

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

**AVALIAÇÃO OPERACIONAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
COM SEGUIMENTO SOLAR: SISTEMAS COM E SEM
CONCENTRAÇÃO**

MAURÍCIO ANDRÉS RODRÍGUEZ CASSARES

SÃO PAULO

2016

MAURÍCIO ANDRÉS RODRÍGUEZ CASSARES

AVALIAÇÃO OPERACIONAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM SEGUIMENTO
SOLAR: SISTEMAS COM E SEM CONCENTRAÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-
Graduação em Energia do Instituto de Energia
e Ambiente da Universidade de São Paulo para
a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Versão Corrigida

SÃO PAULO

2016

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Rodríguez Cassares, Maurício Andrés.

Avaliação operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar: sistemas com e sem concentração / Maurício Andrés Rodríguez Cassares; Orientador Roberto Zilles – São Paulo, 2016.
151 f.: il.: 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

1. Energia solar
2. Sistemas de seguimento solar
3. Sistemas fotovoltaicos com concentração.

Nome: RODRÍGUEZ CASSARES, Maurício Andrés

Título: Avaliação operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar: sistemas com e sem concentração

Dissertação apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em: 20 de dezembro de 2016

Banca Examinadora

Prof. Dr.: Adnei Melges de Andrade. Instituição: PPGE - IEE/USP
Julgamento: Aprovado. Assinatura: _____

Dr.: Rodrigo Lopes Sawaia. Instituição: ABSOLAR
Julgamento: Aprovado Assinatura: _____

Prof. Dr.: Federico Bernardino Morante Trigos. Instituição: UFABC
Julgamento: Aprovado. Assinatura: _____

Prof. Dr.: Roberto Zilles Instituição: IEE/USP
Presidente: _____ Assinatura: _____

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha amada família,
por todo seu apoio e amor incondicional ao
longo da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Dr. Roberto Zilles, pelo apoio, orientação, incentivo e paciência ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Aos membros do LSF-IEE-USP, em especial aos meus colegas e grandes amigos: Marcelo Almeida, Alex Manito e Roberto Valer, cuja experiência na área foi importante para enriquecer este trabalho.

Ao Prof. Dr. Carlos Canesin e ao Prof. Dr. Guilherme Melo do departamento de engenharia elétrica da UNESP, campus de Ilha Solteira, pela colaboração na realização nesta pesquisa.

Aos amigos do IEE, por todos os gratos momentos.

Ao CNPq e à FUSP, pelas bolsas de mestrado.

Ao IEE e à USP, por ter me proporcionado o ambiente de estudo excelente.

A minha *alma mater* na Colômbia, *Universidad de Antioquia*, por ter me brindado minhas bases como engenheiro.

RESUMO

Rodríguez Cassares, Maurício Andrés. **Avaliação operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar: sistemas com e sem concentração.** 2016. 151p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

A partir de 2014, o interesse pelas grandes centrais de geração fotovoltaica tem aumentado no Brasil. Visando elevar a produtividade dos sistemas e, com isso, alavancar a competitividade econômica, muitos dos investidores de grandes projetos estão optando pela utilização de sistemas de seguimento solar. Contudo, há pouco conhecimento sobre o real desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento no país. Este trabalho avalia a operação e o desempenho de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar, com e sem concentração, através de dois estudos de caso. No primeiro, foram avaliados e comparados dois sistemas fotovoltaicos com seguimento em dois eixos, um com módulos de concentração e outro com módulos planos, ambos instalados em Ilha Solteira, São Paulo. Já no segundo, realizou-se a avaliação de um sistema fotovoltaico com seguimento de eixo horizontal instalado na Universidade de São Paulo, bem como a comparação deste sistema com um sistema fixo. Para realizar as avaliações nos estudos de caso, foram utilizadas as figuras de mérito produtividade final, Y_F , rendimento global, PR, e fator de capacidade, FC. No caso dos sistemas de Ilha Solteira, os resultados evidenciam não só que o sistema sem concentração teve um melhor desempenho em relação ao sistema com concentração, como também evidenciam a necessidade de atenção devido às particularidades dos sistemas fotovoltaicos com concentração no Brasil. No caso dos sistemas instalados na Universidade de São Paulo, os resultados mostram que, ao longo de seis meses de operação, o sistema fotovoltaico de eixo horizontal teve um ganho médio de produtividade final de 9% comparado com o sistema fixo.

Palavras-chaves: Energia solar, sistemas de seguimento solar, sistemas fotovoltaicos com concentração.

ABSTRACT

Rodríguez Cassares, Maurício Andrés. **Operational evaluation of photovoltaic systems with solar tracking: systems with and without concentration.** 2016. 151p. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, University of São Paulo.

