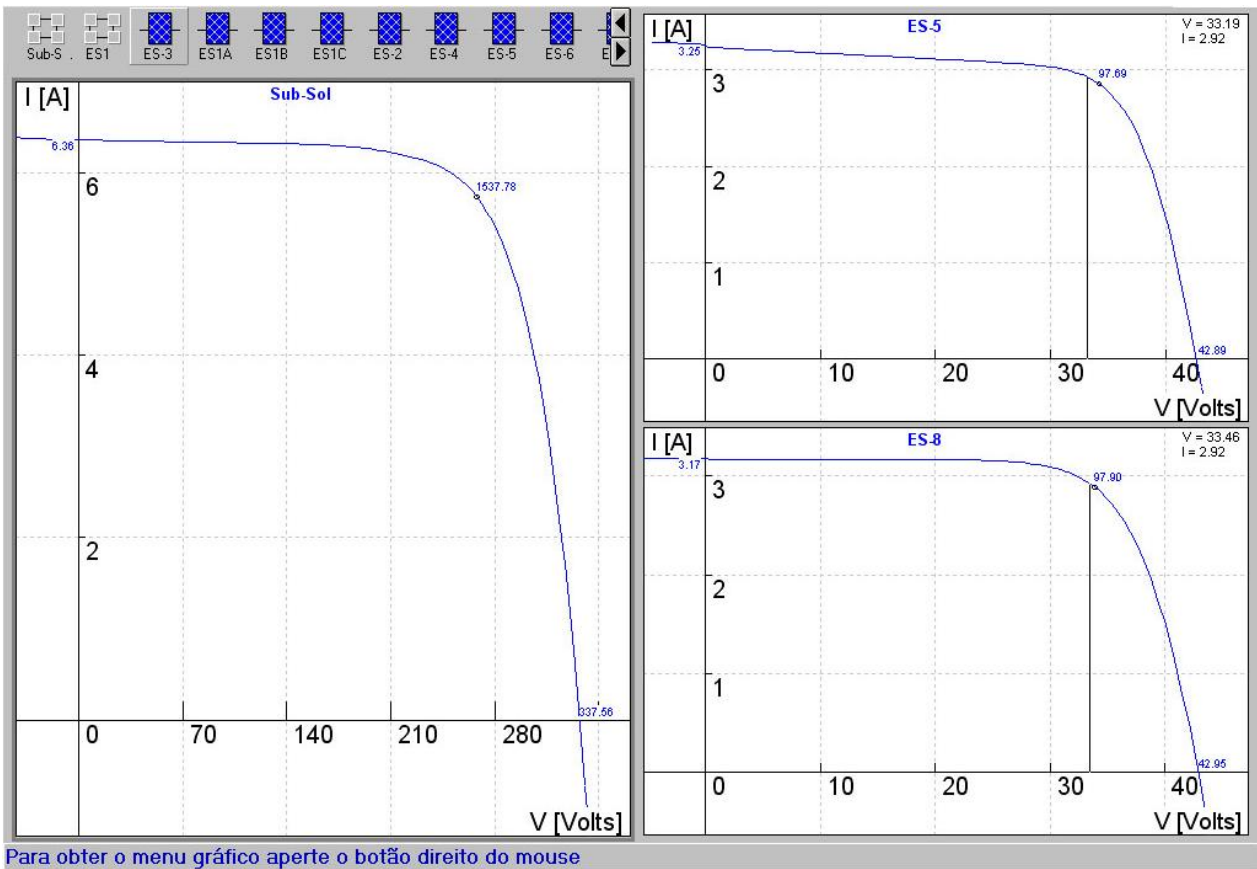


Figura 5.8 – Curvas características com polarização do arranjo próxima ao ponto de máxima potência.

A simulação mostrou que os módulos ES5, ES6, ES7, EI1, EI4, EI5 apresentam valores de resistência série (R_S) elevados e valores de resistência paralela (R_P) baixos, enquanto que os demais módulos apresentam valores de R_S baixos e de R_P altos. Considerando uma situação em que o arranjo está polarizado em uma região afastada do ponto de máxima potência (uma tensão da ordem

de 140 V) a tensão de operação do módulo ES5 é de 12,02 V e a tensão de operação do módulo ES8 é de 23,61 V como pode ser verificado na Figura 5.9, ou seja, uma diferença percentual da ordem de 95 %. Para os demais módulos a situação é similar.

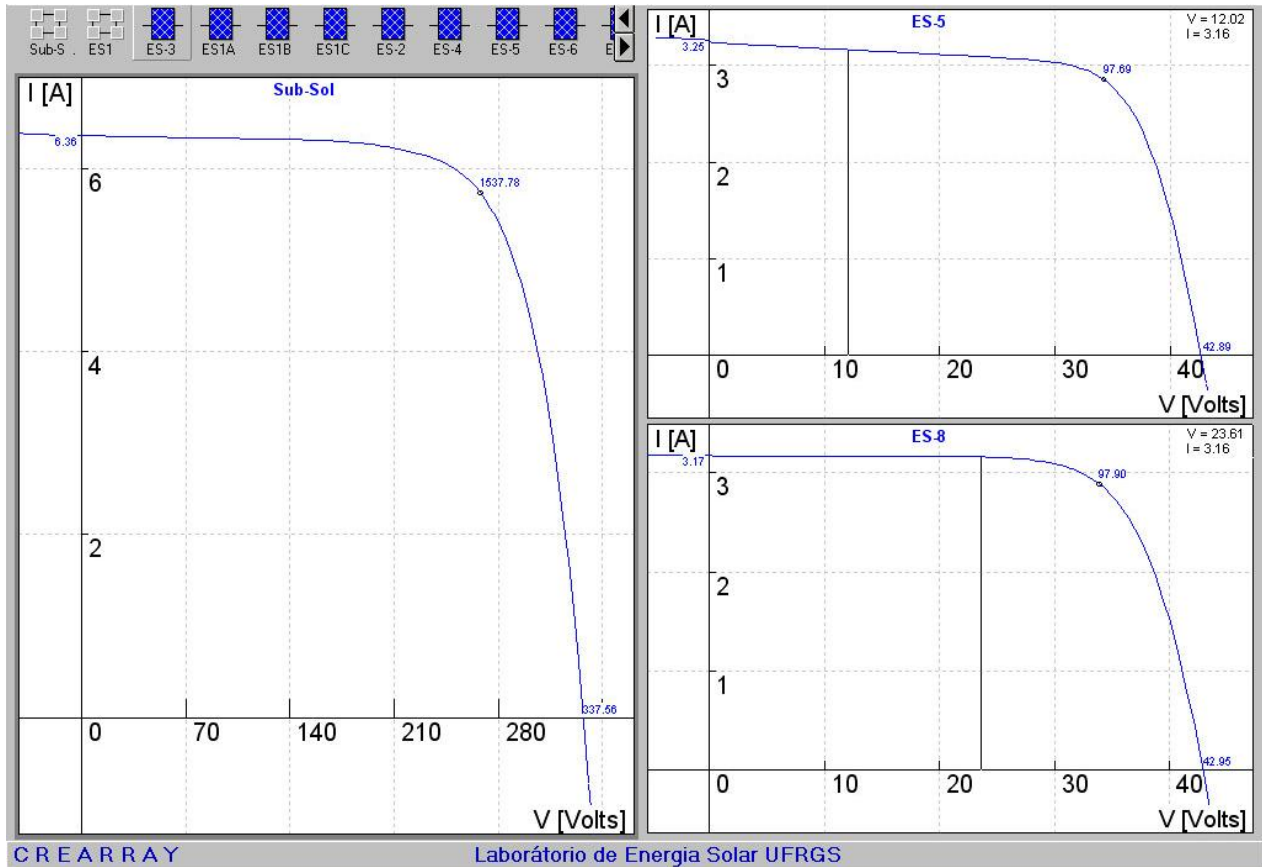


Figura 5.9 - Curvas características com polarização do arranjo afastada do ponto de máxima potência.

5.7 Medição Termográfica do Sistema Fotovoltaico

Como descrito anteriormente, em sistemas com mais de um módulo fotovoltaico tem-se um problema de perdas por associação, denominado *mismatch loss*. Esse efeito corresponde à diminuição da potência total do sistema quando comparada com a soma das potências individuais de todos os módulos associados devido às diferenças elétricas entre os módulos e possíveis sombreamentos. Uma célula que estiver sombreada pode funcionar como carga para as demais

células ocasionando uma dissipação exagerada de potência sobre ela e, por conseqüência, provocando um aquecimento que pode causar danos à célula. Esse fenômeno é conhecido como *hot-spot* (pontos quentes).

Todo corpo acima do zero absoluto emite radiação eletromagnética devido ao movimento das cargas elétricas das suas partículas. Este movimento caracteriza a energia interna do corpo e é proporcional à sua temperatura.

A termografia é uma técnica que permite o registro do campo de temperaturas de uma cena focalizada, através da energia radiante infravermelha emitida pelos objetos do campo de visão da câmera termográfica.

O plano focal da câmera termográfica é formado por um arranjo de um grande número de sensores de radiação, que detectam de forma diferencial a irradiância incidente neste plano. Esta irradiância constitui uma imagem que reproduz o campo de radiação infravermelha emergente dos objetos presentes no campo de visão do equipamento. A imagem é projetada através de lentes transparentes à radiação infravermelha na banda de interesse de forma análoga aos sistemas óticos utilizados em câmeras fotográficas (Krenzinger, 2006).

Os detectores matriciais são comumente fabricados a partir de processos de deposição de óxidos metálicos formando pequenos termistores que são chamados de micro-bolômetros e cada pixel tem dimensões da ordem de 50 μm de lado. Cada pixel recebe irradiância proporcional à radiosidade de um ponto (ou região) do campo de visão das lentes e aumenta sua temperatura proporcionalmente à radiação absorvida. A temperatura atingida por cada detector é medida eletronicamente e transferida através de um sistema de varredura que resulta em uma seqüência de pulsos de tensão. Um algoritmo então pode calcular a radiosidade do objeto observado a partir da temperatura do sensor e, principalmente, o campo de radiosidade dentro do campo de visão das lentes a partir das diferenças de temperatura entre os detectores do arranjo (Krenzinger, 2006).

Finalmente a radiosidade é transformada em uma matriz de temperaturas dos objetos no campo de visão. Os dados dessa matriz são processados e utilizados para formar imagens em tons de cinza, onde cada intensidade corresponde à suposta temperatura de um dos pontos do objeto focalizado. Em um segundo processamento, estes tons de cinza são substituídos artificialmente por cores de uma paleta de 256 opções, resultando em uma imagem que revela a distribuição de temperaturas em todo o campo visual.

A termografia de dispositivos fotovoltaicos permite uma visualização de todo o campo de temperaturas e não apenas a temperatura de um único ponto. As análises térmicas em células de

silício mono e policristalino, reversamente polarizadas com uma fonte, pode mostrar problemas de fugas de corrente por efeito de resistências paralelas. As aplicações da termografia na área da pesquisa em energia solar estende-se à tecnologias de ambiente construído, conversão térmica e conversão fotovoltaica, sendo uma importante ferramenta de estudo.

A Figura 5.10 mostra o campo de temperaturas de dois módulos fotovoltaicos que compõem o subsistema leste da instalação. Verifica-se que as duas células que se encontram sombreadas apresentam temperaturas da ordem de 50 °C enquanto as demais células apresentam temperaturas da ordem de 30 °C. A captura da termografia foi feita pela parte posterior dos módulos. As barras em azul correspondem às estruturas dos módulos e do arranjo.

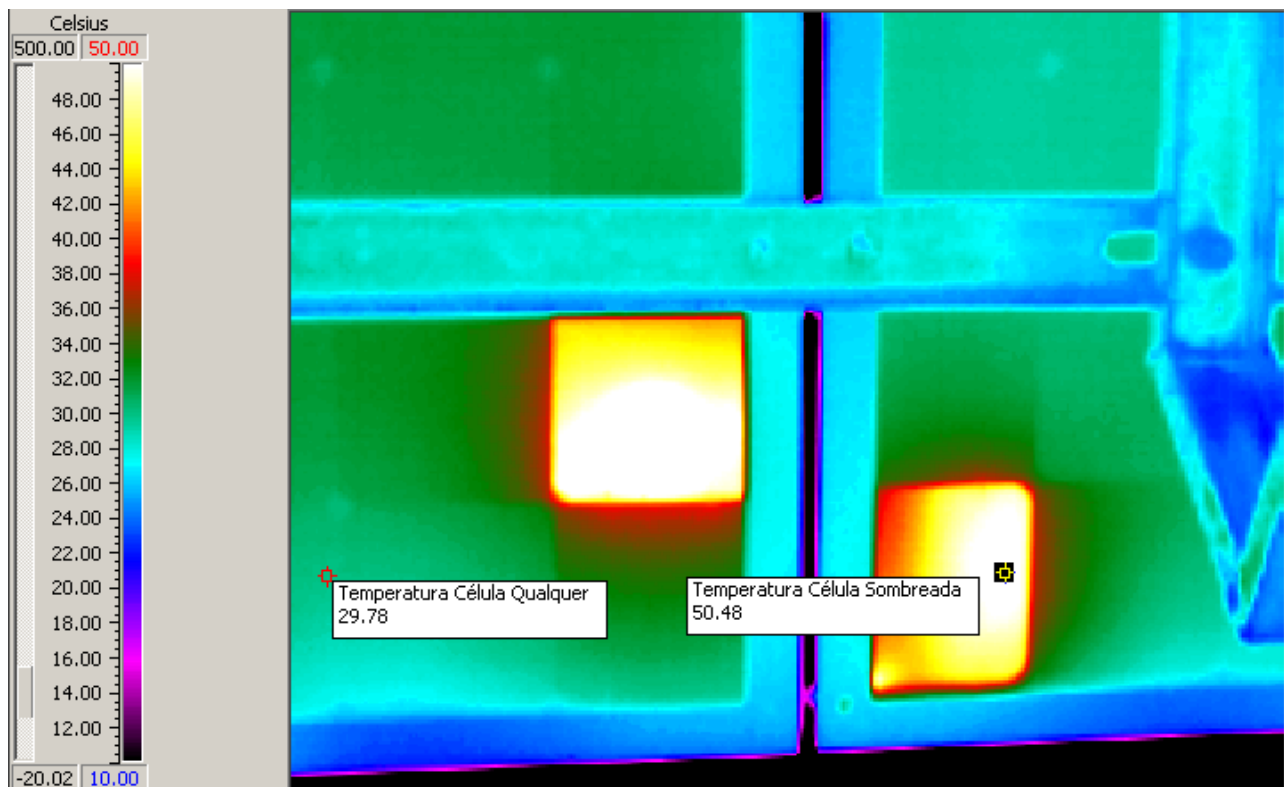


Figura 5.10 – Distribuição de temperaturas em módulos da instalação fotovoltaica que tiveram células sombreadas.

A Figura 5.11 mostra a distribuição do campo de temperaturas de um módulo fotovoltaico. Este módulo apresenta uma célula defeituosa (com uma rachadura) que apresenta uma temperatura da ordem de 40 °C e uma célula sombreada que também apresenta uma temperatura de aproximadamente, 40 °C enquanto as demais células apresentam temperaturas da ordem de 30 °C.

Para a situação descrita, uma célula sombreada apresenta uma condição equivalente a uma célula defeituosa. A imagem corresponde à parte posterior de um módulo fotovoltaico apoiado em uma estrutura metálica.

