

Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação

**Modelagem de um Sistema Fotovoltaico
Conectado à Rede e Análise do Desempenho
sob Condições de Sombreamento e
Variações de Temperatura**

Bruno Cornélio Rogani

São Carlos
2013

BRUNO CORNÉLIO ROGANI

**Modelagem de um Sistema Fotovoltaico
Conectado à Rede e Análise de Desempenho
sob Condições de Sombreamento e
Variações de Temperatura**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola de Engenharia de
São Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica
com ênfase em Eletrônica

Orientador: Prof. Dr. Marco Henrique Terra

São Carlos
2013

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

R721m Rogani, Bruno Cornélio
Modelagem de um sistema fotovoltaico conectado à
rede e análise do desempenho sob condições de
sombreamento e variações de temperatura / Bruno
Cornélio Rogani; orientador Marco Henrique Terra. São
Carlos, 2013.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Eletrônica) -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.

1. Sistema fotovoltaico. 2. SFCR. 3. Temperatura.
4. Sombreamento. 5. PSpice. 6. Desempenho. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Bruno Cornélio Rogani

Título: “Modelagem de um sistema fotovoltaico conectado à rede e análise do desempenho sob condições de sombreamento e variações de temperatura”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 20/11/2013,

com NOTA 6,5 (seis, meio), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado Marco Henrique Terra - (Orientador -
SEL/EESC/USP)*

Prof. Dr. Manoel Luís de Aguiar - (SEL/EESC/USP)

Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior - (SEL/EESC/USP)

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

Agradecimentos

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, pela proteção e força essenciais que me deu em todos os momentos da minha vida.

Aos meus pais, Wilson e Edméia, pelo amor e carinho incondicionais dados, sem medir esforços para que os filhos pudessem ter o melhor e sentirem amados, pela educação passada e por todos os ensinamentos indispensáveis para a minha vida. Nada que eu faça jamais irá retribuir tudo o que eles já fizeram por mim e, a isso, sou eternamente agradecido. E também, ao meu irmão e melhor amigo Matheus, pessoa indispensável em minha vida em todos os momentos.

Aos amigos do colégio, os quais ainda me alegram durante as raras visitas à minha cidade natal durante os fins de semana, em especial ao amigo Yudy, por todas as horas que me ouviu sempre que precisei alguma ajuda ou conselho.

A todos os amigos de faculdade, entre eles Guilherme, Job, Juliano, Gabriel, João e Márcio, que tornaram este período de aprendizado mais leve e divertido e, em especial, ao amigo Cleiton, por tanto me auxiliar e tanto me ensinar durante os anos de curso.

Agradeço aos colegas de trabalho Adson e Ronílson, pela atenção e paciência despendidas durante todos os questionamentos constantemente feitos.

Ao professor orientador Marco Henrique Terra pela atenção e auxílio em todos os momentos durante a conclusão deste curso.

E por último, mas não menos importante, à minha namorada Ana Flávia, pela paciência, amor e carinho dedicados em todos os momentos, principalmente nos mais difíceis, tornando-a, em pouco tempo, essencial em minha vida.

Sumário

Lista de Figuras.....	11
Lista de Tabelas.....	15
Lista de abreviaturas e siglas	17
Lista de símbolos.....	19
Resumo	23
Abstract.....	25
1. Introdução.....	27
1.1. Motivação e Objetivos	36
2. Conceitos e Definições.....	39
2.1. O efeito fotovoltaico	39
2.1.1. Radiação solar ao nível do solo.....	41
2.2. A célula fotovoltaica.....	41
2.2.1. Circuito Equivalente Ideal	42
2.2.2. Circuito Equivalente Real	45
2.2.3. Fatores que modificam as características elétricas das células.....	46
2.2.4. Desempenho da célula fotovoltaica	49
2.3. O Módulo Fotovoltaico	50
2.3.1. Associação de células fotovoltaicas	50
2.3.2. Características dos módulos fotovoltaicos	51
2.3.3. Relações entre corrente e tensão no módulo fotovoltaico	52
2.3.4. Sombreamento nos módulos fotovoltaicos.....	54
2.3.5. Diodo de Bypass.....	54
2.3.6. Hot Spot	58
2.3.7. NOCT	59
2.4. Arranjo Fotovoltaico	59
2.4.1. Associação de módulos fotovoltaicos.....	59
2.4.2. Inclinação e orientação	61
2.5. Inversor	62
2.5.1. Eficiência de conversão.....	63
2.5.2. Rastreamento do ponto de máxima potência	65
2.6. Outros componentes de um SFCR	65
2.6.1. Dispositivo de Proteção contra Surtos.....	65

2.6.2.	Dispositivo de Seccionamento Visível.....	66
2.6.3.	Fusíveis.....	66
2.6.4.	Caixas de conexão.....	66
2.6.5.	Condutores.....	66
2.7.	Configuração de um SFCR.....	67
2.7.1.	Perfil de operação de um SFCR.....	67
2.7.2.	Configurações de SFCRs.....	69
2.7.3.	Perdas em um gerador fotovoltaico.....	70
3.	Modelagem computacional de um sistema fotovoltaico.....	73
3.1.	O <i>software</i> PSpice.....	73
3.2.	Célula fotovoltaica.....	73
3.3.	Módulo fotovoltaico.....	75
3.4.	Arranjo fotovoltaico.....	76
3.5.	Inversor.....	78
4.	Estudo de caso – Sistema fotovoltaico real.....	81
4.1.	O sistema fotovoltaico.....	81
4.2.	Ferramentas para estimativa de sombreamento.....	82
4.3.	Modelagem do estudo de caso em PSpice.....	85
5.	Simulações e resultados.....	89
5.1.	Caso 1: Equinócio de Março.....	89
5.2.	Caso 2: Solstício de Junho.....	96
5.3.	Caso 3: Equinócio de Setembro.....	102
5.4.	Caso 4: Solstício de Dezembro.....	108
5.5.	Análise dos casos simulados.....	114
5.5.1.	Caso 1: Equinócio de Março.....	114
5.5.2.	Caso 2: Solstício de Junho.....	116
5.5.3.	Caso 3: Equinócio de Setembro.....	117
5.5.4.	Caso 4: Solstício de Dezembro.....	118
6.	Conclusão.....	123
	Referências Bibliográficas.....	125

Lista de Figuras

Figura 1 - Vilas solares na Alemanha - algumas delas chegam a produzir mais energia do que consomem [9]	32
Figura 2 - Matriz elétrica brasileira - 2012/2011 [11]	34
Figura 3 - Usina Solar Tauá - Tauá/CE [14].....	35
Figura 4 - Usina Solar Tanquinho - Campinas/SP [16].....	36
Figura 5 - Junção p-n com detalhe da região de depleção [18].....	40
Figura 6 - Representação do processo de conversão fotovoltaica [18].....	40
Figura 7 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino	41
Figura 8 - Representação da curva I - V da junção p-n da célula fotovoltaica [18]	42
Figura 9 - Curva característica I - V de uma célula de silício no escuro e iluminada [18].....	43
Figura 10 - Circuito equivalente ideal da célula fotovoltaica [18]	44
Figura 11 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [18].....	45
Figura 12 - Efeito da variação da resistência paralelo sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [18].....	46
Figura 13 - Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [18]	47
Figura 14 - Variação de V_{oc} e I_{sc} com a irradiância incidente [18].....	47
Figura 15 - Curva I - V para diferentes níveis de irradiância [18].....	48
Figura 16 - Curva de potência para diferentes níveis de irradiância [18]	48
Figura 17 - Curva I - V para diferentes temperaturas [18].....	49
Figura 18 - Curva de potência para diferentes temperaturas [18]	49
Figura 19 - Células associadas em série e em paralelo [18].....	51
Figura 20 - Representação da célula, módulo e arranjo fotovoltaico [19]	51
Figura 21 - Constituição de um módulo fotovoltaico [20]	52
Figura 22 - Curvas I - V e P - V de uma célula ou módulo fotovoltaico [18]	53
Figura 23 - Correntes casadas em curto circuito [21]	55
Figura 24 - Correntes descasadas em curto circuito [21]	55
Figura 25 - Curva I - V de uma célula solar com diodo de bypass [21]	56
Figura 26 - Combinação de curvas I - V , células não sombreadas [21].....	56
Figura 27 - Combinação de curvas I - V , metade da célula escolhida sombreada [21]	57
Figura 28 - Quantidade de potência dissipada sobre uma célula sombreada [21]	57
Figura 29 - Potência dissipada na célula sombreada com diodo de bypass [21].....	58
Figura 30 - Formação de <i>hot spots</i> em um módulo fotovoltaico [22]	59
Figura 31 - Exemplos de conexões entre módulos e suas respectivas curvas I - V [18]	60
Figura 32 - Arranjo fotovoltaico com um fusível em cada fileira [18]	61
Figura 33 - Caixa de conexão para as fileiras em paralelo [18].....	61
Figura 34 - Curva de eficiência do inversor [18]	63
Figura 35 - Eficiência do inversor referente a diversos níveis de tensão de entrada [18].....	63
Figura 36 - Ilustrativo dos componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede [28]	67
Figura 37 - Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado em uma residência [18]	68
Figura 38 - Configurações de inversores em SFCR's [18]	69
Figura 39 - Modelo de uma célula fotovoltaica representado no PSpice [30]	75

Figura 40 - Modelo de um módulo fotovoltaico representado no PSpice [30]	76
Figura 41 - Modelo de um gerador fotovoltaico representado no PSpice [30]	78
Figura 42 - Modelo do inversor interativo e descrição de suas entradas e saídas [30].....	79
Figura 43 - Sistema fotovoltaico de 1320 Wp instalado em Salem, Oregon, sombreado pelo mastro de bandeira [31].....	82
Figura 44 - Extensão da projeção de sombra do mastro ao longo do ano [31].....	83
Figura 45 - Representação do sistema e projeções de sombra do mastro na parte da manhã [31]....	84
Figura 46 - Porcentagem de luz solar incidente durante cada período do mês [31].....	84
Figura 47 - Circuito utilizado para modelagem do sistema real no software PSpice [30]	85
Figura 48 - Estimativa da extensão da sombra do mastro sobre o sistema – Equinócio de Março	90
Figura 49 - Caminho percorrido pelo sol - Equinócio de Março	91
Figura 50 - Projeção de sombreamento devido ao caminho percorrido pelo sol – Equinócio de Março	91
Figura 51 - Irradiância incidente e simulação da energia gerada - Equinócio de Março.....	92
Figura 52 - Temperatura ambiente e simulação da temperatura das células fotovoltaicas - Equinócio de Março.....	93
Figura 53 - Irradiância total incidente e simulação da quantidade total de energia gerada - Equinócio de Março.....	93
Figura 54 - Estimativa de geração sem sombreamento - Equinócio de Março	94
Figura 55 - Geração real e geração simulada - Equinócio de Março	95
Figura 56 - Valores reais e simulados para as temperaturas das células - Equinócio de Março	95
Figura 57 - Estimativa da extensão da sombra do mastro sobre o sistema - Solstício de Junho	97
Figura 58 - Caminho percorrido pelo Sol - Solstício de Junho	97
Figura 59 - Projeção de sombreamento devido ao caminho percorrido pelo Sol - Solstício de Junho	98
Figura 60 - Irradiância incidente e simulação da energia gerada - Solstício de Junho	98
Figura 61 - Temperatura ambiente e simulação da temperatura das células fotovoltaicas - Solstício de Junho.....	99
Figura 62 - Irradiância total incidente e energia gerada - Solstício de Junho.....	100
Figura 63 - Estimativa de geração sem sombreamento - Solstício de Junho.....	100
Figura 64 - Geração real e geração simulada – Solstício de Junho	101
Figura 65 - Valores reais e simulados para as temperaturas das células – Solstício de Junho.....	102
Figura 66 - Estimativa da extensão da sombra do mastro sobre o sistema – Equinócio de Setembro	103
Figura 67 - Caminho percorrido pelo Sol - Equinócio de Setembro.....	103
Figura 68 - Projeção de sombreamento devido ao caminho percorrido pelo sol - Equinócio de Setembro.....	104
Figura 69 - Irradiância incidente e simulação da energia gerada - Equinócio de Setembro	104
Figura 70 - Temperatura ambiente e simulação da temperatura das células fotovoltaicas - Equinócio de Setembro.....	105
Figura 71 - Irradiância total incidente e simulação da quantidade total de energia gerada - Equinócio de Setembro.....	106
Figura 72 - Estimativa de geração sem sombreamento - Equinócio de Setembro.....	106
Figura 73 – Geração real e geração simulada – Equinócio de Setembro	107
Figura 74 - Valores reais e simulados para as temperaturas das células - Equinócio de Setembro... ..	107
Figura 75 - Estimativa da extensão da sombra do mastro sobre o sistema - Solstício de Dezembro	109

Figura 76 - Caminho percorrido pelo sol - Solstício de Dezembro	109
Figura 77 - Projeção de sombreamento devido ao caminho percorrido pelo sol - Solstício de Dezembro.....	110
Figura 78 - Irradiância incidente e simulação da energia gerada - Solstício de Dezembro	110
Figura 79 - Temperatura ambiente e simulação da temperatura das células fotovoltaicas - Solstício de Dezembro.....	111
Figura 80 - Irradiância total incidente e simulação da quantidade total de energia gerada - Solstício de Dezembro.....	112
Figura 81 - Estimativa de geração sem sombreamento - Solstício de Dezembro	112
Figura 82 - Geração real e geração simulada - Solstício de Dezembro.....	113
Figura 83 - Valores reais e simulados para as temperaturas das células - Solstício de Dezembro	113
Figura 84 - Geração real e geração simulada para o perfil de irradiância do dia 27 de março	115
Figura 85 - Geração real e geração simulada para o perfil de irradiância do dia 2 de dezembro	120

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Consumo de energia por combustível em Mtep em 2007 (milhões de toneladas equivalentes de petróleo) [1]	27
Tabela 2 - Consumo de energia elétrica proveniente do petróleo [2]	28
Tabela 3 - Consumo de energia elétrica produzida em usinas a carvão [2]	28
Tabela 4 - Consumo de energia elétrica derivada de gás natural [2]	28
Tabela 5 - Consumo de energia proveniente de usinas hidrelétricas [2]	29
Tabela 6 - Consumo de energia proveniente de usinas nucleares [2]	29
Tabela 7 - Consumo de energia elétrica proveniente de fontes renováveis [2]	30
Tabela 8 - Países maiores consumidores de energia elétrica [3]	30
Tabela 9 - Países com maiores capacidades instaladas em 2012 e com maior capacidade total instalada [4]	30
Tabela 10 - Capacidade de fontes energéticas instaladas no Brasil em 2012 e em 2011 [11]	34
Tabela 11 - Especificações técnicas de um inversor interativo comercial [24]	62
Tabela 12- Características elétricas do módulo Sharp NE-165U1 [33]	86
Tabela 13 - Características elétricas do inversor PVPowered PVP1100 [34]	86
Tabela 14 - Variação na produção de um sistema com ângulo azimutal diferente de 180°[35]	87
Tabela 15 - Resumo dos resultados para o Caso 1: Equinócio de Março	114
Tabela 16 - Resumo dos resultados para o Caso 2: Solstício de Junho	117
Tabela 17 - Resumo dos resultados para o Caso 3: Equinócio de Setembro	118
Tabela 18 - Resumo dos resultados para o Caso 4: Solstício de Dezembro	119

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
Chesf	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
EEG	<i>Erneuerbare Energien Gestz</i>
EUA	Estados Unidos da América
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UBS	<i>Union of Swiss Banks</i>

Lista de símbolos

$^{\circ}\text{C}$	Grau Celsius
α	Coeficiente de variação de temperatura
η	Eficiência
ρ	Resistividade
A	Ampère
AM	<i>Air Mass</i>
cm^2	Centímetro quadrado
d_{λ}	Comprimento de onda diferencial
EG	Energia de gap
e	Carga do elétron
eV	Elétron-volt
FF	Fator de forma
G	Nível de irradiância
G_R	Nível de irradiância de referência
GWh	Gigawatt-hora
I_{λ}	Irradiância espectral
I_D	Corrente do diodo
I_L	Corrente gerada
I_{MG}	Corrente máxima do gerador
I_{MP}	Corrente de máxima potência
I_{MM}	Corrente máxima do módulo
I_0	Corrente de saturação do diodo
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
I_{SCM}	Corrente de curto-circuito do módulo
I_{SCMR}	Corrente de curto-circuito de referência do módulo
I_{SCR}	Corrente de curto-circuito de referência
$\text{J}/\text{m}^2/\text{dia}$	Joule por metro quadrado por dia

k	Constante de Boltzmann
km ²	Quilômetros quadrados
kWh	Quilowatt-hora
kWh/m ² /ano	Quilowatt-hora por metro quadrado por ano
kWh/m ² /dia	Quilowatt-hora por metro quadrado por dia
kWh/m ² /mês	Quilowatt-hora por metro quadrado por mês
mA/cm ²	Miliampére por centímetro quadrado
Mtep	Milhões de toneladas equivalentes de petróleo
MW	Megawatt
m	Fator de idealidade do diodo
mm	Milímetro
N _{PG}	Número de módulos associados em paralelo
N _{SG}	Número de módulos associados em série
N _S	Número de células associadas em série
P _{MP}	Potência máxima
R _P	Resistência em paralelo
R _S	Resistência em série
R _{SG}	Resistência em série do gerador
R _{SM}	Resistência em série do módulo
S	Seção do condutor
SP	Sol pleno
T _A	Temperatura ambiente
T _{CELL}	Temperatura de operação da célula
T _R	Temperatura de referência
TWh	Terawatt-hora
V	Volt
V _D	Tensão do diodo
V _{MG}	Tensão máxima do gerador

V_{MP}	Tensão de máxima potência
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
V_{OCMR}	Tensão de circuito aberto de referência do módulo
V_{OCM}	Tensão de circuito aberto de referência
V_{OCR}	Tensão de circuito aberto de referência
V_T	Potencial térmico
W/m^2	Watt por metro quadrado
$W/m^2 \cdot \mu m$	Watt por metro quadrado por micrômetro
Wp	Watt-pico

Resumo

O consumo de energia elétrica por todo o mundo aumenta a cada ano, auxiliando no desenvolvimento da população e se tornando cada vez mais indispensável nos dias atuais. A energia elétrica origina-se de diversas fontes, renováveis e não renováveis, sendo que estas, além de finitas, muitas vezes trazem riscos ao meio ambiente durante o processo de geração de energia, como emissão de gases tóxicos e possíveis acidentes, como vazamentos de óleo durante o transporte e imprevistos durante a operação de usinas nucleares.

Devido a este panorama, muitos países estão aplicando o conceito de desenvolvimento sustentável às suas matrizes energéticas, investindo na geração de energia por meio de fontes renováveis, sendo, atualmente, a energia solar uma das alternativas de investimento e pesquisa, sendo caracterizada como uma modalidade de geração de energia com fonte infinita, baixo custo de manutenção, livre de emissão de poluentes durante o processo de geração e que com crescimento estimado devido a políticas de incentivo para difusão desta tecnologia.

A energia solar é convertida em energia elétrica por meio da utilização de módulos fotovoltaicos, compostos por materiais semicondutores que reagem à incidência de luz solar. Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados como isolados, funcionando sem comunicação com a rede elétrica, e conectados à rede, trabalhando em conjunto com a rede de distribuição da concessionária.

Este trabalho apresenta as características de um sistema fotovoltaico conectado à rede, SFCR, tratando dos aspectos da constituição das células fotovoltaicas e o efeito de conversão de energia, o chamado efeito fotovoltaico. São apresentados os componentes de um SFCR, seu funcionamento e também são discutidos os fatores de perda de um sistema fotovoltaico.

Foi escolhido um SFCR real e seus parâmetros foram simulados utilizando o software PSpice, a partir de um modelo representativo do gerador fotovoltaico. A partir dos resultados, foram analisados os efeitos de temperatura e sombreamento sobre a geração de energia em diferentes épocas do ano, por meio de gráficos e tabelas apresentando os resultados reais do sistema e os resultados simulados.

Palavras-chave: sistema fotovoltaico, SFCR, temperatura, sombreamento, PSpice, desempenho.

Abstract

The electricity consumption worldwide increases every year, assisting in the development of the population and becoming increasingly indispensable nowadays. The electricity is generated from several sources, renewable and non-renewable, and these, as well as finite, often pose risks to the environment during the process of power generation, such as toxic fumes and possible accidents such as oil spill during transportation and unforeseen events during the operation of nuclear power plants.

Due to this scenario, many countries are applying the concept of sustainable development to their energy matrices, investing in power generation through renewable sources and, currently, solar energy is one of the alternatives of investment and research, being characterized as a form of power generation with infinite supply, low maintenance cost, free emission of pollutants during the process of generation and estimated growing due to incentive policies for diffusion of this technology.

Solar energy is converted into electrical energy through the use of photovoltaic modules, composed of semiconductor materials that react to the incidence of sunlight. Photovoltaic systems can be classified as isolated, or 'off grid', working without communication with the grid, and 'on grid', working in conjunction with the concessionaire distribution network.

This paper presents the characteristics of a PV system connected to the grid, an 'on grid system', dealing with aspects of the constitution of the photovoltaic cells and the effect of energy conversion, called the photovoltaic effect. The components of an on grid system are described, as well as their operation and, also, the loss factors affecting the energy generation are discussed.

A real on grid system and its parameters have been simulated using the PSpice software, from a representative model of a PV generator. The effects of temperature and shading on the power generation at different times of the year were analyzed, by means of graphs and tables showing the results of the real system and the simulated results.

Keywords: photovoltaic system, on grid, temperature, shadowing, PSpice, performance.

1. Introdução

O consumo de energia é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de uma região, refletindo tanto o ritmo de atividades dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto o poder aquisitivo da população, adquirindo equipamentos que demandam o consumo de energia elétrica [1].

Diferentes fontes de energia são utilizadas em todo mundo, variando da disponibilidade de recursos em cada região.

Historicamente, e pelos dados da Tabela 1, o petróleo responde pela maior parte do consumo primário (fonte a ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica) de energia do mundo.

Tabela 1 - Consumo de energia por combustível em Mtep em 2007 (milhões de toneladas equivalentes de petróleo) [1]

Combustível	Equivalente a milhões de toneladas de petróleo
Petróleo	3952,8
Carvão	3177,5
Gás natural	2637,7
Hidráulica	709,2
Nuclear	622,0
Total	11099,3

Dentre os consumidores de energia, o setor de transportes respondia pelo maior volume consumido de derivados de petróleo (60,5% do total), enquanto que a indústria demandava a maior parte da produção de carvão (78,8%). O gás natural era utilizado principalmente por residências, agricultura, comércio e setor público, os quais, juntos, respondiam por 48,1% do consumo mundial total, contra um consumo industrial de 35,2% [1].

Considerando cada fonte produtora de energia, diferentes países se destacam como maiores consumidores de um determinado segmento. A respeito dessa variação, de acordo com o 'BP Statistical Review of World Energy June 2012' [2], podem ser observados dados sobre o consumo de energia elétrica provenientes das diversas fontes existentes por todo o mundo, para o ano de 2011.

Para a energia originária do petróleo, de acordo com a Tabela 2, pode-se ver que a Ásia domina o consumo de energia elétrica proveniente do petróleo, mas os Estados Unidos ainda são, com grande vantagem, o país que mais consome energia elétrica desta fonte. O Brasil ocupa a 7ª posição neste ranking, consumindo 120,7 milhões de toneladas de petróleo, correspondentes a 3,0% do consumo mundial, ressaltando que o consumo de etanol e biodiesel está também considerado nesta contagem.

Tabela 2 - Consumo de energia elétrica proveniente do petróleo [2]

Consumo de petróleo por continente (Mtep)			Consumo de petróleo por país – maiores consumidores (Mtep)		
Ásia - Pacífico	1316,1	32,4%	Estados Unidos	833,6	20,5%
América do Norte	1026,4	25,3%	China	461,8	11,4%
Europa e Eurásia	898,2	22,1%	Japão	201,4	5,0%
Oriente Médio	371,0	9,1%	Índia	162,3	4,0%
América do Sul e Central	289,1	7,1%	Rússia	136,0	3,4%
África	158,3	3,9%	Arábia Saudita	127,8	3,1%

Os números referentes à utilização de energia produzida por usinas a carvão estão mostrados na Tabela 3. A Ásia, liderada pela produção chinesa, domina o consumo de energia proveniente de usinas de carvão. Também presente, os Estados Unidos, com um consumo maior que toda a Europa e Eurásia. O Brasil apresenta um baixo consumo deste tipo de energia, consumindo o equivalente a 13,9 milhões de toneladas de petróleo, representando apenas 0,4% do consumo mundial.

Tabela 3 - Consumo de energia elétrica produzida em usinas a carvão [2]

Consumo de energia a carvão por continente (Mtep)			Consumo de energia a carvão por país – maiores consumidores (Mtep)		
Ásia - Pacífico	2553,2	68,6%	China	1839,4	49,4%
América do Norte	533,7	14,3%	Estados Unidos	501,9	13,5%
Europa e Eurásia	499,2	13,4%	Índia	295,6	7,9%
África	99,8	2,7%	Japão	117,7	3,2%
América do Sul e Central	29,8	0,8%	África do Sul	92,9	2,5%
Oriente Médio	7,9	0,2%	Rússia	90,9	2,4%

Considerando, agora, o consumo de energia elétrica derivada de gás natural, Tabela 4, nota-se que, apesar de Europa e Eurásia dominarem o consumo de energia de gás natural, Estados Unidos e Rússia apresentam consumos de ordem continental, utilizando mais energia de gás natural do que a Ásia – Pacífico e Oriente Médio, por exemplo. O Brasil não ocupa posição significativa neste ranking, consumindo o equivalente a 24,0 milhões de toneladas de petróleo, correspondentes a apenas 0,8% do consumo mundial.

Tabela 4 - Consumo de energia elétrica derivada de gás natural [2]

Consumo de gás natural por continente (Mtep)			Consumo de gás natural por país – maiores consumidores (Mtep)		
Europa e Eurásia	991,0	34,1%	Estados Unidos	626,0	21,5%
América do Norte	782,4	26,9%	Rússia	382,1	13,2%
Ásia - Pacífico	531,5	18,3%	Iran	138,0	4,7%
Oriente Médio	362,8	12,5%	China	117,6	4,0%
América do Sul e Central	139,1	4,8%	Japão	95,0	3,3%
África	98,8	3,4%	Canadá	94,3	3,2%

O padrão de consumo mundial da energia elétrica vinda das usinas hidrelétricas apresenta um comportamento diferente, comparado aos casos anteriores. A Tabela 5 mostra que embora a Ásia também lidere o consumo deste segmento de energia, Europa e Américas apresentam consumos semelhantes de energia elétrica proveniente de usinas hidrelétricas. Destaque para a colocação do Brasil, evidenciando a grande importância das usinas hidrelétricas para o consumo brasileiro e contribuição a nível mundial.

Tabela 5 - Consumo de energia proveniente de usinas hidrelétricas [2]

Consumo de energia hidrelétrica por continente (Mtep)			Consumo de energia hidrelétrica por país – maiores consumidores (Mtep)		
Ásia - Pacífico	248,1	31,3%	China	157,0	19,8%
Europa e Eurásia	179,1	22,6%	Brasil	97,2	12,3%
América do Sul e Central	168,2	21,3%	Canadá	85,2	10,8%
América do Norte	167,6	21,2%	Estados Unidos	74,3	9,4%
África	23,5	3,0%	Rússia	37,3	4,7%
Oriente Médio	5,0	0,6%	Índia	29,8	3,8%

Quando à utilização de energia elétrica produzida em usinas nucleares, a Tabela 6 evidencia o domínio europeu no consumo deste tipo de energia, com a ressalva de que, mais uma vez, os Estados Unidos lideram mais este segmento, com destaque para a produção francesa de energia elétrica em usinas nucleares. O Brasil apresenta consumo equivalente a 3,5 milhões de toneladas de petróleo, sendo 0,6% do consumo mundial.

Tabela 6 - Consumo de energia proveniente de usinas nucleares [2]

Consumo de energia nuclear por continente (Mtep)			Consumo de energia nuclear por país – maiores consumidores (Mtep)		
Europa e Eurásia	271,5	45,3%	Estados Unidos	188,2	31,4%
América do Norte	211,9	35,4%	França	100,0	16,7%
Ásia – Pacífico	108,0	18,0%	Rússia	39,2	6,5%
América do Sul e Central	4,9	0,8%	Japão	36,9	6,2%
África	2,9	0,5%	Coréia do Sul	34,0	5,7%
Oriente Médio	*	*	Alemanha	24,4	4,1%

No entanto, não foi considerada, nestes dados analisados, a parcela referente à energia elétrica gerada por fontes renováveis. Entende-se por fontes renováveis a utilização de energia eólica, biomassa, geotérmica e solar.

A Tabela 7 apresenta dados sobre o consumo de energia elétrica proveniente de fontes renováveis. Nota-se, mais uma vez, domínio dos Estados Unidos. Mas, considerando proporções continentais, observa-se que a Europa concentra quase metade da produção renovável do mundo. O Brasil aparece, mais uma vez, na 7ª posição desse ranking, consumindo o equivalente a 7,5 milhões de toneladas de petróleo, correspondente a 3,8% do consumo mundial.

Tabela 7 - Consumo de energia elétrica proveniente de fontes renováveis [2]

Consumo de energias renováveis por continente (Mtep)			Consumo de energias renováveis por país – maiores consumidores (Mtep)		
Europa e Eurásia	84,3	43,3%	Estados Unidos	45,3	23,2%
América do Norte	51,4	26,4%	Alemanha	23,2	11,9%
Ásia – Pacífico	46,4	23,8%	China	17,7	9,1%
América do Sul e Central	11,3	5,8%	Espanha	12,7	6,5%
África	1,3	0,6%	Índia	9,2	4,7%
Oriente Médio	0,1	0,1%	Itália	7,7	4,0%

Os resultados das tabelas anteriores explicam-se pelos dados de consumo mundial de energia elétrica em kWh, apresentados na Tabela 8. Observa-se que, como visto anteriormente, China e Estados Unidos consomem muito mais energia que o restante dos outros países, justificando a presença de ambos como líderes em quase todos os rankings de consumo de energia elétrica oriundas de diversas fontes [3].

Tabela 8 - Países maiores consumidores de energia elétrica [3]

Maiores consumidores de energia	Energia consumida (bilhões de kWh)
China	4693,0
Estados Unidos	3741,0
Japão	859,7
Rússia	857,6
Índia	600,6
Canadá	549,5
Alemanha	544,5
França	460,9
Brasil	455,7
Coreia do Sul	455,1

Destacando, agora, apenas sistemas fotovoltaicos instalados ao redor do mundo, na Tabela 9 são mostrados os países com maior capacidade instalada e os que mais instalaram sistemas fotovoltaicos em 2012. Apesar do domínio de Alemanha e Itália, nota-se o crescimento dos EUA, China e Japão no cenário mundial [4].

Tabela 9 - Países com maiores capacidades instaladas em 2012 e com maior capacidade total instalada [4]

Capacidade instalada em 2012 (MW)		Capacidade total instalada (MW)	
Alemanha	7604	Alemanha	32411
China	3510	Itália	16250
Itália	3337	Estados Unidos	7221
Estados Unidos	3313	Japão	7000
Japão	2000	China	7000
França	1079	Espanha	5100
Reino Unido	1000	França	4003
Austrália	1000	Bélgica	2567
Índia	980	Austrália	2400
Grécia	912	República Tcheca	2085

Em 2013, estima-se que, pelo menos, 110 TWh, ou 110 bilhões de kWh serão produzidos por sistemas fotovoltaicos já instalados. Esta quantidade de energia representa 0,5% da demanda de eletricidade anual do planeta. No entanto, 110 TWh representam o consumo anual de países como a Holanda e o Egito, por exemplo.

Na Europa, pelo segundo ano consecutivo, sistemas fotovoltaicos apresentaram os maiores números de potência para novos sistemas instalados, a frente de sistemas de energia eólica e energia a gás, e também à frente de todas as outras fontes de eletricidade, como a carvão e nuclear. Diversos países já apresentam um número de instalações fotovoltaicas que contribui para a demanda elétrica total, como na Itália, onde 5,75% da demanda é suprida por energia fotovoltaica, assim como na Alemanha, onde 5,57% da demanda elétrica é também suprida por energia fotovoltaica, e o próprio continente europeu, onde os sistemas fotovoltaicos contribuem com 2,5% da demanda total da Europa. Em espaço territorial, as instalações fotovoltaicas representam 700 km², ou o tamanho de Cingapura. O crescimento das instalações fotovoltaicas deve-se pela queda nos preços dos equipamentos, a maior concorrência e número de empresas presentes neste segmento e a difusão de informações a respeito desta nova tecnologia [4].

Além da Europa e os EUA, a China e o Japão apresentaram grande progresso na utilização de sistemas fotovoltaicos e, também, aquele, na fabricação de equipamentos, como módulos fotovoltaicos de alta qualidade.

A alternativa de obter energia elétrica a partir da energia solar vem se tornando uma das principais prioridades por todo o mundo. A conversão de energia solar deixou de ser apenas uma curiosidade científica para se tornar uma alternativa para, primeiramente, alimentar eletricamente regiões remotas que não eram supridas por redes de distribuição [5], e também, atualmente, visando disseminar o conceito de geração distribuída em todas as partes do mundo.

Inicialmente, o conceito de sistemas fotovoltaicos isolados era o mais utilizado. Este sistema consiste em uma instalação que não tem contato com a rede de distribuição de eletricidade da concessionária, sendo composta apenas de módulos fotovoltaicos, baterias funcionando como sistema de armazenamento, controle de carga e descarga, quando necessário, e o equipamento a ser alimentado por meio de energia solar. Tais sistemas são essenciais no fornecimento de energia elétrica a regiões remotas e, graças à sua alta confiabilidade e baixo índice de falhas, não necessitam de grandes ações de manutenção, podendo existir em locais inóspitos ou até em aplicações espaciais [6]

Além deste conceito de sistema, há também os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, compostos pelos módulos fotovoltaicos, inversor interativo para fazer a comunicação dos módulos com a rede elétrica, e a própria rede elétrica da concessionária.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, também descritos pela sigla SFCR, utilizam como sistema de armazenamento a própria rede de distribuição da concessionária [7]. Isto é possível quando a geração de energia proveniente da fonte solar supera a necessidade das cargas conectadas ou sistema, havendo, assim, um excedente de energia, a qual é injetada na rede elétrica.

Esta modalidade de instalação, na qual o pequeno produtor de energia elétrica pode repassar a sua energia produzida em excesso para a concessionária, além de alimentar suas próprias cargas, dá lugar ao conceito de geração distribuída.

A geração distribuída é definida como sendo a geração de energia elétrica conectada diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, operando em paralelo com a rede elétrica. Dentre os sistemas que se enquadram nesta definição estão quaisquer sistemas de geração que utilizem fontes baseadas em energia hidráulica, eólica, biomassa ou solar [8].

Esta prática teve início na Alemanha, há pouco mais de 20 anos. Nesta época, a ideia de utilizar energia elétrica oriunda da energia solar não era levada em consideração, devido ao elevado custo dos equipamentos e, conseqüentemente, da própria energia gerada, custando dez vezes mais que a energia nuclear ou gerada pelo carvão. Em 1991, a lei de energia renovável, *Erneuerbare Energien Gesetz*, EEG, foi aprovada na Alemanha. Esta lei exigia que as companhias de energia interligassem suas redes de distribuição aos produtores de energias renováveis e comprassem sua energia a um valor fixo que garantisse um modesto retorno de investimento ao longo do tempo.

Com isso, os pequenos produtores começaram a enxergar a energia solar fotovoltaica como um investimento em longo prazo, sabendo que haveria retorno financeiro garantido por lei, além do apelo ambiental envolvido no processo. Este incentivo trouxe desenvolvimento para as indústrias alemãs, líderes em fabricação de inversores interativos e contribuiu para a mudança no panorama energético do país. Em um determinado dia no mês de maio, em 2012, foram produzidos 22 GWh de energia a partir do sol, metade da produção mundial e o equivalente à produção de 20 usinas nucleares. A Figura 1 mostra uma das diversas vilas solares existentes na Alemanha.



Figura 1 - Vilas solares na Alemanha - algumas delas chegam a produzir mais energia do que consomem [9]

Os subsídios existentes e as regras de venda de energia alemãs fizeram com que os preços de equipamentos diminuíssem 66% desde 2006, e o custo da energia solar gerada

deve ser competitivo com a gerada pelo carvão em poucos anos, segundo estudos da UBS, *Union of Swiss Banks* [9].

Enquanto isso, no Brasil, o início do desenvolvimento dos sistemas fotovoltaicos deu-se em 1994, por meio do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), promovendo a compra de sistemas fotovoltaicos por meio de licitações internacionais, sendo instalada uma potência total em torno de 5 MW em 7000 comunidades em todo Brasil. O PRODEEM foi incorporado ao Programa Luz para Todos com o objetivo de atender localidades remotas, nas quais existiriam custos proibitivos para a extensão da rede de distribuição. Um relatório da administração da Eletrobras, de 2009, atesta que foram instalados, no país, 2046 sistemas fotovoltaicos. A maioria destes sistemas contava com baterias como sistema de armazenamento, para armazenar a energia elétrica produzida durante o dia para ser consumida à noite, além de controladores de carga inclusos. No entanto, estes sistemas eram isolados [10].