Since 2014, interest in large-scale photovoltaic power plants has increased in Brazil. Aiming to raise system yield and thereby boost economic competitiveness, many investors are making use of solar tracking systems. However, there is little knowledge on the actual operational performance of photovoltaic systems with solar tracking in the country. This work evaluates the operation and performance of photovoltaic systems with solar tracking capabilities, with and without concentration technology, through two case studies. First, two photovoltaic systems with dual-axis solar tracking, one with concentration modules and the other with flat modules, both installed in Ilha Solteira, São Paulo, are evaluated and compared. Second, the performance of a photovoltaic system with horizontal axis solar tracking installed at the University of São Paulo, São Paulo, is evaluated, followed by a comparison with a fixed photovoltaic system. In order to carry out these assessments, the final yield, Y_F , the performance ratio, PR, and the capacity factor, FC, were used as figures of merit. Regarding the systems installed in Ilha Solteira, the results not only show that the non-concentrating system performed better than the concentrating system, but also evidences the necessity for attention due to the particularities of the photovoltaic systems with concentration technology in Brazil. As for the systems installed at the University of São Paulo, the results show that the photovoltaic system with horizontal-axis solar tracking had a final average yield 9% higher when compared to the fixed-tilt system.

Keywords: Solar energy, solar tracking systems, concentrated photovoltaic systems.

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

A	Ângulo azimutal
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaic</i>
c.a.	Corrente alternada
c.c.	Corrente contínua
CPV	<i>Concentrated Photovoltaics</i>
$E_{c.a}$	Energia gerada em corrente alternada
FC	Fator de capacidade
FF	Fator de forma
G	Irradiância solar
G_0	Constante solar
G_{ALB}	Irradiância devida ao albedo
G_{DIF}	Irradiância difusa
G_{DIR}	Irradiância direta
G_{HOR}	Irradiância global
G_{ref}	Irradiância de referência: 1.000 W/m ²
G_{TOT}	Irradiância total
h	Ângulo da altura solar
H	Irradiação solar
HCPV	Sistema CPV de alta concentração, <i>High Concentrated Photovoltaics</i>
H_{DIF}	Irradiação difusa
H_{DIR}	Irradiação direta horizontal
H_{DIRN}	Irradiação direta normal
H_{HOR}	Irradiação global
H_{plano}	Irradiação total no plano de um gerador FV
H_{TOT}	Irradiação total
IEE	Instituto de Energia e Ambiente
Imp	Corrente de máxima potência
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
LCPV	Sistema CPV de baixa concentração, <i>Low Concentrated Photovoltaics</i>

LSF	Laboratório de sistemas fotovoltaicos
MFVC	Módulo fotovoltaico com concentração
P_{FV}^0	Potência nominal de um gerador fotovoltaico
PR	Rendimento global, <i>Performance Ratio</i>
$P_{Saída}$	Potência instantânea gerada pelo SFCR
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica
SFV	Sistema fotovoltaico
SFVI	Sistema fotovoltaico isolado
STC	Condições padrão de ensaio, <i>Standard Test Conditions</i>
UFABC	Universidade Federal do ABC
UNESP	Universidade Estadual Paulista
USP	Universidade de São Paulo
V_{mp}	Tensão de máxima potência
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
Wp	Watt-pico
Y_F	Produtividade final, <i>Final Yield</i>
Y_R	Produtividade de Referência, <i>Reference Yield</i>
z	Ângulo zenital
δ	Declinação solar
φ	Latitude de um lugar