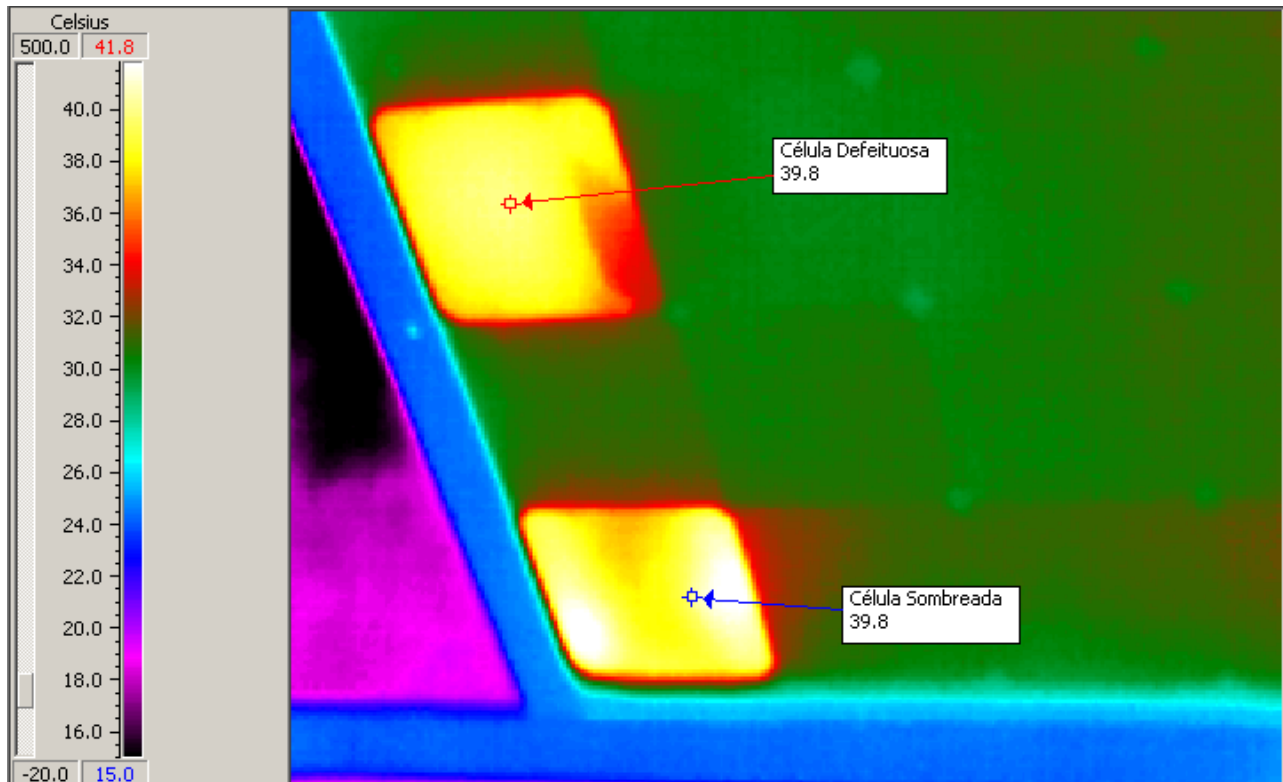


Figura 5.11 – Distribuição de temperatura em um módulo que apresenta uma célula defeituosa e outra célula sombreada.

A Figura 5.12a mostra um módulo fotovoltaico em equilíbrio térmico com o ambiente e em circuito aberto enquanto que a Figura 5.12b mostra o mesmo módulo também em equilíbrio térmico, mas em curto circuito. As duas termografias foram realizadas no mesmo dia e sobre o mesmo módulo, com condições ambientais similares.

Quando o módulo encontra-se em circuito aberto o seu campo de temperatura é uniforme. Em condição de curto circuito pode-se verificar que o campo de temperaturas do módulo não é mais uniforme e a energia solar convertida em energia elétrica das células acaba sendo dissipada em algumas poucas células resultando em uma região mais aquecida do módulo.

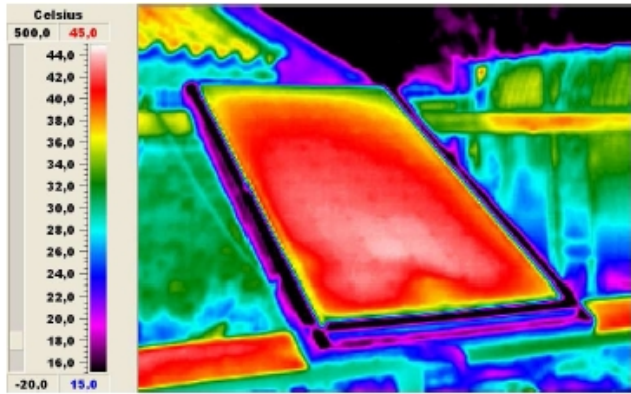


Figura 5.12a – Módulo fotovoltaico em condição de circuito aberto.

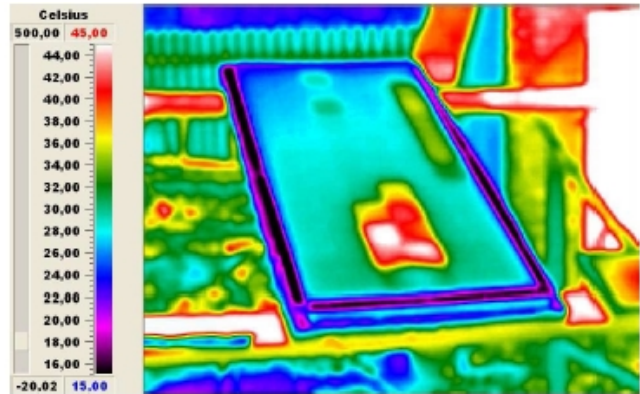


Figura 5.12b – Módulo fotovoltaico em condição de curto circuito.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou uma análise da distribuição de tensões de uma associação de módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica. O sistema com potência de 4800 W_p, constituído por três subsistemas de 16 módulos de silício monocristalino com potência nominal de 100 W_p, está instalado no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

A análise da instalação contemplou o comportamento das tensões individuais dos módulos do arranjo leste, as tensões e correntes dos seis painéis do sistema, monitorando também a irradiância no plano dos módulos, a temperatura ambiente e a temperatura dos módulos.

Verificou-se que o acúmulo de sujeira e poeira na superfície dos módulos pode afetar o desempenho dos mesmos, reduzindo sua eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica.

Em sistemas com mais de um módulo fotovoltaico tem-se um problema de perdas por associação, conhecido como *mismatch loss*, que corresponde a diminuição da potência total do sistema quando comparada com a soma das potências individuais dos módulos associados devido às diferenças elétricas entre os módulos e possíveis sombreamentos. Uma célula que estiver sombreada pode funcionar como carga para as demais células ocasionando uma dissipação exagerada de potência sobre ela e, por consequência, provocando um aquecimento que pode causar danos à célula. Esse efeito é denominado *hot spot*. Para evitar essas situações indesejadas são utilizados dispositivos de proteção, entre os mais comuns, diodos de *bypass* e bloqueio. Os primeiros são ligados em anti paralelo com um grupo de células de um módulo. Para o modelo I-100/24 que apresenta 72 células em série, há três diodos de *bypass*, que protegem um grupo de 24 células cada um. O diodo de bloqueio protege um módulo, ou um

painel, de correntes reversas de outros módulos, ou painéis. Para o sistema fotovoltaico em estudo, há um diodo de bloqueio por painel.

A tensão de operação de cada célula de um módulo é da ordem de 0,5 V. Módulos que tiveram uma ou mais células sombreadas, porém envolvidas pelo mesmo circuito do diodo de bypass, apresentam tensões $1/3$ inferiores quando comparados em condições normais de funcionamento (sem sombreamento). Isso representa uma perda energética da ordem de 35 %. Quando o sombreamento ocorre em duas (ou mais) células de circuitos protegidos por dois diodos de bypass diferentes, as perdas de energia são da ordem de 70 % e os valores de tensões $2/3$ inferiores. Se o sombreamento ocorrer em células dos circuitos protegidos por três diodos de bypass, pode ocorrer perda total de energia, uma vez que o módulo encontra-se operando com tensão reversa, da ordem de 2 V. A corrente elétrica do painel que tem módulos sombreados também é afetada, sendo menor quando comparada com o painel de módulos que não tem células sombreadas. Portanto os diodos de bypass e bloqueio protegem o sistema de danos causados pelo aquecimento de células sombreadas ou defeituosas.

Em dias, em que há maior transferência de calor por convecção (dias com vento) os módulos superiores apresentaram temperaturas de operação menores em relação aos módulos localizados na parte inferior. Essa condição ocasionou uma maior tensão de operação dos módulos localizados na parte superior e, por conseqüência, maior eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica.

A potência CC de cada arranjo é de 1600 W_p, na condição padrão, mas a potência máxima CC de entrada no conversor CC/CA é de 1210 W, ou seja, o sistema está sobredimensionado. Em situações que a irradiância atinge valores acima de 1000 W/m² há perdas de energia. Quando a temperatura do conversor CC/CA atinge a máxima temperatura de operação, o seguidor de máxima potência do mesmo desloca o ponto de máxima potência para um valor maior de tensão de operação dos módulos e conseqüentemente um valor menor de corrente elétrica. A escolha de um conversor CC/CA para uma determinada instalação deve levar em consideração a qualidade de sua eficiência de conversão e o desempenho de seu algoritmo de seguimento de máxima potência, sendo que, para baixos níveis de irradiância e em dias nublados com grande variação de irradiância o seguimento de máxima potência tem maior dificuldade de encontrar o ponto ótimo de operação.

O programa CREARRAY mostrou-se uma importante ferramenta de simulação de arranjos fotovoltaicos. Os resultados obtidos a partir da simulação apresentaram concordância com os dados que foram adquiridos experimentalmente. A partir da simulação foi possível prever que diferenças da ordem de 10 °C na temperatura dos módulos produzem variações da

ordem de 10 V na tensão de operação dos painéis e que em baixos níveis de irradiância os módulos apresentam desempenhos diferentes, comprovando os resultados experimentais. Finalmente, a termografia apresenta-se como ferramenta complementar na análise de sistemas de conversão de energia solar, e permitiu a visualização do campo de temperatura de módulos da instalação e a equivalência térmica entre células defeituosas e sombreadas.

A seguir são descritas algumas propostas para o desenvolvimento de futuros trabalhos.

- Estudo da influência do fator de dimensionamento do conversor CC/CA, da temperatura de operação do conversor e da temperatura dos módulos na correlação entre a potência e a irradiância para o sistema fotovoltaico conectado à rede.
- Análise do algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência do conversor CC/CA utilizado no sistema fotovoltaico conectado à rede.
- Desenvolvimento de um sistema de aquisição de curvas características para arranjos fotovoltaicos.
- Ampliação e análise do sistema de monitoramento da instalação a partir da inclusão de medidas de temperaturas em diferentes módulos, velocidade do vento e tensão dos módulos da instalação e validação de um programa de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- American Society for Testing and Materials ASTM E 1036, 2002. **E 1036 Standard Methods of Testing Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells**, USA.
- Bhattacharya, G., et al, 1991. **Removal of the Hot Spot Problem in Photovoltaic Modules and Arrays**. Sol Cells, vol. 31, pp. 1-12.
- Bishop, J. W., 1988. **Computer Simulation of the Effects of Electrical Mismatches in Photovoltaic Cell Interconnection Circuits**. Sol Cells, vol. 25, pp. 73-89.
- Bucciarelli Jr., L. L., 1979. **Power Loss in Photovoltaic arrays due to mismatch in cell characteristics**. Sol Cells, vol. 23, pp. 277-288.
- Chamberlin, C. E., et al, 1995. **Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays**. Solar Energy, vol. 54, pp. 165-171.
- Comission of the European Communities – **Directorate General for Energy**. Photovoltaic in 2010. The World PV Market to 2010. v.3, p.232, 1995.
- Dias, J. B., 2006, **Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para Otimização do Fator de Dimensionamento**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil.
- Dias, J. B., Krenzinger, A., Prieb, C. W. M., 2005. **Análise del comportamiento de una Instalación Fotovoltaica Conectada a la Rede Eléctrica de Distribución**, Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente, ASADES.
- Gonzáles, C. C., 1986. **Photovoltaic Array Loss Mechanisms**. Sol Cells, vol. 18, pp. 373-382.

- González, C. C., et al, 1984. **Determination of Hot Spot Susceptibility of Multistring Photovoltaic Modules in a Central-Station Application.** Proc. 17th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 668-675.
- González, C. C., Weaver, R., 1980. **Circuit Design Considerations for Photovoltaic Modules and Systems.** Proc. 14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 528-535.
- Gupta, A., Milnes A. G., 1981. **Effects of shading and Defects in Solar Cell Arrays.** Proc. 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1111-1116.
- Hecktheuer, L. A., 2001, **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos.** Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil.
- Hecktheuer, L.A., Krenzinger, A., Prieb, C.W.M., 2002. **Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis,** Journal of The Brazilian Society of Mechanical Sciences, 24: 26 – 31.
- Hollman, J. P., 1996. **Experimental Methods for Engineers,** McGraw-Hill, New York.
- Iannone, F., Noviello, G., Sarno, A., 1998. **Monte Carlo Techniques to Analyse the Electrical Mismatch Losses in Large Scala Photovoltaic Generators.** Solar Energy, vol. 62, pp. 85-92.
- Iliceto, A, et al, 1998. **Assessment of Blocking and Bypass Diodes Application in PV Power Plants.** 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 2. Anais Vienna, pp. 2108-2111.
- IEA – International Energy Agency. PVPS – **Photovoltaic Power Systems Programme.** Annual Report 2002.
- IEA – Internacional Energy Agency. PVPS – **Photovoltaic Power Systems Programme. Trends in Photovoltaics Applications;** Survey Report of selected IEA Countries between 1992 and 2002; August 2003.

- King, M., Hiroshi, K., Izumi, T., Yoshihiro, H. (2003). **Degradation Factor Analysis of Crystalline-Si PV Modules Through Long-Term Field Exposure Test**. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan.
- King, D.L. Kratochvil, J.A. Quintana, M.A. McMahon, T.J. (2000). **Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing**. **Photovoltaic Specialists Conference - Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE**, 1487-1490.
- King, D. L., Boyson, W. E. E Kratochvil, J. A., 2004. **Photovoltaic Array Performance Model**, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New México, 87185-0752.
- Krenzinger, A., 2006. **Aplicações da Termografia na Análise Térmica de Sistemas de Conversão de Energia Solar**. Avances em Energías Renovables y Médio Ambiente. V.10. p.77-84, 2006
- Krenzinger, A., Prieb, C. W. M., 2005. **Clasificación y Selección de Módulos Fotovoltaicos para una Central Conectada a la Red**. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 9, pp 04.19-04.24.
- Krenzinger, A., Dias, J. B., Prieb, C. W. M., 2004, **Sistema Fotovoltaico Conectado à rede no Sul do Brasil**, XII Congresso Ibérico y VII Congresso Iberoamericano de Energia Solar, Vigo, Espanha. 1019-1024.
- Krenzinger, A., Adams, T. R., 2000. **CREARRAY – Programa de Análise de Sistemas Fotovoltaicos**, Laboratório de Energia Solar – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Macêdo, W. N., 2006. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)**. Tese de Doutorado, PIPGE/USP, São Paulo, Brasil.
- Maycock, P., Bradford, T., 2006. **PV Market Update: Soaring Demand continues despite predictions of slowdown**. Renewable Energy World, volume 9, issue 4, july-august.