Mesmo que o primeiro SFCR tem sido instalado em 1995 (Chesf), o número de sistemas conectados à rede ainda é pouco expressivo em termos de capacidade. Não há produção de células fotovoltaicas no país, apenas a criação, em 2010, da produção nacional de módulos pela empresa Tecnometal, importando as células e fazendo a montagem dos módulos em sua planta local.

Apesar das dificuldades econômicas e resistências encontradas no Brasil, vale ressaltar alguns aspectos favoráveis à inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética do país, relacionados a seguir.

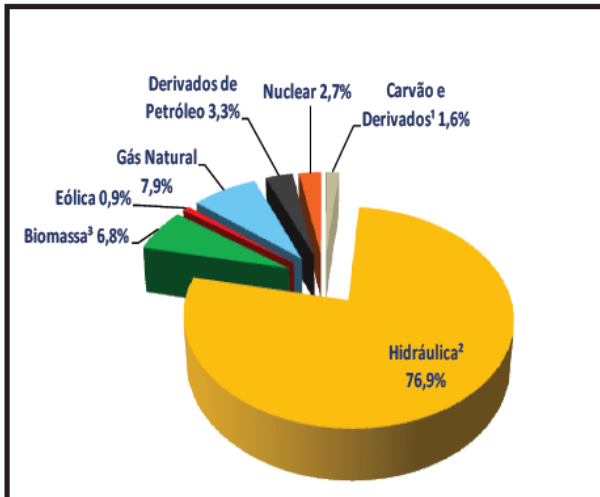
- Sinergia com a carga: no verão, período de alta incidência de irradiação solar, é possível observar que no Rio de Janeiro, por exemplo, a carga máxima da concessionária de distribuição de energia é atingida por volta das 14h, devido ao número de aparelhos de ar condicionado em funcionamento. Isso vem ao encontro do alto percentual de irradiação disponível neste período do dia, fazendo com que grande quantidade de energia elétrica pudesse ser produzida, auxiliando na demanda energética solicitada.
- Baixos impactos ambientais: não há qualquer emissão de poluentes durante a conversão de energia, além do que a emissão de poluentes no processo de fabricação das células é reduzida e bastante controlada. A parte visual também não é muito afetada, ainda mais com o novo conceito de módulos fotovoltaicos integrados às edificações, *Building Integrated Photovoltaics*, *BIPV*, preocupando-se com a estética da instalação.
- Geração de empregos: baseado na publicação *National Solar Jobs Census 2011*, nos Estados Unidos, 110 mil empregos diretos foram gerados, a maior parte em empresas de instalação de sistemas fotovoltaicos, correspondendo a 52% dos empregos gerados pelo setor, sendo que 24% dos empregos correspondiam ao processo de fabricação de equipamentos, 18% referentes à venda e distribuição de produtos e 6% para outros serviços. No caso do Brasil, é importante destacar que as regiões com maior potencial solar são as mesmas que apresentam baixo nível de desenvolvimento e baixa oferta de empregos. Assim, o desenvolvimento da energia fotovoltaica pode capacitar a mão de obra na região e elevar o número de empregos disponíveis.

- Auxílio na demanda energética do país: uma vez que o consumo de energia elétrica aumenta gradativamente no país, a inserção de uma nova fonte energética teria papel essencial no auxílio da distribuição de energia no Brasil.

Sobre o consumo de energia no país, segundo o Balanço Energético Nacional 2013 - ano base 2012 [11], a Figura 2 mostra a produção de energia brasileira e suas fontes, sendo considerada a energia solar juntamente com a energia eólica.

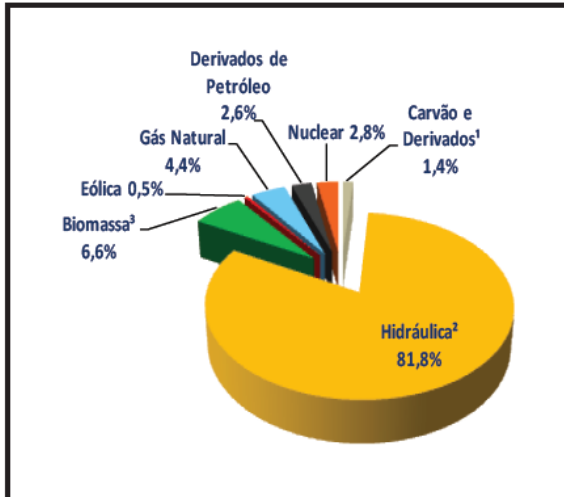
Matriz Elétrica Brasileira

Brasil (2012)



geração hidráulica² em 2012: 455,6 TWh
geração total² em 2012: 592,8 TWh

Brasil (2011)



geração hidráulica² em 2011: 464,2 TWh
geração total² em 2011: 567,7 TWh

¹ Inclui gás de coqueria

² Inclui importação

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

Figura 2 - Matriz elétrica brasileira - 2012/2011 [11]

Nota-se um aumento no consumo de derivados de petróleo, instalações eólicas e solares e, com destaque, o aumento da utilização de gás natural. A geração total de cresceu 4,4% de 2011 para 2012.

Considerando a capacidade instalada, em MW, das fontes de energia no país, a Tabela 10 apresenta os dados referentes aos anos de 2011 e 2012.

Tabela 10 - Capacidade de fontes energéticas instaladas no Brasil em 2012 e em 2011 [11]

Capacidade Instalada (MW)			
Fonte	2012	2011	%12/11
Hidrelétrica	84294	82459	2,2%
Térmica ¹	32778	31243	4,9%
Nuclear	2007	2007	0,0%
Eólica ²	1894	1426	32,8%
Capacidade disponível	120973	117135	3,3%
¹ Inclui biomassa, gás, petróleo e carvão mineral			
² Inclui solar			

Segundo dados da IEA, *International Energy Agency*, estima-se que o Brasil tenha em torno de 20 MW de capacidade de geração solar fotovoltaica instalada, sendo que a grande maioria refere-se a sistemas isolados em locais remotos e também em aplicações como suporte a radares de trânsito e a antenas de telefonia celular [12].

Pelo fato de que, até recentemente, a geração fotovoltaica conectada à rede de distribuição não possuía deliberações legais para apresentar um modelo de contrato com os microgeradores e minigeradores que apresentasse boas condições para ambas as partes. Após a realização de audiências e reuniões com representantes de distribuidoras, geradoras, universidades, fabricantes, consumidores, comercializadores, empresas de engenharia e outras instituições interessadas no tema, foi publicada a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 [13], que estabelece as condições de acesso para microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, visando reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte, além de introduzir o sistema de compensação de energia elétrica, também chamado de *net metering*.

Projetos de pesquisa e desenvolvimento visando o estudo da tecnologia e o seu desempenho estão começando a se espalhar pelo país. Dois dos principais projetos são duas usinas solares, uma delas localizada no município de Tauá, no Ceará, com capacidade instalada de 1 MW [14], apresentada na Figura 3, e outra usina localizada em Campinas, a Usina Tanquinho, com capacidade instalada de 1,1 MW [15], mostrada na Figura 4.



Figura 3 - Usina Solar Tauá - Tauá/CE [14]



Figura 4 - Usina Solar Tanquinho - Campinas/SP [16]

Assim, seguindo a Resolução Normativa 482, observando os resultados dos projetos de pesquisa e atendendo às normas do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) [17], o número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil deve aumentar, devido à queda nos custos dos equipamentos e à oportunidade de economia a todos os tipos de consumidores, haja vista que este sistema, se instalado baseando-se nas corretas definições de localização, inclinação e angulação, apresenta desempenho comprovado, baixo grau de manutenção, e, uma vez que a incidência solar no Brasil apresenta um dos maiores níveis mundialmente, a geração de energia será satisfatória.

1.1. Motivação e Objetivos

A questão da quantidade de energia gerada é uma das principais questões abordadas a respeito da temática dos sistemas fotovoltaicos. Dentre as características que influenciam o desempenho de um sistema fotovoltaico, a irradiância incidente no sistema e a temperatura ambiente apresentam papel crucial na geração de energia.

A variação do nível de irradiância solar incidente sobre o gerador fotovoltaico ao longo do dia faz que com também a quantidade de energia gerada se altere. Independentemente do fator causador de sombreamento, este afetará a performance do sistema.

Além disso, a temperatura ambiente atua sobre as características elétricas do sistema fotovoltaico, fazendo com que este se comporte de maneiras distintas a partir de diferentes valores de temperatura ambiente e, conseqüentemente, diferentes valores de operação das células fotovoltaicas.

Tanto a temperatura quanto a irradiância incidente têm ação sobre as características químicas dos componentes do sistema fotovoltaico. A fim de apresentar e analisar esses diversos comportamentos, este trabalho apresenta as características de um sistema fotovoltaico conectado à rede, descrevendo o funcionamento dos seus componentes e a o seu comportamento sob diversas condições de trabalho.

Fazendo uso de um modelo representativo apresentado no software PSpice, serão feitas simulações para ilustrar o comportamento do sistema submetido a diferentes condições de irradiância incidente e temperatura ambiente. Para efeito de comparação com os dados obtidos pela simulação, os resultados de um sistema fotovoltaico real serão utilizados para auxiliar a análise dos experimentos.

O sistema fotovoltaico escolhido apresenta características de sombreamento permanente, causado por um obstáculo próximo. Diagramas de extensão de sombra também serão utilizados para complementar as análises, tanto dos resultados reais quanto dos resultados simulados.

Tais análises terão como objetivo estimar a quantidade de energia gerada pelo sistema sob condições de sombreamento, a quantidade de energia gerada considerando um perfil de irradiância sem sombreamento, influência da variação da temperatura sobre o desempenho do sistema e a comparação entre os resultados reais e simulados.

Este trabalho é estruturado em 6 capítulos.

Neste primeiro capítulo, foi realizada uma introdução sobre o tema abordado.

No capítulo 2, são apresentados diversos conceitos sobre a radiação solar, efeito fotovoltaico, composição e princípio de funcionamento das células fotovoltaicas, associação de células fotovoltaicas, considerações sobre efeitos do sombreamento e maneiras de prevenção dos danos desse efeito, e a descrição dos componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede e seu padrão de funcionamento.

O capítulo 3 ilustra o software escolhido para simulação do modelo representativo do sistema fotovoltaico conectado à rede, e apresenta as equações que caracterizam os modelos do gerador fotovoltaico e do inversor interativo e seus respectivos códigos em linguagem PSpice.

O quarto capítulo discorre sobre o caso a ser analisado, um sistema fotovoltaico conectado à rede real, instalado em Salem, Oregon, nos Estados Unidos, o qual apresenta características de sombreamento de grande valia para a análise proposta. Além disso, são apresentadas ferramentas para a estimativa de sombreamento do sistema e adequação dos equipamentos utilizados ao modelo do PSpice.

O quinto capítulo traz as simulações do sistema em 4 datas distintas, buscando destacar as características de irradiância e temperatura de diferentes períodos do ano. Também são feitos comentários sobre os resultados e estimativa de sombreamento para cada caso simulado. Ao final das simulações, é feita uma síntese dos resultados, buscando comparar os resultados reais com os resultados simulados e discorrendo sobre divergências entre as estimativas e os resultados obtidos.

E, finalmente, no capítulo 6, são expostas as conclusões sobre o trabalho.

2. Conceitos e Definições

Este capítulo trata dos aspectos teóricos de todos os componentes de um sistema fotovoltaico e de sua modalidade conectada à rede. São explicados os aspectos técnicos e características de operação dos equipamentos utilizados em um SFCR.

2.1. O efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico dá-se pela transformação da energia presente na radiação luminosa em energia elétrica. Este efeito ocorre em certos materiais semicondutores capazes de absorver a energia presente nos fótons da radiação luminosa que incide sobre as células, transformando-a em eletricidade.

A energia que é absorvida pelos materiais semicondutores rompe as ligações químicas entre as moléculas presentes em suas estruturas, assim, acontece a liberação de cargas elétricas que podem realizar trabalho. O efeito fotovoltaico é, então, uma característica intrínseca ao material semicondutor que compõe os dispositivos de conversão fotovoltaica.

A quantidade de energia que um elétron possui está relacionada à camada em que esse elétron se encontra. Quando um elétron localizado na camada de valência obtém energia suficiente para que passe da camada de valência para a banda de condução, gerando uma lacuna na camada de valência (par elétron-lacuna). O elétron pode, então, se movimentar livremente a partir daí, produzindo, assim, corrente elétrica.

Energia de gap (EG) é a energia necessária para fazer com que um elétron passe para a banda de condução do material. Seu valor depende do material utilizado, sendo sua unidade o elétron-volt (eV).

Para o melhor aproveitamento dos pares elétron-lacuna, é interessante que o semicondutor seja dopado eletronicamente, normalmente adicionando boro ou fósforo ao material semicondutor. A adição de boro, elemento trivalente, faz com que cargas positivas, ou “lacunas”, apareçam, enquanto que, a partir da adição de fósforo, elemento pentavalente, cargas negativas (elétrons livres) apareçam.

Inicialmente, o semicondutor puro é dopado com material do tipo receptor, levando a uma deficiência de elétrons, para formação da região tipo p, caracterizando uma região com uma densidade de carga positiva. A seguir, para formação da região tipo n, material dopante do tipo doador é adicionado, levando ao aparecimento de elétrons livres. Entre as regiões p e n forma-se a chamada junção p-n, tendo a função de criar um campo elétrico interno responsável pela consolidação da conversão fotovoltaica.

Esse campo elétrico é resultado do fluxo de elétrons que tendem a migrar para a região p e do número de lacunas deixadas na região n, gerando um tráfego através da junção. Esse tráfego cria uma barreira de potencial na região de transição entre as camadas, chamada região de depleção. Esse potencial criado compensa a corrente

originada pelo campo elétrico, levando o semiconductor a um estado de equilíbrio elétrico, como mostrado na Figura 5.

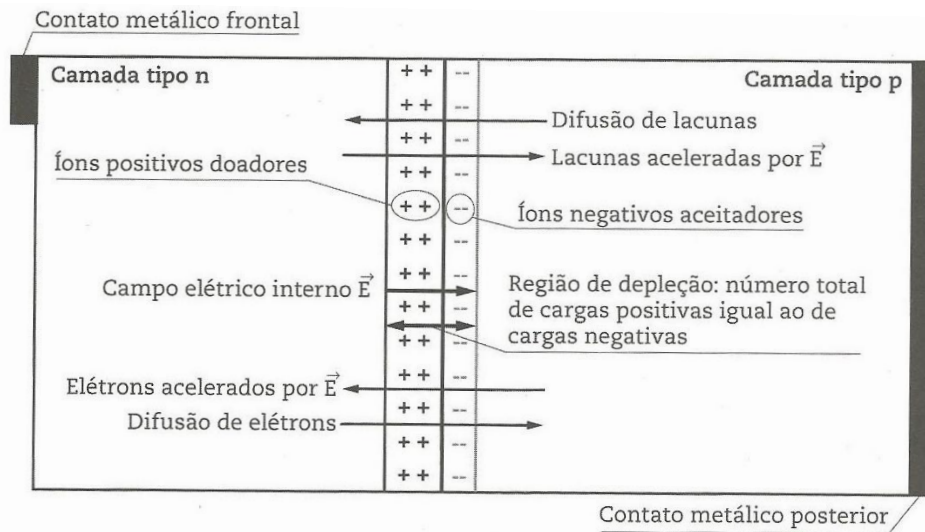


Figura 5 - Junção p-n com detalhe da região de depleção [18]

Ao se iluminar o semiconductor, este estado de equilíbrio é quebrado e, se a energia recebida pelo elétron for suficiente, este passa à banda de condução, dando origem a um par elétron-lacuna. Com a incidência de mais fótons, mais pares são criados e separados pelo campo, dando origem a um desequilíbrio nas correntes de junção e o estabelecimento de uma diferença de potencial proveniente do acúmulo de portadores de carga em cada lado da junção, sendo elétrons na região n e lacunas na região p.

Conectando terminais metálicos a cada lado da junção e interligando-os por um condutor, estabelece-se uma corrente elétrica, presente quando houver radiação solar incidindo sobre o condutor, como ilustrado na Figura 6.

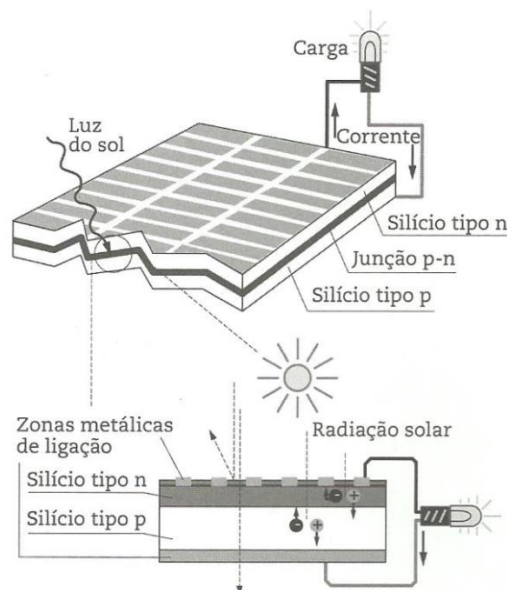


Figura 6 - Representação do processo de conversão fotovoltaica [18]

2.1.1. Radiação solar ao nível do solo

A radiação do sol que chega à Terra é parcialmente refletida pela atmosfera e parcialmente transmitida para a superfície da Terra. Aplicações fotovoltaicas usadas no espaço, como satélites, tem uma disponibilidade de radiação solar diferente das aplicações fotovoltaicas na superfície terrestre.

Algumas definições devem ser destacadas:

- Irradiância espectral I_λ : a potência recebida por uma unidade de área de superfície em um comprimento de onda diferencial d_λ , as unidades são $W/m^2\mu m$.
- Irradiância: a integral da irradiância espectral estendida para todos os comprimentos de onda de interesse. As unidades são W/m^2 .
- Radiação: a integral no tempo da irradiância estendida sobre um dado período de tempo, por isso as unidades de radiação são unidades de energia. É comum encontrar dados de radiação em $J/m^2/dia$, se for utilizado o período de um dia como tempo de integração, ou também a energia é dada em $kWh/m^2/dia$, $kWh/m^2/mês$ ou $kWh/m^2/ano$ dependendo do intervalo de tempo definido para integração.

2.2. A célula fotovoltaica

Sendo fabricadas, em sua maioria, com lâminas de silício mono e multicristalino, as células fotovoltaicas têm uma área entre 50 cm^2 e 243 cm^2 e espessura entre $0,2\text{ mm}$ e $0,3\text{ mm}$. A célula tem um formato de uma lâmina circular ou quadrada, apresentando um tom entre o azul-escuro e o preto, Figura 7. Na parte superior das células existem raias de coloração cinza responsáveis por coletar as cargas elétricas geradas quando as células estão expostas à luz solar.



Figura 7 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino

Uma célula fotovoltaica é capaz de gerar, na condição de máxima potência (condição de sol de 1000 W/m^2 e temperatura de célula de 25°C) uma corrente da ordem de 32 mA/cm^2 , ou seja, cada célula gera uma corrente entre $1,5 \text{ A}$ (50 cm^2) e $7,5 \text{ A}$ (243 cm^2) em uma tensão em torno de $0,5 \text{ V}$.

Quando a célula não estiver conectada a nenhuma carga e for iluminada, aparecerá em seus terminais uma tensão de circuito aberto V_{oc} . Caso a célula esteja conectada a uma carga, haverá circulação de corrente no circuito formado entre a carga e a célula.

A partir dos parâmetros elétricos de saída (tensão e corrente) e dos fatores que influenciam na entrada (irradiância e temperatura da célula), é possível fazer uma representação elétrica da célula fotovoltaica.

Algumas definições sobre as características das células fotovoltaicas são listadas a seguir:

- STC – Standard Test Condition: condições de teste padrão, definidas para os valores de 1000 W/m^2 de irradiância, 25°C de temperatura de célula e $AM = 1,5$ para a massa do ar;
- V_{MP} – tensão de máxima potência;
- I_{MP} – corrente de máxima potência;
- P_{MP} – máxima potência: a máxima potência de um módulo fotovoltaico, dada em watt-pico (Wp), é atingida quando se obtém I_{MP} e V_{MP} ;
- I_{sc} – corrente de curto-circuito: obtida quando o módulo está em curto-circuito;
- V_{oc} – tensão de circuito aberto: obtida quando o módulo não apresenta carga.

2.2.1. Circuito Equivalente Ideal

A junção p-n do material semicondutor pode ser representada por um diodo, tendo como curva característica a mostrada na Figura 8, apresentando valores baixos de corrente para níveis de tensão baixos, mas que crescem rapidamente a partir de um determinado valor de tensão. Para tensões negativas, mostrando um comportamento reversamente polarizado da junção, o fluxo de corrente é limitado até certo nível de tensão, o qual sendo ultrapassado acarreta a condução de corrente e a destruição do componente.

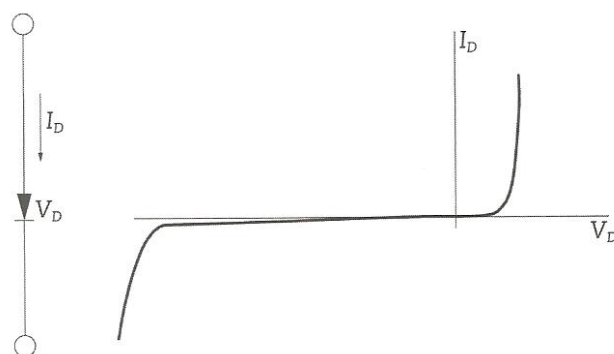


Figura 8 - Representação da curva I - V da junção p-n da célula fotovoltaica [18]

A curva I-V da célula fotovoltaica é determinada por meio da superposição da corrente gerada com a curva do diodo, considerando apenas o primeiro quadrante da Figura 8. Quando não estão iluminadas, as células apresentam as mesmas características elétricas de um diodo não polarizado, sendo que apenas uma pequena corrente passa pela junção quando a célula está conectada a uma carga. Quando a célula é iluminada, sua curva desloca-se para o quarto quadrante (quadrante de geração) pelo fato de o sentido da corrente agora ser o inverso do caso anterior. O deslocamento da curva é maior à medida que a intensidade da radiação solar aumenta. Convencionalmente, a curva da célula iluminada é espelhada no eixo da tensão.

A Figura 9 mostra as curvas I – V nas situações descritas acima e os circuitos equivalentes para cada etapa de iluminação da célula.

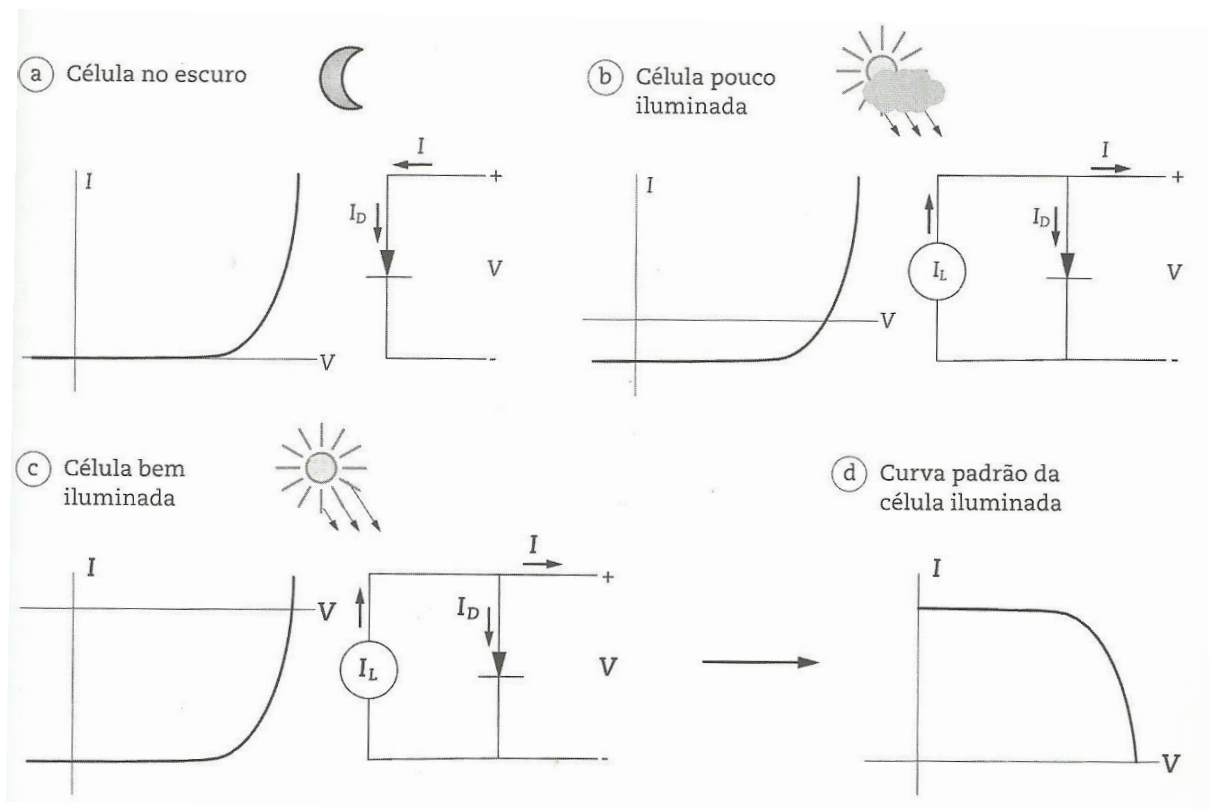


Figura 9 - Curva característica I-V de uma célula de silício no escuro e iluminada [18]

Como pode ser vista na Figura 10, o circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica é representado por uma fonte de corrente variável, sendo que a corrente gerada I_L varia de acordo com o nível de radiação que atinge a célula e, também, com as mudanças de temperatura da célula.

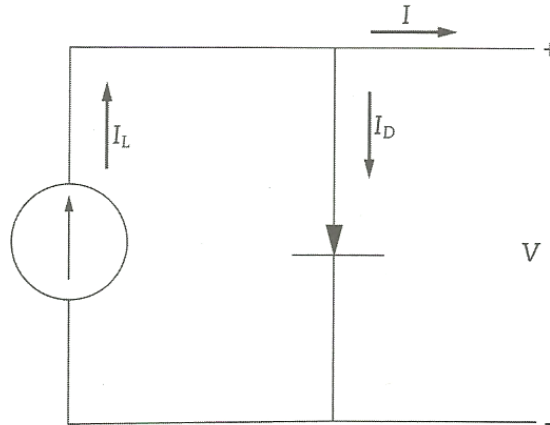


Figura 10 - Circuito equivalente ideal da célula fotovoltaica [18]

Pela Figura 10, tem-se que:

$$I = I_L - I_D \quad (1)$$

A corrente I_D , que passa pelo diodo, em função da tensão, é:

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT_c}\right) - 1 \right] \quad (2)$$

onde:

I_0 – corrente de saturação reversa do diodo no escuro (a saturação significa que não se podem obter mais portadores do que os termicamente gerados);

V – tensão aplicada nos terminais do diodo;

e – carga do elétron: $e = 1,602 \times 10^{-19}$ C;

m – fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino);

k – constante de Boltzmann: $k = 1,381 \times 10^{-23}$ J/K;

T_c – temperatura equivalente de operação da célula: $T_c = 298,15$ K (25°C).

Nota-se que o aumento da temperatura da célula causa um ligeiro aumento na corrente gerada I_L . Em um diodo de junção p-n, o fluxo de elétrons do lado p para o lado n e das lacunas do lado n para o lado p caracteriza a corrente reversa. Assim, a corrente de saturação I_0 depende do coeficiente de difusão de elétrons e lacunas.

Substituindo a equação (2) na equação (1), tem-se:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT_c}\right) - 1 \right] \quad (3)$$

Pela equação (3) nota-se que caso haja curto-circuito ($V = 0$), a corrente do dispositivo é a própria corrente gerada I_L . Na condição de circuito aberto ($I = 0$), a corrente de polarização equilibra a corrente gerada, sendo definida a tensão de circuito aberto:

$$V_{OC} = \frac{mkT_c}{e} \ln \left(1 + \frac{I_L}{I_0} \right) \quad (4)$$

Então, a tensão V_{OC} aumenta com o logaritmo de I_L , ou seja, com o logaritmo da intensidade de iluminação, e decresce com a temperatura, cujo aumento influencia I_0 . Como I_0 varia exponencialmente com a temperatura, conclui-se que a tensão de circuito aberto diminui com a temperatura.

O circuito equivalente ideal não leva em consideração as perdas resistivas no processo de conversão fotovoltaica. Assim, um circuito equivalente real pode ser considerado.

2.2.2. Circuito Equivalente Real

Para representar as perdas ôhmicas dos módulos fotovoltaicos, duas resistências são adicionadas ao modelo da Figura 10: R_S representa a resistência série, que considera as perdas ôhmicas do material, das metalizações e do contato metal-semicondutor, e R_P representa a resistência paralelo proveniente das correntes parasitas entre as partes superior e inferior da célula e do interior do material, devido a irregularidades e impurezas. O circuito pode ser visto na Figura 11.

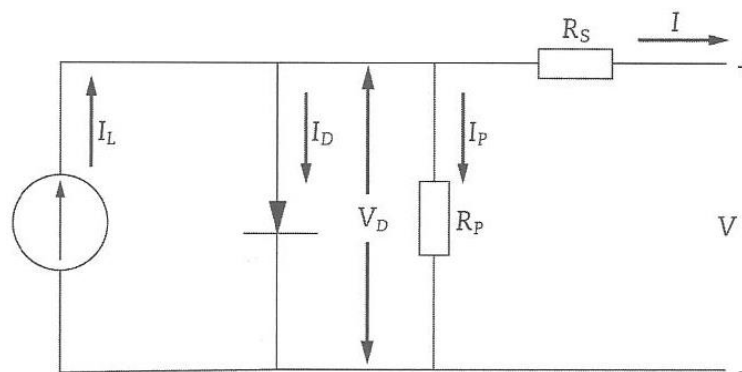


Figura 11 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [18]

Agora, a corrente I é definida por:

$$I = I_L - I_D - I_P \quad (5)$$

A corrente I_P representa as correntes de fuga. Com isso, a equação (5) pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{eV_D}{mkT_c}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (6)$$

Caso um módulo fotovoltaico apresente apenas células conectadas em série, a equação da corrente I leva em consideração um termo representando o número de células, N_S , conectadas em série, resultando na equação (7).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{e(V+IR_S)}{N_S m k T_c}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_P} \quad (7)$$

2.2.3. Fatores que modificam as características elétricas das células

Levando em consideração os fatores internos, podemos destacar a influência das resistências R_p e R_s , apresentando no circuito equivalente real da célula fotovoltaica.

A resistência em paralelo R_p é proveniente de imperfeições presentes na junção p-n, sendo assim um problema relacionado ao processo de fabricação da célula. É de interesse que R_p tenha o maior valor possível, para que a corrente gerada seja totalmente transferida para a carga. Caso esse valor seja baixo, isso fará com que a corrente fique circulando internamente pelo gerador fotovoltaico, reduzindo a corrente da junção e a tensão das células.

Pela Figura 12 nota-se a diferença de comportamento da célula em relação ao valor da resistência R_p , a qual é considerada infinita para as células fotovoltaicas de boa qualidade.

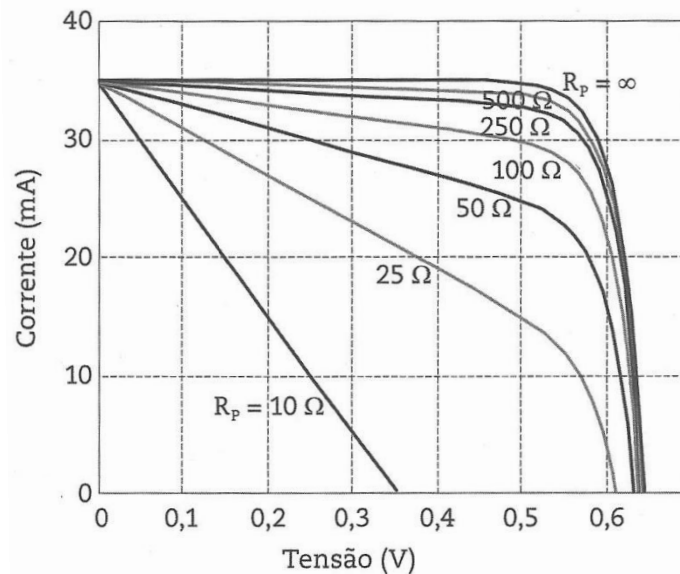


Figura 12 - Efeito da variação da resistência paralelo sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [18]

Já a resistência série R_s está ligada à própria resistência do semicondutor dopado e à resistência de contato entre o material semicondutor e os contatos metálicos. Ao contrário de R_p , a intenção é que o valor de R_s seja o menor possível, para que a queda de tensão interna do gerador diminua e não haja limitação da corrente gerada pelo aumento da resistência do circuito.

A Figura 13 mostra que, quanto menor o valor de R_s , menores são as perdas e maior é a potência máxima gerada. São sugeridos os valores de $0,30 \Omega$ a $0,33 \Omega$ para R_s .

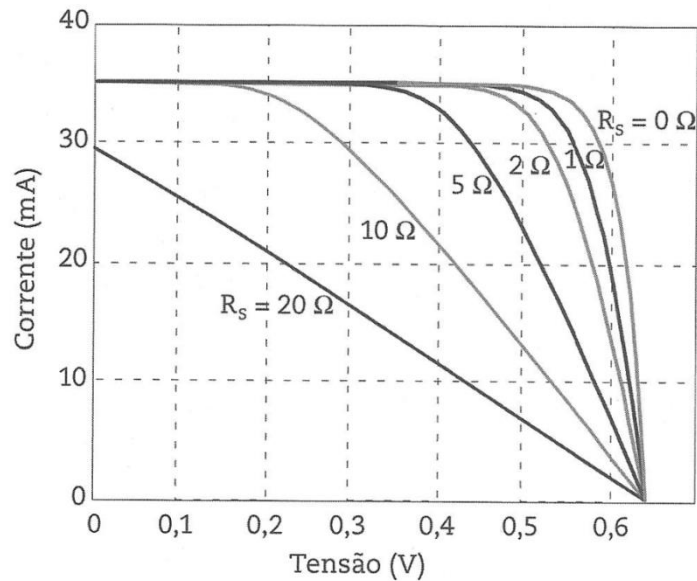


Figura 13 - Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [18]

Externamente, a irradiância e a temperatura são os fatores que mais influenciam no comportamento elétrico das células.

Em relação à irradiância, uma vez que a corrente gerada depende da quantidade de fótons atuantes, é perceptível que a corrente de curto circuito da célula varia linearmente com o aumento da intensidade de radiação no plano do gerador. A tensão de circuito aberto também é influenciada pela irradiância, mas de maneira não linear, saturando a partir de certo nível. Essa influência pode ser vista na Figura 14.

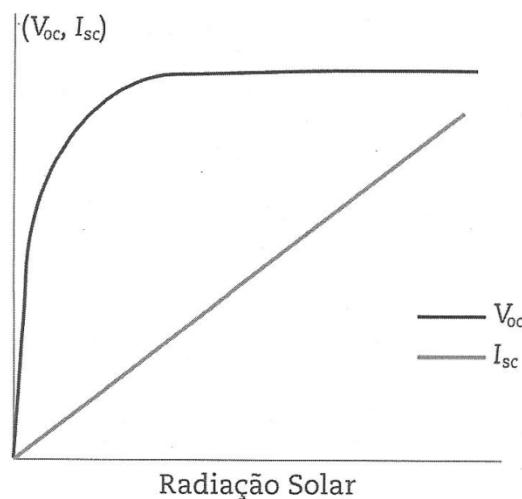


Figura 14 - Variação de V_{oc} e I_{sc} com a irradiância incidente [18]

A partir dessa definição, podem-se entender os gráficos de corrente versus tensão ($I - V$) e de potência versus tensão ($P - V$), mostrados na Figura 15 e na Figura 16, mostrando curvas referentes a diferentes níveis de irradiância a uma temperatura fixa de 25°C . Os gráficos apresentam o conceito de Sol Pleno (SP), referente à razão entre a irradiância incidente no plano gerador, em W/m^2 , e a irradiância de referência nas STC,

1000 W/m², sendo, por exemplo, o valor de SP = 0,50 correspondendo a 500 W/m² de irradiância solar incidente.

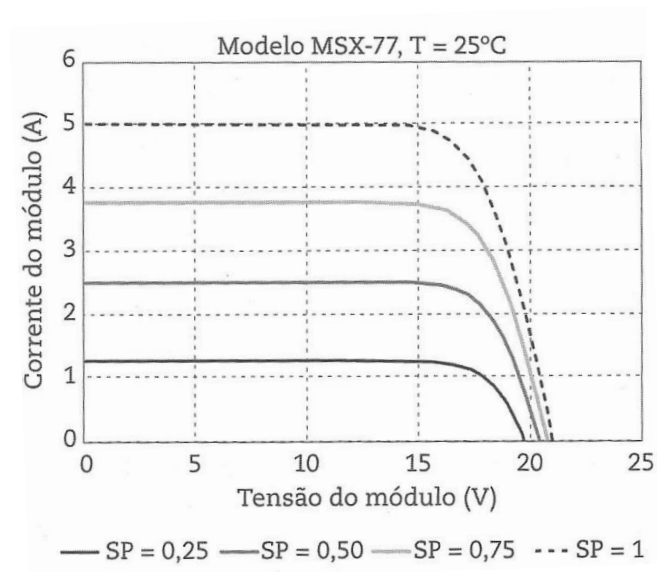


Figura 15 - Curva I-V para diferentes níveis de irradiância [18]

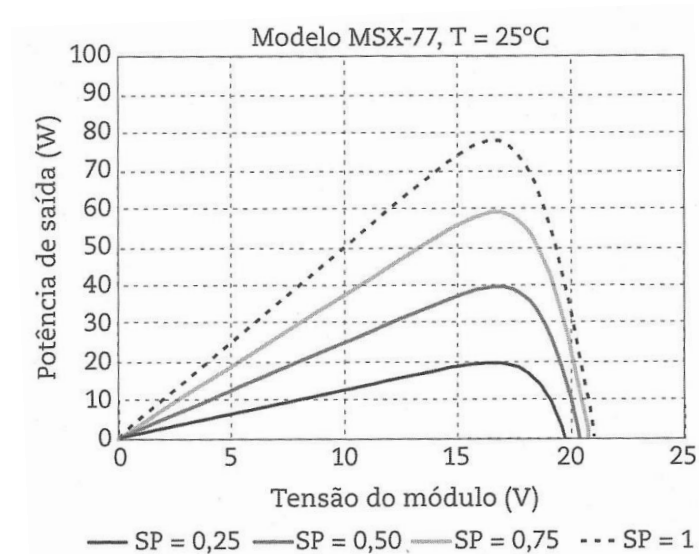


Figura 16 - Curva de potência para diferentes níveis de irradiância [18]

Pelas figuras, nota-se que, como esperado, um maior valor de irradiância incidente faz com que o módulo apresente um maior valor de corrente e, conseqüentemente, um valor de potência maior.