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Componentes da radiação solar: direta, difusa e albedo.	23
Figura 1.2 - Esfera Celeste e o plano da eclíptica.....	26
Figura 1.3 - Porção da Esfera Celeste enxergada por um observador em algum lugar da Terra.....	27
Figura 1.4 - Sistema de coordenadas horizontais: altura solar e o ângulo azimutal.	28
Figura 1.5 – Diagrama com os componentes básicos de um SFVI.	29
Figura 1.6 – Diagrama com os componentes básicos de um SFCR.	30
Figura 2.1 – Seguidor solar de dois eixos: Leste-Oeste e Norte-Sul.	33
Figura 2.2 – Perfil das irradiâncias difusa e global horizontal, medidas com sensores fixos, e direta normal, medida com sensor dotado de seguimento solar.	34
Figura 2.3 - Seguidor solar de um eixo horizontal instalado no LSF/IEE/USP.	35
Figura 2.4 - Sistema fotovoltaico com seguidor solar de eixo polar.	36
Figura 2.5 - Conexão da caixa de engrenagens ao motor c.c.	36
Figura 2.6 - Seguidor do tipo azimutal: (a) forma de movimento e (b) exemplo de aplicação na Central Fotovoltaica de Amareleja, Portugal.....	37
Figura 2.7 - Sistema de seguimento solar polar/equatorial.....	38
Figura 2.8 - Sistema de seguimento azimutal/elevação.	39
Figura 2.9 - Protótipo de seguidor azimutal/elevação com módulos planos localizada na Universidade de Jaén, Espanha.....	39
Figura 2.10 - Seguidor de dois eixos do tipo azimutal/elevação.	39
Figura 2.11 - Tipos de seguidores solares quanto o numero de eixo rotativos.....	40
Figura 2.12 - Seguidor solar tipo pedestal.	41
Figura 2.13 - Configurações de seguimento em dois eixos do tipo plataforma giratória. (a) Com módulos planos. (b) Com concentrador parabólico. (c) Exemplo de plataforma Solar instalada em Almeria, Espanha.	42
Figura 2.14 - Configurações de seguimento em dois eixos do tipo <i>roll-tilt</i> . (a) De torque central por tubo. (b) Com caixa de moldura.....	43
Figura 2.15 - Usina fotovoltaica <i>Golmud</i> de 60 MW, com seguidores tipo <i>roll-tilt</i> , na Republica Popular da China.	43
Figura 2.16 - Esquema de seguidor passivo usando dois tubos cilíndricos preenchidos com um fluído.....	44
Figura 2.17 - Seguidor passivo disponível comercialmente.....	45

Figura 2.18 - Protótipo de um seguidor solar passivo acionado por tiras bimetálicas.	45
Figura 3.1 - Elementos de área “A” e “a” da definição do fator de concentração, C...	48
Figura 3.2 - Tecnologias de elementos ópticos utilizados para realizar concentração solar.	50
Figura 3.3 – Sistemas de concentração solar com elementos: (a) ópticos do tipo reflexivo, na forma de disco (foco pontual) e (b) calha parabólica (foco linear).	51
Figura 3.4 - Estrutura típica de um MFVC que utiliza lente de Fresnel.	52
Figura 3.5 - MFVC com lente de Fresnel, fator de concentração de 1500X e refrigeração passiva com dissipador de calor aletado.	52
Figura 3.6 - Concentrador do tipo reflexivo, baseado no refletor <i>Cassegrain</i> , e vista ampliada do espelho secundário.	53
Figura 3.7 - Módulo concentrador do tipo reflexivo, baseado no refletor <i>Cassegrain</i> .	54
Figura 3.8 - Eficiência de célula de junção tripla, GaInP/InGaAs/Ge, em função do fator de concentração.	55
Figura 3.9 - Montagem de arranjo com 24 células de alta concentração, 100 cm ² .	56
Figura 3.10 - Montagem de célula individual e diodo de desvio sobre dissipador de calor.	57
Figura 3.11- Evolução da eficiência de conversão de células fotovoltaicas.	58
Figura 3.12 – Exemplos de sistemas CPV produzidos com três diferentes tecnologias de concentrador: (a) disco parabólico, (b) refletor tipo <i>Cassegrain</i> e (c),(d) lente de Fresnel.	61
Figura 3.13 - Capacidade global instalada anual de sistemas CPV.	67
Figura 3.14 - Capacidade instalada acumulada de CPV por país até o final de julho de 2015.	68
Figura 3.15 –Usina HCPV de 60 MWp em <i>Golmud</i> , na China.	69
Figura 3.16 – Usina <i>Alamosa</i> (30 MWp) em Colorado, EUA.	69
Figura 3.17 – Parte da planta de 12 MWp, com CPV de óptica refrativa, em <i>Villafranca</i> , Espanha.	70
Figura 3.18 - Parte da planta de 500 kW, com CPV de elementos reflexivos baseados no refletor <i>Cassegrain</i> , em <i>Castilla La Mancha</i> , Espanha.	70
Figura 3.19 - Planta fotovoltaica de 220 kW, com CPV de óptica reflexiva, em <i>Hermannsburg</i> , Austrália.	71
Figura 3.20 - Campo de testes do ISFOC em <i>Puertollano</i> , Espanha, com sistemas CPV instalados, sendo: 200 kW _N da <i>Concentrix</i> , frente, 200 kWp da <i>SolFocus</i> , atrás à esquerda, e 400 kWp da <i>Isofotón</i> , atrás à direita.	72