Maycock, P. 2002. **The World PV Market – production increases 36%**. Renewable Energy World, volume 5, issue 4, july-august.

Maycock, P. 2001. **The PV boom. Where Germany and Japan lead, will Califórnia follow?** Renewable Energy World, volume 4, issue 4, july-august.

NAE, 2005. **Mudança do Clima**, Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, vol 1, pp.252.

NBR10899, 1988. **Conversão Fotovoltaica de Energia Solar Associação Brasileira de Normas Técnicas.**

Prieb, C. W. M., 2002. **Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**, Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS.

Rampinelli, G. A., Dias, J. B., Krenzinger, A., 2006. **Análise da Distribuição de Tensões em uma Associação de Módulos de um Sistema Conectado à Rede.** In: Mercofrio, 2006, Porto Alegre. Anais do Congresso Mercofrio 2006. Porto Alegre. v. CD-ROM, Porto Alegre

Rampinelli, G. A., Krenzinger, A., 2006. **Efeito do Sombreamento em Células de uma Associação de Módulos Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Avances em Energías Renovables y Médio Ambiente. V.10. p.17-24, 2006

Roche, D., Outhred, H., Kaye, R. J., 1995. **Analysis and Control of Mismatch Power Loss in Photovoltaic Arrays.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 3, pp. 115-127.

Saha, H., Bhattacharya, G., Mukherjee, D., 1988. **Mismatch Losses in Series Combinations of Silicon Solar Cells Modules.** Solar Cells, vol. 25, pp. 143-153.

Schmid, R., et al, 1998. **New Protection Principle Against Hot Spots in Crystalline Silicon Cell Modules for Implementing in Module-integrated Inverters.** 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Viena, Áustria, 1906-1911.

Tolmasquim, M. T., 2003. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro, Interciência: Cenergia.

Vera, L. H., Prieb, C. W. M., Krenzinger, A., 2006. **Comparação do Desempenho de Módulos Fotovoltaicos Após Seis Anos de Operação**. Avances em Energías Renovables y Médio Ambiente. V.10. p.25-32, 2006

Vuolo, J. H., 1998. **Fundamentos da Teoria de Erros**, Edgard Blücher, São Paulo.

Wiles, J. C., King, D. L., 1997. **Blocking Diodes and Fuses in Low Voltage PV Systems**. Proc 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.

Zilles, R., Lorenzo, E., 1993. **An Analytical Model for Mismatch Losses in PV Arrays**. International Journal of Solar Energy, vol. 13, pp. 121-133.

CONSULTAS

ABENS, “Associação Brasileira de Energia Solar”. www.abens.com.br

ABNT, “Associação Brasileira de Normas Técnicas”. www.abnt.org.br

Agilent Technologies, 1999. **User’s Guide”, Manual do Fabricante do Multímetro Agilent 34970A**.

ASADES, “Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente”. www.asades.org.ar

CIEMAT, “Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas”. www.ciemat.es

CEPEL-CRESESB, 1999. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2006p.

CEPEL-CRESESB, “Centro de Pesquisas de Energia Elétrica”. www.cresesb.cepel.com.br

Duffie, J. A., Beckman, W. A., 1991. **Solar Engineering of Thermal Processes**. John Wiley, New York. 2. ed., 919p.

EIA, “Energy Information Administration”. www.eia.doe.gov

ISES, “International Solar Energy Society”. www.ises.org

ISOFOTÓN, www.isofoton.com

MCT, “Ministério da Ciência e Tecnologia” www.mct.gov.br

NAE, “Núcleo de Assuntos Estratégicos”. www.nae.gov.br

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

Rüther, R., 2004. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. UFSC/Labsolar, 114p.

SMA Technologie AG, 2003. **Manual de Instrução do Equipamento Sunny Boy**, Descrição Técnica do Fabricante.

SMA Technologie AG, 2005. **Técnica de Sistemas para Aplicaciones Fotovoltaicas**, Sunny Family.

Vera, L. H., 2004, **Programa Computacional para Dimensionamento e Simulação de Sistema Fotovoltaicos Autônomos**. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil.

PUBLICAÇÕES DURANTE O MESTRADO

Rampinelli, G. A.; Dias, J. B.; Krenzinger, A.. **Análise da Distribuição de Tensões em uma Associação de Módulos de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.** In: Mercofrio, 2006, Porto Alegre. Anais do Congresso Mercofrio 2006. Porto Alegre: ASBRAV, 2006. v. CD-ROM, 2006.

Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A.. **Efeito do Sombreamento em Células de uma Associação de Módulos Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Avances en Energías Renovables y Médio Ambiente, v.10, p.17-24, 2006.

Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A.. **Análise da Distribuição de Tensões, Correntes e Potências em uma Associação de Módulos de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.** In: CBENS, 2007, Fortaleza. Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar 2007.

ANEXO A SISTEMA FOTOVOLTAICO EM CONDIÇÃO DE NÃO SOMBREAMENTO E PARA UM DIA ENSOLARADO (INVERNO)

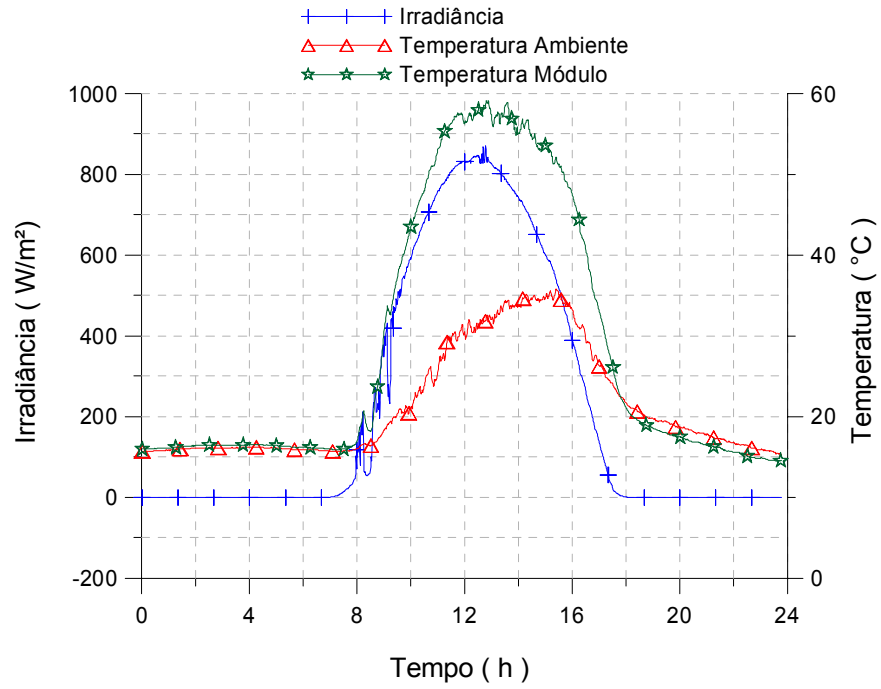


Figura A1. Comportamento da irradiância, temperatura dos módulos e temperatura ambiente.

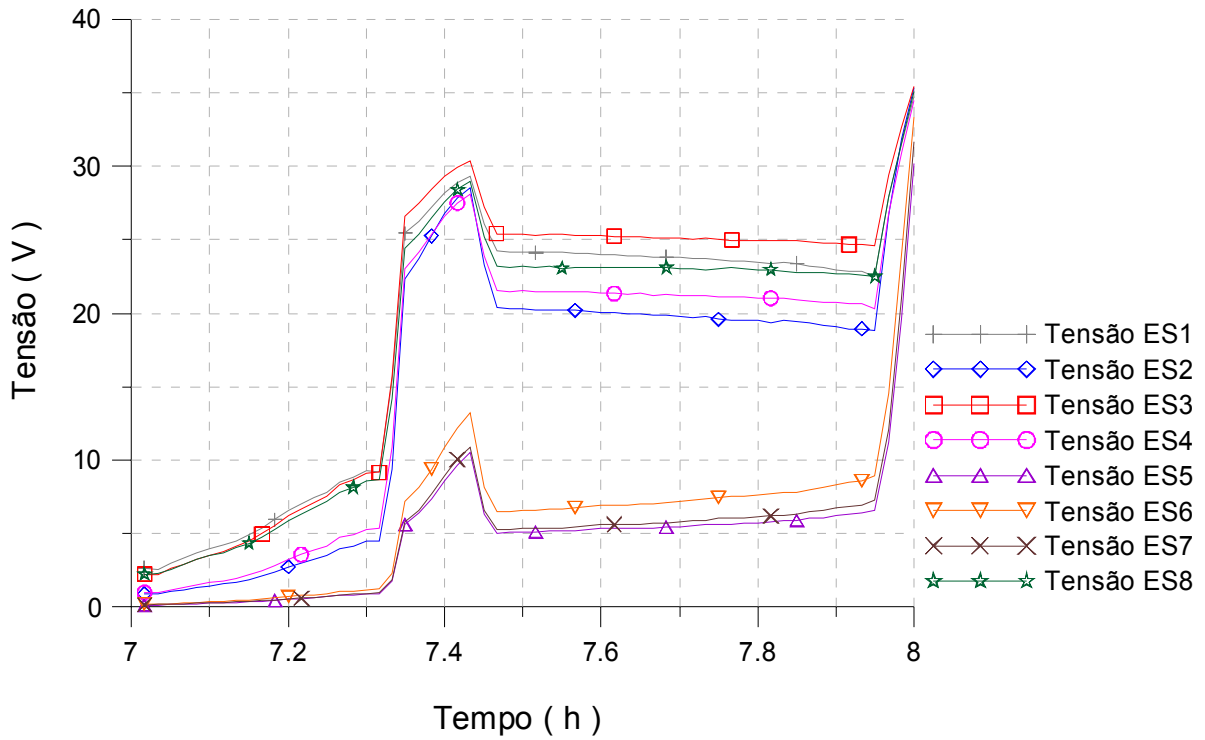


Figura A2. Comportamento da tensão dos módulos superiores.

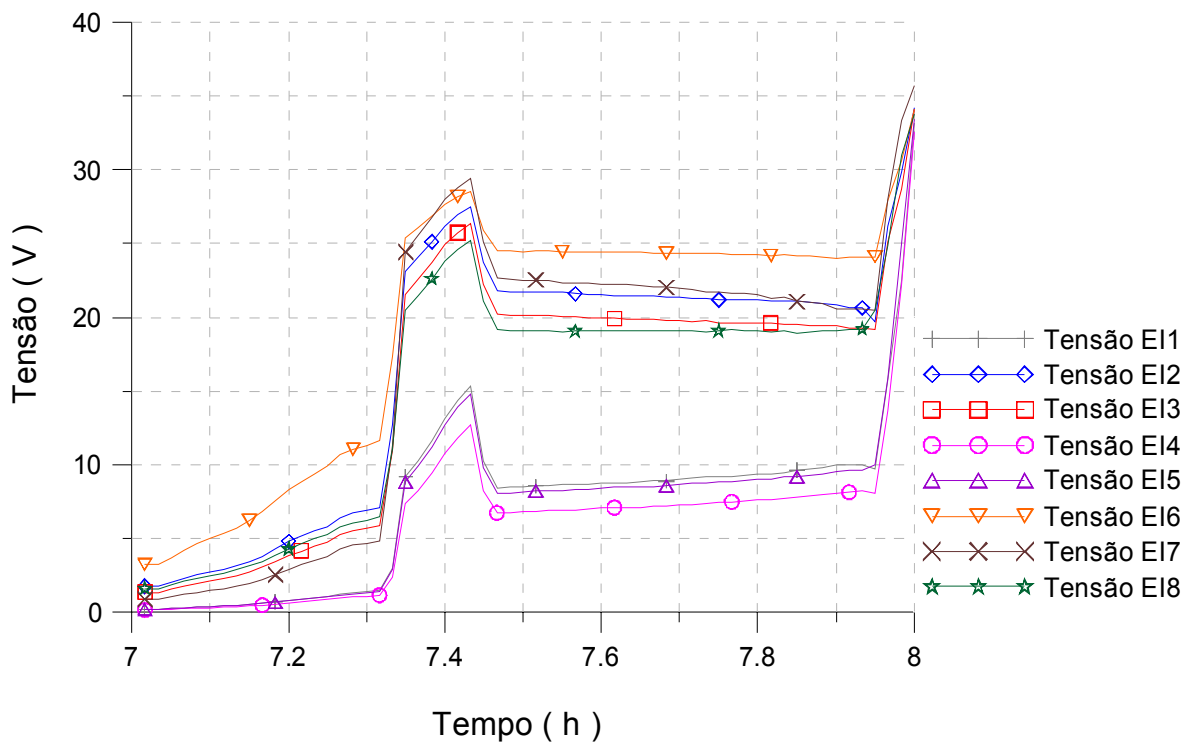


Figura A3. Comportamento da tensão dos módulos inferiores.

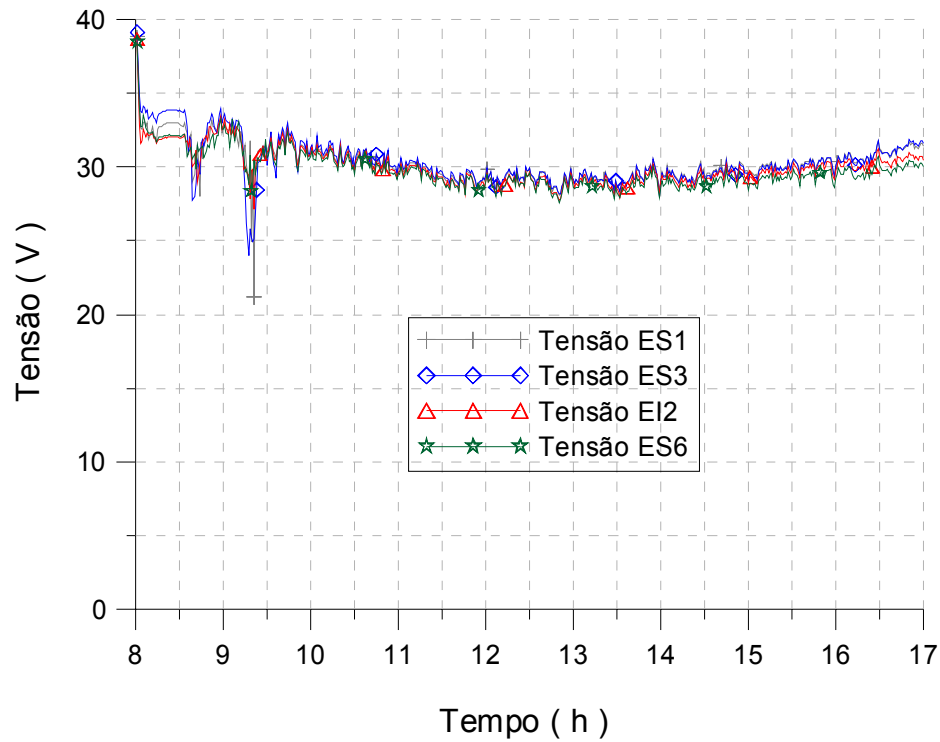


Figura A4. Comportamento da tensão dos módulos do arranjo leste.