Já a temperatura da célula interfere nos parâmetros da célula de maneira diferente. Para a corrente de curto circuito, há um aumento de 0,05% a 0,07% nesse valor para o silício monocristalino e de 0,02% para o silício amorfo, considerando valores de temperatura maiores que 25°C [18]. No entanto, a taxa de variação da tensão de circuito aberto é mais relevante, fazendo com que essa tensão diminua.

Com isso, observa-se pela Figura 17 e pela Figura 18, que há uma queda na potência gerada com o aumento da temperatura, de 77 Wp a uma temperatura de 25°C para 60 Wp a uma temperatura de 75°C, mantendo o mesmo nível de irradiância. A taxa de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura apresenta, para células de silício, valores em torno de $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$.

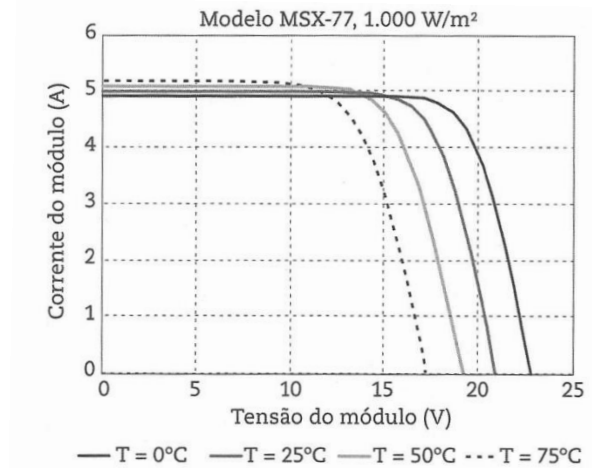


Figura 17 - Curva I-V para diferentes temperaturas [18]

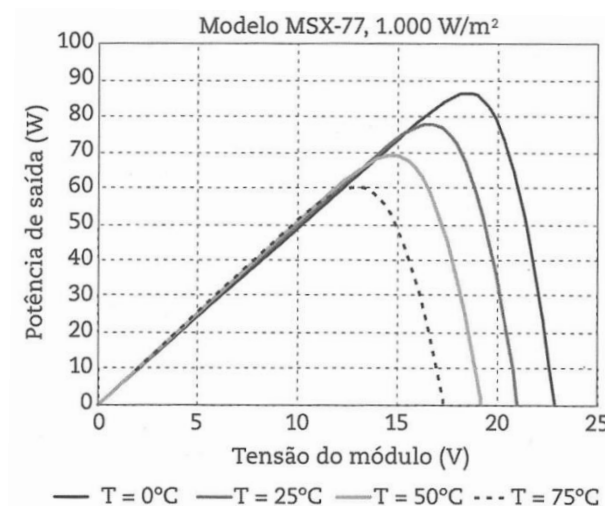


Figura 18 - Curva de potência para diferentes temperaturas [18]

2.2.4. Desempenho da célula fotovoltaica

Para avaliar o desempenho das células fotovoltaicas, os valores de tensão e corrente da célula podem ser relacionados para o cálculo do chamado *fator de forma FF* (*fillfactor*). Esta variável define o quão perto a curva I-V está da idealidade, ou seja, o quanto a curva I-V está próxima do retângulo formado pelos vértices em I_{sc} e V_{oc} . O fator de forma depende essencialmente das características construtivas da célula, como tipo de semicondutor, dopagem e conexão, já que é influenciado pelas resistências em série e paralelo da célula.

A equação (8) descreve o valor de FF com relação às correntes e tensões do módulo.

$$FF = \frac{I_{mp} * V_{mp}}{I_{sc} * V_{oc}} \quad (8)$$

O FF tem valores típicos de 0,6 a 0,85 para células monocristalinas e de 0,5 a 0,7 para células de silício amorfo.

Já a eficiência de conversão de energia de uma célula fotovoltaica é definida pela razão entre a máxima potência elétrica gerada pela célula e a potência incidente na mesma. A equação (9) explicita os parâmetros que definem a eficiência de conversão.

$$\eta = \frac{P_{Gerada}}{P_{incidente}} = \frac{FF * V_{oc} * I_{sc}}{P_{incidente}} \quad (9)$$

As células de silício monocristalino apresentam eficiência de conversão entre 13% e 17%, enquanto que as de silício policristalino têm uma eficiência entre 11% e 14%. Já as células de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) e telureto de cádmio (CdTe) apresentam uma eficiência em torno de 7%, enquanto que células de arseneto de gálio (GaAs) têm 30% de eficiência, mas são quase exclusivamente utilizadas em aplicações espaciais devido ao seu custo elevado.

2.3. O Módulo Fotovoltaico

2.3.1. Associação de células fotovoltaicas

A célula fotovoltaica apresenta valores de tensão entre 0,5 V e 1,5 V, sendo que esta faixa de valores é incompatível com a maioria das aplicações elétricas. Por isso, é necessária a utilização de associações entre células fotovoltaicas a fim de que maiores valores de tensão e corrente, ou seja, de potência, sejam atingidos.

A Figura 19 mostra a associação de células em série, em que os valores de tensão de cada célula são somados, e associação de células em paralelo, havendo soma dos valores de corrente de cada célula.

Devido à fragilidade dos materiais que compõem as células, é imprescindível que as associações estejam protegidas de choques e intempéries. Por isso, existe o processo de encapsulamento das células, no qual são adicionados materiais envoltórios que, além de proteger as células de danos, tem como função auxiliar na máxima eficiência na absorção da radiação luminosa.

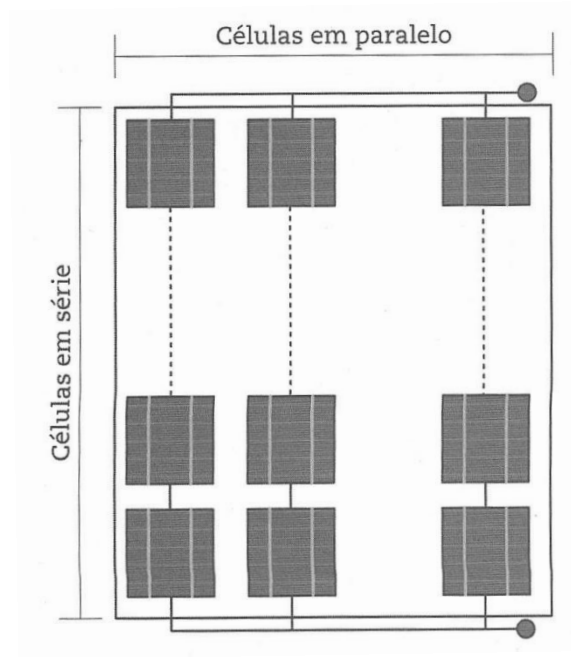


Figura 19 - Células associadas em série e em paralelo [18]

Essa estrutura contendo as células associadas e encapsuladas recebe o nome de módulo fotovoltaico. A Figura 20 ilustra os conceitos de célula fotovoltaica, módulo fotovoltaico e arranjo fotovoltaico.

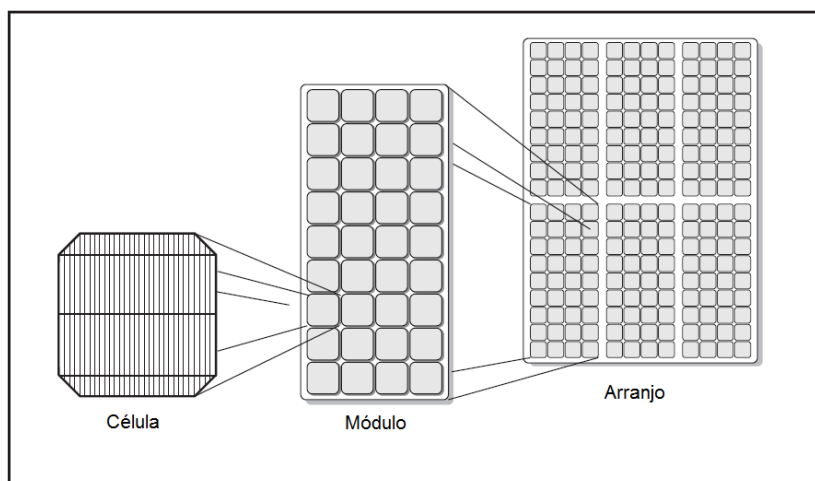


Figura 20 - Representação da célula, módulo e arranjo fotovoltaico [19]

2.3.2. Características dos módulos fotovoltaicos

O módulo tem como função, além de compor a associação de células, proteger as células das intempéries, isolá-las eletricamente de contatos exteriores e fornecer rigidez mecânica ao conjunto.

Além das células, um módulo fotovoltaico, Figura 21, é composto por:

- pequenas tiras metálicas, responsáveis por interligar as células e disponibilizar contatos externos de saída;
- material de encapsulamento disposto sobre as células, normalmente sendo um polímero transparente e isolante (EVA – acetato de vinil-etila);
- vidro temperado e antirreflexivo para a parte frontal do módulo;
- cobertura posterior, comumente feita de polifluoreto de vinila;
- caixa de conexões na parte superior posterior do módulo, preparada para facilitar a conexão dos módulos com o resto do sistema; e
- uma moldura metálica que sustenta todo o equipamento.

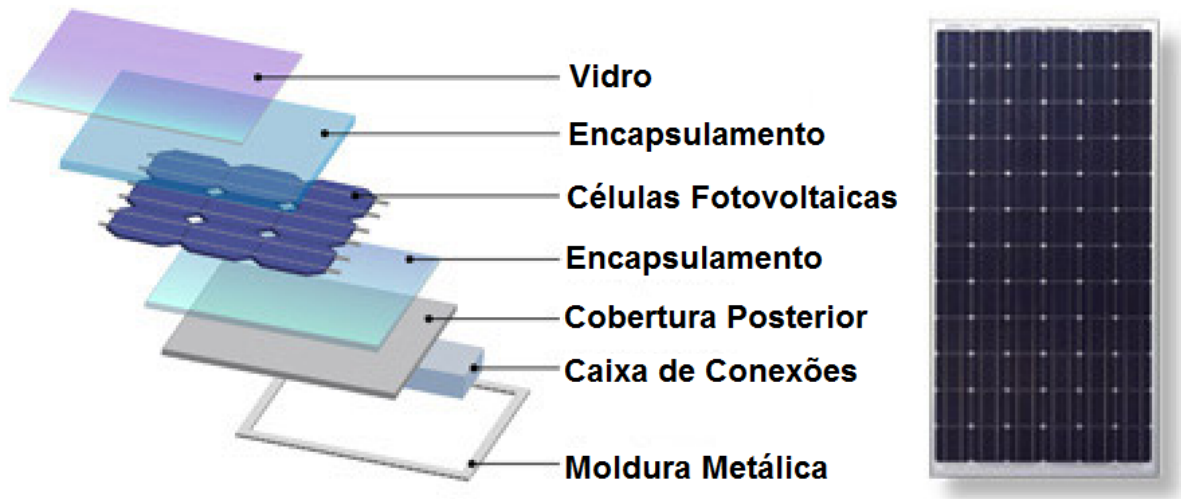


Figura 21 - Constituição de um módulo fotovoltaico [20]

2.3.3. Relações entre corrente e tensão no módulo fotovoltaico

A potência de saída de um módulo fotovoltaico é definida com uma relação direta entre a corrente e a tensão do módulo. A curva característica “*corrente x tensão*” é definida como a representação dos valores da corrente de saída do conversor fotovoltaico em função da tensão, para determinadas condições de temperatura e radiação. Pela curva *I-V*, os principais parâmetros de desempenho do módulo podem ser obtidos. A curva *I-V* é determinada sob as condições padrão de teste (STC).

Os parâmetros destacados na Figura 22 são os seguintes:

- Tensão de circuito aberto, V_{OC} : tensão que se forma entre os terminais do diodo do circuito equivalente da Figura 11 quando toda a corrente gerada passa por esse diodo. Isso acontece quando não há carga conectada à célula. O valor de V_{OC} é em torno de 0,6 V – 0,9 V para células de silício amorfo e entre 0,5 V – 0,7 V em células de silício monocristalino.
- Corrente de curto-circuito, I_{SC} : é o valor da corrente quando os terminais da célula estão curto-circuitados.

- Ponto de máxima potência, P_{MP} : ponto da curva onde ocorre a máxima transferência de potência da célula para a carga. Tal ponto localiza-se no “joelho” da curva, formado pelos pontos (I_{MP}, V_{MP}) : corrente de máxima potência x tensão de máxima potência.

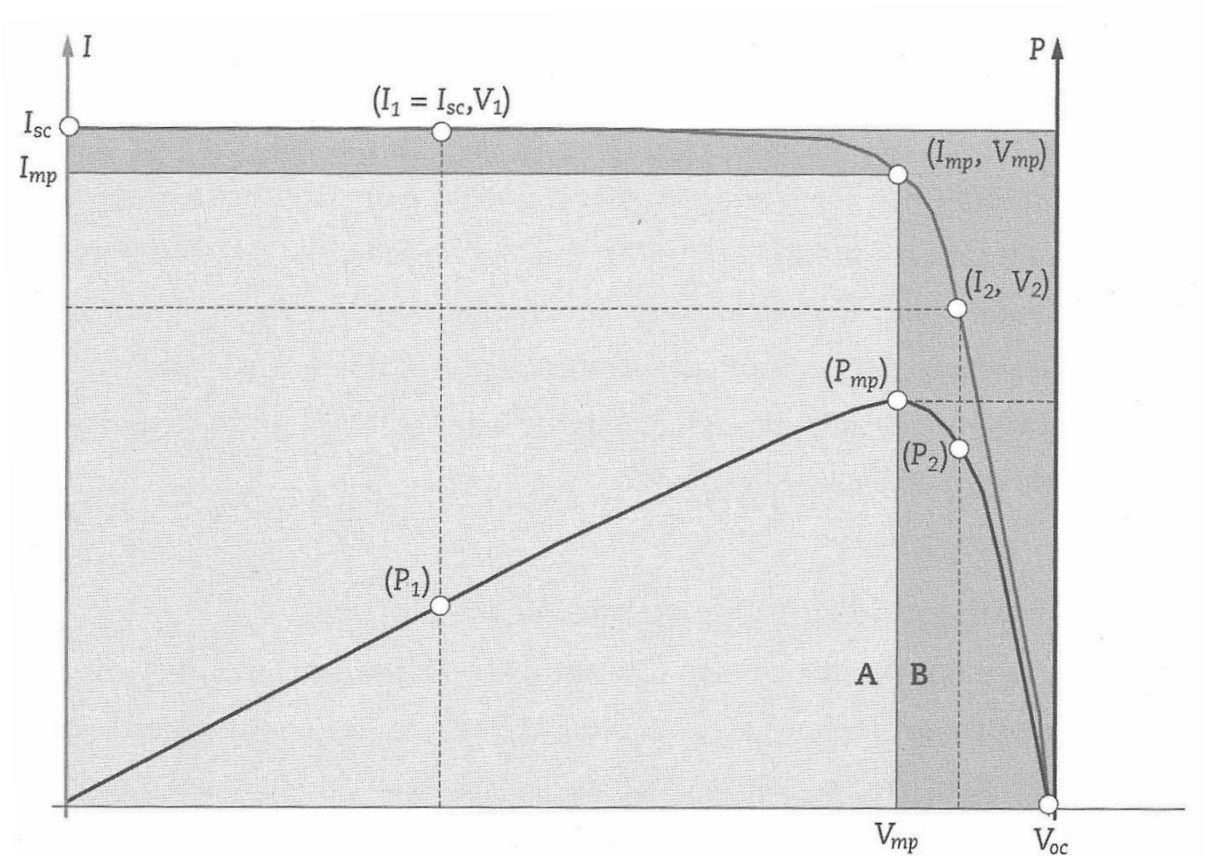


Figura 22 - Curvas I - V e P - V de uma célula ou módulo fotovoltaico [18]

Apesar de os valores de V_{OC} e I_{SC} serem maiores em termos de magnitude, não há transferência de potência quando a célula trabalha nesses pontos, já que, em circuito aberto, não há carga conectada e, em curto-circuito, a tensão entre os terminais da célula é nula.

De acordo com [18], o valor de V_{MP} corresponde a 75 a 90% do valor de V_{OC} e o valor de I_{MP} está na faixa de 85 a 95% do valor de I_{SC} .

Embora seja o ponto de operação que mais aproveita a energia solar, a célula não necessariamente opera no ponto de máxima potência todo o tempo, devido a fatores de irradiância, temperatura e projeto do sistema fotovoltaico.

Nos módulos fotovoltaicos, a quantidade de energia elétrica gerada depende, além da irradiância e temperatura, da quantidade de células existentes, ou seja, da área ocupada por células fotovoltaicas. Com isso, quanto maior o espaço ocupado por células no módulo, maior é a potência fornecida por ele.

2.3.4. Sombreamento nos módulos fotovoltaicos

Além da densidade de células, as condições de operação também são fatores determinantes no desempenho dos módulos fotovoltaicos.

A exposição do módulo de uma maneira não uniforme, ou seja, caso haja pontos de sombra ou acúmulo de sujeira em alguns pontos do módulo, o desempenho de todo módulo é afetado, uma vez que todas as células do módulo estão conectadas em série.

Assim, a corrente total do módulo irá depender da célula mais afetada, isto é, a corrente do módulo ficará limitada à corrente da região afetada, tendo esta corrente um menor valor em relação à região que não sofre algum fator como sombreamento ou sujeira.

Adicionalmente a essa perda de energia, outros problemas podem ser provocados pela não uniformidade de incidência de luz nos módulos fotovoltaicos. Por exemplo, uma célula completamente sombreada torna-se uma carga para as demais células da associação em série, recebendo como tensão inversa a soma das tensões das outras células. Com isso, a célula aquece acima do normal, provocando os chamados “pontos quentes” (*hot spots*) nos módulos, levando à queima da célula e à consequente interrupção da passagem da corrente.

Para evitar que a célula e, também, o módulo se danifiquem, é instalado um diodo de passagem (*bypass*) a grupos de células no módulo, que serve para oferecer um caminho alternativo para a corrente, limitando a perda de energia na célula defeituosa.

2.3.5. Diodo de Bypass

O diodo de bypass é conectado em paralelo com a célula solar, mas com a polaridade oposta. Sob condições normais de operação, cada célula solar será polarizada diretamente e, portanto, o diodo de bypass será polarizado reversamente, comportando-se, então, como um circuito aberto. No entanto, se uma célula solar é polarizada reversamente devido a um descasamento, *mismatch*, nas correntes de curto-circuito de diversas células conectadas em série, causado por um sombreamento em determinada célula, então o diodo de bypass conduz, fazendo com que a corrente das células solares não sombreadas possa fluir no circuito externo, ou seja, pelo diodo de bypass. A máxima tensão presente na célula sombreada é reduzida para um valor em torno de 0,7 V, limitando, assim, a corrente passando pela célula e prevenindo o aquecimento excessivo da mesma.

A Figura 23 mostra a operação de um circuito contendo duas células solares em série, representadas pela fonte de corrente I_{SC1} e pelo diodo polarizado diretamente. Em condições de curto-circuito e com correntes ‘casadas’, ou seja, de mesmo valor, a tensão entre as células solares e os diodos de bypass é igual a zero [21]. Os diodos de bypass não têm nenhum efeito. Ambas as células, 1 e 2, não estão sombreadas.

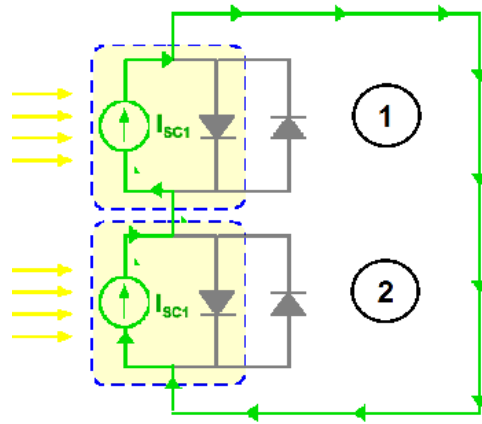


Figura 23 - Correntes casadas em curto circuito [21]

Em uma situação onde há uma célula sombreada, Figura 24, em curto circuito, com correntes 'descasadas', uma parte da corrente da célula não sombreada, 1, flui através da mesma, polarizando diretamente a célula não sombreada. Pela tensão da célula não sombreada, o diodo de bypass da célula sombreada, 2, passa a ser diretamente polarizado e conduz corrente. Com isso, a célula sombreada está reversamente polarizada, mas recebendo, no máximo, uma tensão de 0,7 V.

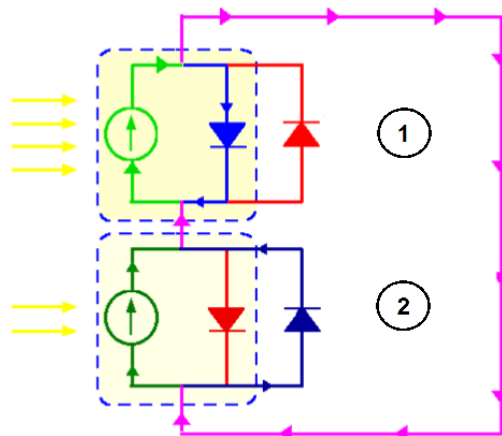


Figura 24 - Correntes descasadas em curto circuito [21]

O efeito do diodo de bypass na curva $I - V$ do módulo pode ser determinado encontrando-se, primeiramente, a curva $I - V$ de uma única célula com diodo de bypass e então combinar esta curva com curvas $I - V$ de células não sombreadas. O diodo de bypass afeta a célula solar apenas quando esta apresentar polarização reversa. Se a tensão da polarização reversa for maior que a tensão do 'joelho' da curva de corrente e tensão da célula, então o diodo passa a conduzir corrente. As curvas $I - V$ de duas células, uma célula sombreada e uma célula não sombreada, combinadas, são apresentadas na Figura 25.

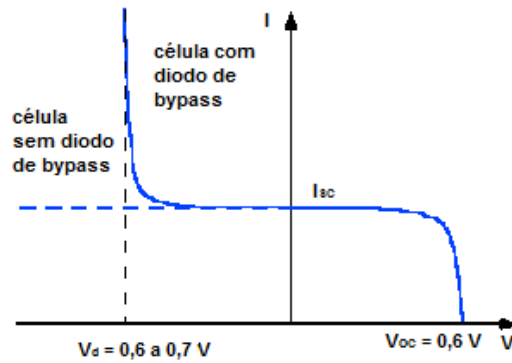


Figura 25 - Curva I-V de uma célula solar com diodo de bypass [21]

Considerando um módulo fotovoltaico composto por 36 células solares ligadas em série, pode-se estimar a nova forma da curva $I - V$ do módulo fotovoltaico quando uma célula é sombreada.

A Figura 26 mostra a curva $I - V$ para a célula solar escolhida, ainda não sombreada, em azul, e, em vermelho, a soma das células restantes, também não sombreadas. Com células idênticas, a tensão V_{OC} total do módulo tem o valor V_{OC} de cada célula somado. O valor total de I_{SC} é o mesmo valor de cada célula individualmente.

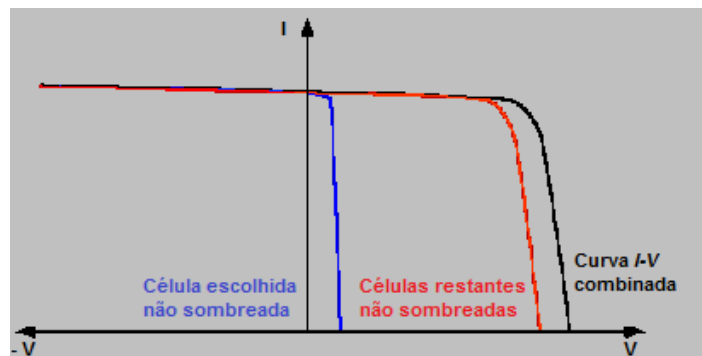


Figura 26 - Combinação de curvas I-V, células não sombreadas [21]

Quando a célula escolhida for sombreada, a corrente I_{SC} diminui, sendo que, para quando metade da célula estiver sombreada, o valor da corrente diminui pela metade.

Como as células estão todas conectadas em série, a corrente do módulo passa a ser igual à menor corrente presente nas células. Considerando o sombreamento na célula escolhida, e a conseqüente queda no valor da corrente, a corrente do módulo passa a ser, então, a corrente da célula sombreada, como mostra a Figura 27.

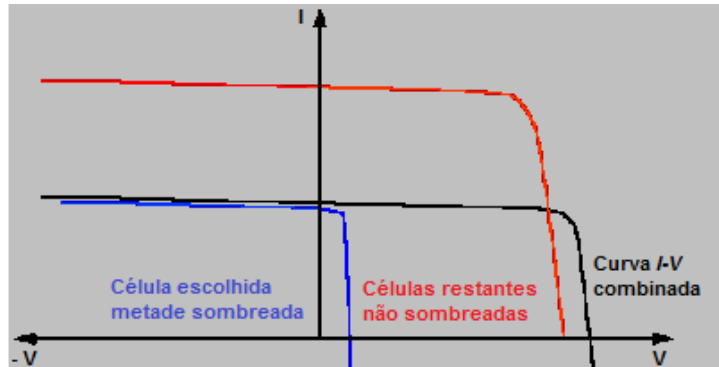


Figura 27 - Combinação de curvas I-V, metade da célula escolhida sombreada [21]

Refletindo a curva $I - V$ das células não sombreadas sobre o eixo Y a fim de determinar o ponto de operação da célula sombreada, pode-se observar a grande quantidade de potência dissipada na célula, Figura 28. A célula sombreada passa a ser vista como uma carga, recebendo a potência produzida pelas células não sombreadas. Esse excessivo valor de potência dissipada sobre uma célula pode danificá-la e comprometer o funcionamento de todo o módulo fotovoltaico.

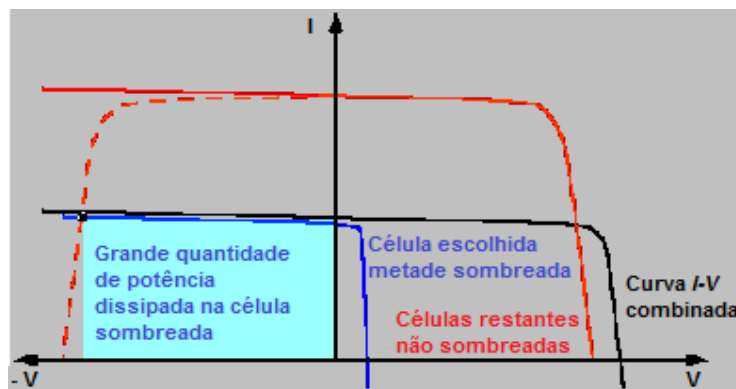


Figura 28 - Quantidade de potência dissipada sobre uma célula sombreada [21]

Ao adicionar-se um diodo de bypass ao circuito da célula sombreada, o diodo faz com que a tensão reversa na célula sombreada seja limitada a um valor em torno de 0,7 V, ou seja, a tensão de condução no diodo. A partir deste valor, o diodo de bypass passa a conduzir, não permitindo que a célula sombreada dissipe toda a potência produzida pelas outras células e, reduzindo assim, os riscos de danos causados por aquecimento.

Com a utilização do diodo de bypass, a curva $I - V$ do módulo fotovoltaico apresenta uma melhora significativa, já que a potência dissipada na célula sombreada passa a ser menor, não afetando drasticamente o desempenho do módulo. Assim, é representada, na Figura 29, a quantidade de potência dissipada na célula sombreada e no diodo de bypass. Com isso, o diodo de bypass mostra-se de grande valia tanto para proteção das células sombreadas de um módulo quanto para a curva resultante de um módulo fotovoltaico.

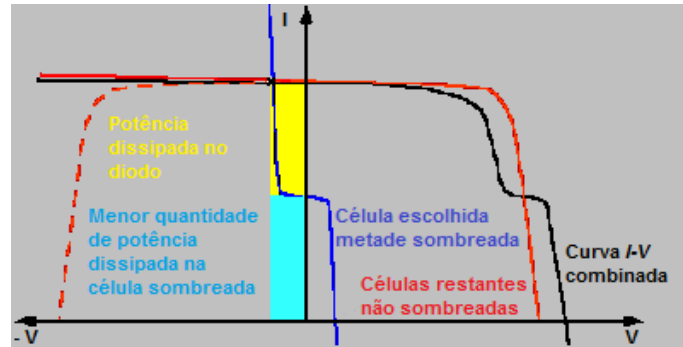


Figura 29 - Potência dissipada na célula sombreada com diodo de bypass [21]

No exemplo anterior, foi considerado que existiria um diodo de bypass para proteger uma célula sombreada. Essa seria a melhor alternativa, levando em conta o desempenho do módulo. Mas, na prática, um diodo de bypass é conectado a um grupo de células em série. A tensão através da célula sombreada é igual à tensão de polarização direta das outras células em série que compartilham do mesmo diodo de bypass, mais a tensão do próprio diodo de bypass.

A tensão nas células não sombreadas depende do nível de sombreamento das células sombreadas. Por exemplo, se a célula está completamente sombreada, então as células não sombreadas serão polarizadas diretamente pelas suas correntes de curto circuito e sua tensão terá um valor em torno de 0,6 V. Se a célula atingida estiver apenas parcialmente sombreada, uma parcela da corrente das células não sombreadas pode fluir através do circuito, e o restante é utilizado para polarizar diretamente cada célula solar, fazendo com que haja uma menor tensão de polarização direta em cada célula.

A máxima dissipação de potência na célula sombreada é aproximadamente igual à capacidade de geração das outras células presentes no grupo conectado ao diodo de bypass. Em um módulo de 36 células solares, por exemplo, normalmente são utilizados 2 diodos de bypass, um a cada grupo de 18 células em série, para garantir que o módulo não esteja vulnerável aos danos de superaquecimento em uma célula e consequente criação de um *hot spot*.

2.3.6. Hot Spot

Se uma parte da célula for sombreada, a célula pode atingir temperaturas tão altas que tanto o material da célula, o seu encapsulamento (EVA, normalmente) e a cobertura posterior serão permanentemente danificados. Assim, desenvolve-se um *hot spot*.

Como a célula sombreada não mais produz corrente, esta passa a atuar como uma carga, recebendo toda a corrente das células iluminadas. Este fluxo de corrente é então convertido em calor.

A Figura 30 ilustra a presença de *hot spots* em módulos fotovoltaicos.

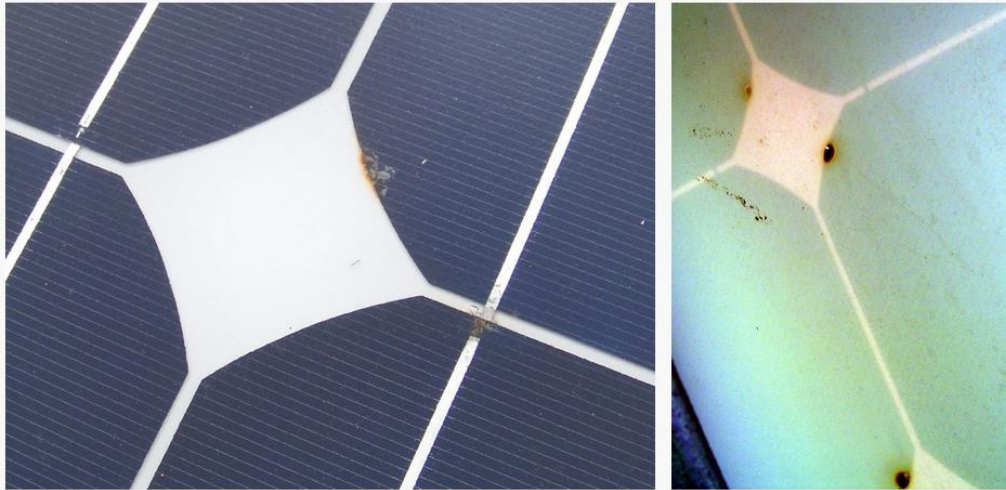


Figura 30 - Formação de *hot spots* em um módulo fotovoltaico [22]

2.3.7. NOCT

Os módulos fotovoltaicos são caracterizados sob as condições padrão de teste, STC. No entanto, durante sua operação, as condições de trabalho são diferentes das condições de teste, operando, normalmente, a temperaturas mais elevadas e sob níveis de irradiância reduzidos.

A temperatura nominal de operação da célula, *Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)*, é definida como a temperatura atingida pelas células fotovoltaicas de um módulo sob as seguintes condições de operação [18]:

- Nível de irradiância incidente na superfície da célula: 800 W/m²
- Temperatura ambiente: 20°C
- Velocidade do vento: 1m/s
- Montagem dos módulos: existência de ventilação atrás dos módulos

Células operando em valores de temperatura acima do valor NOCT apresentarão redução no seu desempenho, refletindo em menores quantidades de energia gerada.

2.4. Arranjo Fotovoltaico

2.4.1. Associação de módulos fotovoltaicos

Como mostrado na Figura 20, um arranjo fotovoltaico é definido como uma associação de módulos fotovoltaicos. Este conceito existe devido às limitações apresentadas pelos módulos.

Os módulos têm limitações de tamanho, conseqüentemente, em relação ao número de células em cada um deles. Por isso, caso se queira um arranjo fotovoltaico de maior potência (módulos de 300 Wp são alguns dos módulos de maior potência disponíveis atualmente, contendo 72 células, apresentando dimensões iguais a 2 metros de comprimento por 1 metro de largura, e pesando 23 kg) devem-se fazer associações entre eles, buscando alcançar maiores valores de potência.

Para isso, podem ser feitas associações em série, em paralelo ou do tipo série-paralelo. A curva $I-V$ da associação varia de acordo com a maneira que a mesma é feita. A Figura 31 ilustra o comportamento da curva para diferentes tipos de associações, onde se pode observar que:

- a associação de módulos em série faz com que as tensões dos módulos sejam somadas;
- a associação de módulos em paralelo faz com que as correntes dos módulos sejam somadas;
- a associação do tipo série-paralelo faz com que tanto tensões como correntes sejam somadas.

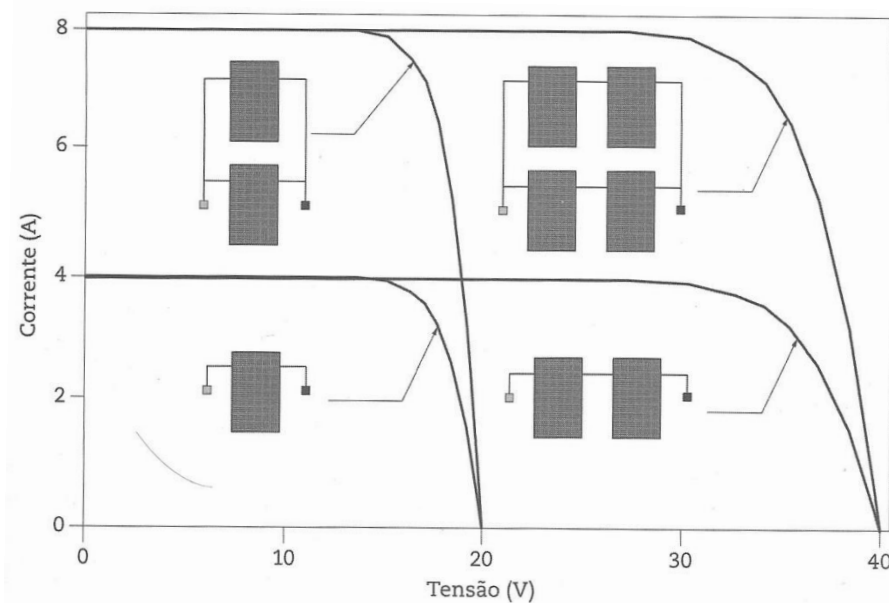


Figura 31 - Exemplos de conexões entre módulos e suas respectivas curvas $I-V$ [18]

Assim, um sistema, dependendo da sua aplicação, pode ser constituído de quantas associações em série e em paralelo forem necessárias.

Em relação à proteção da associação, cada fileira formada por um determinado número de módulos em série recebe fusível de corrente com especificação adequada para proteger a mesma contra correntes reversas oriundas de variações na tensão de saída de cada subgrupo gerador. Uma configuração exemplificando a utilização de fusíveis pode ser vista na Figura 32.