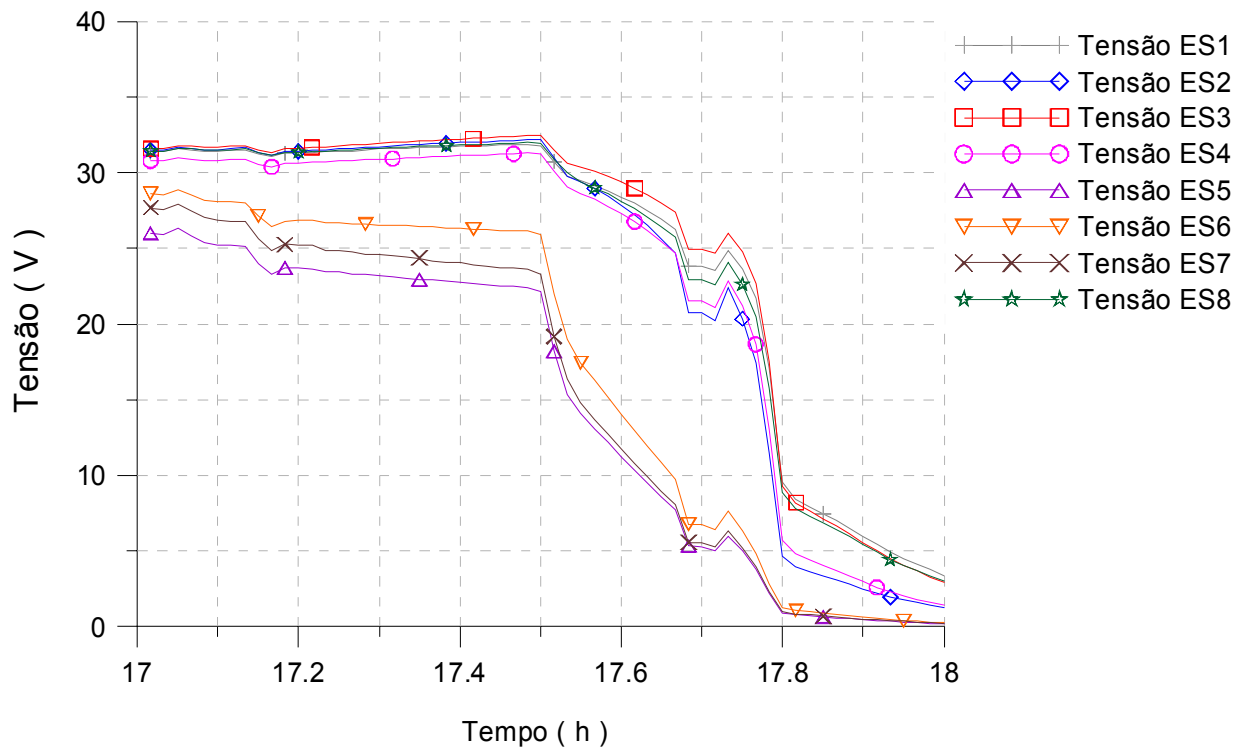


Figura A5. Comportamento da tensão dos módulos superiores.

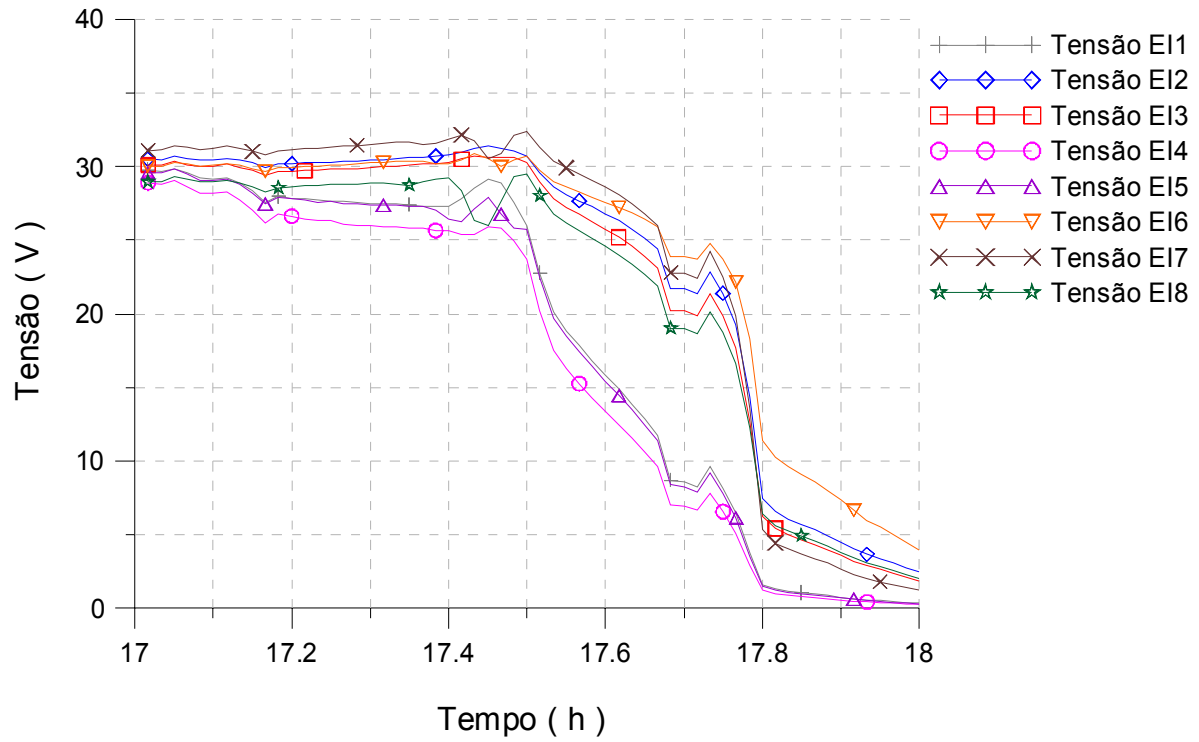


Figura A6. Comportamento da tensão dos módulos inferiores.

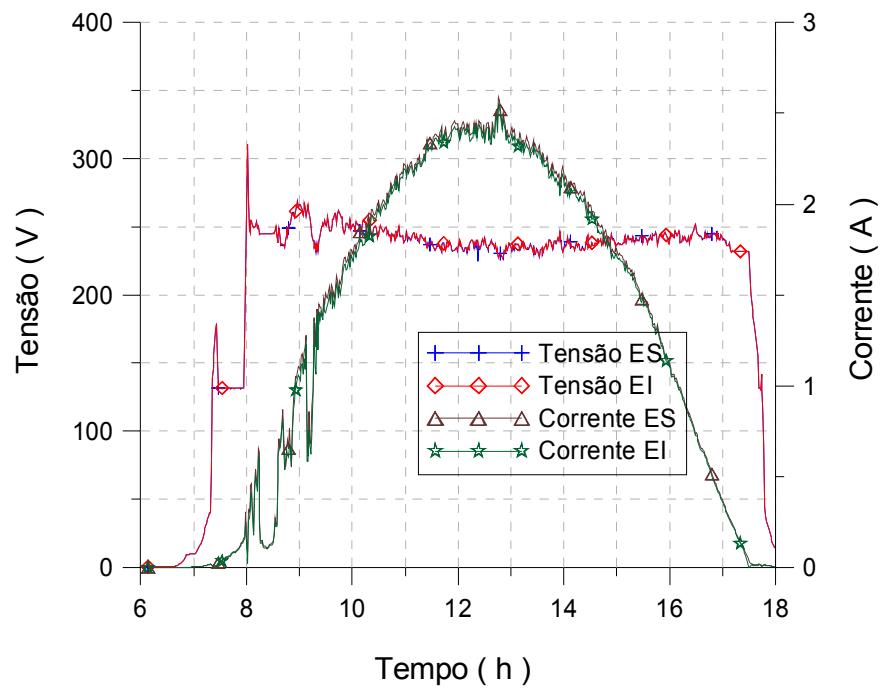


Figura A7. Comportamento da tensão e corrente dos painéis, superior e inferior.

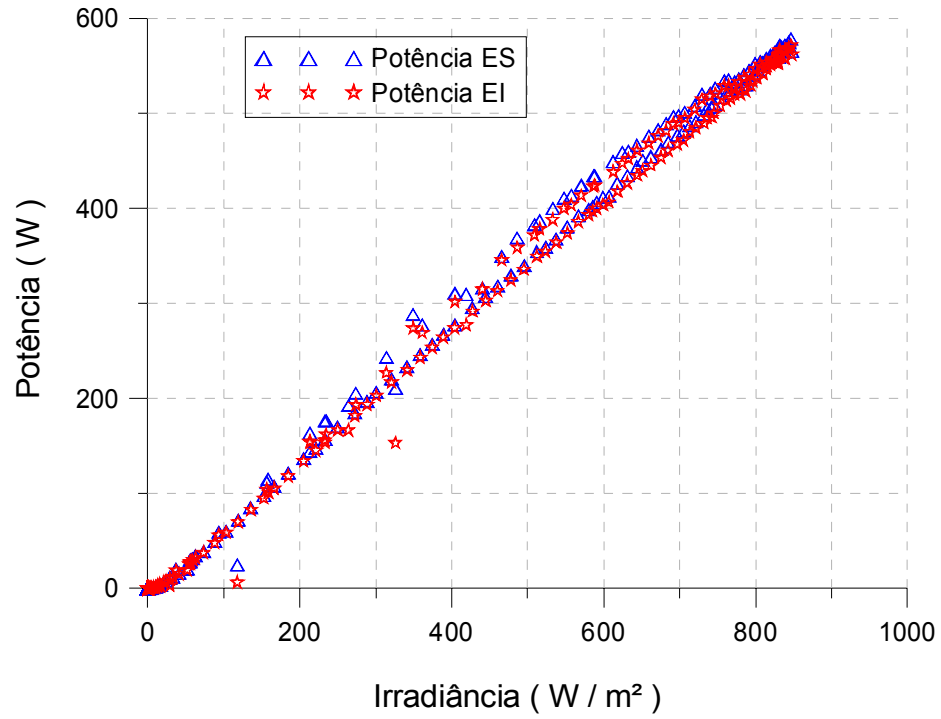


Figura A8. Potência dos painéis, superior e inferior, em função da irradiância.

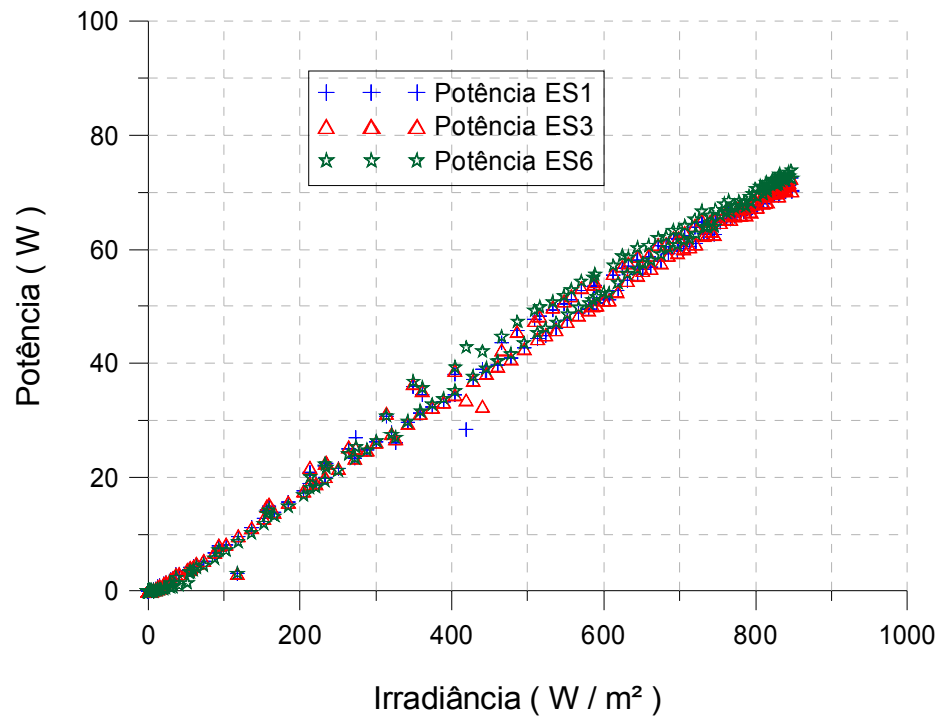


Figura A9. Potência dos módulos ES1, ES3 e ES6, em função da irradiância.

ANEXO B SISTEMA FOTOVOLTAICO EM CONDIÇÃO DE NÃO SOMBREAMENTO E PARA UM DIA ENSOLARADO (PRIMAVERA)

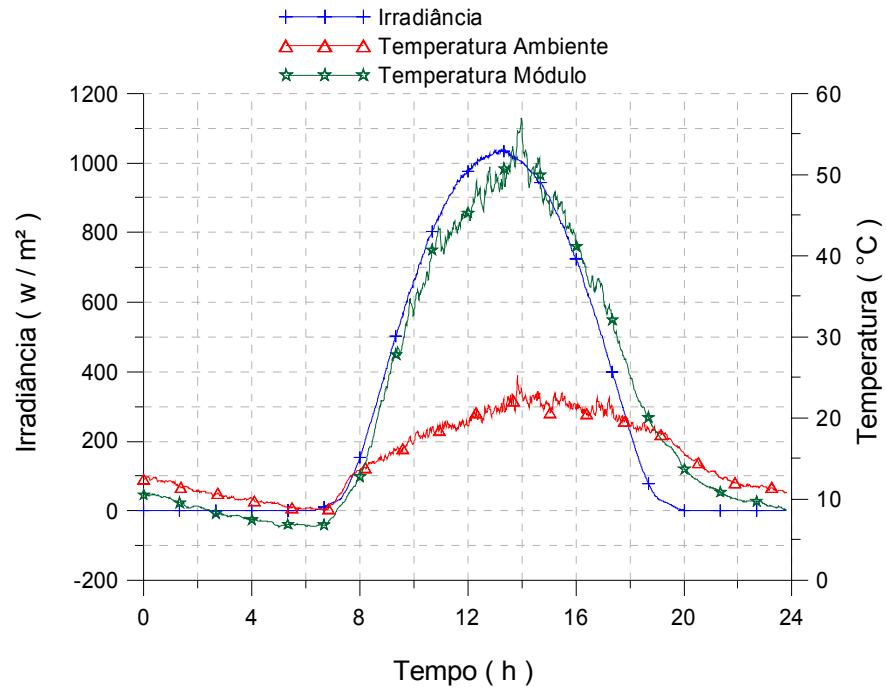


Figura B1. Comportamento da irradiância, temperatura dos módulos e temperatura ambiente.