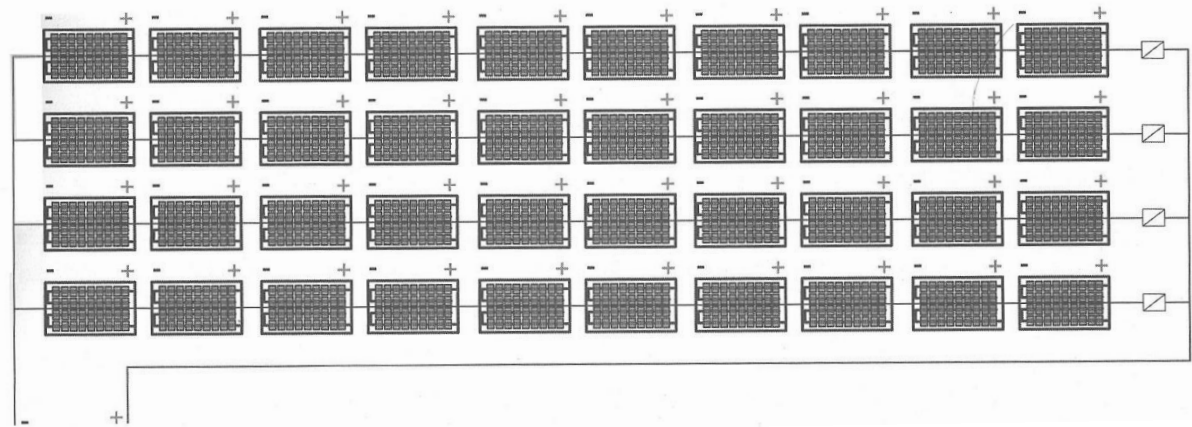


Figura 32 - Arranjo fotovoltaico com um fusível em cada fileira [18]

Os fusíveis podem ser alocados na mesma caixa de conexões, Figura 33, que recebe os cabos de cada fileira, mandando a potência total por meio de um único cabo até o inversor.

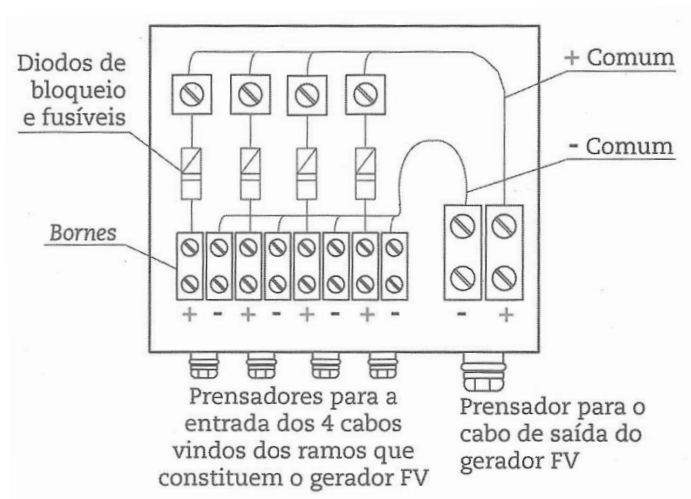


Figura 33 - Caixa de conexão para as fileiras em paralelo [18]

Dependendo do tamanho do sistema a ser instalado, o mesmo pode ser composto por um ou mais arranjos fotovoltaicos. O conjunto dos arranjos fotovoltaicos de um sistema é denominado gerador fotovoltaico.

2.4.2. Inclinação e orientação

A inclinação e a orientação de um sistema fotovoltaico também são fatores determinantes para o seu desempenho. Apesar de existirem dispositivos de rastreamento solar (*Sun tracking*) para otimizar a captação de energia solar pelos módulos fotovoltaicos, essa alternativa torna-se inviável economicamente.

Considerando uma instalação no hemisfério sul, para que o máximo nível de irradiância solar seja obtido durante o ano todo, devem-se orientar os módulos para o norte geográfico. Já para uma instalação feita no hemisfério norte, deve-se orientar o arranjo fotovoltaico para o sul geográfico.

A inclinação dos módulos em um sistema fotovoltaico conectado à rede deve seguir a equação (10) [23].

$$\beta = \Phi + \left(\frac{\Phi}{4}\right) \quad (10)$$

onde:

β = inclinação dos módulos em relação ao plano horizontal

Φ = latitude do local de instalação

Além de buscar a maior captação de energia solar, a inclinação adequada é indicada para evitar o acúmulo de sujeira na superfície dos módulos, já que esse acúmulo diminui o rendimento da conversão de energia. A inclinação mínima recomendada para evitar esse acúmulo sobre os módulos é de 10°.

2.5. Inversor

Os inversores utilizados nos SFCRs têm a função de converter a potência CC, proveniente do gerador fotovoltaico, em potência CA, a qual será utilizada pelas cargas do sistema ou injetada na rede elétrica. Adicionalmente, o inversor tem por função realizar o seguimento do ponto de máxima potência do gerador, buscando fazer com que a máxima potência que o gerador pode fornecer, em um determinado momento, esteja disponível na entrada do inversor.

A Tabela 11 mostra as principais características elétricas de um inversor comercial do fabricante SMA.

Tabela 11 - Especificações técnicas de um inversor interativo comercial [24]

Dados	SMA Sunny Boy 3000
Potência nominal CC de entrada	3200 W
Corrente de entrada máxima (CC)	15 A
Tensão máxima de entrada (CC)	750 V
Faixa de tensão MPPT	175 V – 500 V
Potência CA de saída	3000 W
Corrente máxima de saída	16 A
Eficiência máxima	97 %

Baseando-se na Tabela 11, é essencial notar se o gerador fotovoltaico fornece um valor de tensão entre a faixa especificada pelo fabricante do inversor. Uma consideração

importante é que a tensão de circuito aberto (V_{OC}) não deve ultrapassar a faixa de tensão de entrada do inversor nos momentos em que houver temperaturas ambientes mais baixas. Da mesma forma, a tensão de máxima potência (V_{MP}) do gerador não deve ficar abaixo da faixa de tensão de entrada quando houver temperaturas ambientes mais altas.

2.5.1. Eficiência de conversão

Outra característica importante dos inversores solares é a sua curva de eficiência. Esta curva mostra qual a faixa de potência CC de entrada que fará com que o inversor converta a maior quantidade possível para potência CA, atingindo, assim, o seu melhor desempenho. A Figura 34 mostra a curva de eficiência do inversor comercial em questão.

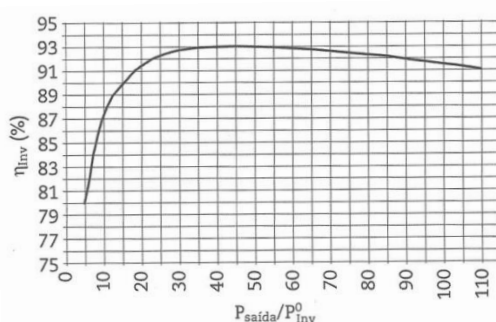


Figura 34 - Curva de eficiência do inversor [18]

Observa-se que a máxima eficiência do inversor é atingida quando a potência de saída está entre 40% e 50% da potência nominal do inversor. Também nota-se que, com valores abaixo de 20% da potência nominal, a eficiência do inversor apresenta uma grande queda.

Além disso, a tensão de operação do gerador fotovoltaico também influencia o desempenho do inversor. Pela Figura 35, nota-se que a eficiência do inversor não é igual em toda a faixa de operação da tensão de entrada, podendo aumentar ou diminuir de acordo com o valor da tensão de entrada.

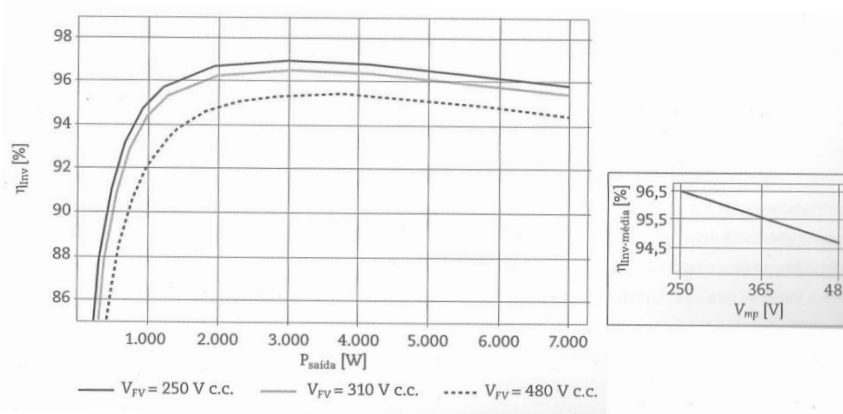


Figura 35 - Eficiência do inversor referente a diversos níveis de tensão de entrada [18]

Para definir a eficiência de conversão de um inversor, é proposto um modelo [28] que depende de fatores como autoconsumo e carregamento do inversor, os quais estão presentes na equação (11).

$$\eta_{inv}(P_{saída}) = \frac{P_{saída}}{P_{entrada}} = \frac{P_{saída}}{P_{saída} + P_{perdas}} = \frac{p_{saída}}{p_{saída} + k_0 + k_1 p_{saída} + k_2 p_{saída}^2} \quad (11)$$

onde $p_{saída} = P_{saída}/P_{inv}^0$ é a potência de saída normalizada com relação à potência nominal do inversor. Assim, os termos do denominador referem-se às perdas de conversão do inversor, onde o parâmetro k_0 representa o fator relacionado ao autoconsumo do inversor, não dependendo da potência de saída, ou seja, referindo-se às perdas no transformador de saída, nos dispositivos de controle, nos medidores e indicadores e nos dispositivos de segurança. Já os parâmetros k_1 e k_2 referem-se às perdas por carregamento do inversor, sendo que k_1 trata das perdas que variam linearmente com a potência de saída, tais como as quedas de tensão em diodos e dispositivos de chaveamento, e k_2 leva em conta as perdas que variam com o quadrado da potência de saída, como as perdas ôhmicas.

Os valores dos parâmetros acima podem ser calculados pelas equações (12), (13) e (14).

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{Inv100}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{Inv50}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{Inv10}} \quad (12)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{Inv100}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{Inv50}} - \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{Inv10}} - 1 \quad (13)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{Inv100}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{Inv50}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{Inv10}} \quad (14)$$

onde η_{Inv100} , η_{Inv50} e η_{Inv10} referem-se aos valores de eficiência instantânea correspondentes à operação do inversor a 100%, 50% e 10% da potencia nominal. A curva de eficiência do inversor, Figura 34, oferece os valores dessas eficiências.

Inversores nos quais está presente um transformador de baixa ou de alta frequência, geralmente apresentam um melhor rendimento com uma baixa tensão de entrada. Já os sem transformador, normalmente obtém um alto rendimento operando com uma tensão próxima ou superior à tensão da rede elétrica.

Em relação à parte de corrente alternada do inversor, estes devem possuir controles que possibilitem sua desconexão da rede e seu isolamento, caso os níveis de tensão e frequência não estejam nos níveis adequados. Também é necessário que o inversor se desconecte da rede elétrica da concessionária quando esta não estiver fornecendo energia elétrica, evitando que o inversor opere em condição de Ilhamento, ou seja, evitando que o inversor continue entregando potência à rede, trabalhando como uma pequena “ilha” de produção. Para isso, os inversores devem se desconectar da rede em um curto período de tempo quando detectada a falta de fornecimento de energia elétrica.

A ausência desta desconexão representa riscos a trabalhadores que, eventualmente, venham a fazer manutenção na rede elétrica, sendo este um dos possíveis

motivos para o evento de interrupção no fornecimento de energia elétrica da concessionária, mas também porque sem a energia elétrica da rede, o inversor não tem mais um padrão de energia a seguir e, com isso, sua saída pode atingir valores além das tolerâncias máximas das cargas conectadas ao sistema.

2.5.2. Rastreamento do ponto de máxima potência

Para cada combinação de nível de radiação no plano gerador e de temperatura de operação das células, existe uma curva de operação $I - V$ para o gerador fotovoltaico e, com isso, para cada combinação, existe um ponto de operação no qual há a máxima transferência de potência disponível pelo gerador fotovoltaico.

Para que esta situação seja aproveitada, é tarefa do inversor fazer com que o gerador atue neste ponto maior transferência de potência, aumentando a eficiência do sistema, uma vez que a energia convertida pelo inversor será a maior possível disponível para determinada combinação de radiação e temperatura.

A eficiência do MPPT, *Maximum Power Point Tracking*, indica o grau de precisão, tanto em termos de magnitude como de rapidez, com que o rastreador do ponto de máxima potência atinge o seu objetivo. Para isso, são avaliados os níveis de eficiência estática, associada a situações em que a irradiância incidente permanece constante durante determinado intervalo de tempo, e de eficiência dinâmica, considerando os momentos de variação do nível do irradiância incidente, variando por motivos como sombreamento e passagem de nuvens [25].

2.6. Outros componentes de um SFCR

Além dos módulos fotovoltaicos e inversores, componentes como fusíveis, dispositivos de proteção contra surtos, chaves seccionadoras, caixas de conexão e condutores corretamente dimensionados são essenciais ao bom desempenho de um SFCR.

2.6.1. Dispositivo de Proteção contra Surtos

Os dispositivos de proteção contra surtos, DPS, são utilizados para proteger as instalações elétricas da ação de descargas elétricas com incidência direta ou indireta nas edificações e contra surtos oriundos de manobras como seccionamento de linhas de potência ou mudanças bruscas de carga.

O DPS limita a tensão fornecida a um dispositivo elétrico, absorvendo e também curto-circuitando para terra as tensões que ultrapassam um limite de segurança.

2.6.2. Dispositivo de Seccionamento Visível

Também são considerados essenciais em um SFCR elementos como chaves seccionadoras entre o gerador fotovoltaico e o inversor e entre o inversor e a rede elétrica.

É necessário que exista um Dispositivo de Seccionamento Visível, DSV, entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica, responsável por possibilitar o desligamento do sistema fotovoltaico em caso de eventuais manutenções na rede elétrica e no próprio sistema [26].

2.6.3. Fusíveis

Nas instalações fotovoltaicas, todas as fileiras de módulos conectados em série devem receber um fusível de proteção, com a capacidade de corrente máxima igual a $I_{MAX} = 1,25 \cdot I_{SC}$, sendo I_{SC} correspondente ao valor da corrente da associação em série [27].

2.6.4. Caixas de conexão

Para alocar os equipamentos acima, utiliza-se uma caixa para proteção de distribuição para cada fileira de módulos.

2.6.5. Condutores

As distâncias entre os equipamentos são também um ponto importante a ser considerado no projeto de um SFCR. Uma menor distância entre o gerador fotovoltaico e o inversor diminui as perdas no cabeamento entre eles, provenientes da queda de tensão ao longo dos condutores, sendo estas influenciadas pelo diâmetro dos mesmos.

Condutores de cobre são utilizados para sistemas fotovoltaicos, sendo o cobre um material que, a 20°C, tem uma resistividade $\rho_{Cu} = 0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ e um coeficiente de variação com a temperatura $\alpha_{Cu} = 0,0039 \text{ } 1/^\circ\text{C}$. Com tais valores, pode-se estimar, por meio da equação (15), a influência da temperatura sobre a resistividade do cobre.

$$\rho(T) = \rho(20^\circ\text{C}) * (1 + \alpha(T - 20^\circ\text{C})) \quad (15)$$

Considerando o efeito da temperatura sobre a resistividade, pode-se determinar a seção mínima de condutor necessária para uma determinada instalação por meio da equação (16).

$$S(\text{mm}^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right) * \frac{d(\text{m}) * I(\text{A})}{\Delta V(\text{V})} \quad (16)$$

O cabeamento da instalação deve ser dimensionado considerando os efeitos climáticos, podendo estar expostos à intensa radiação, calor, chuva e frio por longos períodos de tempo. Por isso, é recomendado que o dimensionamento dos cabos seja feito de forma que perdas térmicas de até 1,5% a uma temperatura do condutor de 40°C sejam garantidas [18].

2.7. Configuração de um SFCR

Um SFCR é composto pelos módulos fotovoltaicos, inversores, elementos auxiliares e a rede elétrica. A energia gerada nos módulos apresenta-se em corrente contínua, a qual chegará ao inversor e passará a corrente alternada podendo, assim, ser transferida à rede elétrica. Em todos esses processos (geração, conversão, transmissão de energia) existem perdas relacionadas a fatores como aumento de temperatura, perdas ôhmicas no cabeamento, perdas referentes ao inversor, entre outras, sendo que essas perdas influenciarão nos dados finais da eficiência de conversão do SFCR.

A Figura 36 representa a configuração básica de um SFCR.

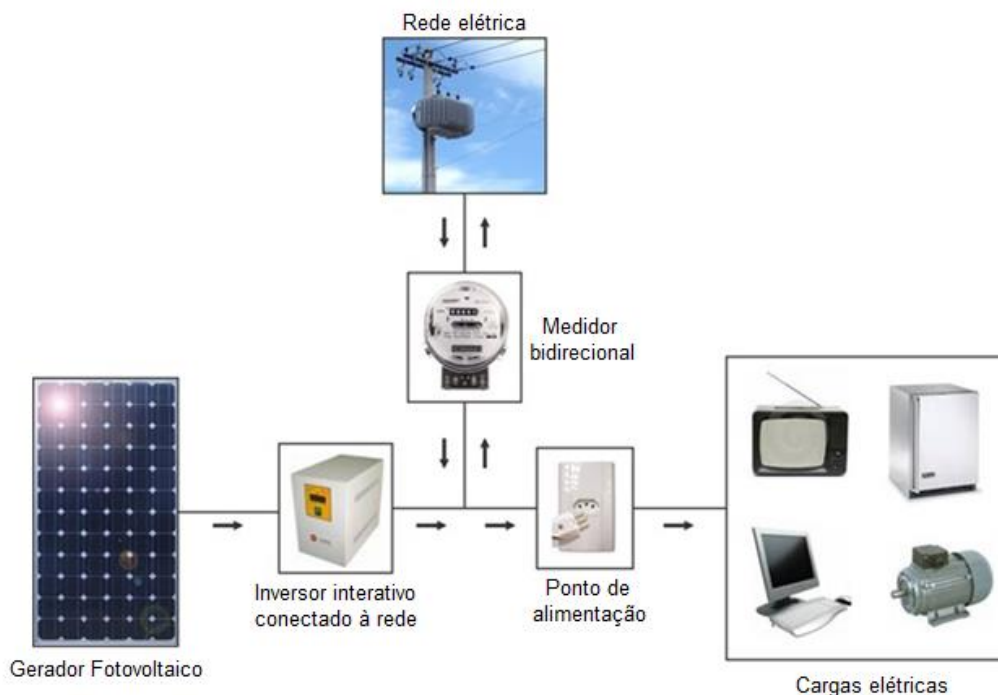


Figura 36 - Ilustrativo dos componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede [28]

2.7.1. Perfil de operação de um SFCR

A energia gerada por um sistema conectado à rede pode ter dois destinos:

- a energia gerada é imediatamente consumida pelas cargas alimentadas pelo gerador fotovoltaico (lâmpadas, geladeira, televisão, etc. considerando um sistema que alimenta uma residência comum).
- se a energia gerada for maior que a demanda das cargas em um determinado momento, esta energia é injetada na rede elétrica da concessionária, gerando créditos ao pequeno gerador e fazendo o relógio de medição de energia girar no sentido contrário.

A Figura 37 mostra uma ilustração básica do esquema de funcionamento de um sistema conectado à rede instalado em uma residência.

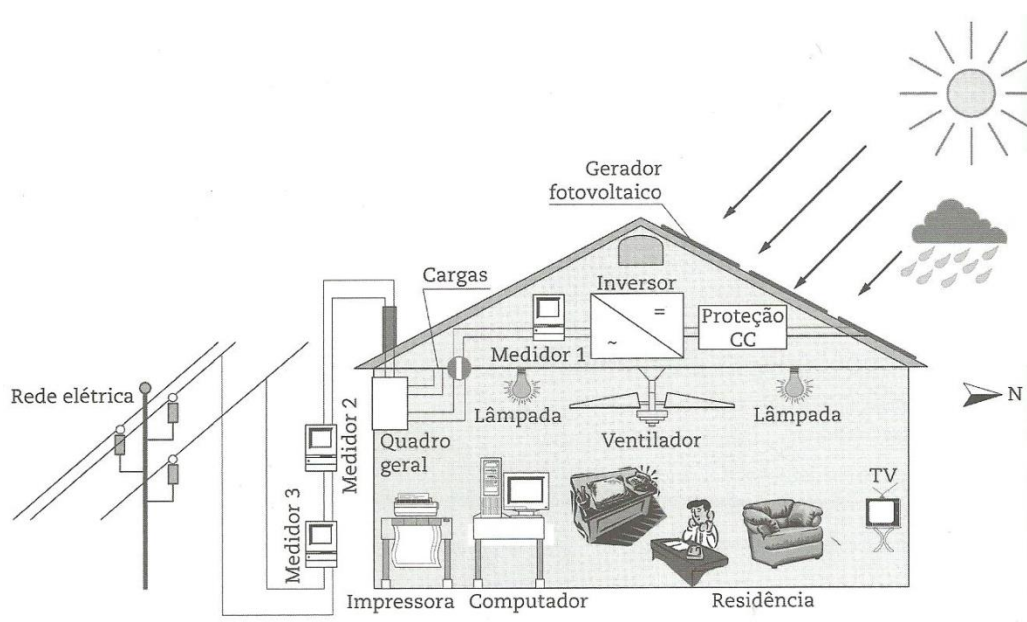


Figura 37 - Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado em uma residência [18]

A forma de contrato de empréstimo de energia elétrica gerada à rede de distribuição só foi possível, no Brasil, a partir da Resolução Normativa 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Esta resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração distribuída (sistemas com potência instalada de até 100 kW) e minigeração distribuída (sistemas com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW) aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

São considerados sistemas de microgeração ou minigeração fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectados à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Nesta norma, define-se a modalidade de compensação de energia elétrica como um sistema no qual a energia injetada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local. Posteriormente, esta quantidade de energia cedida é compensada no consumo total desta unidade, sendo o valor final cobrado referente à diferença entre a energia consumida e a energia injetada, podendo, o excedente, se houver, ser abatido em meses subsequentes.

A energia que circula por uma instalação é medida por contadores de kWh, especificando quantos kWh de energia são consumidos ou, no caso de SFCR, gerados, a cada hora, por isso a unidade 'h'. A conexão à rede elétrica e a negociação da energia elétrica excedente produzida por um pequeno gerador fotovoltaico deve estar de acordo com a Resolução Normativa nº 482 e as normas da concessionária local.

A capacidade de um gerador fotovoltaico é caracterizada pela sua potência nominal, expressa em kWp, correspondendo à soma das potências de cada módulo que compõem o sistema. Todavia, a potência que esses geradores entregam às cargas e à rede varia de acordo com as condições externas: irradiância solar e temperatura ambiente.

2.7.2. Configurações de SFCRs

De acordo com as diversas configurações de um SFCR a respeito da topologia do inversor utilizado, das configurações entre os módulos e o inversor e também da utilização ou não de módulos CA, os sistemas podem ser classificados dentre as seguintes categorias [18] ilustradas na Figura 38:

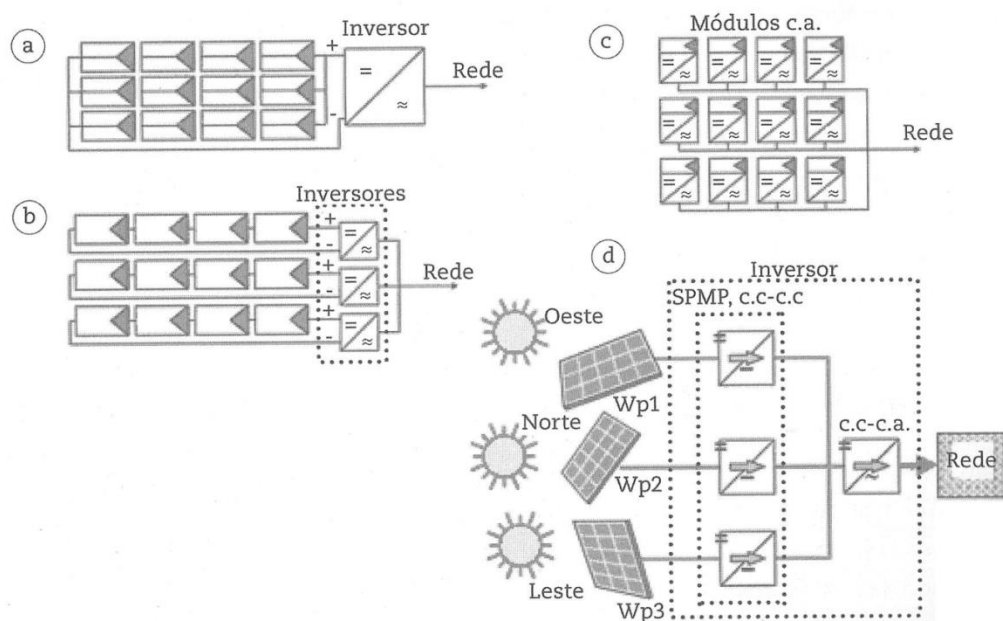


Figura 38 - Configurações de inversores em SFCR's [18]

- sistemas com uma única combinação gerador-inversor centralizada;
- sistemas com várias combinações gerador-inversor descentralizadas (*string configuration*);
- utilização de módulos CA;
- sistemas com várias combinações de gerador e um único inversor centralizado (*multi-string configuration*);

A configuração a) é comumente utilizada em instalações fotovoltaicas de grande escala (grandes centrais) com potências acima de 100 kWp, nas quais todos os módulos fotovoltaicos são conectados a um inversor central geral. A principal vantagem desta

configuração é o baixo nível de perdas em eficiência no inversor, já que apenas um inversor é utilizado. As desvantagens desta modalidade de conexão estão relacionadas com as perdas por *mismatch* (imprecisões durante o processo de produção das células fotovoltaicas) e perda total do sistema em caso de indisponibilidade de funcionamento do único inversor.

Já a configuração b) *string configuration*, ou configuração de fileiras, apresenta a possibilidade de se instalar cada inversor o mais próximo possível de sua fileira, diminuindo consideravelmente as perdas ôhmicas devido à diminuição do cabeamento do sistema. A modularidade associada a essa configuração também leva a uma maior confiabilidade, já que um único inversor danificado não afetará a geração de energia de todo o arranjo fotovoltaico.

Já em c), o conceito de módulo CA trata de módulos fotovoltaicos comuns que recebem pequenos inversores individuais, o que facilita o monitoramento de cada módulo do sistema e ajuda na detecção de falhas. Assim, a energia proveniente do conjunto módulo inversor já é injetada diretamente na rede, não passando por um dispositivo de controle e monitoramento central.

A classificação d) é uma variação da primeira classificação, com o diferencial de que os módulos apresentam diferentes orientações mas, ainda sim, fazem parte de um mesmo gerador fotovoltaico, sendo conectados em um mesmo inversor central. As diferentes orientações são feitas para maximizar a captação de radiação solar em locais que não disponibilizam uma área uniforme como, por exemplo, um telhado com águas orientadas em diferentes sentidos e alturas.

2.7.3. Perdas em um gerador fotovoltaico

Como em todos os processos de conversão de energia elétrica, a geração de energia solar fotovoltaica também apresenta fatores que contribuem para a diminuição da eficiência da conversão [29].

Os fatores causadores de perda na geração de energia fotovoltaica são os seguintes:

- Sujeira e poeira: o acúmulo de sujeira e poeira sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos pode bloquear a quantidade de irradiância que realmente incide no módulo. Métodos como instalar os módulos em uma inclinação que favoreça a “auto-limpeza” dos módulos, ou seja, uma inclinação que, quando houver chuva, facilite a remoção de poeira sobre eles, e programas de manutenção preventiva regulares, são imprescindíveis para que o módulo apresente um bom desempenho. Estima-se que a redução na produção de um módulo sujo e empoeirado seja em torno de 7%
- ‘Descasamento’ e perdas no cabeamento: a máxima potência de saída de um arranjo fotovoltaico sempre será menor que a soma das potências de saída de cada módulo produz individualmente. Esta diferença é resultado de pequenas inconsistências no desempenho entre um módulo e outro, componentes de uma associação. A estimativa de perda total de geração devido ao descasamento entre

os módulos implica em uma perda próxima de 2% na produção de energia. Há também as perdas no cabeamento, devido à resistência do mesmo. Mesmo buscando minimizar estas perdas, estima-se que 3% da produção é perdida devido ao cabeamento.

- Perdas na conversão CC/CA: a potência CC gerada pelo módulo fotovoltaico deve ser convertida em potência CA pelo inversor. No entanto, certa quantidade de potência é perdida durante o processo. A maioria dos inversores apresenta um nível de eficiência em torno de 90% a 95%, indicado pelos fabricantes. Mas, assim como as medições em STC, este resultado também acontece sob determinadas condições padrão de testes.
- Temperatura: a saída dos módulos diminui quando a temperatura aumenta. Um módulo fotovoltaico, em um dia usual de funcionamento, atinge temperaturas entre 50°C a 75°C. Estas temperaturas elevadas acarretam perdas na ordem de 10% a 13% da potência nominal do módulo, em virtude da queda no valor da tensão de circuito aberto.
- Sombreamento: como já mencionado, fator capaz de interferir na produção de todo um sistema, mesmo que apenas alguns módulos fotovoltaicos estejam sombreados, além de comprometer a integridade do gerador fotovoltaico. O percentual de perda de energia é maior do que a porcentagem de área sombreada, uma vez que o sombreamento de apenas uma célula prejudica a produção de um módulo inteiro e, caso este módulo esteja conectado a outros módulos em série, toda a associação será prejudicada.

3. Modelagem computacional de um sistema fotovoltaico

3.1. O software PSpice

Para representar eletricamente o comportamento das células, módulos e sistemas fotovoltaicos, foi escolhido o *software* PSpice (*Personal Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis*). O PSpice é um *software* que tem como objetivo descrever e simular circuitos elétricos em geral e é capaz de realizar diversas análises do comportamento dos circuitos, como resposta no domínio do tempo, resposta no domínio da frequência, determinação da tensão nodal e correntes em cada ramo do circuito, análise transiente, entre outros.

O PSpice oferece opções de representar os circuitos por modelos de elementos discretos já definidos ou também é possível criar modelos a partir da linguagem descritiva utilizada no *software*. Assim, a descrição dos circuitos é feita tanto utilizando modelos já existentes como modelos definidos pelo usuário, analisando os elementos ligados a cada nó definido, considerando um nó como referência e conectando ao menos um elemento a cada nó definido.

3.2. Célula fotovoltaica

Para a modelagem de um sistema fotovoltaico, é necessário que o modelo responda adequadamente a mudanças de temperatura e variações nas condições de irradiância. Para que isso seja possível, é necessário modelar a célula fotovoltaica de maneira que, a cada combinação de temperatura e irradiância, um valor de potência baseado nesta combinação seja obtido.

Para isso, é considerado um modelo [30] de célula fotovoltaica composto por duas fontes de corrente, uma delas representando a corrente I_L e outra representando a corrente do diodo I_D , e uma resistência em série, modelando as perdas do sistema, conforme mostrado no circuito da Figura 11.

A corrente de curto circuito, I_{SC} , é modelada seguindo a equação (17)

$$i(girrad) = \frac{J_{scr}A}{1000}G + \left(\frac{dJ_{sc}}{dT}\right)(T_{cell} - T_r) \quad (17)$$

onde $i(girrad)$ representa o valor da corrente de curto circuito I_{SC} sob um nível de irradiância G . A derivada na equação refere-se ao coeficiente de temperatura da corrente de curto circuito. T_r é a temperatura de referência, 25°C, e T_{cell} refere-se à temperatura de operação da célula, dado por (18).

$$T_{cell} = T_a + \frac{NOCT-20}{800}G \quad (18)$$

A corrente do diodo é modelada de acordo com a equação (19), sendo representada por $i(gidiode)$.

$$i(\text{gidiode}) = \frac{I_{scr}A}{e \frac{V_{OC}}{V_t}} \left(e^{\frac{V}{V_t}} - 1 \right) \quad (19)$$

O valor da tensão de circuito aberto, V_{OC} , também é descrito considerando as variações de temperatura e irradiância.

Primeiramente, o coeficiente de temperatura da tensão de curto circuito é definido por (20), como segue.

$$\left(\frac{dV_{OC}}{dT} \right)_G (T_{cell} - T_r) = V_T \ln \left(1 + \frac{I_{SCR}}{I_0} \right) - V_{OCR} \quad (20)$$

Adicionando e subtraindo V_{OC} sobre condições arbitrárias de irradiância e temperatura, tem-se a equação (21).

$$\left(\frac{dV_{OC}}{dT} \right)_G (T_{cell} - T_r) = V_T \ln \left(1 + \frac{I_{SCR}}{I_0} \right) - V_{OCR} + V_{OC} - V_{OC} \quad (21)$$

Tendo a equação (22)

$$V_{OC} = V_T \ln \left(1 + \frac{I_{SC}}{I_0} \right) \quad (22)$$

E substituindo (22) em (21)

$$V_{OC} = V_{OCR} + \left(\frac{dV_{OC}}{dT} \right)_G (T_{cell} - T_r) + V_T \ln \left(\frac{1 + \frac{I_{SC}}{I_0}}{1 + \frac{I_{SCR}}{I_0}} \right) \quad (23)$$

Em geral, exceto quando a corrente de curto circuito for igual a zero, pode-se desprezar a unidade no numerador e no denominador do ultimo termo da equação (23), e então V_{OC} fica:

$$V_{OC} \approx V_{OCR} + \left(\frac{dV_{OC}}{dT} \right)_G (T_{cell} - T_r) + V_T \ln \left(\frac{I_{SC}}{I_{SCR}} \right) \quad (24)$$

Os valores de corrente máxima e tensão máxima são disponibilizados para visualização em dois nós do circuito, e são calculados a partir das equações (25) e (26).

$$I_{MP} = I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{V_{MP} + I_{MP} R_S}{V_T}} - 1 \right) \quad (25)$$

$$V_{MP} = V_T \ln \left(1 + \frac{I_{SC} - I_{MP}}{I_{SC}} \left(e^{\frac{V_{OC}}{V_T}} - 1 \right) \right) - I_{MP} R_S \quad (26)$$

A resistência em série é calculada pela equação (27).

$$R_S = \frac{V_{OC}}{I_{SC}} - \frac{P_{max}}{FF_0 I_{SC}^2} \quad (27)$$

Onde a potência máxima é o produto da corrente máxima pela tensão máxima e FF_0 é dado por (28).

$$FF_0 = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (28)$$

Com isso, o modelo descrito pelas equações (17) a (28) pode ser definido no PSpice. Uma representação deste modelo é mostrada na Figura 39.

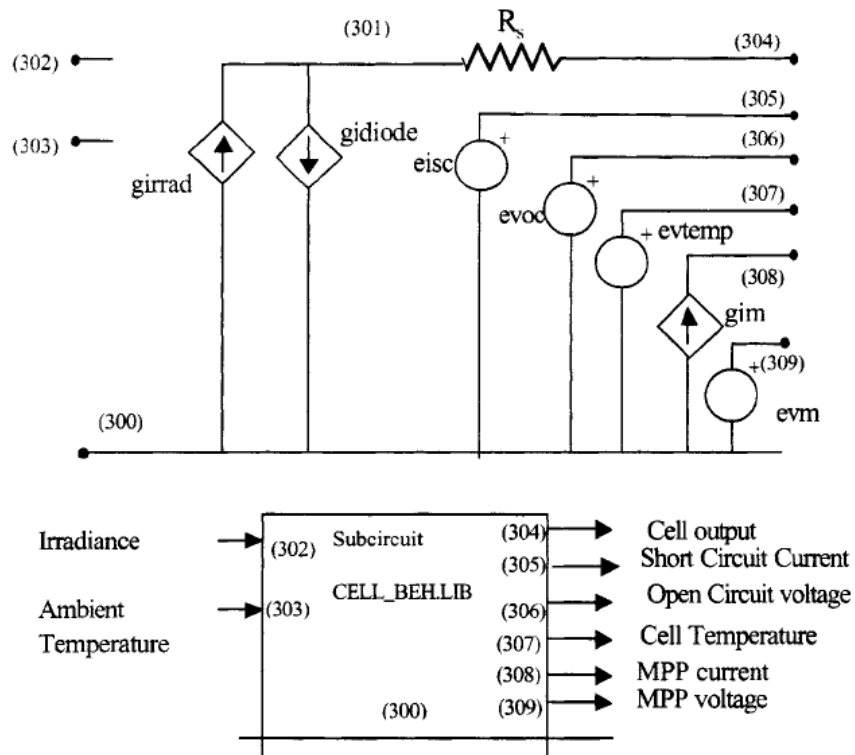


Figura 39 - Modelo de uma célula fotovoltaica representado no PSpice [30]

3.3. Módulo fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico pode ser representado no PSpice como a associação de diversos modelos de células em série e/ou paralelo [30]. Esta maneira é possível, mas não é usual, tanto porque a quantidade de nós no circuito seria muito grande, e também porque a versão para estudantes do PSpice limita a representação de circuitos muito extensos.

Uma vez que se pode definir a tensão de uma associação em série como a soma das células associadas e a corrente de uma associação em paralelo como a soma das correntes das células associadas, é possível representar um módulo fotovoltaico contendo qualquer número de células em série ou em paralelo.

Tal qual o modelo de célula comportamental definido anteriormente, que leva em consideração os efeitos da temperatura no desempenho da célula, é necessário que o modelo do módulo fotovoltaico também tenha esta característica.

As principais grandezas do módulo fotovoltaico são definidas pelas equações (29) a (33), nas quais o subscrito M refere-se ao 'módulo' e o subscrito r representa um valor de referência. O parâmetro N_s refere-se ao número de células associadas em série.

$$I_{scM} = \frac{I_{scMr}}{1000} G + \left(\frac{dI_{scM}}{dT} \right) (T_{cell} - T_r) \quad (29)$$

$$V_{ocM} \approx V_{ocMr} + \left(\frac{dV_{ocM}}{dT}\right)_G (T_{cell} - T_r) + V_T \ln\left(\frac{I_{scM}}{I_{scMr}}\right) \quad (30)$$

$$I_{mM} = I_{mMr} \frac{G}{G_r} + \left(\frac{dI_{scM}}{dT}\right) (T_{cell} - T_r) \quad (31)$$

$$V_{mM} = N_s V_T \ln\left(1 + \frac{I_{scM} - I_{mM}}{I_{scM}} \left(e^{\frac{V_{ocM}}{N_s V_T}} - 1\right)\right) - I_{mM} R_{sM} \quad (32)$$

$$R_{sM} = \frac{V_{ocM}}{I_{scM}} - \frac{P_{maxM}}{FF_{0M} I_{scM}^2} \quad (33)$$

A Figura 40 apresenta o modelo do módulo fotovoltaico modelado a partir das equações (29) a (33).

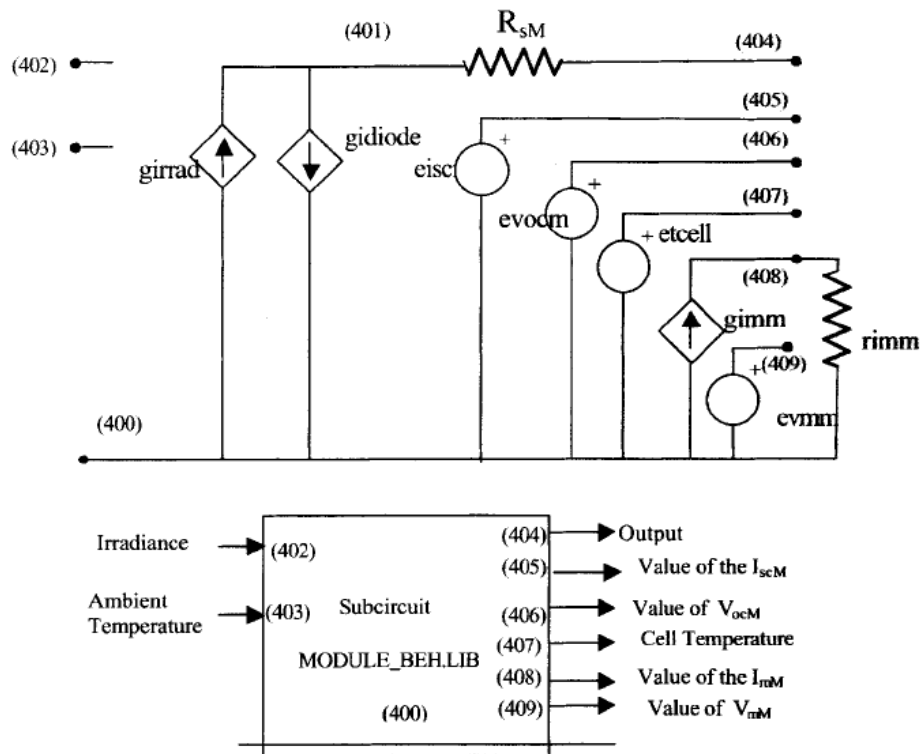


Figura 40 - Modelo de um módulo fotovoltaico representado no PSpice [30]

3.4. Arranjo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são associações de células fotovoltaicas a fim de que os níveis de tensão e corrente sejam aumentados para determinadas aplicações. No entanto, sistemas podem apresentar necessidade de níveis de tensão e corrente ainda maiores do que as disponíveis em um módulo fotovoltaico.

Para isso, também é possível associar módulos fotovoltaicos em série e/ou em paralelo, aumentando assim os valores de tensão e corrente presentes no circuito, obtendo uma maior potência instalada. O valor da tensão, assim como nas associações de células, depende do número de módulos associados em série, enquanto que o valor da corrente depende do número de módulos associados em paralelo.

Para este modelo [30], os valores de corrente e tensão são definidos pelas equações (34) a (37), nas quais o subscrito G refere-se a grandezas do gerador fotovoltaico e os parâmetros N_{sG} e N_{pG} referem-se aos números de módulos associados em série e em paralelo, respectivamente.

$$I_{scG} = N_{pG} I_{scM} \quad (34)$$

$$V_{ocG} = N_{sG} V_{ocM} \quad (35)$$

$$I_{mG} = N_{pG} \left(I_{mMr} \frac{G}{G_r} + \left(\frac{dI_{scM}}{dT} \right) (T_{cell} - T_r) \right) \quad (36)$$

$$V_{mG} = N_{sG} \left(N_s V_T \ln \left(1 + \frac{I_{scM} - I_{mM}}{I_{scM}} \left(e^{\frac{V_{ocM}}{N_s V_T}} - 1 \right) \right) - I_{mM} R_{sM} \right) \quad (37)$$

Com a resistência em série R_{sG} sendo definida pela equação (33).

Assim, o código a seguir descreve o circuito da Figura 41. Nota-se que o modelo contempla apenas associações de módulos idênticos, o que é mais recomendado em qualquer associação de módulos fotovoltaicos. Com este modelo, podem ser associados quantos módulos se queira.

```
*gerador.lib
.subckt gerador 400 402 403 404 405 406 407 408 409 params:
+ iscmr=1, coef_iscm=1, vocmr=1, coef_vocm=1, pmaxmr=1,
+ noct=1, immr=1, vmmr=1, tr=1, ns=1, nsg=1 npg=1

ev402 410 400 value={if (v(402)>0.1, v(402),0.1)}
girrad 400 401 value={v(410)/1000*(npg*iscmr+npg*coef_iscm*(v(407)-25))}

eiscm 405 400 value={v(410)/1000*(iscmr+coef_iscm*(v(407)-25))}
evocm 406 400 value={if (v(405)>1e-11, (vocmr+coef_vocm*(v(407)-25)+8.66e-5*
+ (v(407)+273)*log(v(405)/(iscmr))),0)}

etcell 407 400 value={v(403)+(noct-20)/800*v(410)}

gidiode 401 400 value={npg*v(405)/(exp(v(406)/(ns*8.66e-5*(v(407)+273)))-1)*
+ (exp(v(401)/(ns*nsg*8.66e-5*(v(407)+273)))-1)}
rsg 401 404 {nsg/npg*((vocmr/(iscmr)-pmaxmr/(iscmr**2*(vocmr/(ns*0.0258))-log
+ ((vocmr/(ns*0.0258))+0.72))/(1+vocmr/(ns*0.0258))))}
.func frsg() {nsg/npg*((vocmr/(iscmr)-pmaxmr/(iscmr**2*(vocmr/(ns*0.0258))-log
```

$$+ ((vocmr/(ns*0.0258))+0.72)/(1+vocmr/(ns*0.0258))))}}$$

```
gimg 400 408 value={npg*(immr*v(410)/1000+coef_iscm*(v(403)-25))}
```

```
rimg 408 400 1
```

```
evmg 409 400 value={if (v(410)>0.1, nsg*(ns*8.66e-5*(v(407)+273)*log(1+(v(405)-v(408)/npg)/v(405)*(exp(v(406)/+ (ns*8.66e-5*(v(407)+273)))-1))-v(408)*frsg/nsg),0)}
```

```
.ends gerador
```

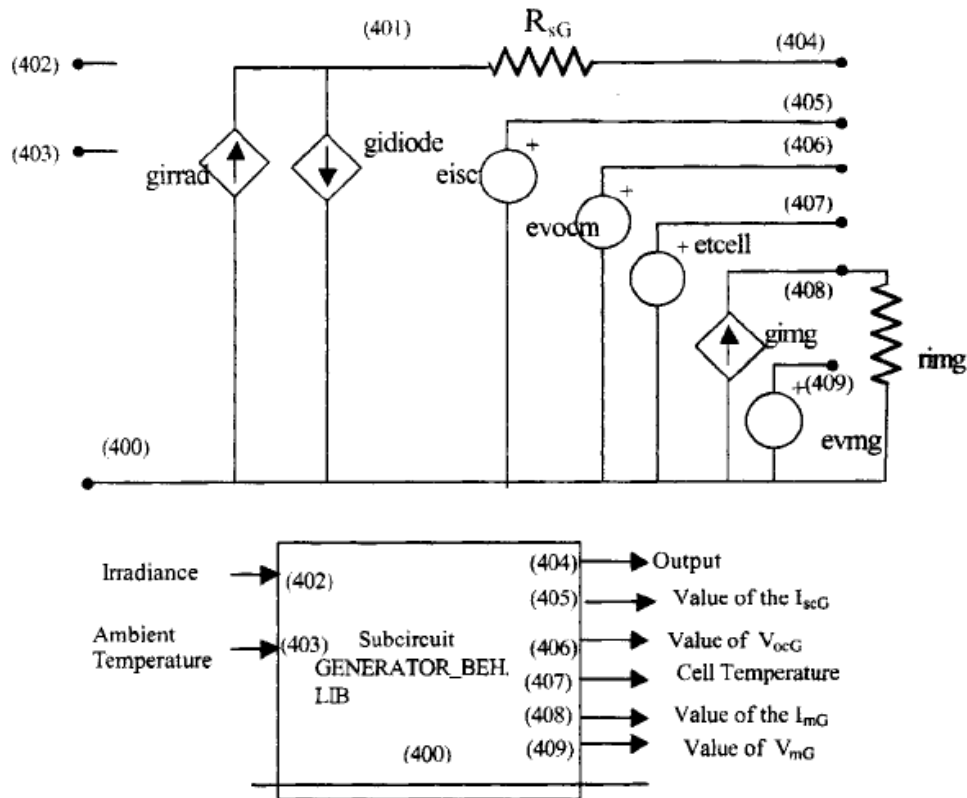


Figura 41 - Modelo de um gerador fotovoltaico representado no PSpice [30]

3.5. Inversor

Para a simulação do comportamento de um SFCR, faz-se também necessária a apresentação de um modelo que represente o inversor interativo e componha o sistema junto com o modelo de gerador fotovoltaico definido na seção anterior.

O modelo do inversor interativo [30], apresentado na Figura 42, apresenta três entradas, sendo que os nós 5 e 6 recebem os valores das coordenadas do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico. Nessas entradas, são conectados dois resistores, R₅ e R₆.

O ponto de operação do gerador fotovoltaico é forçado a ser o ponto de máxima potência pela entrada do inversor, nó 1. Isto é conseguido por meio da conexão de uma fonte controlada de tensão *empp* que replica o valor da tensão de máxima potência em um

determinado nível de irradiância e temperatura num dado instante. Uma correção de 0,8 V é incluída para levar em consideração a queda de tensão do diodo de bloqueio entre a saída do gerador fotovoltaico e a entrada do inversor.

Já a fonte controlada de tensão *eVc2* calcula a amplitude necessária corrente senoidal de saída, baseando-se na eficiência do inversor, parâmetro *nf*, a potência em corrente contínua na entrada do inversor e a amplitude da saída, usualmente uma tensão de 127 V ou 220 V. O valor da amplitude é utilizado na fonte controlada de corrente *giout*, para multiplicar o sinal senoidal fornecido pela fonte de tensão *v2*.

Por fim, a fonte de corrente *giout* apresenta a correspondente corrente alternada na saída do inversor, nó 4.

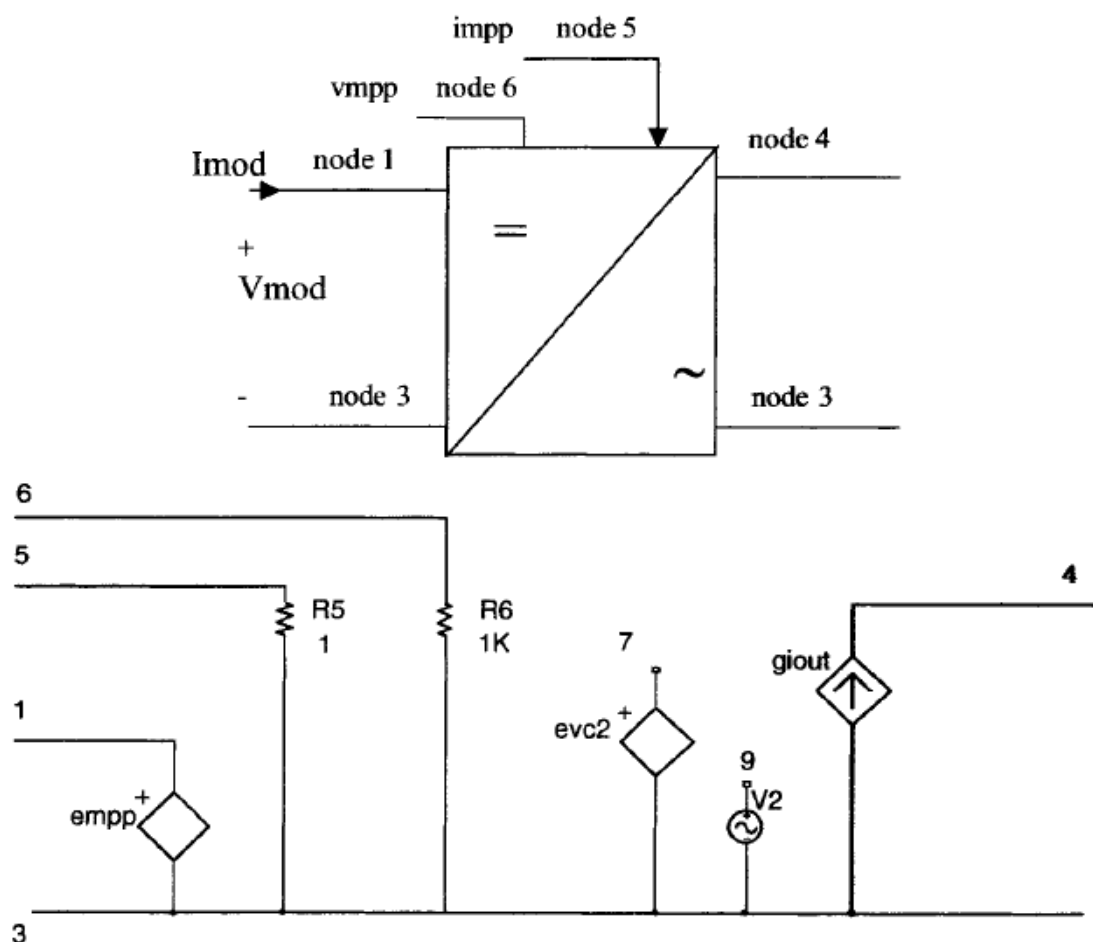


Figura 42 - Modelo do inversor interativo e descrição de suas entradas e saídas [30]

O código correspondente ao circuito da Figura 42 é apresentado a seguir.

```
*inversor.cir
.subckt inv 1 3 4 5 6 Params: nf=1

empp 1 3 value={v(6)-0.8}
r6 6 3 1000
r5 5 3 1
```

```
v2 9 3 sin(0 1 60Hz)
eVc2 7 3 value={(v(6)*v(5)*nf*1.41)/220}
giout 3 4 value={v(7)*v(9)}

.ends inv
```

4. Estudo de caso – Sistema fotovoltaico real

Para uma análise sobre como os efeitos de sombreamento e variações de temperatura afetam a geração de energia fotovoltaica, serão utilizados dados de um sistema instalado em Salem, Oregon, Estados Unidos. Vale ressaltar que, estando o sistema no hemisfério norte, serão consideradas as estações do ano, orientação do sistema, irradiância e todas as características referentes ao hemisfério norte [31].

Este sistema foi escolhido por apresentar situações de sombreamento causadas por um mastro de bandeira, com 10 metros de altura, situado próximo aos módulos fotovoltaicos, sombreamento este que afeta a geração de energia.

Além disso, o site do Laboratório de Monitoramento de Radiação Solar da Universidade de Oregon [32] disponibiliza dados completos sobre a radiação solar incidente no local, temperatura ambiente, temperatura da célula durante o funcionamento, além de medidas das grandezas elétricas do sistema fotovoltaico durante todos os dias do ano.

A partir destes dados, serão simuladas quatro datas para análise: os dias de equinócio e solstício, para que possam ser analisados os efeitos do sombreamento ao longo do ano e a influência das diferentes temperaturas no comportamento dos módulos fotovoltaicos.

4.1. O sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico escolhido está localizado a $44,94^\circ$ de latitude norte e $123,03^\circ$ de longitude oeste. Este sistema é formado por duas fileiras de quatro módulos conectados em série, sendo que as duas fileiras são conectadas em paralelo e sombreadas pelo mastro.

Foram utilizados os módulos fotovoltaicos Sharp NE-165U1, cada um apresentando uma potência de 165 Wp, perfazendo um total de 1320 Wp de potência instalada. Estes painéis foram conectados a um inversor interativo PVPowered PVP1100.

Os módulos estão inclinados em um ângulo de 45° e estão ligeiramente voltados para o sudoeste com um ângulo azimutal de 200° .

Para medir os níveis de irradiância que atingem os painéis, foi instalado um piranômetro entre o terceiro e o quarto módulos, de leste para oeste. O mastro de bandeira está localizado a leste do sistema fotovoltaico. A Figura 43 apresenta o sistema fotovoltaico em questão.



Figura 43 - Sistema fotovoltaico de 1320 Wp instalado em Salem, Oregon, sombreado pelo mastro de bandeira [31]

4.2. Ferramentas para estimativa de sombreamento

Em [31], são apresentados alguns diagramas para auxiliar o processo de estimativa de sombreamento causado pelo mastro de bandeira ao longo do ano.

O primeiro diagrama corresponde à extensão, em metros, da projeção de sombra do mastro. De acordo com a trajetória do Sol e o ângulo de incidência dos raios solares, a projeção de sombra do mastro apresenta diferentes valores.

A Figura 44 apresenta este diagrama. O mastro é representado pelo ponto central, enquanto que as curvas representam o comprimento da sombra projetada em cada mês do ano.

A curva vermelha, mais abaixo, representa a extensão da sombra do mastro durante o mês de junho, a qual se estende, por exemplo, em torno de 4 metros no sentido norte por volta das 12h, e estende-se por volta de 45 metros a sudoeste, no início da manhã. O outro extremo, representando o comportamento da sombra no mês de dezembro, há uma projeção de 25 metros a norte às 12h, e uma extensão em torno de 40 metros a noroeste ou a nordeste no início e no fim do período de incidência de luz solar, respectivamente, nos dias do mês de dezembro.

Caso fossem consideradas diferentes localidades, o resultado do diagrama seria diferente, devido à diferente trajetória do Sol e ângulo de incidência dos raios solares dependendo da latitude considerada.

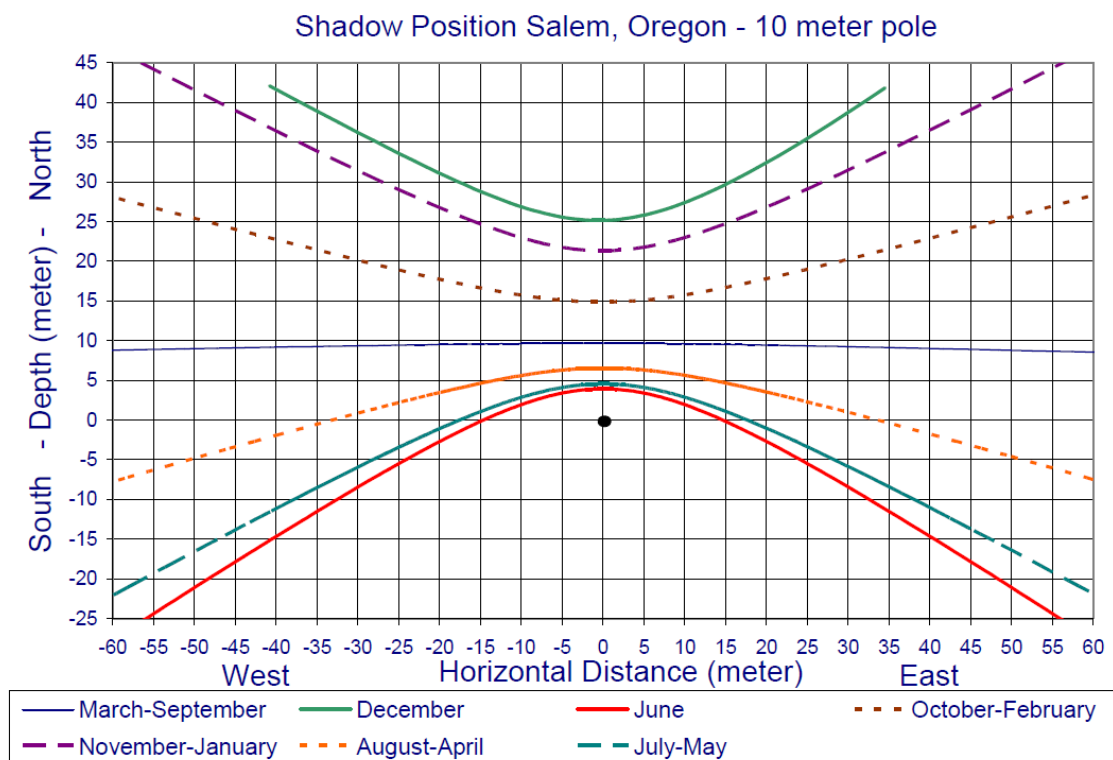


Figura 44 - Extensão da projeção de sombra do mastro ao longo do ano [31]

Já o diagrama da Figura 45 mostra uma representação do sistema considerado sobreposta ao diagrama da Figura 44, devidamente orientada e distanciada do mastro.

São também incluídas linhas de tempo para ilustrar o caminho da sombra do mastro ao longo do tempo e a que horas esta sombra incide sobre o sistema, representado por quatro retângulos mais escuros, sendo os quatro módulos da fileira oeste, e quatro módulos mais claros, os quatro módulos da fileira leste.

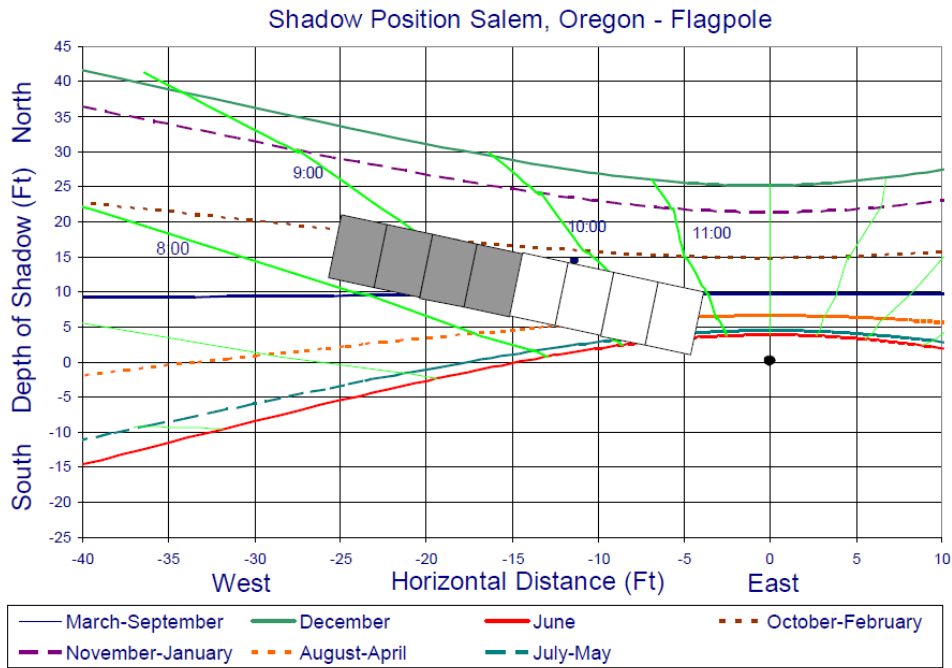


Figura 45 - Representação do sistema e projeções de sombra do mastro na parte da manhã [31]

Finalmente, o diagrama da Figura 46 apresenta as porcentagens de luz solar incidentes ao longo do ano, classificadas em períodos de tempo e separadas por meses. Este diagrama é importante para estimar qual a porcentagem de energia perdida devido ao sombreamento em determinado período do dia.

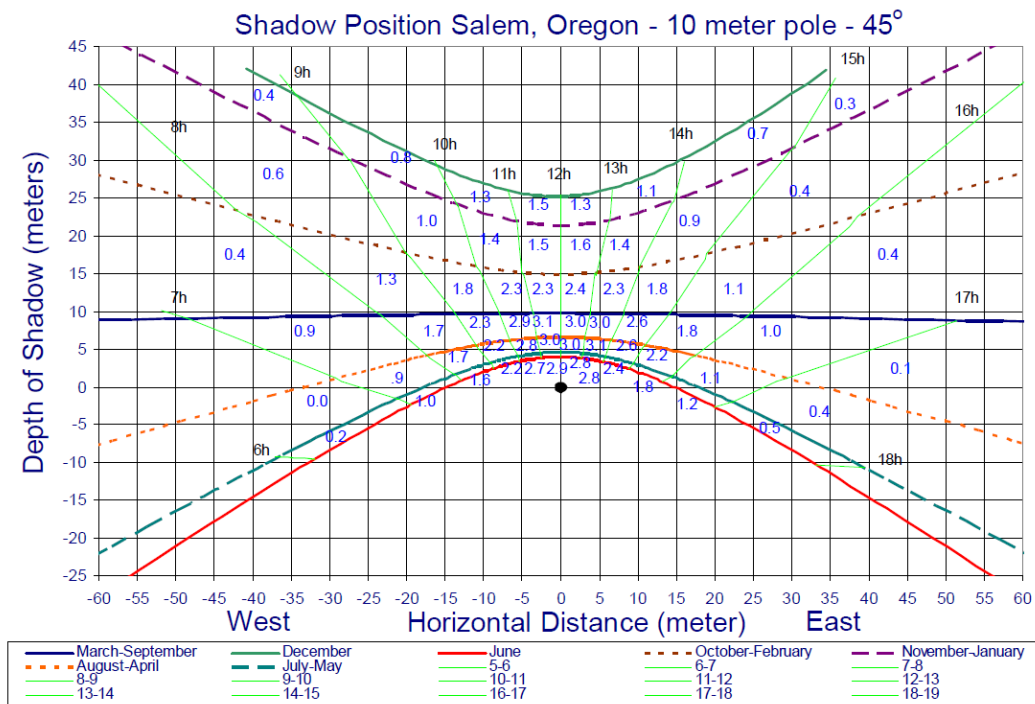


Figura 46 - Porcentagem de luz solar incidente durante cada período do mês [31]

4.3. Modelagem do estudo de caso em PSpice

O sistema descrito anteriormente foi modelado no software PSpice, a fim de que se pudesse analisar sua resposta à irradiância, sombreamento e ações da temperatura ambiente no desempenho dos módulos fotovoltaicos.

O modelo do sistema utiliza blocos já apresentados, como o modelo do gerador fotovoltaico e o modelo do inversor interativo. A Figura 47 apresenta o circuito utilizado.

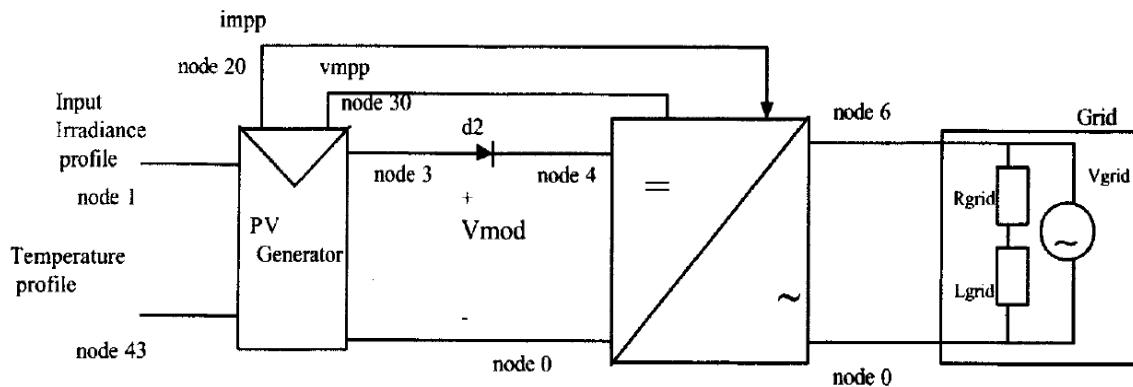


Figura 47 - Circuito utilizado para modelagem do sistema real no software PSpice [30]

O código PSpice que descreve para o circuito utilizado é o seguinte:

```

***Simul
.include generator_beh.lib
xgenerator 0 1 43 3 45 46 47 20 30 generator_beh params:
+ iscmr=5.46, coef_iscm=0.28e-3, vocmr=43.1, coef_vocm=-0.16, pmaxmr=165,
+ noct=47, immr=4.77, vmmr=34.6, tr=25, ns=72, nsg=4, npg=2

.inc irrads.stl
vmesur 1 0 stimulus Virrad

.inc temp_artigo.stl
vtemp 43 0 stimulus Vtemp

d2 3 4 diode
.model diode d(n=1)

.inc inversor7.cir
xinvert 4 0 6 20 30 inv params: nf=0.9

.inc grid.cir
xgr1 6 0 grid

.tran 0.01u 24u
.probe
.end

```

Para os parâmetros do modelo *gerador.lib* foram utilizados os dados técnicos do módulo NE-165U1 da Sharp, o mesmo utilizado no experimento da Universidade de Oregon. A Tabela 12 apresenta as características elétricas do módulo em questão [33].

Tabela 12- Características elétricas do módulo Sharp NE-165U1 [33]

Características Elétricas	
Potência (W)	165
Tensão de Circuito Aberto V_{OC} (V)	43,1
Corrente de Curto Circuito I_{SC} (A)	5,46
Tensão de Máxima Potência V_{MP} (V)	34,6
Corrente de Máxima Potência I_{MP} (A)	4,77
Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT)	47,5°C
Coefficiente de Temperatura I_{SC}	0,053 %/°C
Coefficiente de Temperatura V_{OC}	-0,36%/°C
Número de células em série	72

Para o modelo do inversor iterativo, foi utilizado o circuito da Figura 42, no qual seu único parâmetro corresponde ao valor da eficiência do inversor. O inversor utilizado foi o PVPowered PVP1100, cujas características elétricas são mostradas na Tabela 13, com valor de eficiência igual a 90,5% [34].

Tabela 13 - Características elétricas do inversor PVPowered PVP1100 [34]

Características Elétricas	
Potência de saída (W)	1100
Eficiência (%)	90,5
Máxima Tensão de Entrada (V)	500
Faixa de Tensão de Operação (V)	115-450
Máxima Corrente de Entrada (A)	26

Considerou-se que a rede elétrica pudesse ser modelada como uma fonte de tensão senoidal ideal, apresentando um valor de tensão RMS igual a 220 V e uma frequência de 50 Hz, conectada a uma carga em paralelo formada por uma conexão em série de um resistor e um indutor, sendo $L_{grid} = 0,5$ mH e $R_{grid} = 14,4$ Ω , conforme [30].

E, para as entradas do gerador, foram necessários os dados de irradiância e temperatura do local no período considerado, disponibilizados em [32]. Os diversos dados apresentados para o sistema são dispostos em intervalos de tempo de 5 em 5 minutos. Utilizaram-se, nestas análises, os dados de irradiância global para um sistema com angulação de 45° e voltado para o sul.

Como o sistema apresenta um desvio azimutal de 20°, a variação na produção de um sistema instalado no hemisfério norte que não está completamente voltado para o sul baseia-se nos valores apresentados na Tabela 14 [35].

Tabela 14 - Variação na produção de um sistema com ângulo azimutal diferente de 180°[35]

Sistema localizado no hemisfério norte	
Ângulo Azimutal	Variação
0 (Norte)	-34%
90 (Leste)	-13%
120	-6%
135	-4%
160	-1%
180 (Sul)	0%
200	-1%
225	-4%
240	-7%
270 (Oeste)	-14%

Com isso, para esta análise, os dados fornecidos foram multiplicados pelo fator -1%.

Para efeitos de simulação e cálculos posteriores, foi utilizada uma conversão de tempo onde cada $1\mu\text{s}$ corresponde a 1 hora do dia. Os dados reais utilizados foram distribuídos em um intervalo de tempo de $24\mu\text{s}$, representando as 24 horas do dia. Com isso, o tempo de simulação, em todos os casos, é igual a $24\mu\text{s}$.

Assim, nos gráficos apresentados, o eixo x apresenta os valores de 0 a $24\mu\text{s}$, representando as horas do dia, e o eixo y apresenta valores referentes às grandezas mostradas em cada gráfico.

5. Simulações e resultados

Uma vez que o mesmo sistema apresenta comportamentos distintos durante diversos períodos do ano, foram escolhidas 4 datas para simulação do sistema e análise dos efeitos de sombreamento e temperatura na geração de energia.

Uma das características do Sol que se alteram durante as mudanças de estações ao longo do ano é a sua altura na esfera celeste. A altura que o Sol se encontra na esfera celeste é maior no verão, diminui à medida que se aproximam o outono e o inverno, e volta a aumentar à medida que se aproximam a primavera e, novamente, o verão.

Com a variação da altura do Sol na esfera celeste, varia também a inclinação com que os raios solares incidem no solo.

Quando um raio solar incide perpendicularmente ao solo, a sua energia espalha-se por uma área menor, produzindo maior aquecimento, característica essa predominante no verão. Já quando um raio solar incide com uma determinada inclinação, a sua energia espalha-se por uma área maior, produzindo menor aquecimento, como acontece no inverno.

A inclinação do eixo terrestre e o movimento de translação da Terra em torno do Sol são os responsáveis pela ocorrência das estações do ano. São também responsáveis pela variação do número de horas de luz que determinado local recebe ao longo do ano.

Devido à sua trajetória elíptica ao redor do Sol, há determinados períodos em que a Terra encontra-se mais próxima ou mais distante do Sol.

Nas regiões próximas ao Equador, a variação de temperatura é pequena ao longo de todo ano, e as diferenças entre as estações do ano são menos notórias do que em relação às regiões mais distantes do Equador.

Nas regiões polares, a inclinação dos raios solares é muito elevada, mesmo durante o verão, ocasionando a presença de baixas temperaturas.

Foram consideradas as estações no hemisfério norte pelo fato da disponibilidade de dados completos referentes à irradiância e à temperatura ambiente

5.1. Caso 1: Equinócio de Março

O equinócio de março é caracterizado pela incidência de raios solares com a mesma inclinação em todas as regiões do planeta.

Em regiões com a mesma latitude, em hemisférios diferentes, a distância percorrida pelos raios solares na atmosfera também é a mesma.

Em qualquer ponto do planeta, o número de horas de luz, 12 horas, é igual ao número de horas de noite, também 12 horas, até nas regiões polares.

Neste dia, começa a primavera no hemisfério norte e se inicia o outono no hemisfério sul.

O sistema foi simulado considerando os dados do dia 20 de março de 2006, o dia do equinócio de Março, marcando o fim do verão e o início da primavera no hemisfério norte.

De acordo com os dados coletados, o primeiro horário em que há incidência de irradiância no sistema foi às 6h05, enquanto que o último horário registrado foi às 18h35. Assim, foram registradas 12 horas e 30 minutos com a presença de alguma luz do Sol.

Baseando-se no gráfico de extensão de sombras do mastro, apresentado em [25], pode-se estimar o caminho da sombra do poste no dia do equinócio. A Figura 48 mostra a projeção de sombras do mastro sobre o sistema, sendo que as linhas azuis partindo do ponto que representa o mastro representam o caminho da sua sombra sobre o sistema na data considerada.