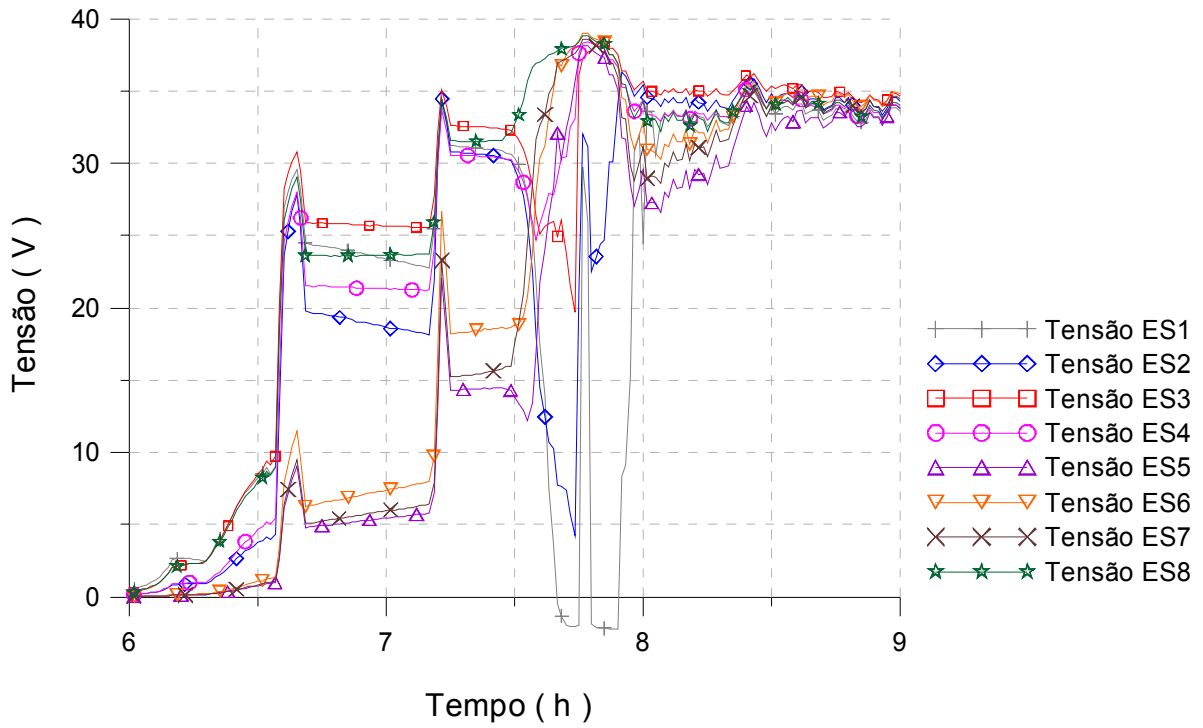


Figura B2. Comportamento da tensão dos módulos superiores.

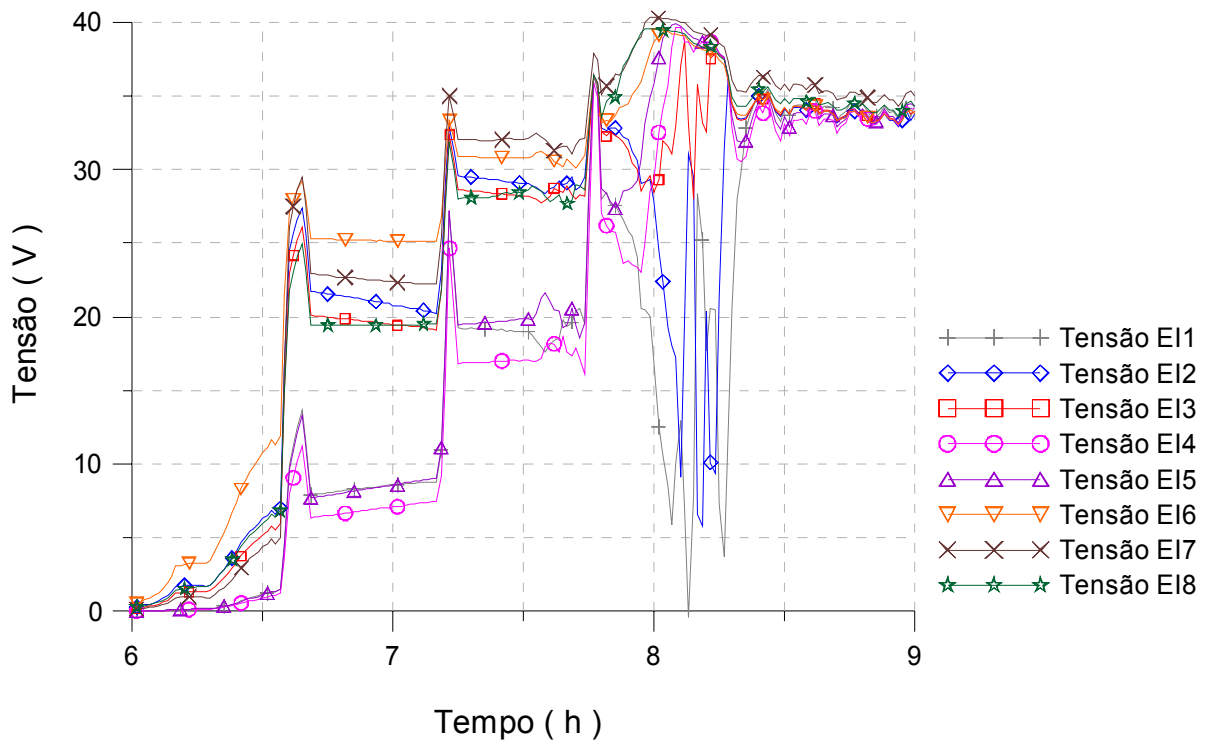


Figura B3. Comportamento da tensão dos módulos inferiores.

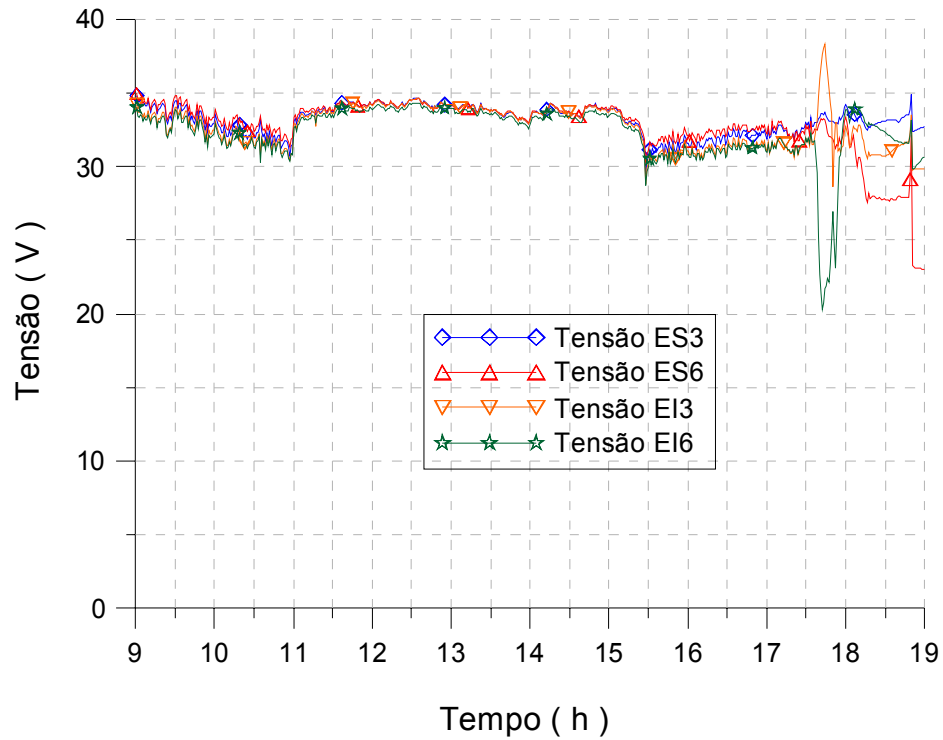


Figura B4. Comportamento da tensão dos módulos do arranjo leste.

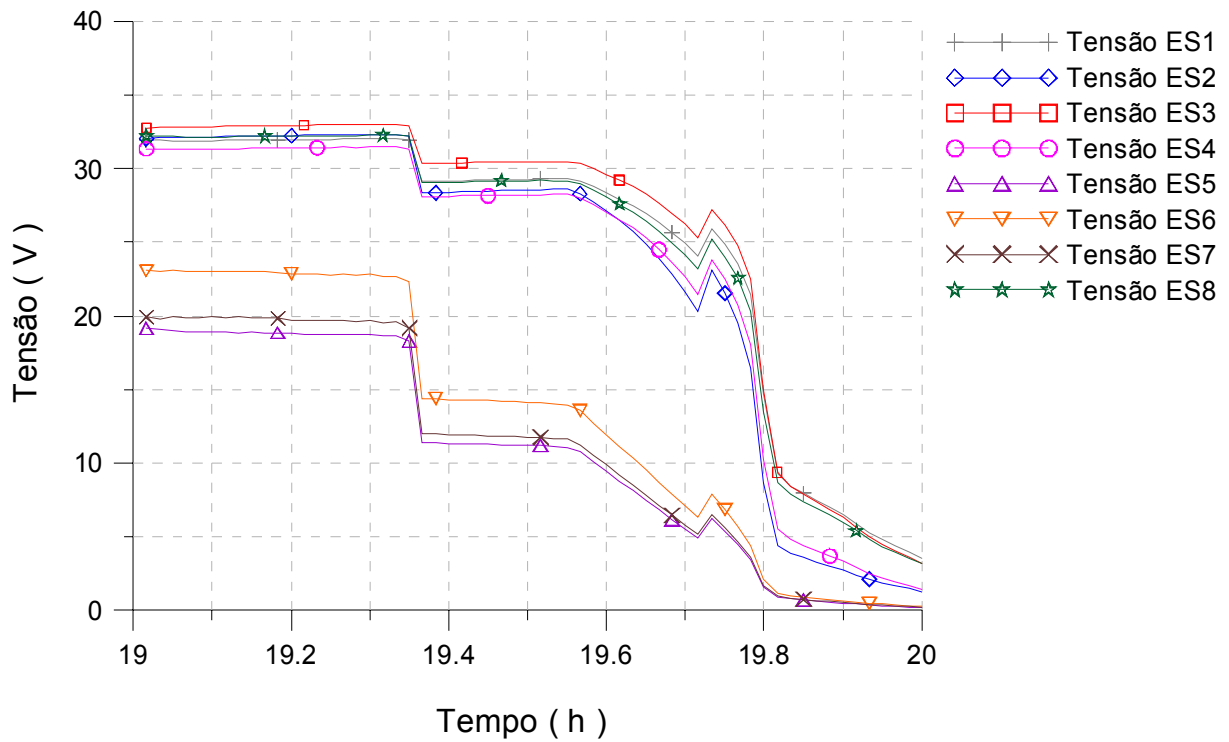


Figura B5. Comportamento da tensão dos módulos superiores.

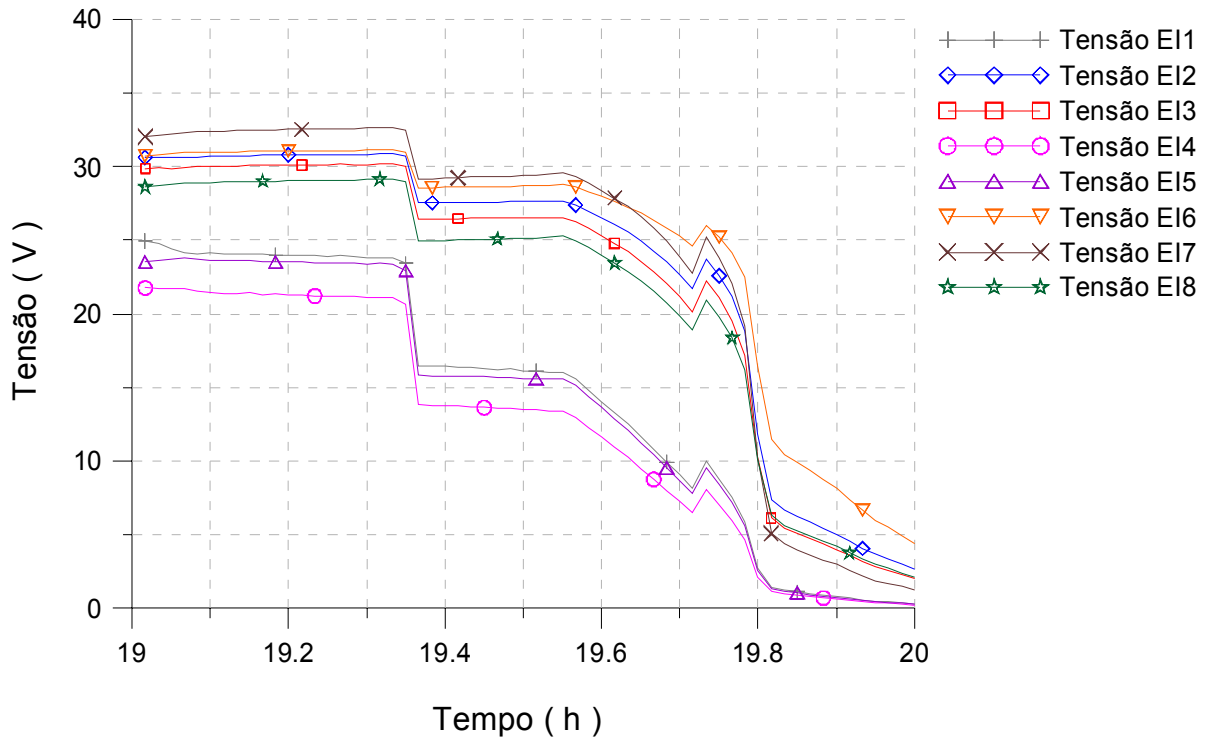


Figura B6. Comportamento da tensão dos módulos inferiores.

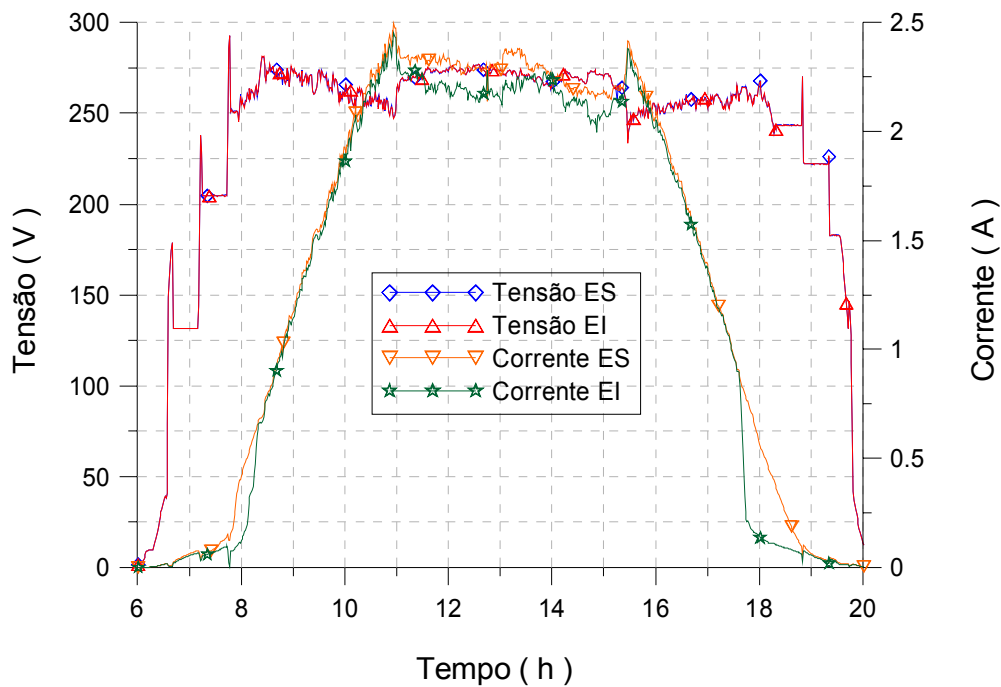


Figura B7. Comportamento da tensão e corrente dos painéis, superior e inferior.