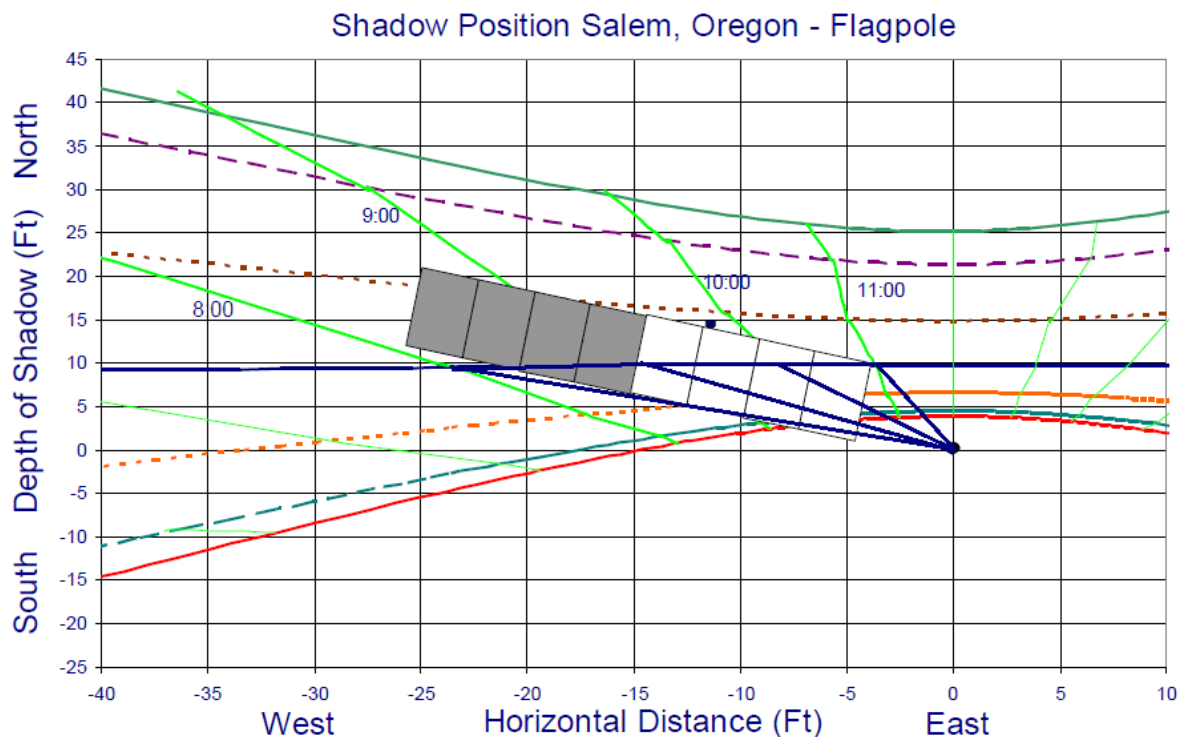


Figura 48 - Estimativa da extensão da sombra do mastro sobre o sistema – Equinócio de Março

Pode-se ver que o sistema apresenta sombreamento nas duas fileiras até em torno de 9h30, a partir das 8h. Depois das 9h30, apenas a fileira oeste é sombreada, cessando o sombreamento sobre o sistema após as 11h.

Este padrão de sombreamento acontece devido ao caminho que o sol percorre nesta data, obtido por meio da ferramenta presente em [36], apresentado na Figura 49, estando a leste às 7h, projetando uma sombra extensa a oeste, como mostrado na Figura 50, sendo que a extensão das sombras diminui ao longo do dia, devido à variação do ângulo de incidência do Sol.

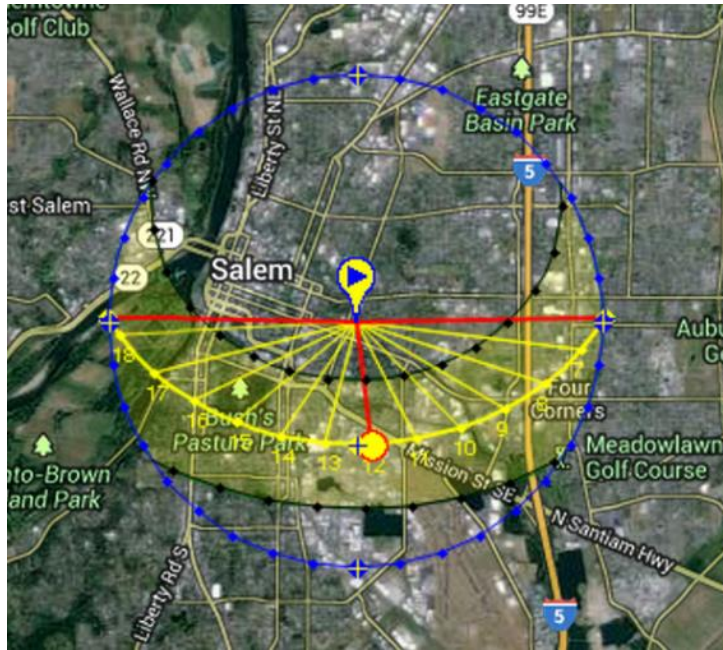


Figura 49 - Caminho percorrido pelo sol - Equinócio de Março

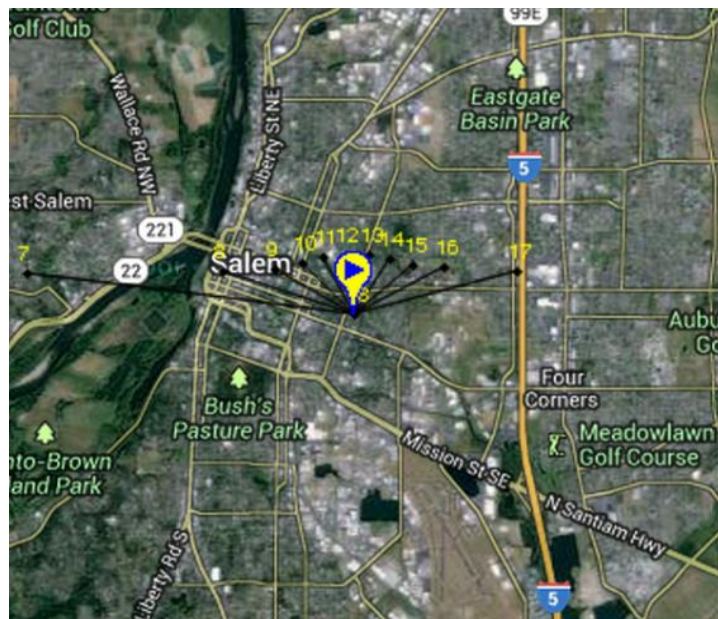


Figura 50 - Projeção de sombreamento devido ao caminho percorrido pelo sol – Equinócio de Março

Com este sombreamento, pelo gráfico de perdas da Figura 46, calcula-se que a perda devido ao sombreamento do mastro seria em torno de 19% da produção para o período considerado.

A Figura 51 mostra as curvas representando o nível de irradiância incidente sobre o sistema no dia 20 de março de 2006, em verde, e a curva representando a potência CA entregue pelo inversor, em vermelho. O maior valor de irradiância obtido foi de 1045 W/m², enquanto que o máximo valor de potência entregue foi de 1066 Wh, ambos os valores ocorrendo entre 11h30 e 11h45.

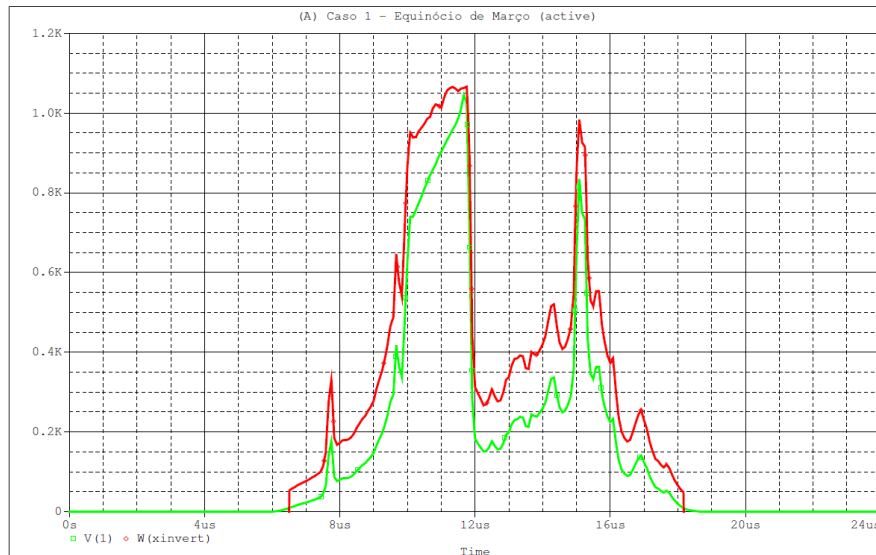


Figura 51 - Irradiância incidente e simulação da energia gerada - Equinócio de Março

Analisando a curva verde, representando a irradiância incidente, percebe-se que o sombreamento afeta consideravelmente a incidência solar nesta data, uma vez que a curva de irradiância não segue o padrão de sombreamento esperado, entre as 8h e 11h. Por volta das 12h, a incidência solar diminui bruscamente, praticamente sendo apenas a irradiância difusa responsável pela geração de energia no sistema. Este perfil estende-se até por volta das 15h, onde não se observa mais o sombreamento das duas fileiras de módulos, mas onde, após as 16h, o nível de irradiância já diminui como esperado, e a produção se reduz gradativamente.

A Figura 52 apresenta a representação da temperatura ambiente, curva verde, e a temperatura das células fotovoltaicas, curva vermelha, no dia considerado. Nota-se a temperatura ambiente e da célula não são tão elevadas neste caso, contribuindo para uma maior geração de energia. O maior valor atingido pela temperatura ambiente foi de 14,2°C, enquanto que o maior valor para a temperatura das células foi de 49,5°C, ambos os valores ocorrendo por volta das 11h40. Isto mostra que a temperatura ambiente mais amena contribuiu para que a temperatura das células não ficasse muito além da temperatura nominal de operação da célula (NOCT).

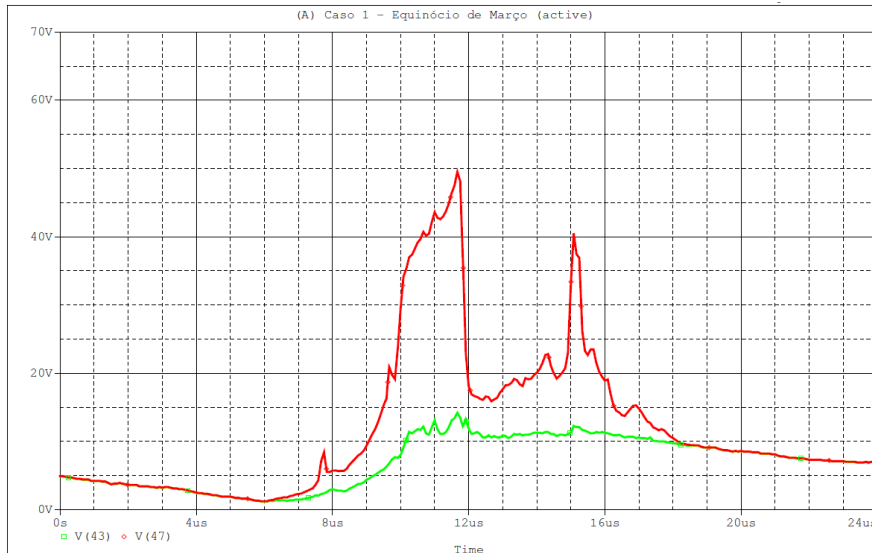


Figura 52 - Temperatura ambiente e simulação da temperatura das células fotovoltaicas - Equinócio de Março

Apenas no período entre 11h30 e 12h, por observação da Figura 51, é visto que há uma redução no desempenho do sistema. Observando a Figura 52 neste mesmo período de tempo, nota-se que o pico da temperatura das células está aí localizado, sendo esta a razão para a redução na produção do gerador fotovoltaico.

A temperatura nesta data do ano, portanto, não afeta consideravelmente a produção de energia do sistema, visto que a temperatura ambiente se mantém praticamente constante entre 10h e 18h, e numa faixa de temperatura razoavelmente baixa.

A simulação para a geração elétrica do sistema, neste dia considerado, segue os valores apresentados na Figura 53. O valor de geração obtido para este dia foi de 4947 Wh, valor máximo da curva vermelha. Este valor considera o perfil de irradiância com sombreamento mostrado no Figura 51.

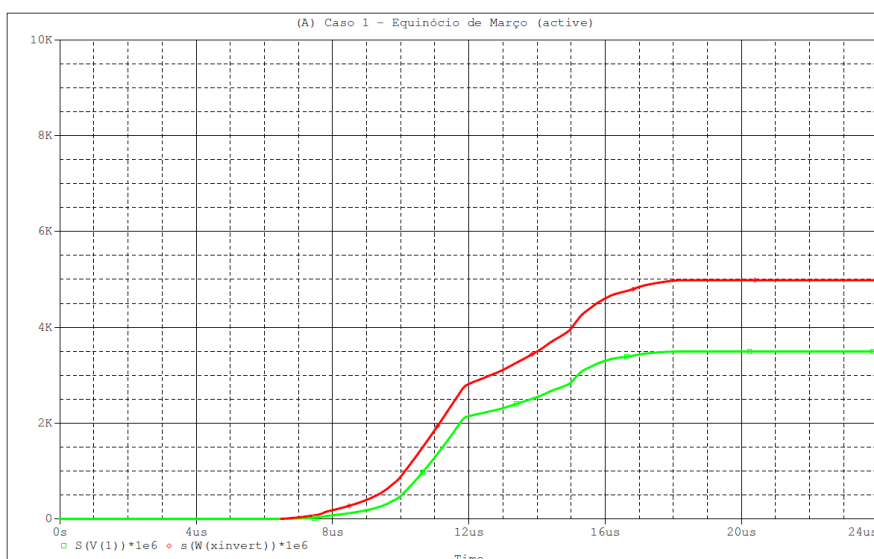


Figura 53 - Irradiância total incidente e simulação da quantidade total de energia gerada - Equinócio de Março

Supondo um dia cujo perfil de irradiância seguisse uma distribuição sem sombreamentos, um novo perfil de potência gerada foi obtido. Este resultado é apresentado na Figura 54, que mostra um perfil de irradiância sem sombreamento, em verde, e a quantidade total de energia que seria gerada, em vermelho. Utilizando o perfil de irradiância que não indicava a presença de sombreamento, estimou-se que a energia total gerada no dia de análise poderia chegar a 6403 Wh, resultado 29% maior do que a estimativa de geração considerando o sombreamento no sistema.

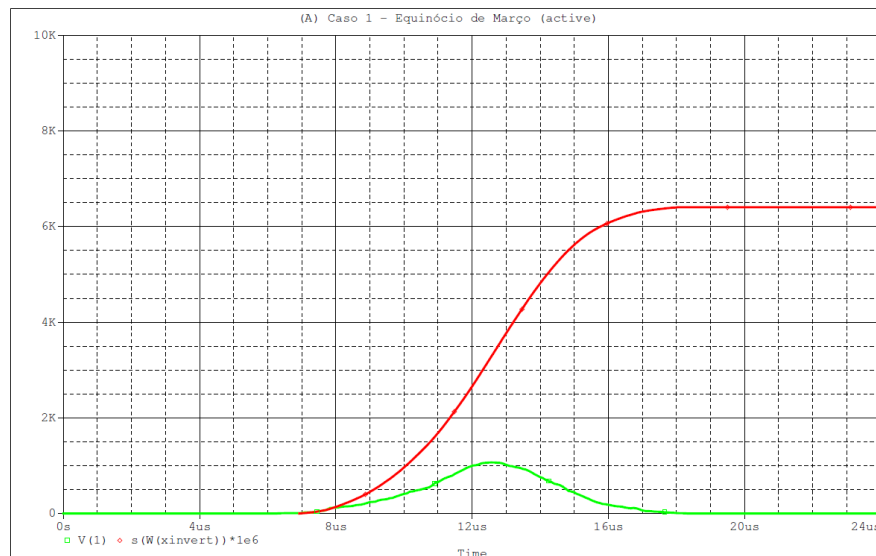


Figura 54 - Estimativa de geração sem sombreamento - Equinócio de Março

Esta perda é significativa devido ao fato que o período em que o sistema foi fortemente sombreado, entre 12h e 15h, representa a parcela do dia em que as maiores quantidades de raios solares atingem o sistema. Um sombreamento com a mesma duração, mas em outro período do dia como, por exemplo, das 7h às 10h, causaria um impacto muito menor na geração do sistema, uma vez que o nível de irradiância incidente neste período é menor do que o nível incidente naquele período.

Comparando a geração real do sistema com a geração simulada, apresentadas na Figura 55, e calculando, pelo *software* PSpice, a integral sobre a curva de geração real, que aquela apresenta um valor menor de geração, 3699 Wh, comparada com o valor simulado, 4947 Wh. E, comparando ainda com o valor de geração do sistema sem sombreamento, apresenta uma perda de 73% no valor de geração devido ao sombreamento.

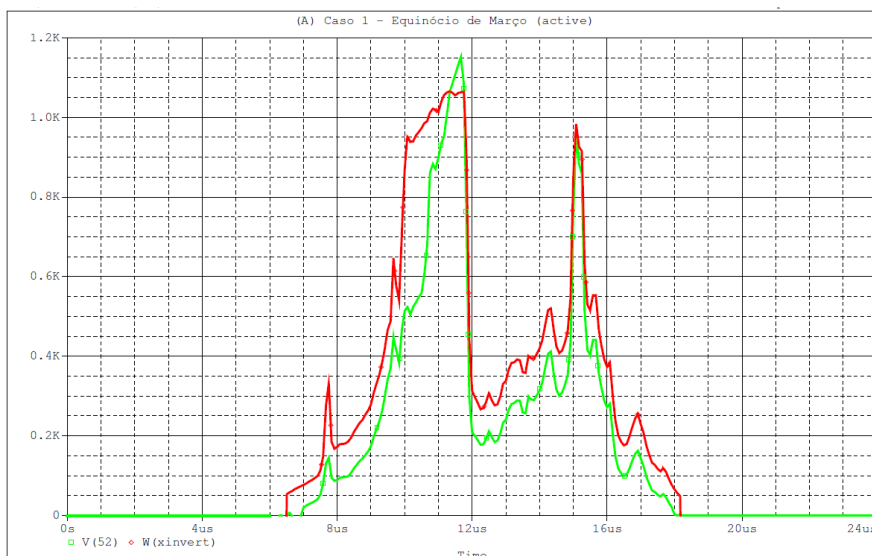


Figura 55 - Geração real e geração simulada - Equinócio de Março

Percebe-se que a energia produzida pelo sistema neste dia sofreu com o padrão de incidência solar observado, fora do padrão de sombreamento determinado teoricamente. Os motivos prováveis para esse sombreamento e a síntese dos resultados serão apresentados na seção referente às análises dos resultados.

As temperaturas das células reais e simuladas são apresentadas na Figura 56.

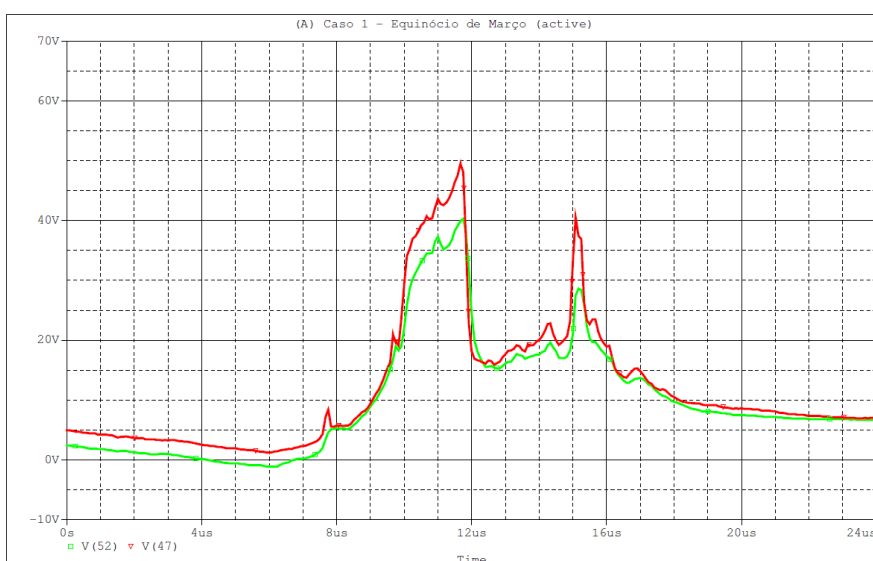


Figura 56 - Valores reais e simulados para as temperaturas das células - Equinócio de Março

Nota-se que, para a curva verde, dados reais, a temperatura das células chega a apresentar valores negativos, 5h e 6h30, e em nenhum momento ultrapassa o valor de NOCT, 47°C.

5.2. Caso 2: Solstício de Junho

Neste dia, a Terra encontra-se próxima do afélio, o ponto da órbita em que a distância entre a Terra e o Sol é maior. O Sol ilumina aproximadamente metade do planeta, mas os raios solares incidem com diferente inclinação em diferentes regiões do globo.

No hemisfério norte, os raios solares que incidem na superfície da Terra têm uma direção próxima da vertical, sendo mesmo vertical na região do Trópico de Câncer e, por isso, dão origem a temperaturas mais altas.

No hemisfério sul, os raios solares incidentes têm uma direção muito inclinada em relação ao solo e, por isso, aquecem menos.

A distância que o raio de luz percorre na atmosfera terrestre varia de acordo com o hemisfério, sendo esta distância menor no hemisfério norte, colaborando com a presença de temperaturas mais elevadas, e maior no hemisfério sul, originando temperaturas mais baixas.

Neste dia, a área iluminada no hemisfério norte é superior à área iluminada no hemisfério sul, sendo este o dia do ano com maior número de horas de luz no hemisfério norte. Em qualquer região deste hemisfério, o número de horas com luz do dia supera o número de horas de noite e, quanto maior for a latitude da região, maior é essa diferença. Nas regiões ao norte do círculo polar ártico não anoitece, recebendo 24 horas de luz.

Por outro lado, no hemisfério sul, o número de horas de noite é superior ao número de horas com luz do dia, sendo esta diferença maior à medida que a latitude da região for maior, e fazendo com a região do círculo polar antártico tenha 24 horas consecutivas sem luz do Sol.

No solstício de junho, inicia-se o verão no hemisfério norte e o inverno no hemisfério sul.

No ano considerado, 2006, o equinócio de junho ocorreu no dia 21, iniciando o verão no hemisfério norte. Os dados utilizados mostram que o primeiro horário com presença de luz solar no sistema foi às 4h15, enquanto que o último horário com luz solar ocorreu às 20h20. Portanto, o dia do solstício de junho apresentou 16 horas e 5 minutos de presença de luz solar, sendo o dia com maior período de luz solar no ano na região do experimento.

Considerando o sombreamento teórico apresentado na Figura 57, observa-se que a sombra do mastro estende-se sobre o sistema entre 9h e 10h30, mas sombreando apenas alguns módulos da fileira leste, não interferindo na produção da fileira oeste. Mesmo sombreando apenas 2 módulos da fileira, a produção de toda fileira leste é afetada, assim como fica caracterizado o desempenho de associações de módulos fotovoltaicos em série sob sombreamento.

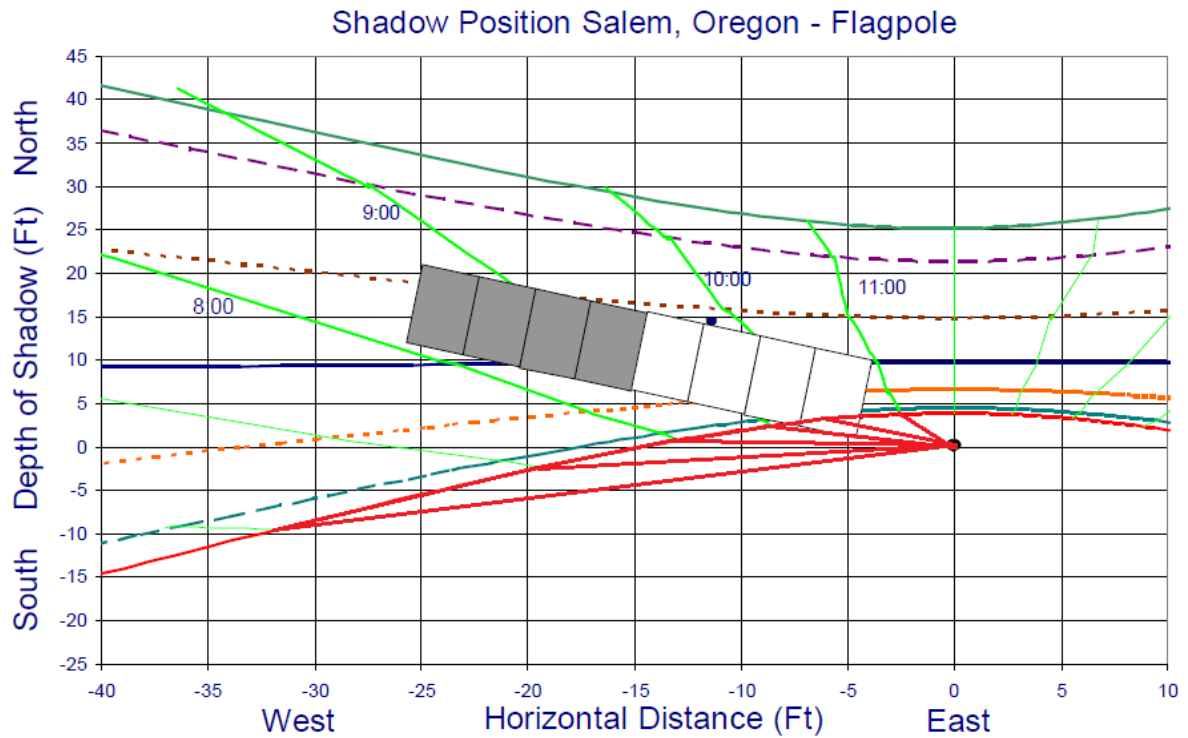


Figura 57 - Estimativa da extensão da sombra do mastro sobre o sistema - Solstício de Junho

A Figura 58 mostra o caminho realizado pelo Sol na data em questão, sendo sua altura e trajetória determinantes para a estimativa de sombreamento apresentada na Figura 59, onde se pode ver que o comprimento das projeções de sombra do mastro é menor, exceto as projeções às 6h e 19h, não atingindo, assim, o sistema num grande intervalo de tempo nesta época do ano.

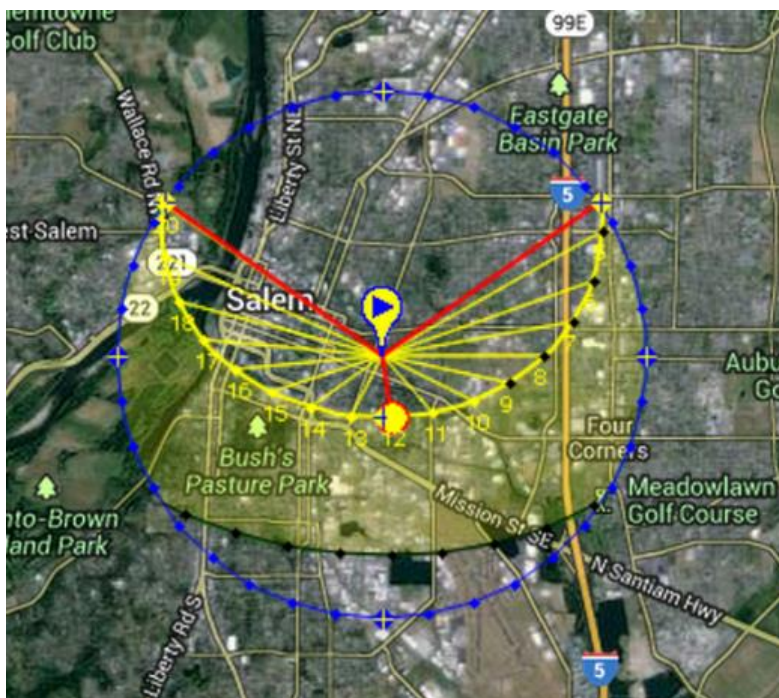


Figura 58 - Caminho percorrido pelo Sol - Solstício de Junho

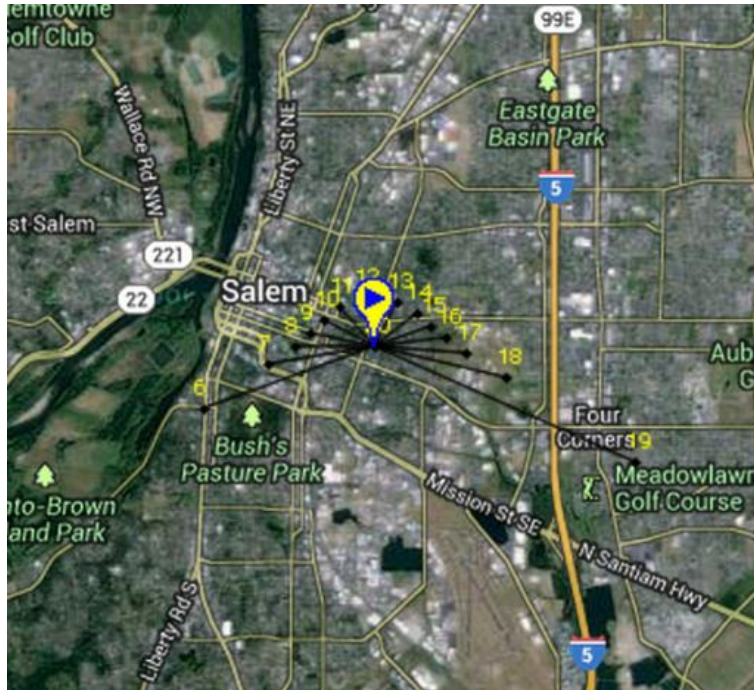


Figura 59 - Projeção de sombreamento devido ao caminho percorrido pelo Sol - Solstício de Junho

Estimando o sombreamento do sistema pelo modo teórico, o resultado obtido é igual a 6% de perda de geração nesta época devido ao mastro localizado próximo ao sistema.

As curvas correspondentes ao nível de irradiância incidente, em verde, e à simulação da potência entregue pelo inversor, em vermelho, são apresentadas na Figura 60. A curva verde mostra que o maior valor de irradiância obtido foi de 992 W/m², e o maior valor de energia entregue foi de 924 Wh, sendo ambos os máximos valores atingidos entre 12h30 e 13h, mas em momentos distintos.

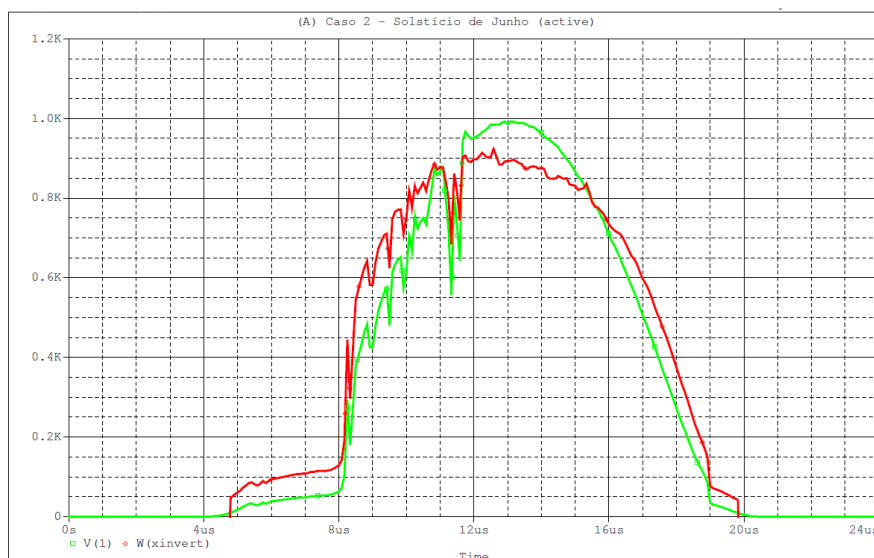


Figura 60 - Irradiância incidente e simulação da energia gerada - Solstício de Junho

Pela simulação, observa-se que o perfil de irradiância incidente para esta data seguiu basicamente o esperado em relação ao sombreamento, apesar da queda de nível de irradiância incidente por volta das 11h30.

É possível observar que, a partir das 11h até um pouco após as 16h, a taxa de geração de energia relacionada com a irradiância incidente é reduzida, mesmo com o aumento da irradiância. Isso pode ser explicado observando a Figura 61, que apresenta a temperatura ambiente e a simulação para os valores de temperatura das células durante o dia 21 de junho, sendo a maior temperatura ambiente igual a 27°C, às 16h, e a maior temperatura das células igual a 59°C, às 13h30.

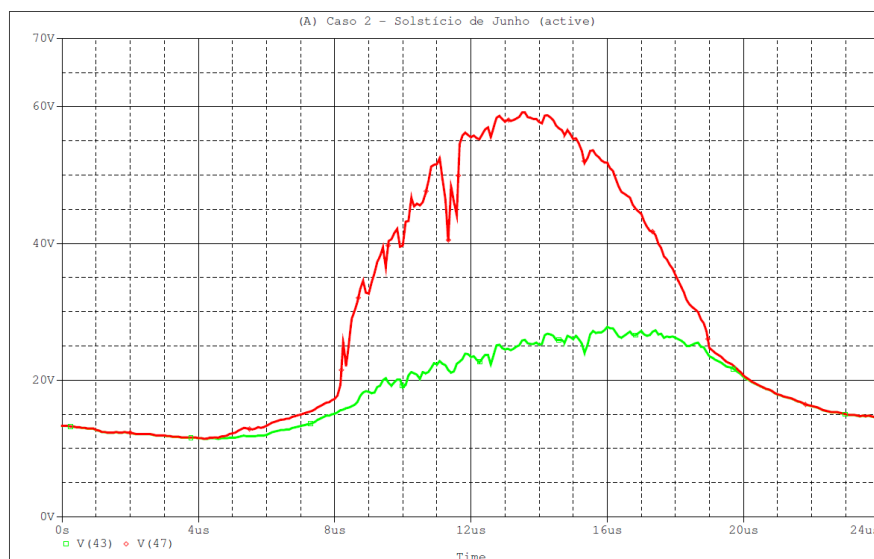


Figura 61 - Temperatura ambiente e simulação da temperatura das células fotovoltaicas - Solstício de Junho

Para esta data, a temperatura ambiente apresenta-se mais elevada, fazendo com que a temperatura das células também aumente. Pelo gráfico da Figura 61, pode-se ver que entre 10h30 e um pouco após as 16h, exceto um pequeno período entre 11h e 11h30 que apresentou um desvio nos valores de irradiância, a temperatura das células é maior que 47°C. Comparando os dados da Figura 61 com os resultados da Figura 60, conclui-se que as altas temperaturas das células estão diretamente ligadas à queda de produção do gerador fotovoltaico, como esperado.

Seguindo então este perfil de irradiância, foi simulada a quantidade de energia entregue pelo inversor no dia do solstício de junho, conforme gráfico da Figura 62, sendo a curva verde referente à quantidade de irradiância total incidente e a curva vermelha representando a quantidade de energia total gerada.

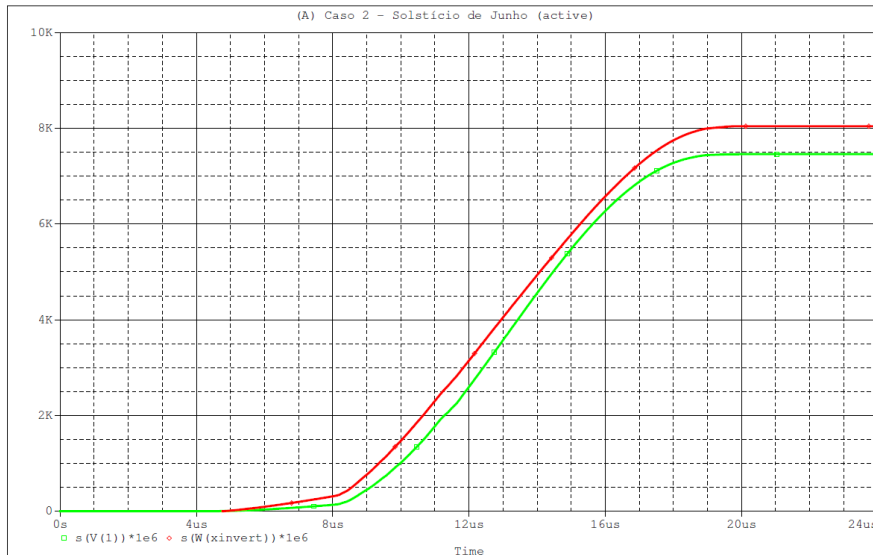


Figura 62 - Irradiância total incidente e energia gerada - Solstício de Junho

O valor total de energia gerada obtido pela simulação, considerando o sombreamento do sistema na parte da manhã, foi de 8046 Wh.

Para efeito de comparação, uma simulação considerando que o sistema não fosse sombreado foi também realizada, e seu resultado apresentado na Figura 63, com a curva verde referente a um perfil de irradiância sem sombreamento e a curva vermelha mostrando a quantidade total de energia que seria gerada considerado tal perfil de irradiância.

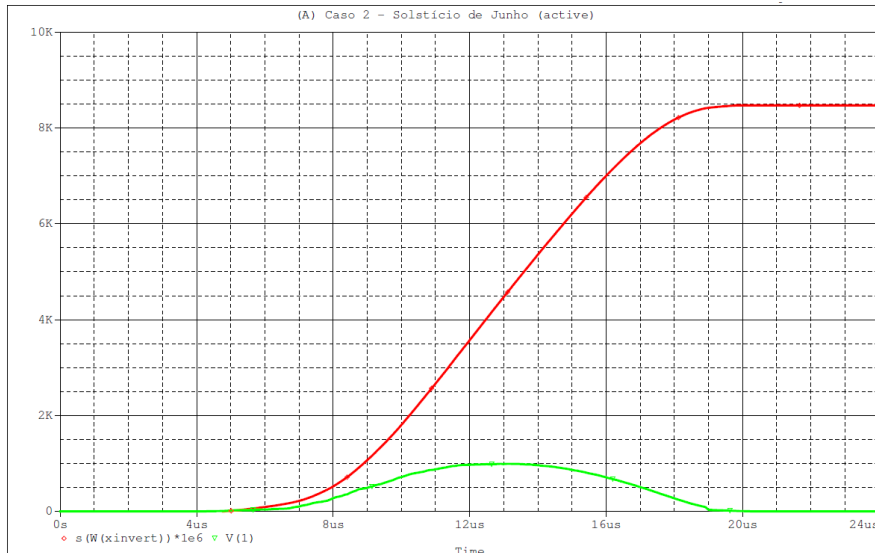


Figura 63 - Estimativa de geração sem sombreamento - Solstício de Junho

Considerando que o sistema não sofresse sombreamento durante a manhã, estimou-se que a geração do sistema passa a ser de 8470 Wh no dia analisado. Comparando com o valor do sistema sombreado, isto representa um valor 5% maior de energia gerada.

Com isso, segundo a simulação, pode-se dizer que o sombreamento durante o solstício de junho não é tão prejudicial, porque mesmo que o período em que o sistema fica

sombreado possa ser considerado grande, a porcentagem de irradiância diária incidente em tal horário representa uma pequena parcela em comparação com o total de irradiância incidente ao longo do dia.

A Figura 64 traz as curvas referentes à geração real do sistema, curva verde, e a geração simulada, curva vermelha. Calculando-se as integrais sobre as duas curvas, observa-se um valor de geração real igual a 7202 Wh para a curva real e o valor de 8046 Wh já mencionado. Comparado com o valor de 8470 Wh de geração para um dia de junho sem sombreamento no sistema, estima-se uma perda de 17%, devido aos efeitos de sombreamento do mastro e outros agentes.

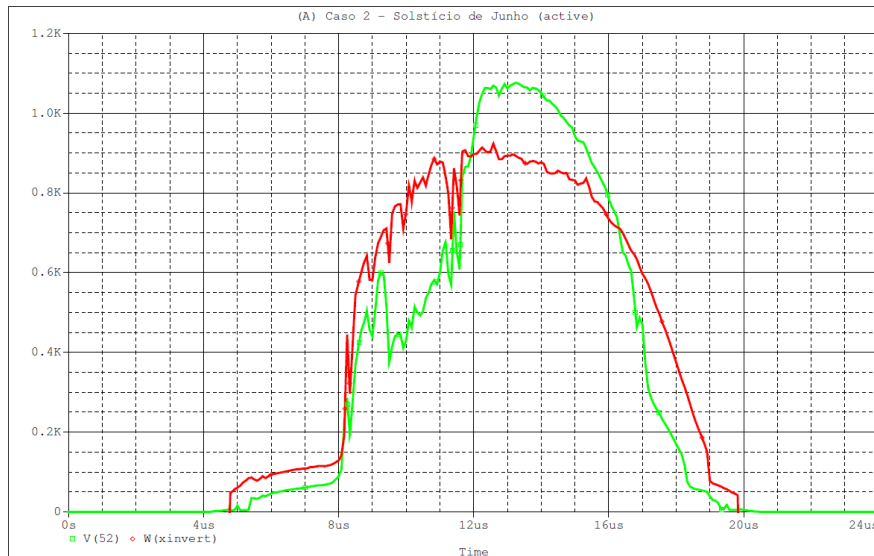


Figura 64 - Geração real e geração simulada – Solstício de Junho

Neste caso, a curva de geração real apresenta maior conformidade com a estimativa de geração devido ao sombreamento previsto entre 9h e 10h30, ocorrendo com mais intensidade, na verdade, entre 9h45 e 11h, onde se observa uma intensa queda de produção de energia, na qual podemos considerar que a energia gerada é basicamente proveniente da fileira oeste, a qual não sofre sombreamento. Outras considerações serão feitas posteriormente.

As curvas referentes às temperaturas reais, verde, e simuladas das células, vermelha, são mostradas na Figura 65.

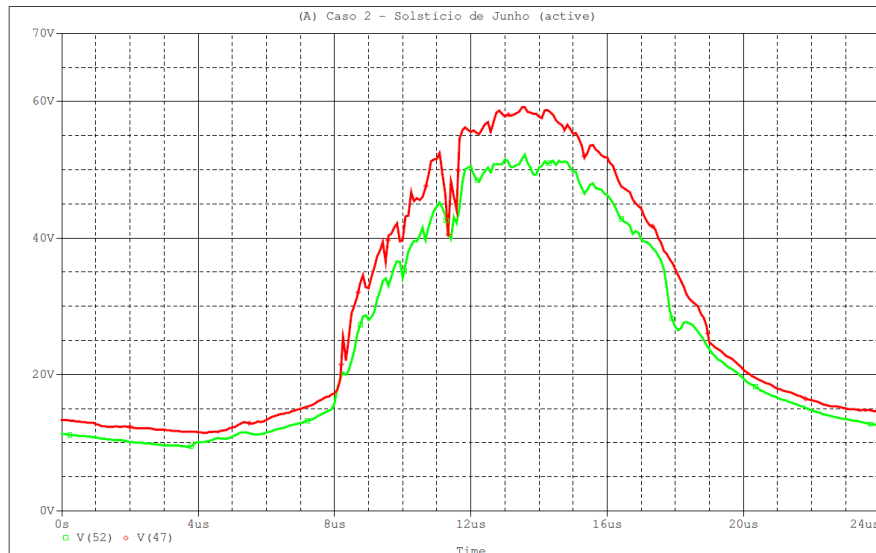


Figura 65 - Valores reais e simulados para as temperaturas das células – Solstício de Junho

Nota-se que o modelo simula valores relativamente mais altos para a temperatura das células em todos os momentos, fazendo que, como a temperatura simulada apresenta valor acima das condições NOCT, o desempenho do gerador seja reduzido entre 10h30 e 11h15 e entre 11h40 até 16h.

5.3. Caso 3: Equinócio de Setembro

No dia do Equinócio de Setembro, os raios solares incidem com a mesma inclinação em todas as regiões com a mesma latitude, tanto no hemisfério norte quanto no hemisfério sul.

A distância percorrida pelos raios solares na atmosfera em regiões com a mesma latitude, mas em hemisférios diferentes, também é a mesma.

Neste dia, em qualquer ponto do planeta, o número de horas de luz é igual ao número de horas de noite, 12 horas de luz e 12 horas de noite, inclusive nas regiões polares.

No hemisfério norte, o equinócio de setembro marca o início do outono, enquanto que, no hemisfério sul, inicia-se a primavera.

Neste caso, o dia 23 de setembro de 2006 representou o equinócio naquele ano, indicando o fim do verão e o início do outono.

O primeiro momento de incidência de luz solar no sistema, segundo os dados disponíveis, aconteceu às 5h45 e o último momento de incidência de luz do Sol foi às 18h25, totalizando 12 horas e 40 minutos de luz solar.

Pelo gráfico de extensão de sombras para o equinócio de setembro, Figura 66, nota-se um comportamento parecido, na teoria, ao sombreamento do equinócio de março, uma vez que a trajetória do sol nestes 2 meses é semelhante. O sistema tem suas duas fileiras

sombreadas entre 8h e 9h30. Após, e até as 11h, apenas a fileira oeste é sombreada. A diferença entre os casos é a porcentagem de irradiação incidente, sendo esta quantidade maior em setembro, fim do verão, do que em março, fim do inverno.

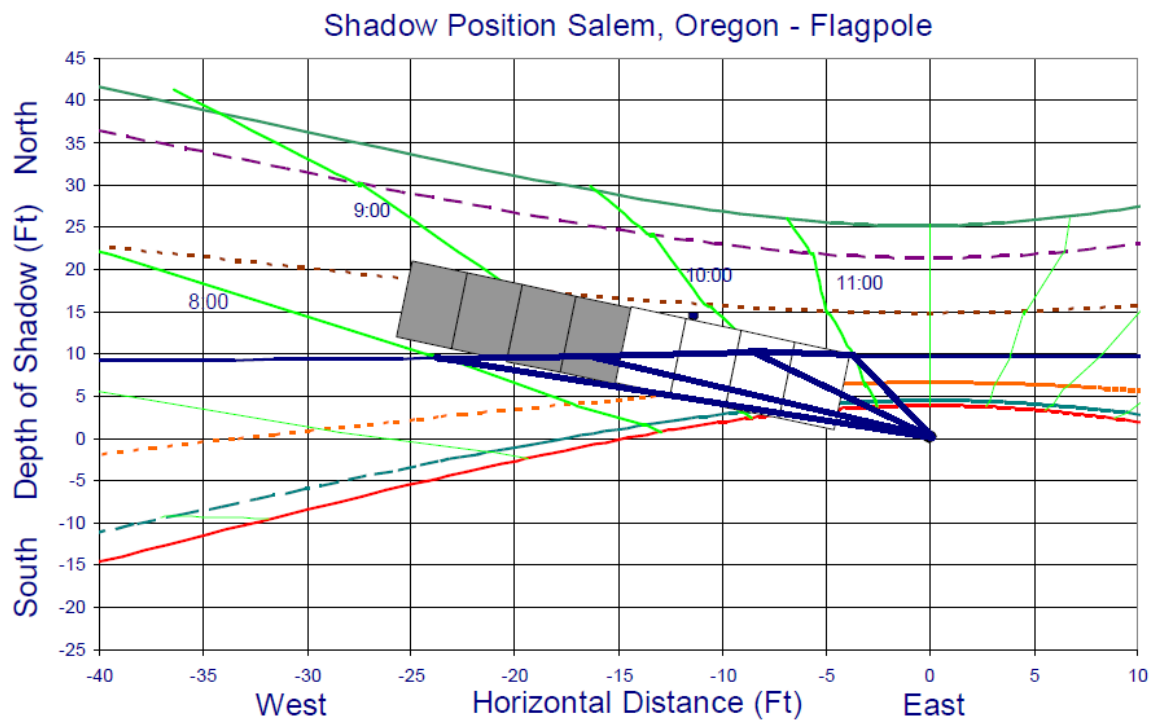


Figura 66 - Estimativa da extensão da sombra do mastro sobre o sistema – Equinócio de Setembro

O trajeto realizado pelo Sol, Figura 67, é também muito semelhante ao do equinócio de março, assim como a projeção de sombras, mostrada na Figura 68.

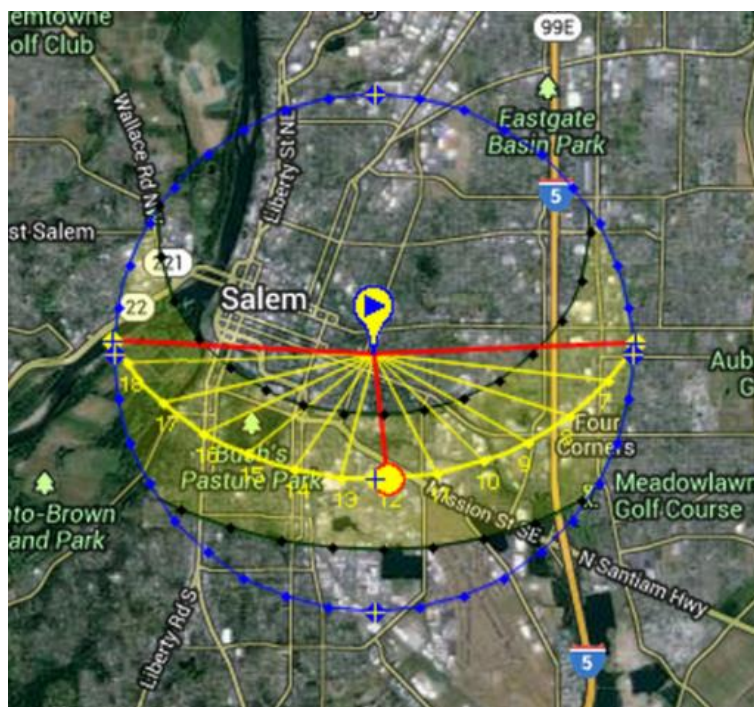


Figura 67 - Caminho percorrido pelo Sol - Equinócio de Setembro

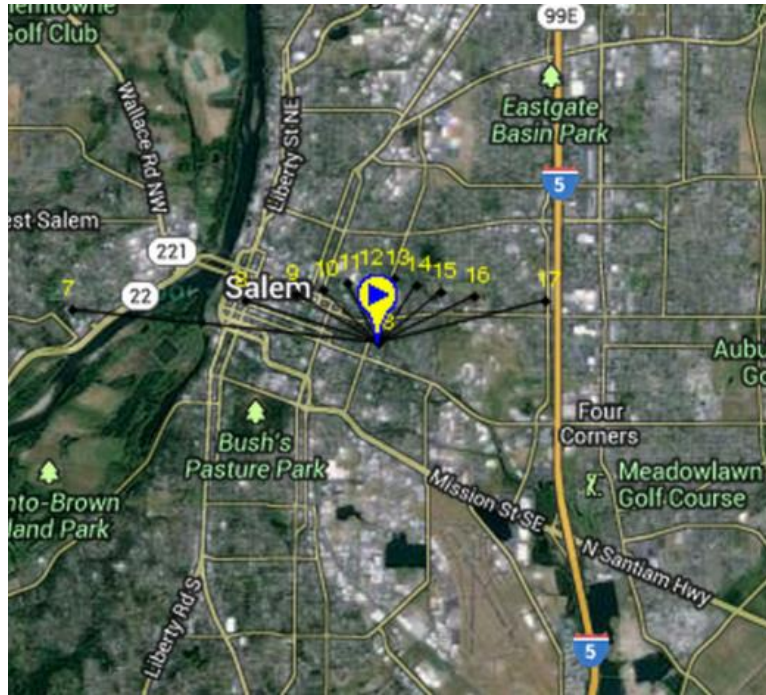


Figura 68 - Projeção de sombreamento devido ao caminho percorrido pelo sol - Equinócio de Setembro

De acordo com o caminho do sol e a projeção de sombra, estima-se, para esta data, uma perda de 17% na geração de energia devido à sombra do mastro sobre o sistema.

As curvas representando o nível de irradiância incidente e a simulação da energia entregue pelo inversor, curvas verde e vermelha, respectivamente, podem ser vistas na Figura 69. O maior valor de irradiância incidente neste dia foi igual a 1042 W/m², por volta das 12h45, e o maior valor de energia entregue pelo inversor, pela simulação, foi de 893 Wh, às 11h30.

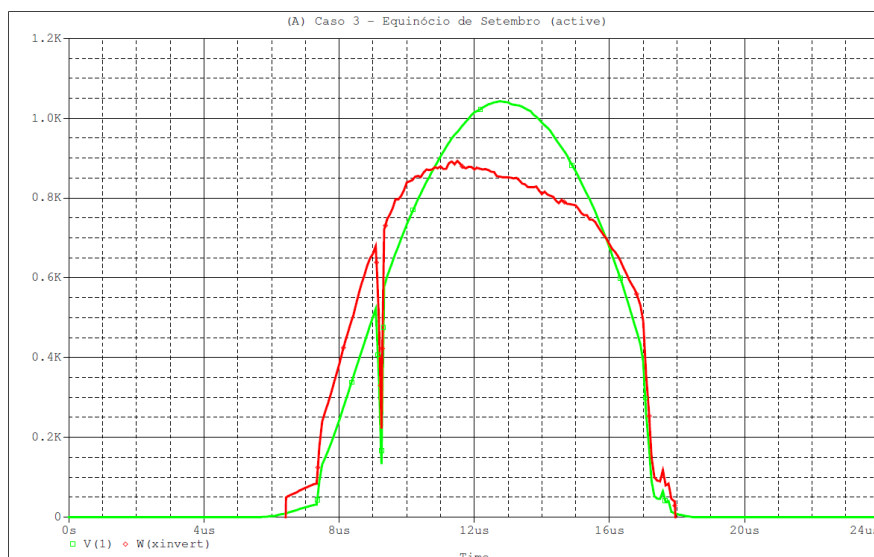


Figura 69 - Irradiância incidente e simulação da energia gerada - Equinócio de Setembro

A simulação da produção de energia do sistema apresenta uma taxa de desempenho uniforme até por volta de 10h, excetuando o breve momento de

sombreamento entre 9h e 9h30. A partir daquele horário, mesmo com o aumento da irradiância incidente, o sistema não apresenta um aumento significativo na produção energética. Isto se deve, mais uma vez, à influência das temperaturas ambiente e das células, como pode ser visto na Figura 70.

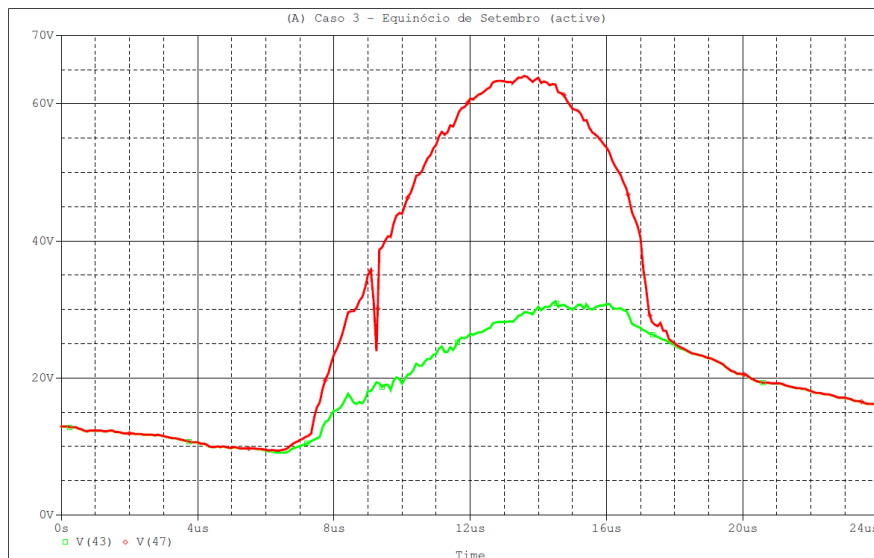


Figura 70 - Temperatura ambiente e simulação da temperatura das células fotovoltaicas - Equinócio de Setembro

A maior temperatura ambiente foi de 31°C às 14h30, enquanto que o maior valor simulado para a temperatura das células atingiu 64°C por volta das 13h30.

A temperatura ambiente mais elevada contribuiu para que a temperatura das células se elevasse. Observa-se que, um pouco após as 10h até as 16h30, as células fotovoltaicas apresentam temperaturas acima de 47°C, sendo estas elevadas temperaturas responsáveis pela relativa diminuição da geração fotovoltaica no período considerado, mostrando correspondência com o resultado expressado no gráfico da Figura 69.

Assim, a energia total gerada pelo sistema, pela simulação, Figura 71, apresenta o valor de 7199 Wh, sendo a curva verde referente ao total de irradiância incidente e a curva vermelha mostrando o total de energia gerada.

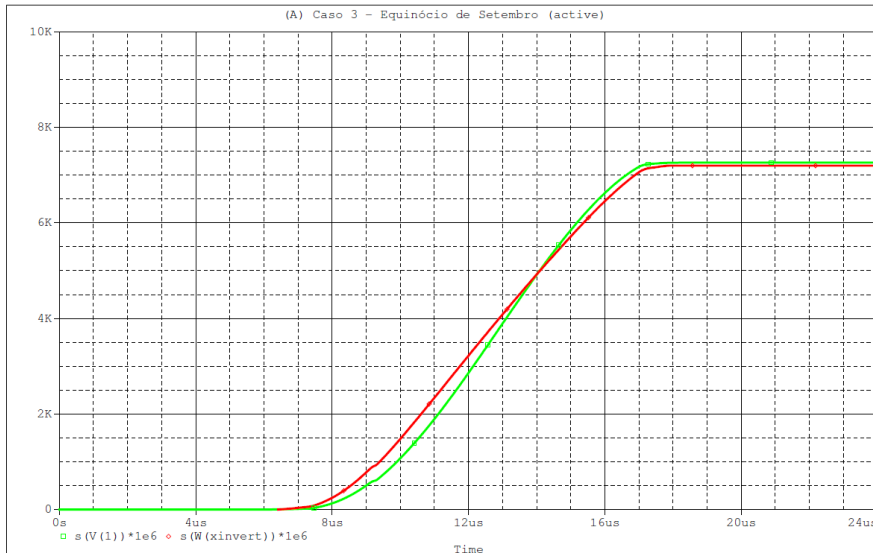


Figura 71 - Irradiância total incidente e simulação da quantidade total de energia gerada - Equinócio de Setembro

A fim de estimar qual a porcentagem de perda causada pelo sombreamento do sistema neste dia, a irradiância incidente foi remodelada considerando que o sistema não sofresse sombreamento. A Figura 72 apresenta esta estimativa, com a curva verde demonstrando um perfil de irradiância sem sombreamento e a curva vermelha trazendo a quantidade total de energia que seria gerada nessas condições.

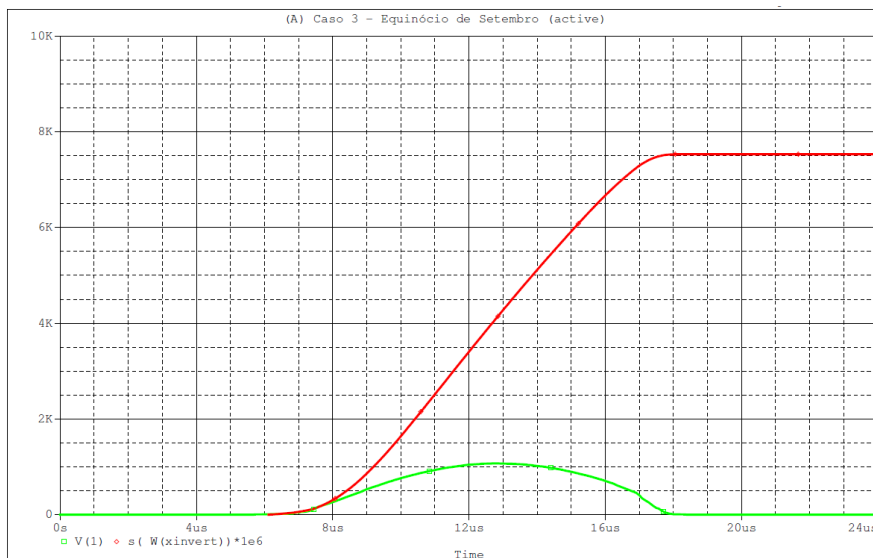


Figura 72 - Estimativa de geração sem sombreamento - Equinócio de Setembro

Na nova simulação, a energia entregue pelo inversor passa a ser igual a 7533 Wh, sendo 4,5% maior que a geração considerando o sombreamento do sistema.

Apresentando, agora, na Figura 73, a geração real do sistema comparada com a geração simulada, curvas verde e vermelha, respectivamente, e calculando a integral das curvas, obtém-se o valor de 6731 Wh de energia gerada, enquanto que o valor simulado foi de 7199 Wh. Considerando que o sistema fosse capaz de produzir um valor de energia igual a 7533 Wh, a geração energética perdida nesse dia seria igual a 12%.

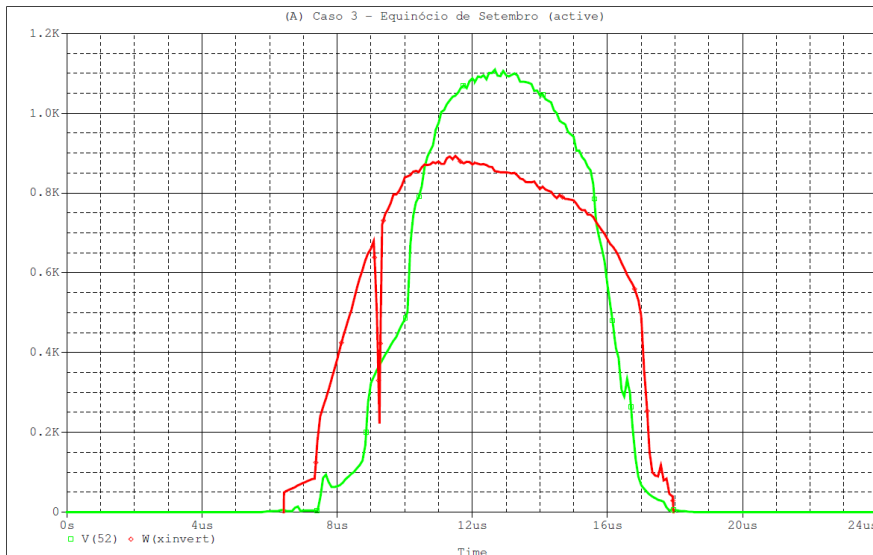


Figura 73 – Geração real e geração simulada – Equinócio de Setembro

Neste caso, a geração real acompanha o comportamento esperado para o sombreamento estimado, fazendo com o sistema apresentasse o maior déficit de produção entre 8h e 9h30, para sombreamento nas duas fileiras, e entre 9h30 e 11h, para sombreamento apenas na fileira leste. O restante do dia mostra que não houve grandes perdas referentes a sombreamento de nuvens ou outros fatores. Outras considerações serão expostas nas seções subsequentes.

As curvas da Figura 74 representam os valores reais, curva verde, e os valores simulados, curva vermelha, para as temperaturas das células ao longo do dia. Os valores reais ultrapassam as condições NOCT entre 11h30 e 14h45, sendo assim, a simulação aponta valores acima destas condições entre 11h e 16h. Por isso, o desempenho do gerador é afetado negativamente nos dois casos, mas predominantemente no caso simulado.

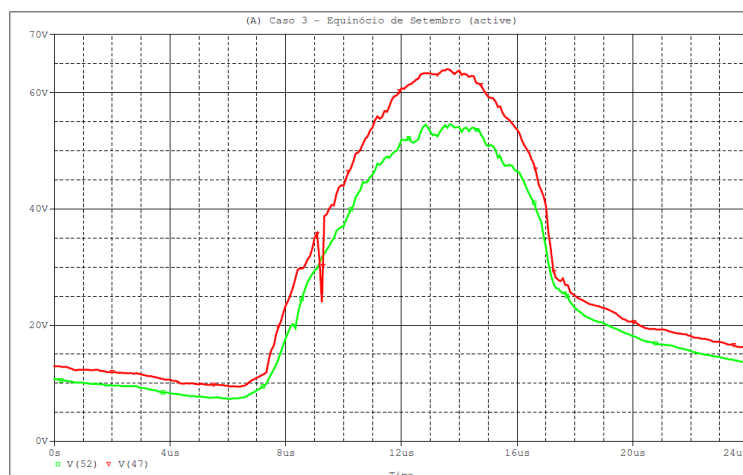


Figura 74 - Valores reais e simulados para as temperaturas das células - Equinócio de Setembro

5.4. Caso 4: Solstício de Dezembro

No dia do solstício de dezembro, a Terra encontra-se próxima do periélio, o ponto da órbita em que a distância entre o Sol e a Terra é menor.

No hemisfério norte, os raios solares que incidem sobre a superfície da Terra tem uma direção muito inclinada e, por isso, dão origem a temperaturas mais baixas.

No hemisfério sul, os raios solares incidentes tem uma direção próxima da vertical, sendo mesmo vertical na região do Trópico de Capricórnio, originando temperaturas mais altas.

A distância percorrida por um raio solar na atmosfera é maior no hemisfério norte e menor no hemisfério sul, assim, o aquecimento será menor no hemisfério norte e maior no hemisfério sul.

Como a área iluminada neste dia no hemisfério norte é a menor, este é o dia do ano com menor número de horas de luz neste hemisfério. Em qualquer região deste hemisfério, o número de horas com luz do dia é menor do que o número de horas de noite. Quanto maior a latitude da região, maior é esta diferença. As regiões ao norte do círculo polar ártico, neste dia, não recebem luz solar, tendo 24 horas seguidas de noite.

No hemisfério sul, a área iluminada é superior à área que não recebe luz, sendo, por essa razão, o dia com maior número de horas de luz neste hemisfério, e em qualquer região, o número de horas de luz no dia é maior que o número de horas de noite, aumentando esta diferença com o aumento da latitude.

O solstício de dezembro marca o início do inverno no hemisfério norte e o início do verão no hemisfério sul.

Em 2006, o solstício de dezembro ocorreu no dia 21, iniciando o período de inverno no hemisfério norte.

Para este dia, observou-se que o primeiro horário com incidência de luz solar foi às 7h35, e às 16h50 notou-se o último momento com luz solar no dia 21 de dezembro de 2006. Assim, este dia apresentou apenas 9 horas e 15 minutos de luz do Sol.

Utilizando o gráfico de extensão de sombras, Figura 75, para o solstício de dezembro, pode-se observar que a sombra do mastro, representada pelas linhas em verde escuro, cuja projeção sobre o sistema se inicia um pouco antes das 9h, apresenta um pequeno momento de sombreamento sobre as duas fileiras do sistema, e após, até em torno de 10h30, esta projeção incide apenas sobre a fileira leste do sistema.

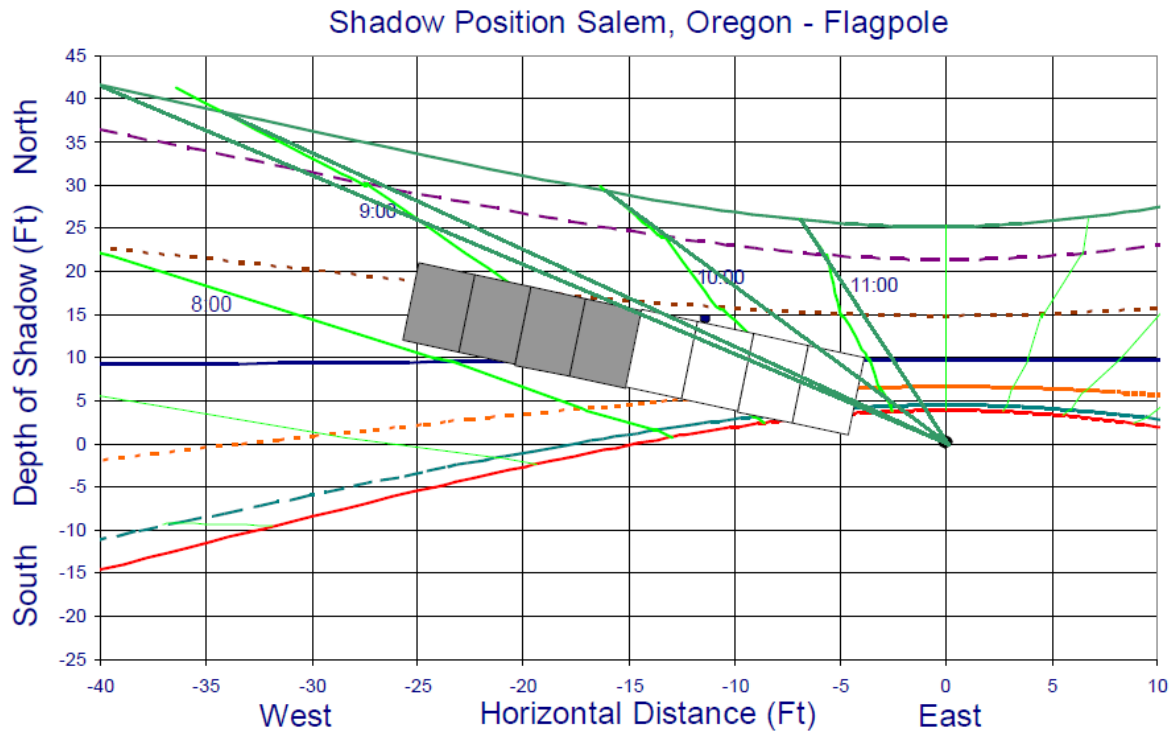


Figura 75 - Estimativa da extensão da sombra do mastro sobre o sistema - Solstício de Dezembro

Este comportamento, com sombras mais extensas e iniciadas mais tardiamente é proveniente da trajetória do sol neste período, apresentada na Figura 76. Nota-se que a janela solar neste dia do ano é muito reduzida, além de que o ângulo de incidência do Sol é muito baixo.

A Figura 77 mostra a projeção de sombra no local para o dia do ano considerado.

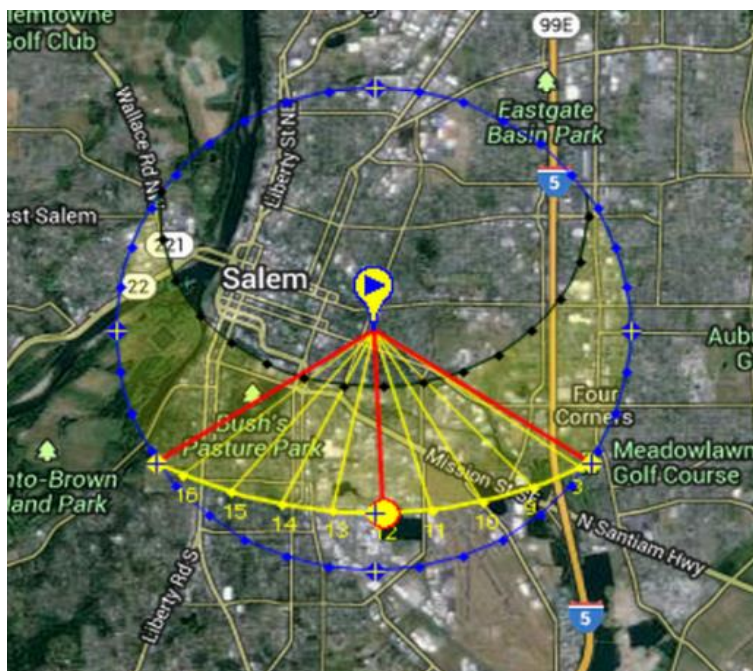


Figura 76 - Caminho percorrido pelo sol - Solstício de Dezembro

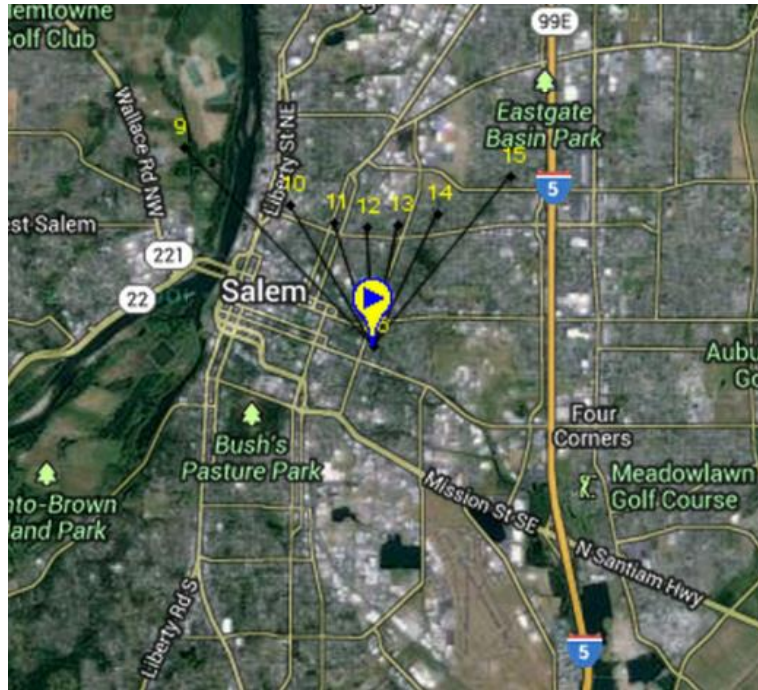


Figura 77 - Projeção de sombreamento devido ao caminho percorrido pelo sol - Solstício de Dezembro

Assim, pela projeção de sombra do mastro do sistema, calculou-se uma perda na geração de energia correspondente a 9% do estimado para este dia do ano.

Na Figura 78, a curva verde representa a irradiância incidente sobre o sistema e a curva vermelha representa a simulação da potência entregue pelo inversor. O valor de 903 W/m² foi o maior valor obtido para a irradiância, enquanto que o maior valor de potência simulado foi igual a 1023 Wh. Ambos os máximos valores ocorreram por volta das 13h45.

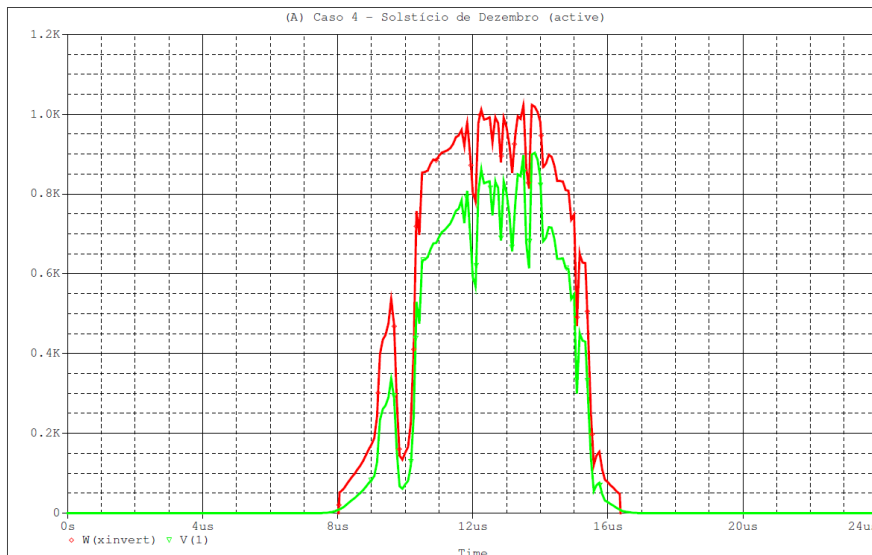


Figura 78 - Irradiância incidente e simulação da energia gerada - Solstício de Dezembro

Observa-se que, como esperado, o nível de irradiância nesta época do ano é baixo e, além disso, o sistema ainda sofre com sombreamento mais acentuado entre 9h30 e 10h30, como esperado pela estimativa teórica, e apresenta também alguns níveis de irradiância não uniformes entre 12h e 14h.

No entanto, o baixo nível de irradiância não significa, necessariamente, uma baixa produção de energia. Nota-se que a proporção de energia gerada em relação à irradiância incidente mantém-se relativamente constante durante todo o dia considerado. A Figura 79 ilustra os valores da temperatura ambiente registrada e a simulação dos valores da temperatura das células, curvas verde e vermelha, respectivamente.