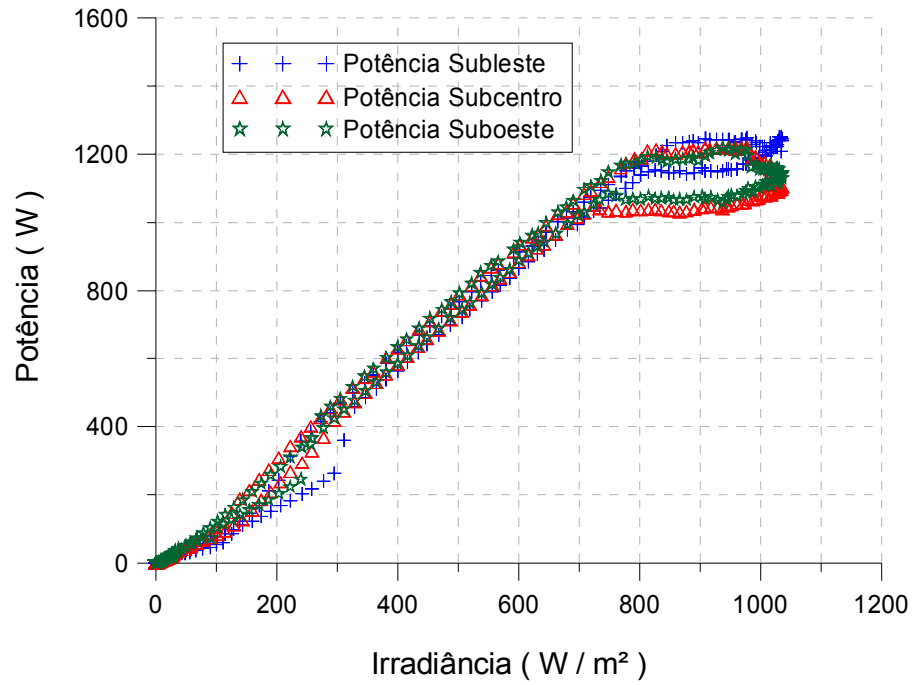


Figura B8. Potência dos arranjos, leste, centro e oeste, em função da irradiância.

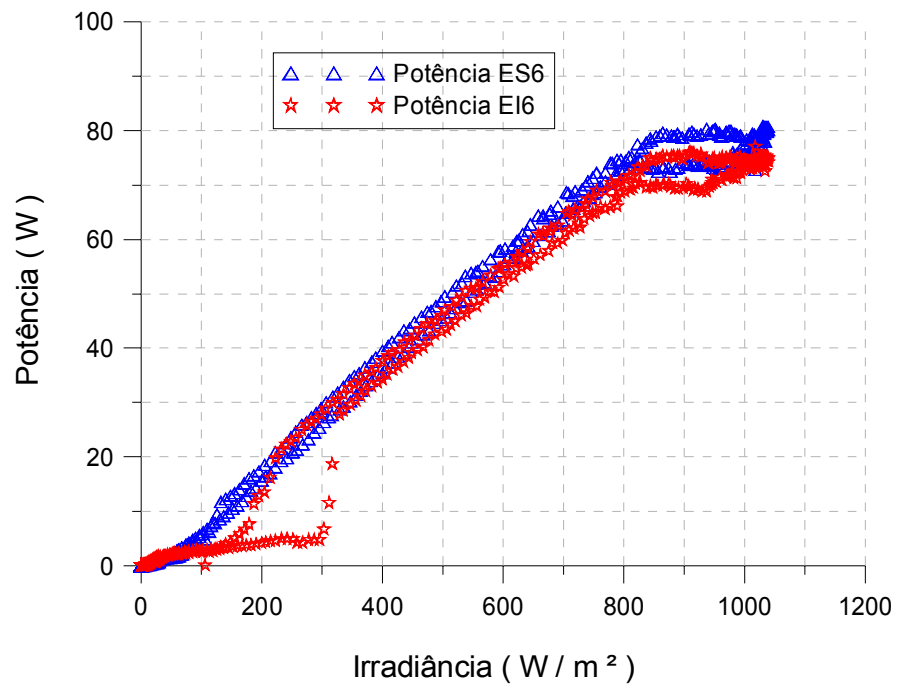


Figura B9. Potência dos módulos ES6 e ES1, em função da irradiância.

ANEXO C SISTEMA FOTOVOLTAICO EM CONDIÇÃO DE NÃO SOMBREAMENTO E PARA UM DIA ENSOLARADO (VERÃO)

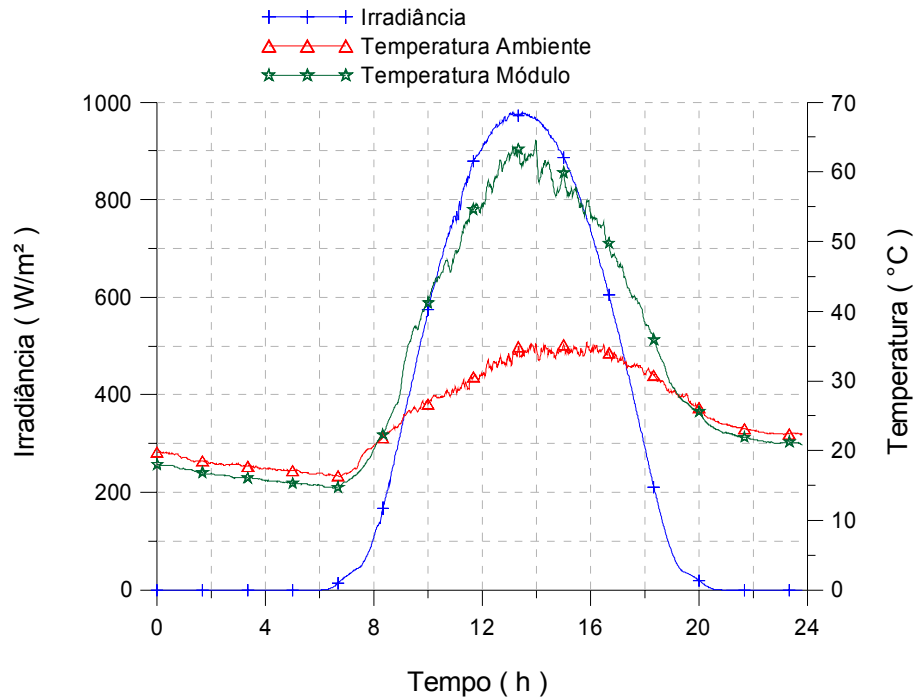


Figura C1. Comportamento da irradiância, temperatura dos módulos e temperatura ambiente.

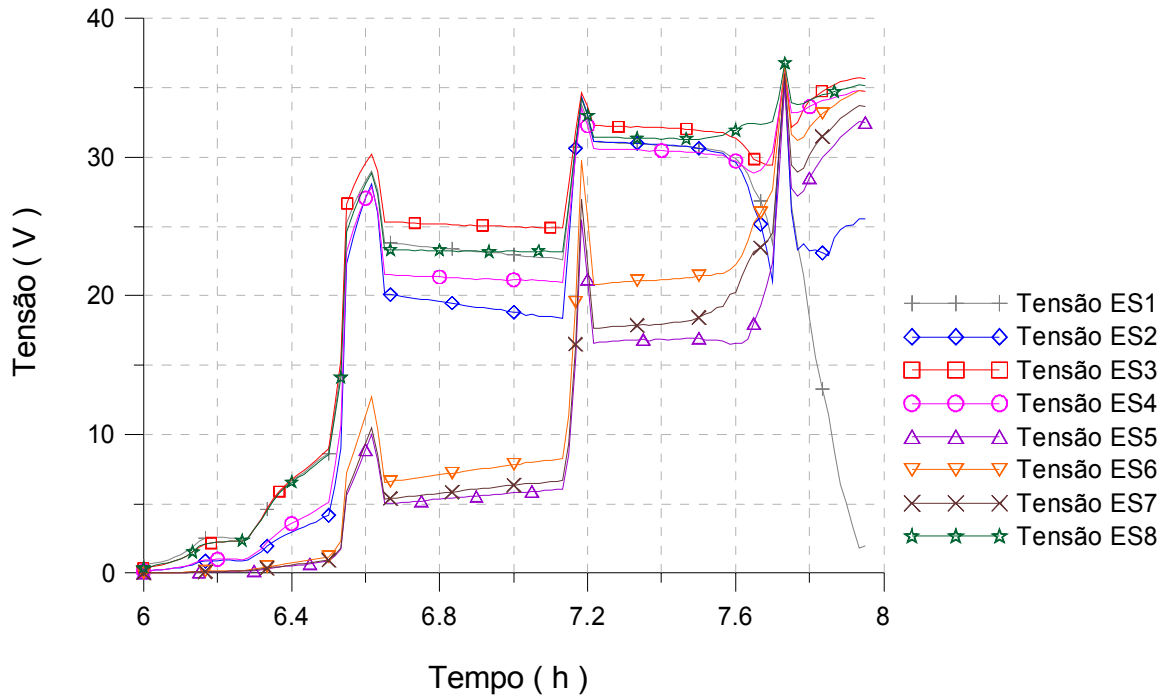


Figura C2. Comportamento da tensão dos módulos superiores.

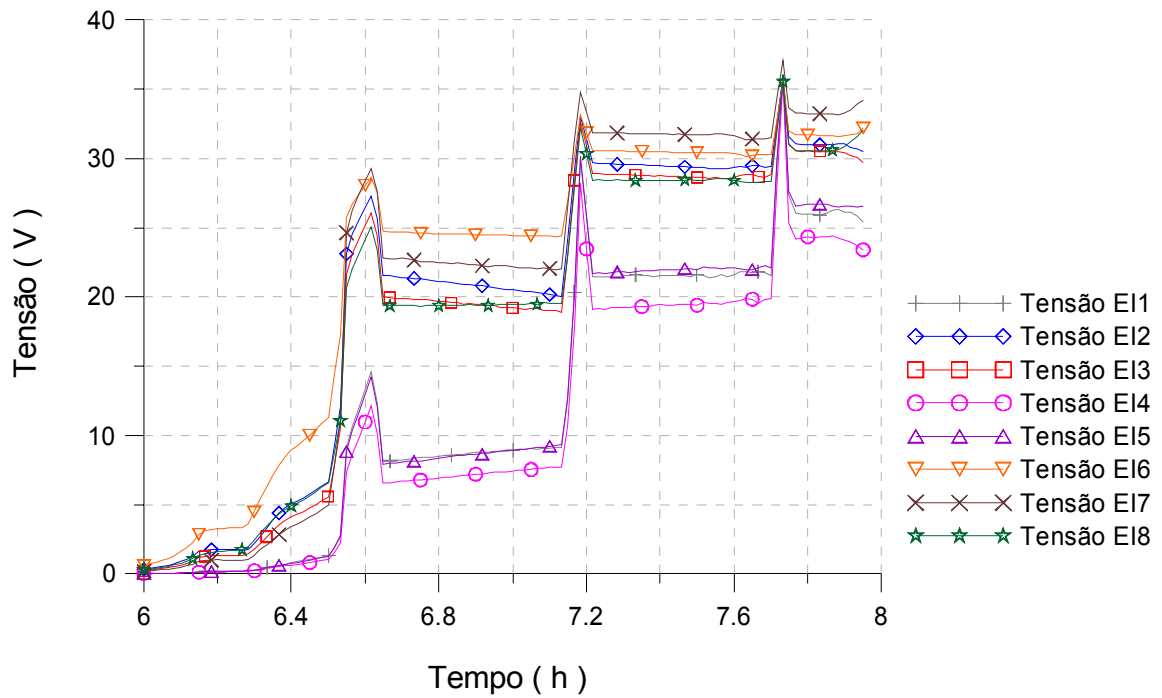


Figura C3. Comportamento da tensão dos módulos inferiores.

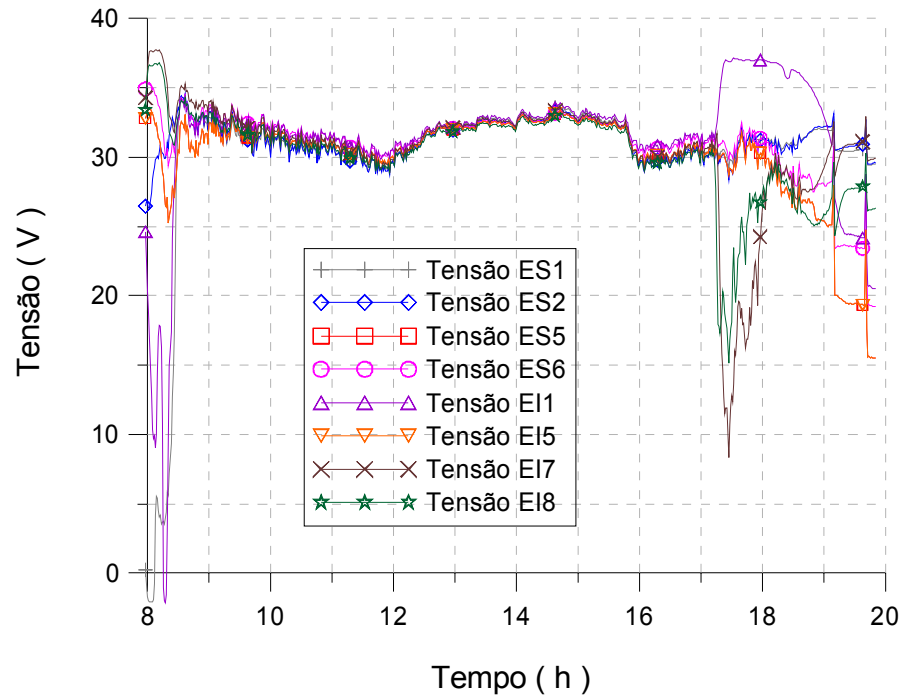


Figura C4. Comportamento da tensão dos módulos do arranjo leste.

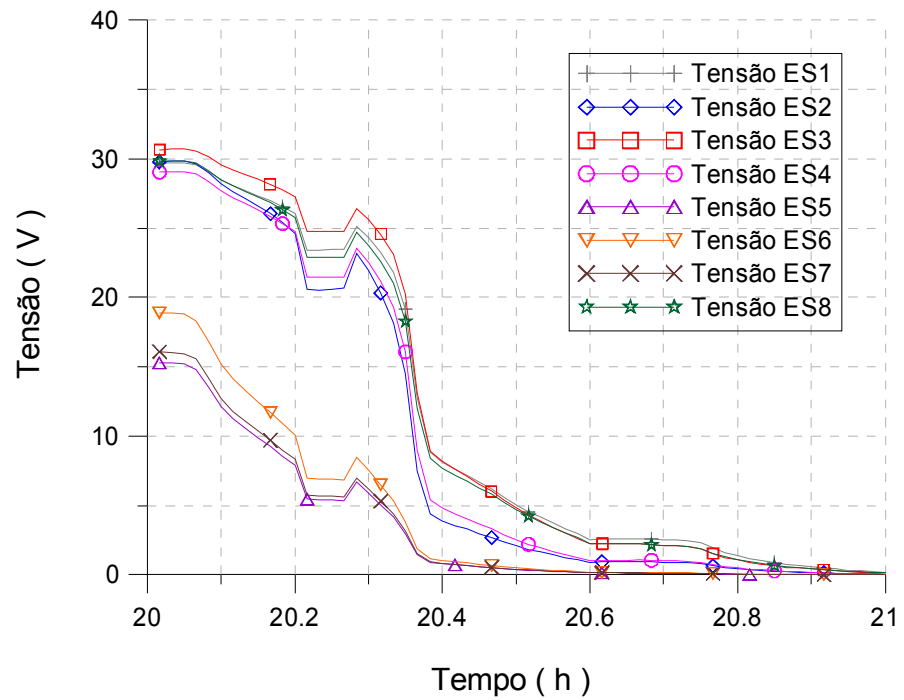


Figura C5. Comportamento da tensão dos módulos superiores.