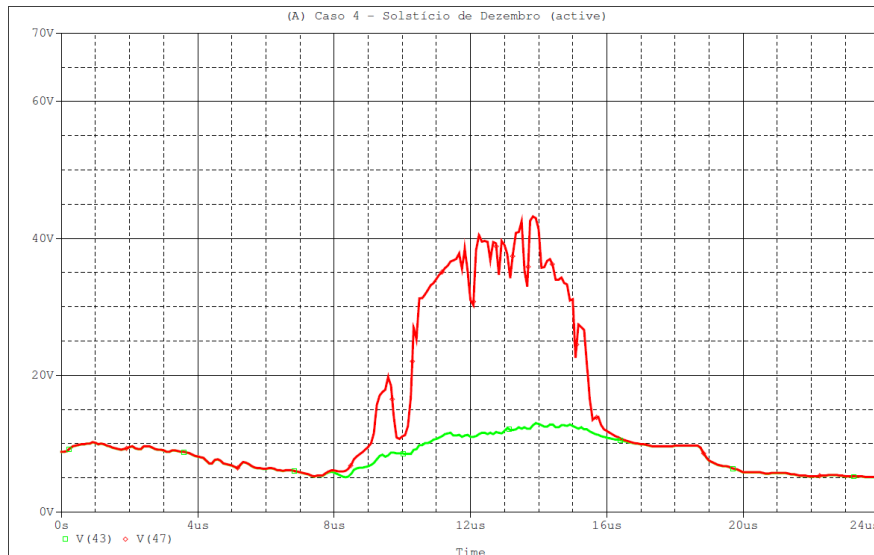


Figura 79 - Temperatura ambiente e simulação da temperatura das células fotovoltaicas - Solstício de Dezembro

Neste dia que marca o início do inverno no local da instalação, nota-se que a temperatura ambiente não passa de 13°C, registrada por volta das 13h50. Com a presença de baixa temperatura ambiente, a temperatura das células fotovoltaicas também apresenta valores reduzidos, sendo 43°C o maior valor obtido na simulação do sistema.

Visto que a temperatura das células não ultrapassa, em nenhum momento, o valor NOCT, este fato vem ao encontro do resultado apresentado na Figura 78, onde nota-se que a produção de energia não foi afetada pela alta temperatura ambiente e das células, ao contrário do que aconteceu nos dias do Solstício de Junho e Equinócio de Setembro e em alguns momentos do Equinócio de Março.

Para esta data, a geração de energia estimada pela simulação foi de 5127 Wh, conforme gráfico da Figura 80, no qual a curva verde mostra a quantidade de total irradiância incidente e a curva vermelha traz a quantidade total de energia gerada na simulação.

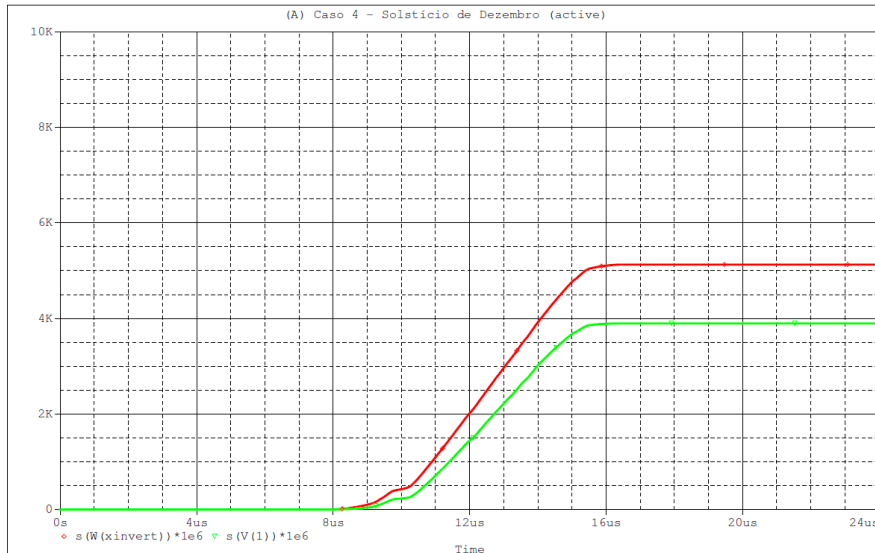


Figura 80 - Irradiância total incidente e simulação da quantidade total de energia gerada - Solstício de Dezembro

A fim de estimar qual a porcentagem de geração de energia que não foi gerada devido ao sombreamento no sistema, foi proposto um perfil de irradiância considerando que não haja sombreamento no sistema, curva verde e, a partir da simulação do sistema considerando tal perfil, obteve-se o resultado da Figura 81, com a curva vermelha apresentando a quantidade total de energia a ser gerada em condições sem sombreamento.

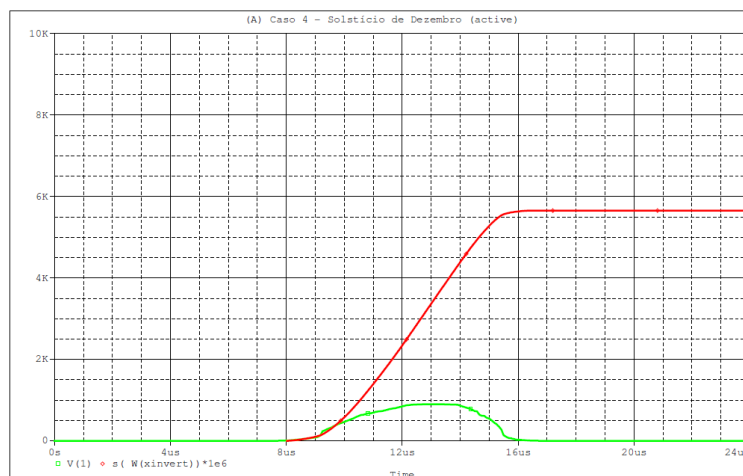


Figura 81 - Estimativa de geração sem sombreamento - Solstício de Dezembro

De acordo com a simulação com o novo perfil de irradiância, a nova estimativa de geração do sistema, considerando que o mesmo não sofre sombreamento, foi de 5655 Wh. Comparando com o resultado do perfil da Figura 80, nota-se que a geração estimada foi 10% maior em relação com a estimativa com os dados reais apresentados.

A Figura 82 mostra a curva referente à geração real, curva verde, e a referente à geração simulada, curva vermelha. O cálculo da integral sobre as duas curvas mostra o valor de 3235 Wh de energia gerada pelos dados reais, enquanto que a simulação apresenta o valor de 5127 Wh. O valor total de energia gerada considerando um perfil de

irradiância sem sombreamento, 5655 Wh, refere-se a um valor 74% maior ao efetivamente apresentado pelos dados reais.

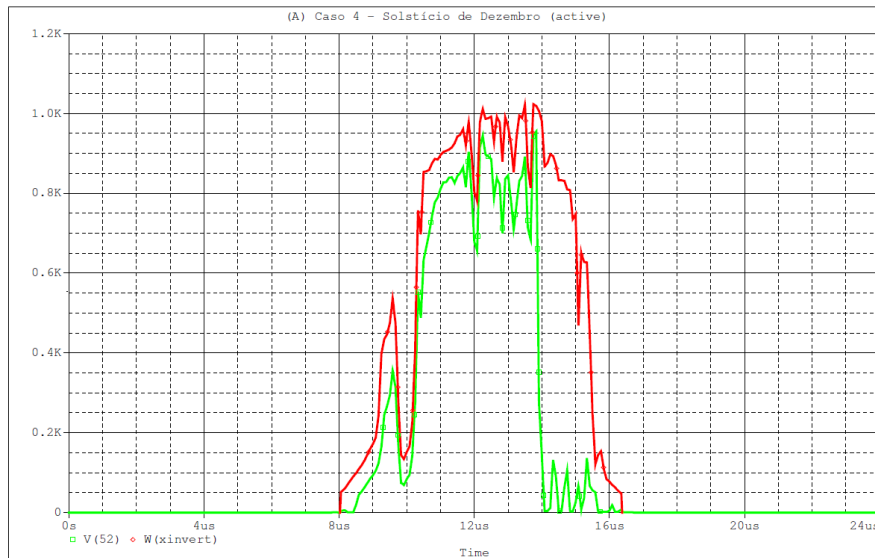


Figura 82 - Geração real e geração simulada - Solstício de Dezembro

Observa-se que o padrão de irradiância incidente com sombreamento teórico entre 9h e 10h30 é parcialmente seguido. No entanto, uma falha na geração de energia aconteceu após as 14h, não prevista na estimativa de sombras e também não percebida pelas medições do piranômetro localizado na fileira leste. Considerações sobre essa diferença de valores serão feitas na seção seguinte.

Para esta data, as curvas de temperaturas das células, tanto reais quanto simuladas, encontram-se na Figura 83.

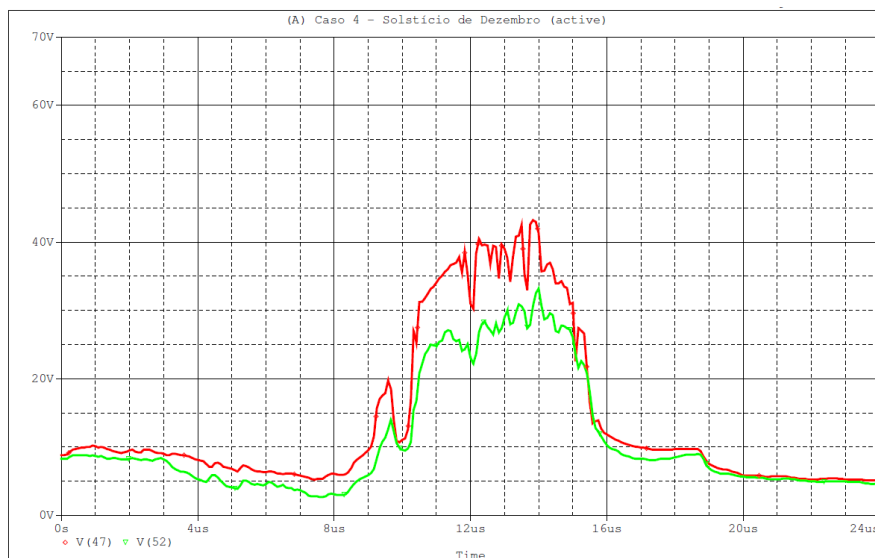


Figura 83 - Valores reais e simulados para as temperaturas das células - Solstício de Dezembro

Nenhuma das curvas ultrapassa as condições de NOCT, mas a curva vermelha, simulada, apresenta valores superiores à curva verde, real. Estas condições fazem com que

o desempenho do gerador não se reduza em nenhum momento, como pode ser visto nas estimativas de geração e geração real da Figura 82.

5.5. Análise dos casos simulados

Neste item, será feito um resumo das análises de cada caso trabalhado, destacando os pontos simulados que se encontram de acordo com a teoria e as disparidades decorrentes tanto dos dados disponíveis quanto dos modelos apresentados.

5.5.1. Caso 1: Equinócio de Março

A Tabela 15 apresenta os principais dados para o comportamento e simulação do sistema no dia 20 de março.

Tabela 15 - Resumo dos resultados para o Caso 1: Equinócio de Março

Equinócio de Março	20/03/2006	Duração do período com luz do Sol
Primeiro horário com luz do Sol	6h05	
Último horário com luz do Sol	18h35	12h30min
Maior valor de irradiância incidente	1045 W/m ²	
Maior valor de energia gerada	Real 1152 Wh	Simulação 1066 Wh
Maior temperatura ambiente	14,2°C	
Maior temperatura das células	Real 40,3°C	Simulação 49,5°C
Energia total gerada	Real 3699 Wh	Simulação 4947 Wh
Energia gerada considerando perfil sem sombreamento		Simulação 6403 Wh
Estimativa de perda teórica	19%	
Estimativa de perda simulação		29%
Estimativa de perda real/simulação		73%

Para esta data, o sistema apresentou, entre 11h30 e 12h, valores simulados de temperatura das células acima das condições NOCT. Com isso, neste mesmo horário, pode-se observar uma redução na simulação de energia gerada.

O sistema, neste dia, apresentou um perfil de irradiância muito diferente do esperado para o mês, o qual prevê sombreamento do sistema entre 8h30 e 11h. No entanto, observou-se forte sombreamento do sistema entre 12h e 15h.

Pode-se supor que este sombreamento inesperado tenha acontecido por alguns motivos:

- presença de pequenos animais sobre o sistema: caso pássaros, insetos ou quaisquer seres se posicionem acima dos módulos durante o momento de geração, este acontecimento afetará a geração elétrica do sistema. No entanto, essas ações, considerando que o ser fique sobre os painéis por um curto espaço de tempo, causariam alterações apenas repentinas sobre a geração elétrica, algo que não é observado neste caso, uma vez que o sombreamento inesperado no sistema acontece durante 3 horas. Assim, este motivo é menos provável.
- presença de nuvens: caso, neste horário, nuvens tenham coberto o Sol, impedindo assim que o sistema recebesse incidência diretamente do Sol, a geração energética seria afetada. Este motivo é plausível, uma vez que a geração não cessa por completo. Observando o gráfico da Figura 55, nota-se que em torno de 20% da geração antes do sombreamento ainda se mantém, ou seja, o sistema continua gerando devido à irradiância difusa incidente sobre o mesmo.

Para que esta dúvida pudesse ser melhor apurada, foi utilizado o perfil de irradiância incidente no sistema referente ao 27 de março de 2006.

A Figura 84 mostra a geração real, curva verde, e a geração estimada do sistema em outra data, mas ainda próxima ao Equinócio de Março.

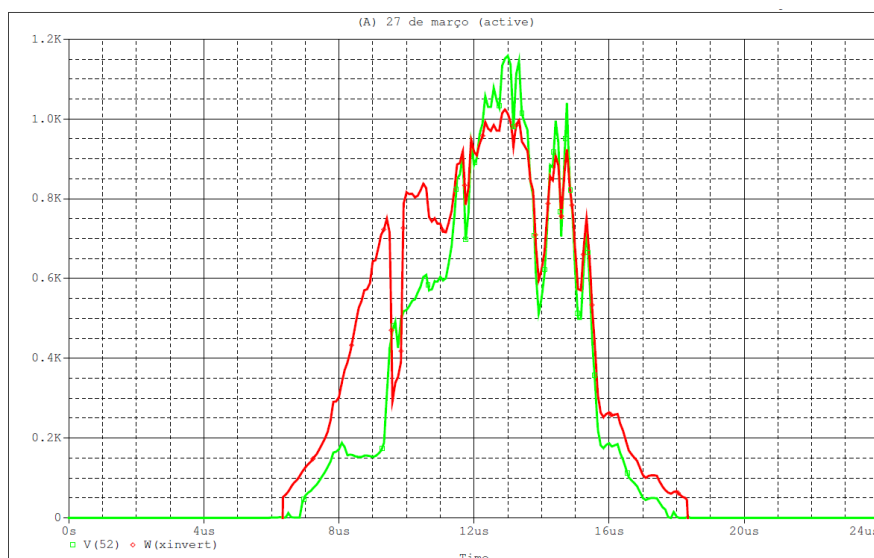


Figura 84 - Geração real e geração simulada para o perfil de irradiância do dia 27 de março

Neste caso, pode-se notar que a curva de geração real comporta-se muito mais fielmente ao perfil de sombreamento teórico definido para as datas próximas ao Equinócio

de Março. Observa-se claramente que o sistema tem sua geração diminuída por volta das 8h, aumentando em torno de 9h30, com o fim do sombreamento sobre as duas fileiras, e normalizando-se por volta das 11h, quando cessa o sombreamento do mastro.

Existem ligeiros sombreamentos entre 12h e 15h, mas com um comportamento diferente do sombreamento presente no dia 20, neste mesmo horário. A esse perfil de sombreamento podem-se atribuir a ação de seres vivos próximos ao sistema ou mesmo que sejam causados por nuvens, mas passageiras, não tendo o mesmo comportamento da situação ocorrida no dia 20 de março.

Calculando-se a integral da curva de geração real, obteve-se o valor de geração total igual a 5280 Wh.

Assim, comparando com o valor de geração do sistema para um perfil sem sombreamento, observa-se uma perda de 21% na produção de energia, resultado mais próximo à estimativa teórica de 19% de perda calculada pelos gráficos de sombra.

Por este resultado, pode-se considerar que, caso se queira fazer uma estimativa mais precisa sobre as perdas de sombreamento, esta estimativa deve considerar mais do que um dia como amostra. Uma vez não há como controlar a interferência da natureza sob o desempenho do sistema, fatores como nuvens e seres vivos podem, em alguns dias, prejudicar o desempenho do sistema e, em alguns dias, não terem efeitos tão significativos.

O valor máximo de temperatura das células simulado apresentou-se maior do que o máximo valor medido. Consequentemente, o maior valor de energia gerada em um determinado momento foi menor no modelo simulado do que no caso real. Isso implica que, para uma análise ainda mais apurada fosse necessário ajustar o modelo na questão de cálculo de temperatura das células e sua influência na variação da tensão do sistema.

5.5.2. Caso 2: Solstício de Junho

As principais informações do sistema e da simulação no dia 21 de junho podem ser vistas na Tabela 16.

Nesta data, o sistema apresentou, entre 10h30 e 16h, valores simulados de temperatura das células acima das condições NOCT. Por isso, neste mesmo horário, observa-se a ação de altas temperaturas das células atuando sobre as tensões dos módulos, resultando em uma menor potência disponível.

O perfil de irradiância apresentado foi condizente com o esperado. No entanto, a perda teórica, desta vez, apresentou-se mais próxima ao resultado da simulação. Como, teoricamente, apenas uma fileira do sistema seria sombreada, sendo esta a fileira que continha o piranômetro, os dados de irradiância colaboram para que os resultados da simulação se aproximem, mas ainda se apresentem abaixo dos valores teóricos de perda esperados. A localização de apenas um instrumento de medição em uma fileira impossibilita a medição de sombreamento na outra fileira. Caso houvesse sombreamento na fileira oeste, causada por nuvem ou ser vivo, mas este sombreamento não se estendesse à fileira leste,

o nível de irradiância incidente não seria alterado, uma vez que o piranômetro desconsideraria essa alteração na medição.

Tabela 16 - Resumo dos resultados para o Caso 2: Solstício de Junho

Solstício de Junho	21/06/2006	Duração do período com luz do Sol
Primeiro horário com luz do Sol	4h15	
Último horário com luz do Sol	20h20	16h05min
Maior valor de irradiância incidente	992 W/m ²	
Maior valor de energia gerada	Real 1076 Wh	Simulação 924 Wh
Maior temperatura ambiente	27°C	
Maior temperatura das células	Real 52,2°C	Simulação 59°C
Energia total gerada	Real 7202 Wh	Simulação 8046 Wh
Energia gerada considerando perfil sem sombreamento		Simulação 8470 Wh
Estimativa de perda teórica	6%	
Estimativa de perda simulação		5%
Estimativa de perda real/simulação		17%

O valor máximo de temperatura das células simulado apresentou-se maior do que o máximo valor medido, mais uma vez. Como este dia apresenta a transição da primavera para o verão, notam-se temperaturas mais elevadas do que no Caso 1. Isso afeta consideravelmente o desempenho das do gerador. Caso fosse possível um dia com o mesmo nível de irradiância e uma temperatura mais amena, é fato que o sistema produziria mais energia.

O resultado mostra que o dia do solstício de junho apresenta, dentre as datas consideradas, a maior geração de energia do ano.

5.5.3. Caso 3: Equinócio de Setembro

Podem ser vistas, na Tabela 17, informações reais e simuladas para o sistema no dia 23 de setembro.

As temperaturas das células na simulação do sistema apresentaram valores acima das condições NOCT entre 11h e 16h, sendo, neste intervalo de tempo, observada uma queda de desempenho na geração elétrica, tanto comparada à geração real, também

afetada pela alta temperatura, mas no intervalo entre 11h30 e 14h45, quanto comparada ao nível de irradiância incidente, o qual seguiu o padrão esperado para esta data.

Tabela 17 - Resumo dos resultados para o Caso 3: Equinócio de Setembro

Equinócio de Setembro	23/09/2006	Duração do período com luz do Sol
Primeiro horário com luz do Sol	5h45	
Último horário com luz do Sol	18h25	12h40min
Maior valor de irradiância incidente	1042 W/m ²	
Maior valor de energia gerada	Real 1109 Wh	Simulação 843 Wh
Maior temperatura ambiente	31°C	
Maior temperatura das células	Real 54,5°C	Simulação 64°C
Energia total gerada	Real 6731 Wh	Simulação 7199 Wh
Energia gerada considerando perfil sem sombreamento		Simulação 7533 Wh
Estimativa de perda teórica	17%	
Estimativa de perda simulação		4,5%
Estimativa de perda real/simulação		12%

A geração real do sistema apresentou valores conforme o esperado, tendo quedas de produção entre 8h e 11h, como esperado pelo sombreamento causado pelo mastro. A estimativa de perda ficou da geração real ficou próxima à estimativa teórica. A perda do sistema simulado ficou abaixo do esperado. Observa-se que a irradiância incidente apresenta o sombreamento referente ao momento em que a sombra do mastro passa pelo piranômetro. Por isso, apenas uma parte do sombreamento é considerada na simulação. Assim, a estimativa de perda pela geração real fica mais próxima do valor teórico do que a estimativa pela simulação.

As altas temperaturas desta data contribuem fortemente para a queda de desempenho do sistema, no entanto, o alto nível de irradiância incidente faz com que grande quantidade de energia seja produzida.

5.5.4. Caso 4: Solstício de Dezembro

Para o dia 21 de dezembro, os dados reais e simulados do sistema encontram-se na Tabela 18.

Tabela 18 - Resumo dos resultados para o Caso 4: Solstício de Dezembro

Solstício de Dezembro	21/12/2006	Duração do período com luz do Sol
Primeiro horário com luz do Sol	7h35	
Último horário com luz do Sol	16h50	9h15min
Maior valor de irradiância incidente	903 W/m ²	
Maior valor de energia gerada	Real	Simulação
	955 Wh	1023 Wh
Maior temperatura ambiente	13°C	
Maior temperatura das células	Real	Simulação
	33,2°C	43°C
Energia total gerada	Real	Simulação
	3235 Wh	5127 Wh
Energia gerada considerando perfil sem sombreamento		Simulação 5655 Wh
Estimativa de perda teórica	9%	
Estimativa de perda simulação		10%
Estimativa de perda real/simulação		74%

As temperaturas das células apresentaram valores abaixo dos 47°C para todos os horários neste dia considerado, tanto as simuladas quanto as reais. Assim, não foi observada queda de desempenho devido a este fator.

Neste dia, observou-se um perfil de irradiância incidente próximo ao esperado pelas estimativas teóricas, que previam um sombreamento no sistema entre um pouco antes de 9h até 10h30, o qual realmente pode ser observado na Figura 78. A mesma figura ainda mostra algumas variações no nível de irradiância incidente entre 12h e 14h, as quais não estavam previstas pela análise teórica, mas podem ser provenientes da presença de nuvens e seres vivos próximos ao sistema.

No entanto, a Figura 82, trazendo as curvas da geração real e da geração simulada, mostra que, mesmo com uma incidência aceitável entre 14h e 16h, a saída real do sistema apresentou uma forte queda de rendimento, tendo sua produção reduzida a valores entre 0 Wh a 100 Wh, representando uma queda em torno de 50% a 70% em relação aos valores esperados para esta faixa de horário.

Diferentemente da análise do Caso 1, onde se notou uma grande variação na irradiância incidente, uma explicação para este caso poderia ser uma falha, a partir das 14h, de algum dos seguintes fatores:

- falha na ligação entre os módulos: a repentina queda de tensão, mesmo com um nível de irradiância incidente próximo do esperado, pode ter sido causado por uma falha na ligação entre os módulos fotovoltaicos, podendo ter ocorrido um dano repentino no cabeamento.

- falha no inversor interativo: o inversor interativo pode ter apresentado um mau funcionamento repentino, não entregando corretamente a potência gerada para a rede elétrica.
- falha na rede de distribuição de energia: havendo falha na rede de distribuição, o sistema não mais injeta energia na rede, visto que o inversor interativo tem como característica seguir o padrão da rede de distribuição e, além disso, não injeta energia na rede por questões de segurança, quando aquela não funciona corretamente.
- falha no sistema de medição: também pode ter ocorrido um mau funcionamento do sistema de medição das grandezas elétricas, especificamente no segmento responsável por medir o valor da energia gerada, uma vez que outras grandezas como nível de irradiância incidente e temperatura das células continuaram a apresentar resultados esperados.

Assim, para confirmar se a estimativa teórica de perda de sombreamento pode ser considerada, utilizou-se outra data para realização de simulação do sistema. Os dados disponíveis referentes a datas posteriores ao dia 21/12 mostram também uma falha na geração do sistema após, usualmente, as 12h. Isso pode reforçar a ideia de que a disparidade no resultado seja proveniente de alguma falha na rede elétrica da localidade ocorrente por volta de um mesmo horário, por algum motivo específico. Dias anteriores próximos a 21/12 também apresentam o mesmo comportamento, ou ainda menor rendimento do que este.

Assim, a data de 2 de dezembro de 2006 foi considerada para análise das estimativas de sombreamento.

A Figura 85 mostra a geração real, curva verde, e a geração estimada do sistema na outra data escolhida.

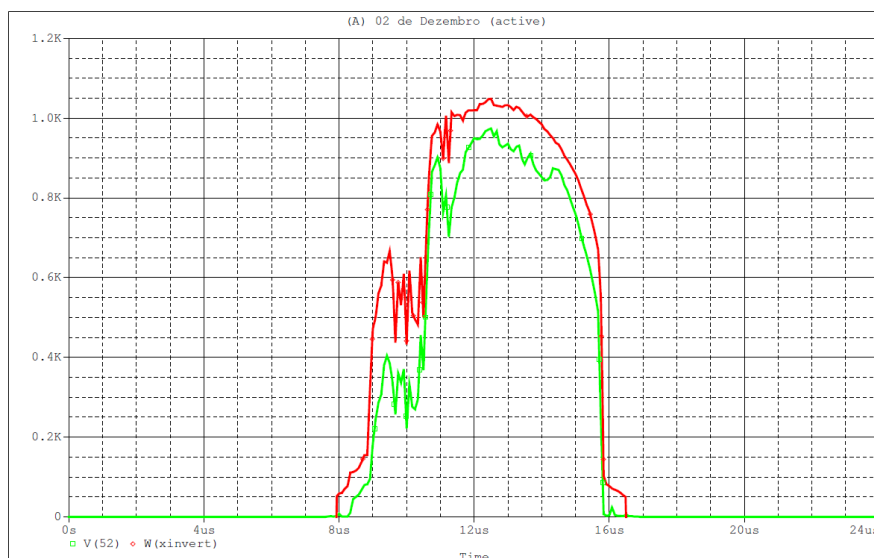


Figura 85 - Geração real e geração simulada para o perfil de irradiância do dia 2 de dezembro

A curva verde mostra que, para esta data, o comportamento da curva de geração é mais próximo ao esperado, de acordo com a estimativa do gráfico de extensão de sombras. Nota-se a prevista queda de produção do sistema em torno das 9h, devido ao sombreamento do mastro, e sua normalização próxima às 10h30, apesar da ligeira queda de produção entre 11h e 11h30, possivelmente causada por nuvens passando sobre o sistema e diminuindo o nível de irradiância por um curto período de tempo.

Calculando-se a integral da curva de geração real, o valor de geração de 4925 Wh foi obtido.

Com isso, comparando com o valor de geração do sistema para um perfil sem sombreamento, uma perda de 14% na produção de energia foi observada, resultado mais próximo à estimativa teórica de perda calculada pelos gráficos de sombra, cujo resultado foi de 9%.

Mais uma vez, nota-se que a análise de perdas, para um resultado mais apurado, deve considerar períodos maiores e não apenas fatores como temperatura e irradiância incidente, mas condições meteorológicas e estabilidade da rede elétrica, no caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

6. Conclusão

Neste trabalho, a estimativa de perda de geração devido ao sombreamento e o comportamento do sistema sob variações de temperatura foi analisado, relacionando os dados das simulações com os dados apresentados sobre o sistema real escolhido. Pode-se dizer que o modelo utilizado apresentou comportamento aceitável para estimar a quantidade de energia produzida a partir dos dados referentes à irradiância incidente. O comportamento do mesmo sob a variação da temperatura ambiente e, conseqüentemente, da temperatura das células, seguiu a teoria mostrando que, a partir de determinados valores de temperatura, mesmo que haja um aumento na irradiância incidente, e o conseqüentemente aumento da temperatura de trabalho da célula, a geração fotovoltaica não apresenta bom desempenho, tendo sua potência de geração reduzida em torno de 15% a 20%, para temperatura acima das condições de NOCT.

A estimativa da perda por sombreamento pelo diagrama de extensão de sombras apresenta um resultado que pode ser considerado como uma margem de segurança para a estimativa de geração. Isto acontece porque, tendo um obstáculo fixo causador de sombreamento, deve-se considerar que este causará perda no rendimento no sistema, mas, além deste, outros fatores não previstos na estimativa pelo diagrama, como presença de seres vivos próximos ao sistema, ocorrência de nuvens restringindo o nível de irradiância incidente ou também acúmulo de sujeira sobre a superfície dos módulos. Pode-se notar também que, para SFCR's, fatores como o bom funcionamento do inversor e a estabilidade da rede também influenciam a quantidade de energia gerada, haja vista o caso que tanto a irradiância quanto a temperatura apresentaram valores normais, mas a geração real não seguiu o mesmo padrão. O modelo utilizado na simulação não considera falhas na rede, baseando-se mais no funcionamento elétrico dos módulos e do inversor.

Para que resultados mais apurados sejam obtidos, a utilização de períodos mais longos utilizados como amostra é essencial, uma vez que a energia solar é considerada uma fonte de energia intermitente, não apresentando um padrão de produção que pode ser estimado dia após dia, mas sim, utilizando períodos mensais e anuais, para uma maior conformidade dos resultados. Isso pode ser visto observando um dia usual, em que se observa a incidência de grande quantidade de luz solar, comparado a um suposto dia seguinte onde o céu está encoberto, devido às condições temporais do momento, fazendo com que, ainda que numa mesma estação, em dias subsequentes, o padrão de irradiância solar seja completamente distinto.

A localização da ferramenta de medição utilizada, o piranômetro, também influencia o comportamento do modelo. Para um resultado mais apurado, seria interessante que houvesse pelo menos um medidor em cada fileira do sistema, uma vez que, caso houvesse uma projeção de sombreamento apenas na fileira oeste, no sistema considerado, esta não seria notada pelo piranômetro da fileira leste. Por isso, os resultados de simulação apresentaram perdas menores do que os resultados reais.

Assim, para uma estimativa de geração mais confiável, é interessante que a simulação considere períodos maiores de tempo de amostra, para que as variações de condições climáticas sejam menos influentes nos resultados estimados, considerando ao menos um período de um mês como amostra, sendo isto aplicável a qualquer localidade em

que seja instalado um sistema fotovoltaico, considerando sempre que uma maior geração é obtida respeitando-se os corretos valores de inclinação e orientação do sistema e evitando-se ao máximo a ocorrência de sombreamento sobre a superfície do sistema fotovoltaico.

Referências Bibliográficas

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª edição. Brasília,DF. 2008 .Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em 06 out.2013.
- [2] BP GROUP. **BP Statistical Review of World Energy June 2012**. Londres. 2012. Disponível em: <bp.com/statisticalreview>. Acesso em: 05 out.2013.
- [3] INDEX MUNDI. **Country Comparison > Electricity – consumption**. CIA World Factbook. Disponível em: <<http://www.indexmundi.com/g/r.aspx?v=81>>. Acesso em: 10 out. 2013.
- [4] IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **PVPS Report: A Snapshot of Global PV 1992-2012**.Paris. 2012.
- [5] EXIDE MANAGEMENT AND TECHNOLOGY COMPANY. **Handbook of Secondary Storage Batteries and Charge Regulators in Photovoltaic Systems Final Report**. Pensilvânia. 1981.
- [6] QUASCHNING,V. **Understanding Renewable Energy Systems**. Londres: Earthscan, 2006.
- [7] DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE (DGS). **Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers**. Freiburg: Routledge, 2007.
- [8] DIAS, M. V. X; BOROTNI, E. C; HADDAD, J. **Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras**. Revista Brasileira de Energia, Vol 11. Nº2. 2005.
- [9] CURRY, A. **Germany’s little-guy suppliers are destabilizing big power companies**. Berlim. 2013. Disponível em: < http://www.slate.com/articles/health_and_science/alternative_energy/2013/03/solar_power_in_germany_how_a_cloudy_country_became_the_world_leader_in_solar.html>. Acesso em: 10 out.2013.
- [10] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. São Paulo,SP. 2012. Disponível em: < www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 09 out.2013.
- [11] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Balço Energético Nacional 2013 - Ano base 2012: Relatório Síntese**. Rio de Janeiro: EPE, 2013. Disponível em: < https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2013_Web.pdf>. Acesso em: 09 out.2013.
- [12] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **NOTA TÉCNICA EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica** Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em: 09 out.2013.

- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº482, de 17 de abril de 2012.** Brasília, DF. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2013.
- [14] MPX. **Usina Solar Tauá.** Novembro, 2011. Disponível em: <<http://www.crea-rj.org.br/wp-content/uploads/2011/12/MPX-MAUR%C3%8DCIO-MOSZKOWCZ.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2013.
- [15] CPFL RENOVÁVEIS. **Comunicado ao Mercado – Operação Usina Solar Tanquinho.** São Paulo, SP. 2012. Disponível em: <<http://www.cpfrenovaveis.com.br/ri/Show.aspx?IdMateria=47mKjeSiGRPu2nED65huhw==>>. Acesso em: 29 out. 2013.
- [16] AMBIENTE ENERGIA. **Nova usina solar em operação.** Dezembro, 2012. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2012/12/nova-usina-solar-em-operacao/21416>> Acesso em: 29 out. 2013.
- [17] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição – PRODIST – Módulo 3: Acesso ao sistema de distribuição.** Brasília, DF. Revisão 5. 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf>. Acesso em: 08 ago. 2013.
- [18] ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. de. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- [19] DFW GREEN BUILDING AND RENEWABLE ENERGY. **Photovoltaic (PV) Panels in Solar Systems.** 2011. Disponível em: <<http://cyberparent.com/solar-electricity/pv-solar-cells-modules-arrays.htm>>. Acesso em 21 out. 2013.
- [20] DOW CORNING CORPORATION. **Solar Energy 101: Introduction to Solar Energy.** Disponível em: <<http://www.dowcorning.com/content/solar/solarworld/solar101.aspx>>. Acesso em 21 out. 2013.
- [21] Bypass Diodes. Desenvolvido por PVEducation. Disponível em: <<http://pveducation.org/pvcdrom/modules/bypass-diodes>>. Acesso em: 09 set. 2013.
- [22] CLEAN ENERGY INVESTMENT. **Damages at Solar Panels.** Disponível em: <http://www.europe-solar.de/catalog/index.php?main_page=page&id=44>. Acesso em 15 out. 2013.
- [23] SEI. **Photovoltaic Design and Instalation Manual.** Carbondale: NSP, 2007.
- [24] SMA AMERICA. **Sunny Boy 3000-US / 3800-US / 4000-US.** Disponível em: <http://www.sma-america.com/en_US/products/grid-tied-inverters/sunny-boy/sunny-boy-3000-us-3800-us-4000-us.html>. Acesso em 14 out. 2013.
- [25] CULLEN, R.A. **What is Maximum Power Point Tracking (MPPT) and How Does it Work?.** Vista. 2010.
- [26] CPFL ENERGIA. **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Agosto, 2013. Disponível em:

<<http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=l3%2f5dq2Qull%3d&tabid=1417&mid=2064>>. Acesso em 28 set. 2013.

[27] BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG. **Photovoltaic PV Modules LA Series**. Disponível em: <http://www.lorenz.de/pdf/lorenz_sm_la-series_manual_en.pdf>. Acesso em 19 out. 2013.

[28] APEX SOLAR. **How On-Grid or Grid-Tied Solar Energy Systems Work**. 2010. Disponível em: <<http://www.apxsolar.com/how-grid-tie-solar-works.htm>>. Acesso em 13 out. 2013.

[29] ALMEIDA, M.P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2012. 161f. Dissertação (Mestrado) – EP/FEA/IEE/IF, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2012.

[30] CASTAÑER, L.; SILVESTRE, S. **Modelling Photovoltaic Systems using PSpice®**. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd., 2002.

[31] VIGNOLA, F. **Shading on PV Systems: Estimating the Effect**. University of Oregon. Eugene, 2004.

[32] University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory – Solar Data. Disponível em: <<http://solardat.uoregon.edu/SolarData.html>>. Acesso em: 15 ago. 2013

[33] SHARP. Disponível em: <http://www.posharp.com/ne-165u1-solar-panel-from-sharp_p689083350d.aspx>. Acesso em: 15 set. 2013.

[34] PVPOWERED. Disponível em: <<http://www.solar4rschools.org/sites/all/files/Residential-Inverters-Disconnects.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2013.

[35] BAS, L. **The Effect of Azimuth Angle on Energy Output**. Estados Unidos. 2010. Disponível em: <<http://www.civicsolar.com/resource/effect-azimuth-angle-energy-output>>. Acesso em: 30 set. 2013.

[36] Sun Earth Tools. Disponível em: <http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php>. Acesso em 01 out. 2013.