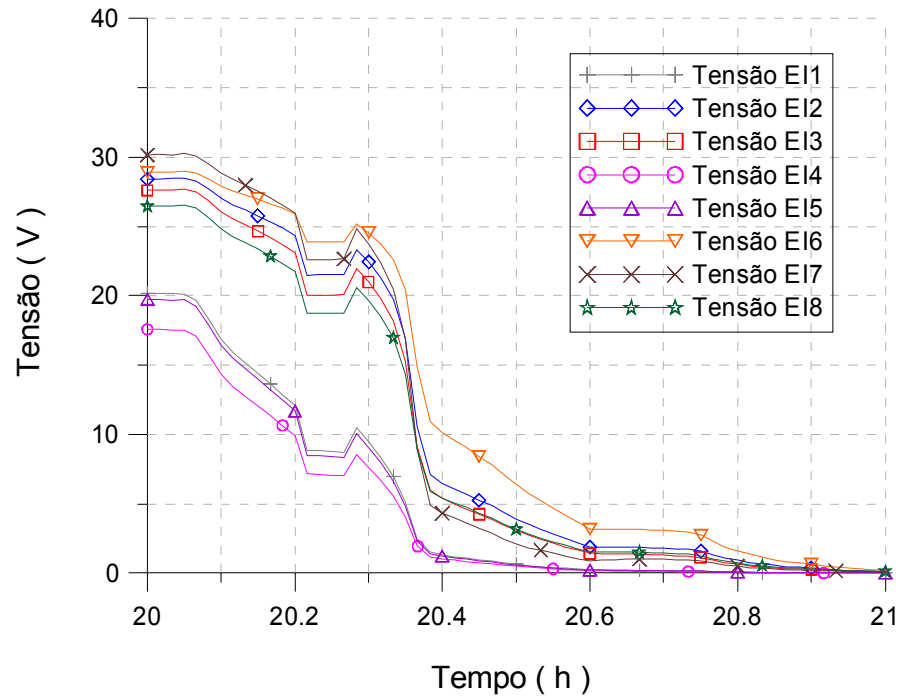


Figura C6. Comportamento da tensão dos módulos inferiores.

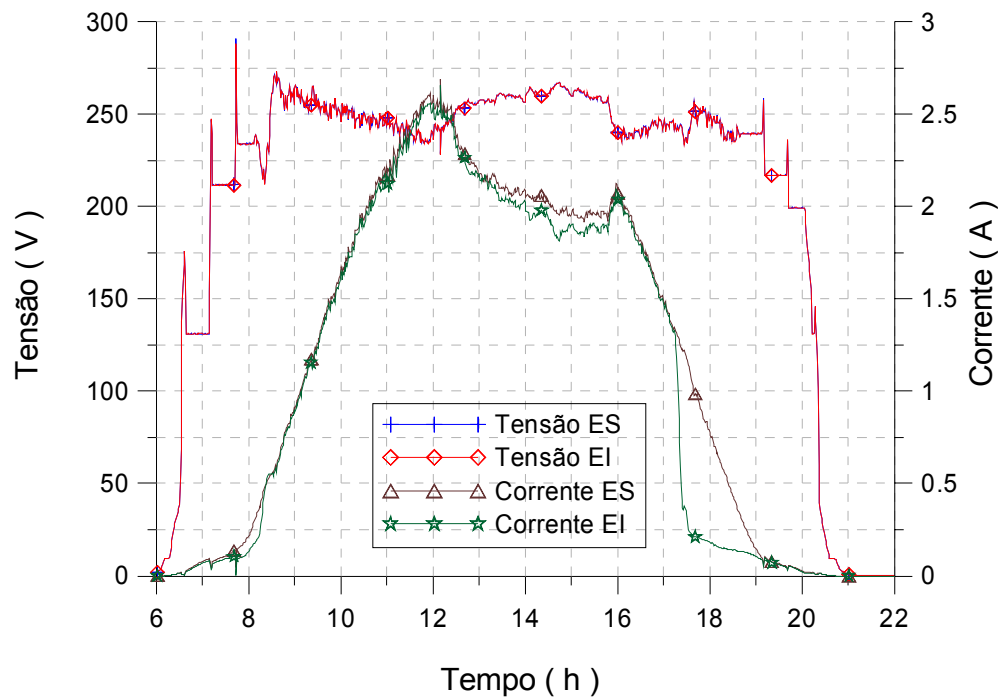


Figura C7. Comportamento da tensão e corrente dos painéis, superior e inferior.

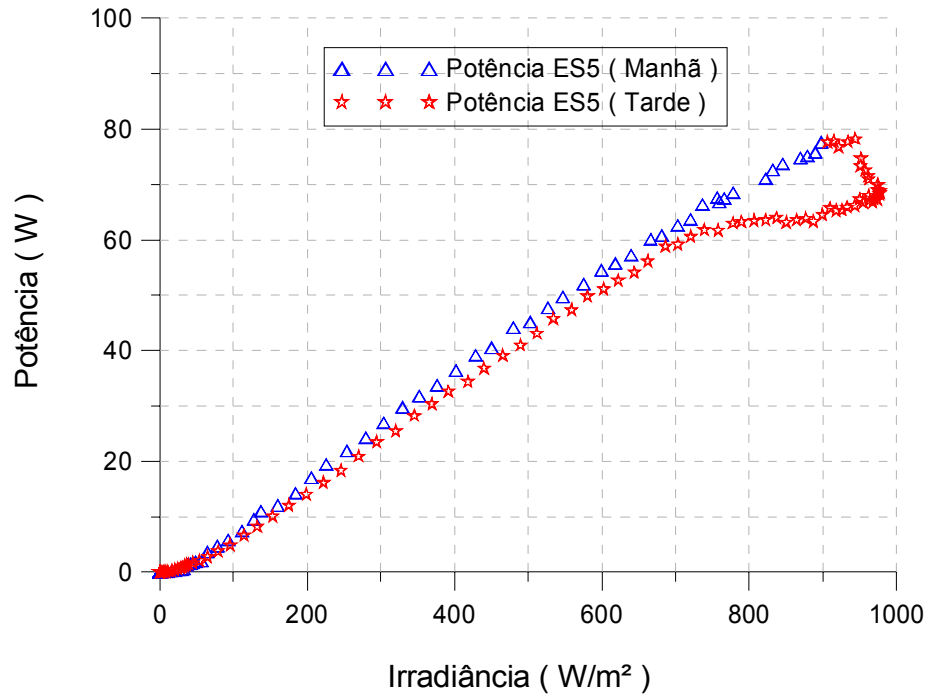


Figura C8. Potência do módulo ES5 em função da irradiância.

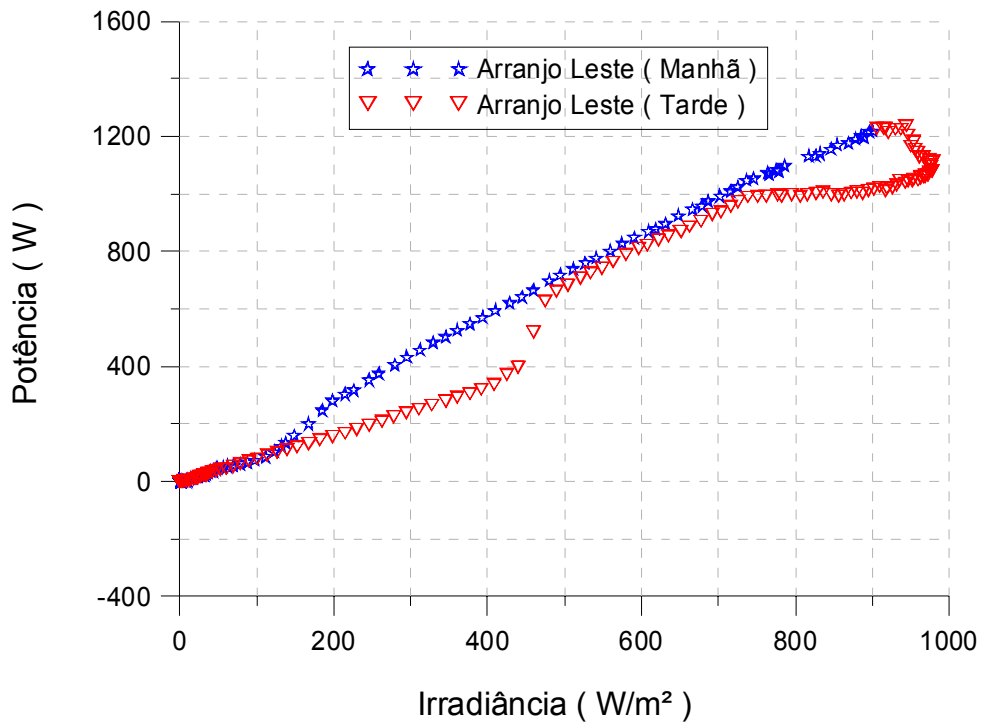


Figura C9. Potência do arranjo leste em função da irradiância.

ANEXO D ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA POR CADA MÓDULO.

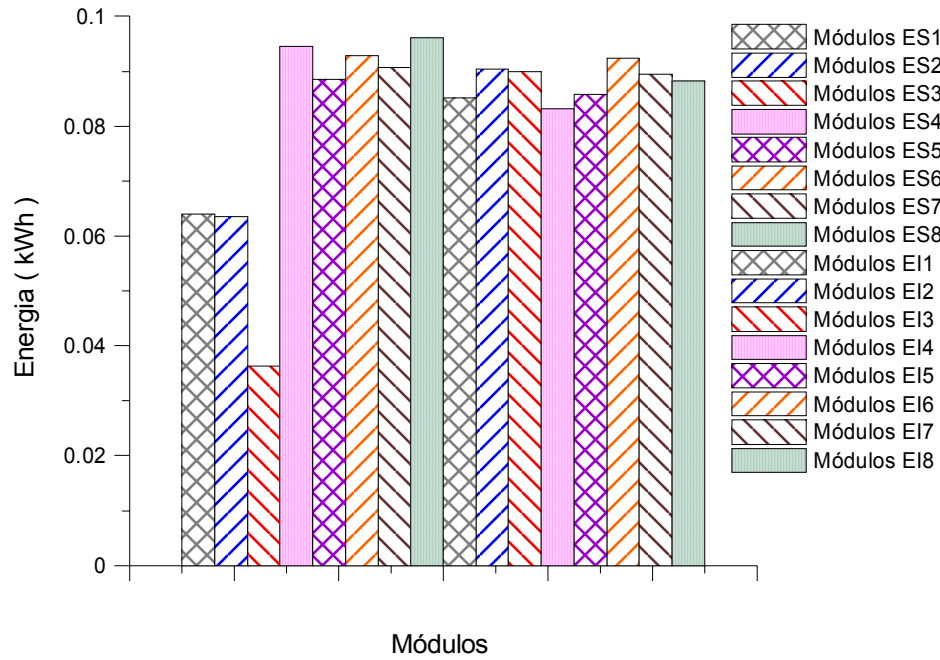


Figura D1. Energia elétrica produzida por cada módulo em condição de sombreamento e para um dia nublado (inverno).

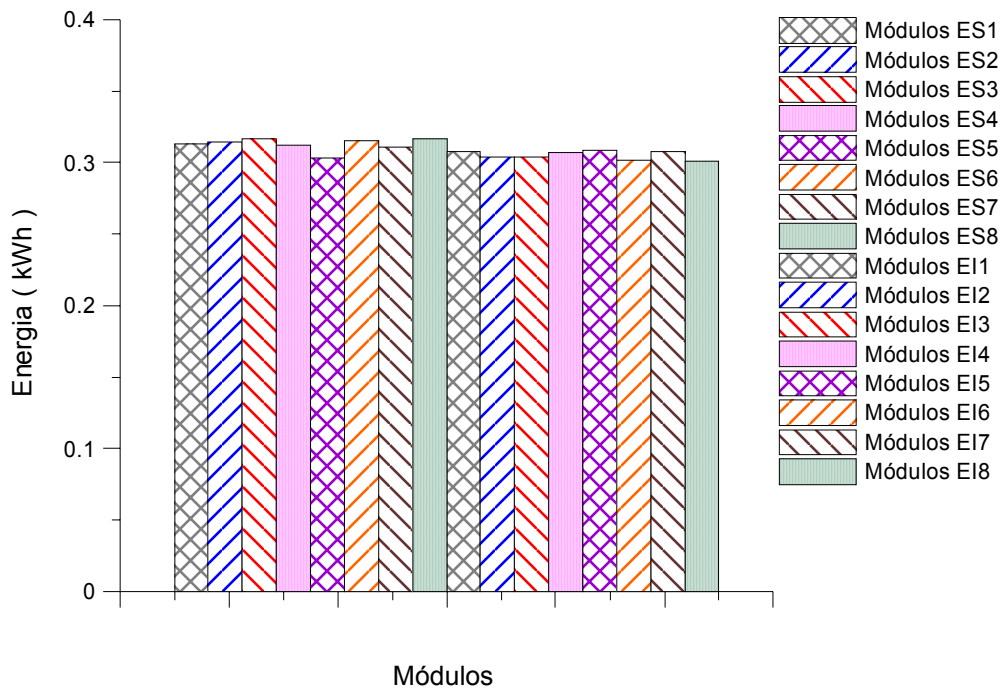


Figura D2. Energia elétrica produzida por cada módulo em condição de não sombreamento e para um dia nublado (inverno).

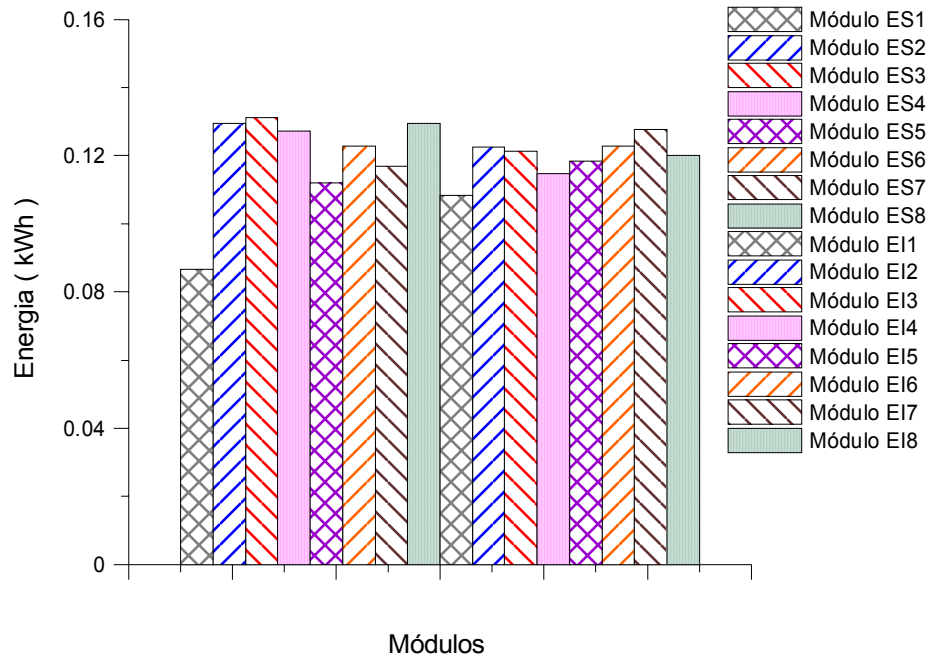


Figura D3. Energia elétrica produzida por cada módulo em condição de sombreamento e para um dia nublado (primavera).

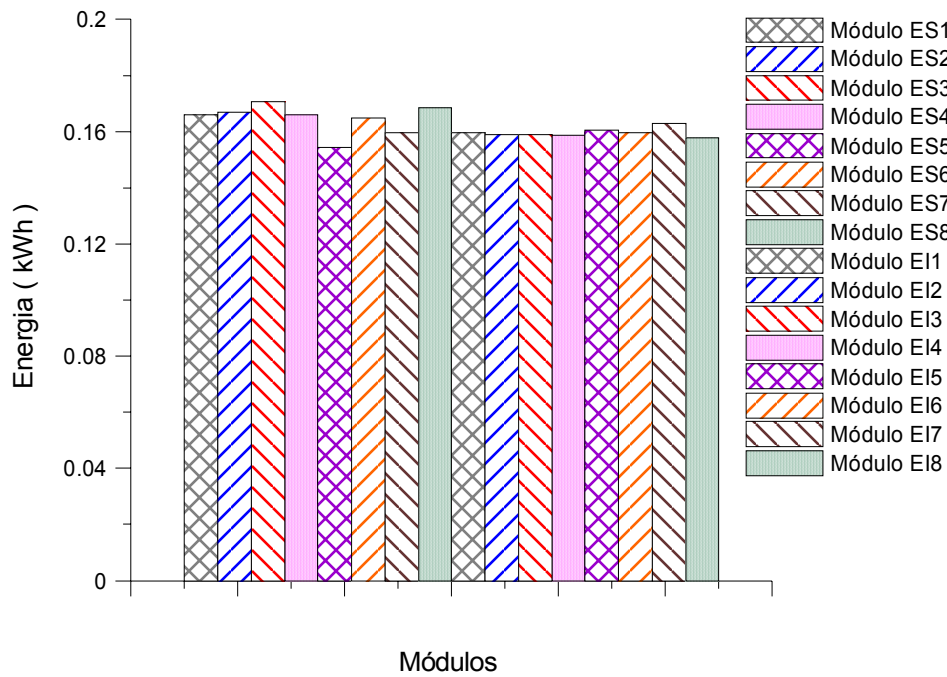


Figura D4. Energia elétrica produzida por cada módulo em condição de não sombreamento e para um dia nublado (primavera).

ANEXO E LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR DA UFRGS.



Figura E1. Sistema fotovoltaico do laboratório.



Figura E2. Instalação do sistema fotovoltaico do laboratório.

ANEXO F PROGRAMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS

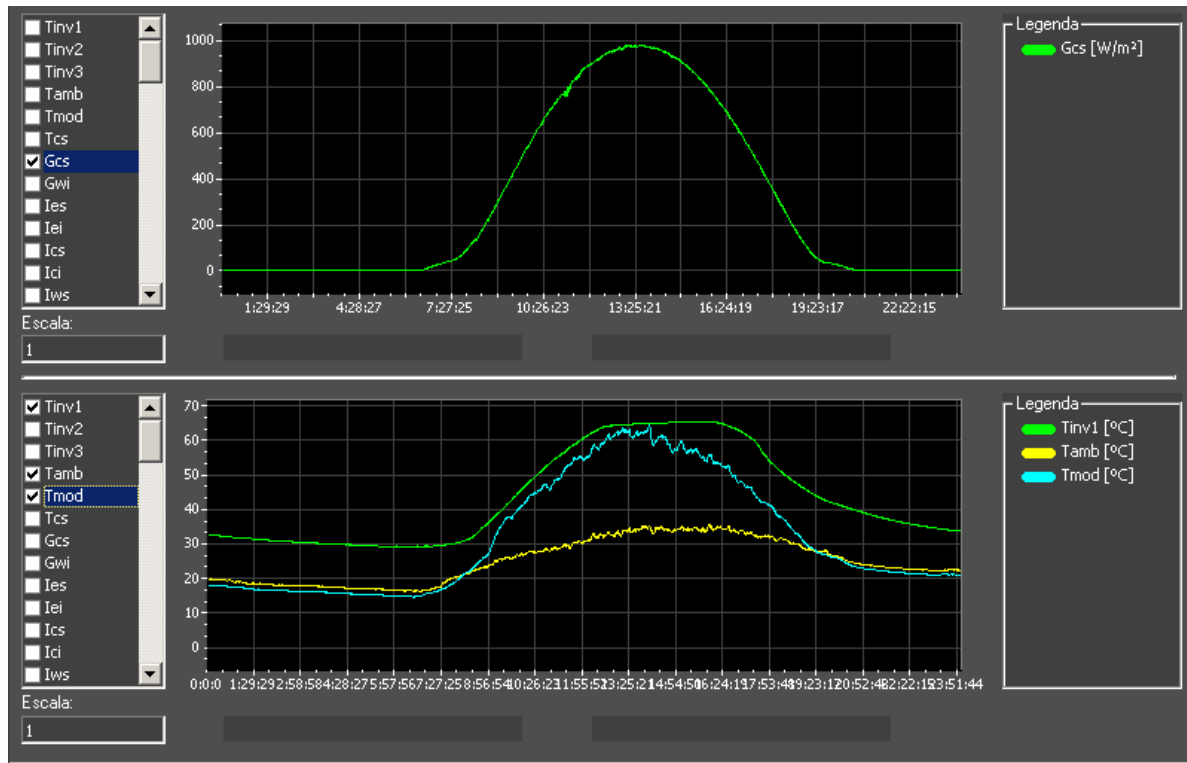


Figura F1. Tela de visualização do programa de aquisição (temperatura e irradiância).

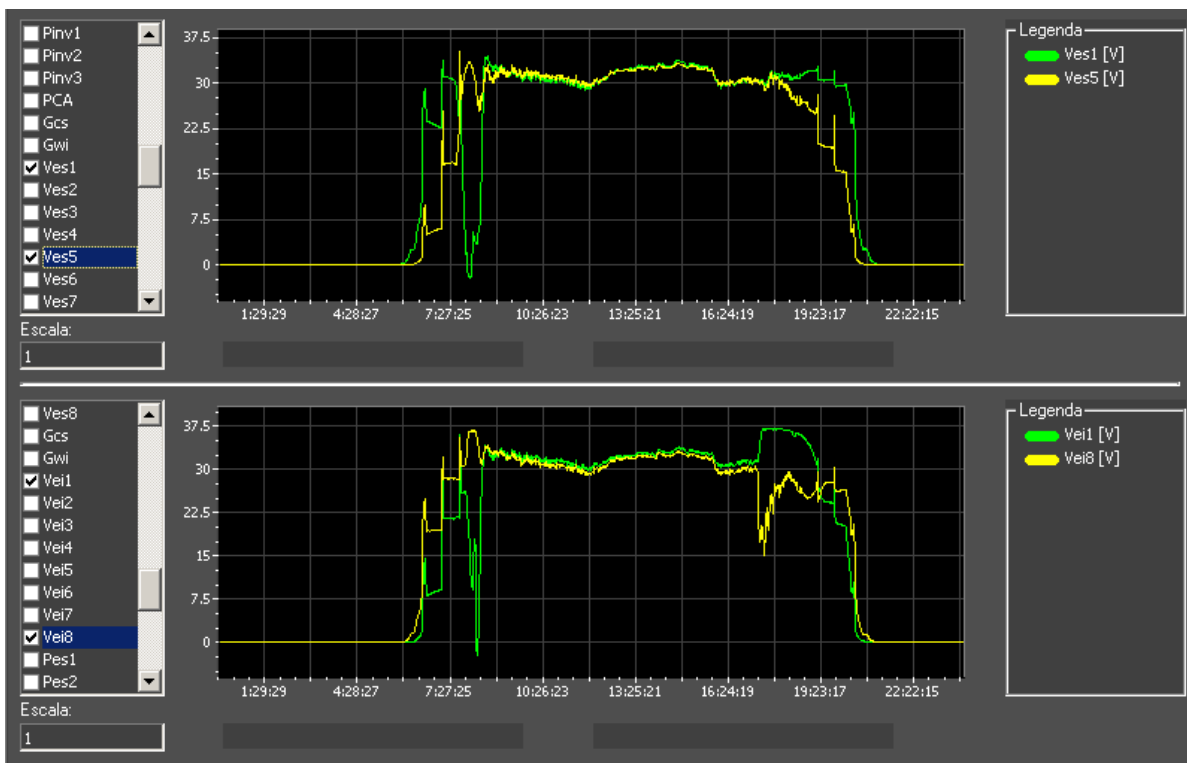


Figura F2. Tela de visualização do programa de aquisição (tensões).

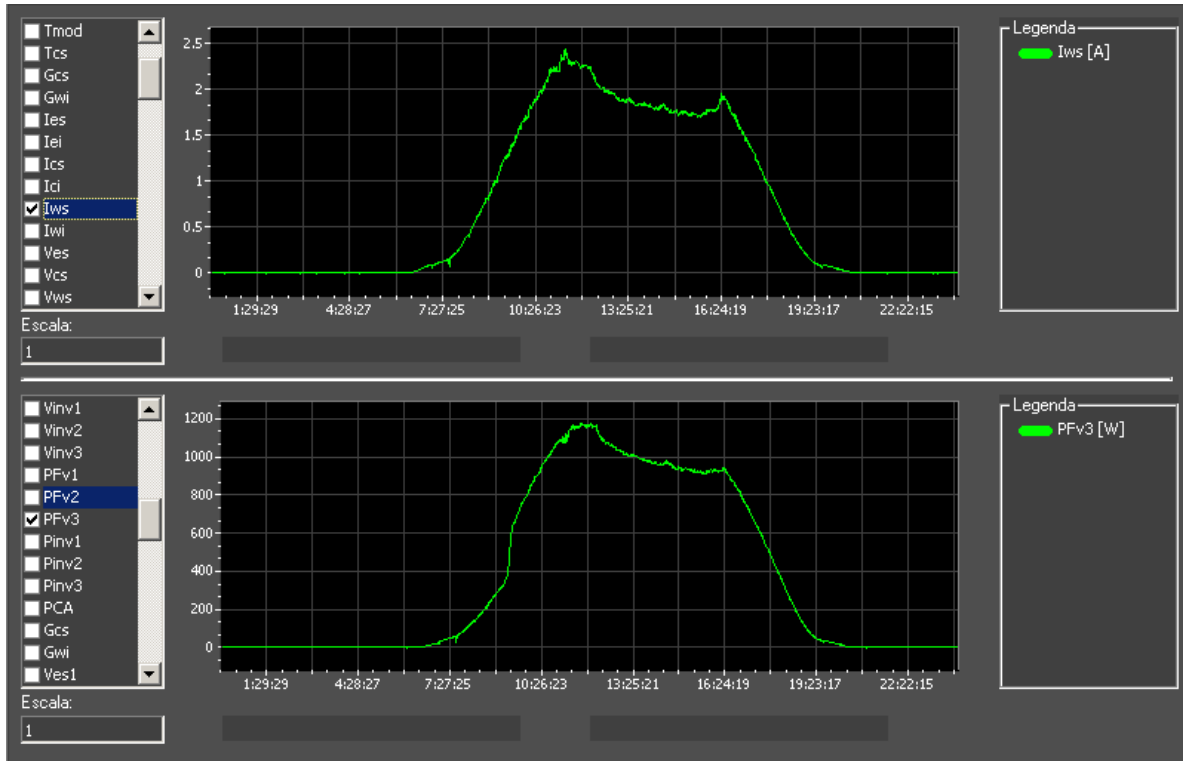


Figura F3. Tela de visualização do programa de aquisição (corrente e potência).

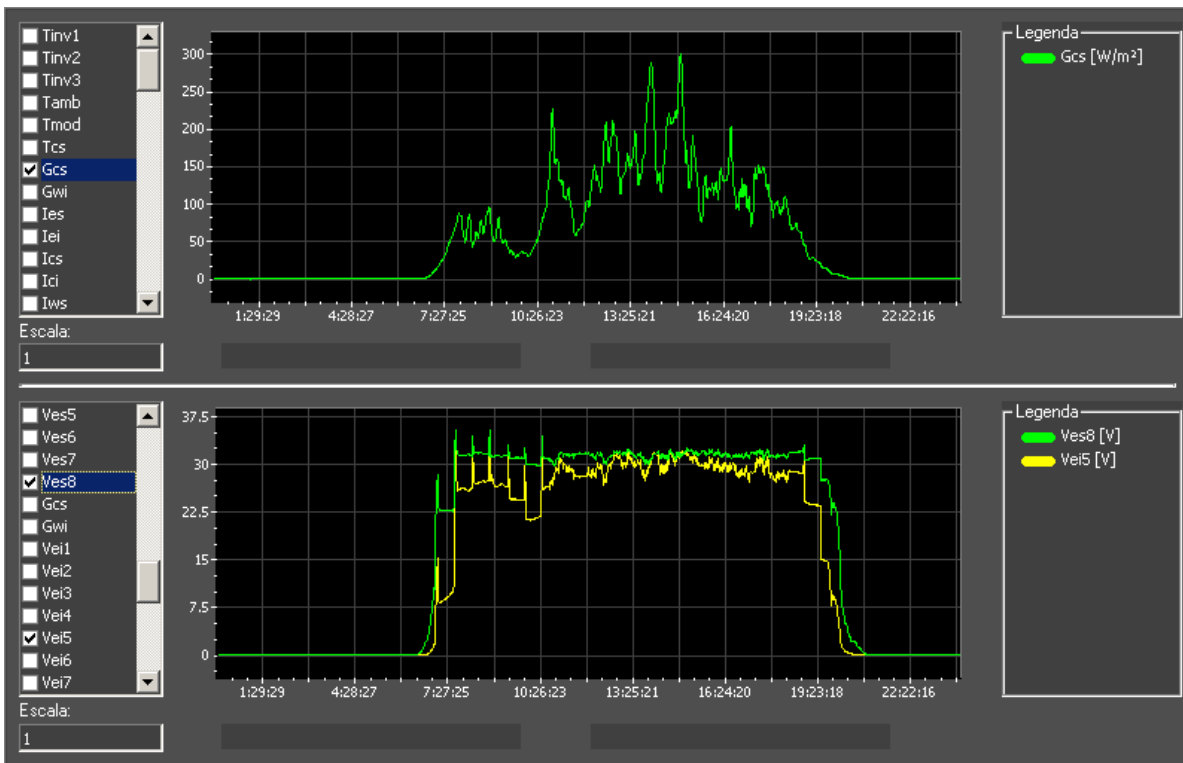


Figura F4. Tela de visualização do programa de aquisição (tensões e irradiância).

ANEXO G EQUIPAMENTOS E INSTRUMENTOS

Figura G1. Unidade *Agilent 34970A*.

Figura G2. Conversor CC/CA Sunny Boy 1100E.