Figura 4.1 - Localização dos sistemas com e sem concentração, círculo vermelho, no Campus III da UNESP. Coordenadas: 20.39°S 51,35°O.	75
Figura 4.2 - Mapa brasileiro de irradiação direta normal com ampliação da região de Ilha Solteira, assinalada pelo círculo azul.	75
Figura 4.3 - Seguidores instalados no campus III da UNESP com módulos de concentração à esquerda e com módulos planos à direita.	76
Figura 4.4 - Diagrama unifilar do sistema CPV.	77
Figura 4.5 - Diagrama unifilar do sistema PV.	77
Figura 4.6 - Estação solarimétrica.	79
Figura 4.7 - Indisponibilidade anual total de dias sem dados.	81
Figura 4.8 - Indisponibilidade total de dados durante os três anos analisados.	81
Figura 4.9 – Potência c.a. e Irradiância Total do Sistema PV em um dia de céu claro.	82
Figura 4.10 - PR diário do sistema PV em função da H_{TOT}	83
Figura 4.11 - PR mensais do sistema PV.	84
Figura 4.12 - Fotos da avaria do atuador horizontal do seguidor do sistema PV.	85
Figura 4.13 - Relação entre a produtividade final e o recurso solar no sistema PV.	86
Figura 4.14 - Potência e Irradiância Direta Normal no Sistema CPV em um dia de céu claro.	88
Figura 4.15 - Relação entre a produtividade e o recurso solar no sistema CPV.	89
Figura 4.16 - PR mensais do sistema CPV.	90
Figura 4.17 - Curva I-V e P-V dos módulos de concentração fornecidas pelo fabricante.	91
Figura 4.18 - Curvas I-V e P-V corrigidas para as STC de oito módulos de concentração do sistema CPV.	92
Figura 4.19 - Ec.a. gerada pelos sistemas PV e CPV e irradiação Total e Direta Normal mensais.	94
Figura 4.20 - Irradiância em um dia de céu claro.	94
Figura 4.21 - Potência injetada na rede elétrica pelos sistemas PV e CPV no dia de céu claro exemplificado.	95
Figura 4.22 - Irradiância em um dia de alta nebulosidade.	97
Figura 4.23 - Potência injetada na rede elétrica pelos sistemas PV e CPV em um dia de alta nebulosidade.	97
Figura 4.24 - Relação entre Ec.a. e irradiação.	98
Figura 4.25 - Relação entre Ec.a. e H_{TOT}	99

Figura 4.26 - Relação entre H_{TOT} e a H_{DIRN}	100
Figura 4.27 - Distribuição da H_{TOT} diária no 1º semestre do 1º ano.....	100
Figura 4.28 - Relação entre as produtividades diárias do sistema CPV e PV.	101
Figura 4.29 – PR diários dos sistemas PV e CPV.	102
Figura 5.1 - Localização do protótipo do seguidor, círculo vermelho, e do sistema BIPV, retângulo vermelho, no IEE-USP, coordenadas: 23,5°S 46,7°O.....	105
Figura 5.2 - Protótipo de seguidor solar desenvolvido pelo IEE-USP.	105
Figura 5.3 Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico instalado no seguidor.....	106
Figura 5.4 - Sistema BIPV, estacionamento solar do IEE-USP.	107
Figura 5.5 - Diagrama unifilar do sistema BIPV.....	108
Figura 5.6 - Sistema SCADA da Usina Solar do IEE/USP.	108
Figura 5.7 - Irradiância captada pelo plano dos módulos fotovoltaicos do seguidor para diferentes dias.....	109
Figura 5.8 - Potência c.a. do seguidor em diferentes dias.	110
Figura 5.9 - Comparação de irradiância: 27/08/2016.	111
Figura 5.10 - Comparação entre o sistema do seguidor e o sistema BIPV em potências normalizadas pela potência pico dos seus respectivos geradores: 27/08/2016	112
Figura 5.11 - PR dos sistemas com seguidor e BIPV.....	113
Figura 5.12 - YF x YR dos sistemas com seguidor e BIPV.	113
Figura 5.13 - Variação de produtividade mensal do sistema com seguidor comparada com o sistema BIPV a 20°.....	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Descrição dos seguidores e células fotovoltaicas utilizados por cada classe de concentração.	49
Tabela 3.2- Empresas fabricantes de células especiais para CPV.	59
Tabela 3.3 - Empresas, existentes em 2008, fabricantes de sistemas fotovoltaicos com concentrador, de fator de concentração maior que 200X.	63
Tabela 3.4 - Resumo das empresas de módulos para sistemas HCPV existentes até final de 2014.	64
Tabela 3.5 - Resumo das empresas de módulos para sistemas LCPV, existentes até final de 2014.	66
Tabela 3.6 - Resumo das pesquisas realizadas com usinas CPV instaladas no mundo até 2013.	73
Tabela 4.1 - Descrição dos sensores presentes na estação solarimétrica.	79
Tabela 4.2 - Dados de irradiação, produção e desempenho do sistema PV no dia de céu claro apresentado na Figura 4.9.	83
Tabela 4.3 - Resumo do desempenho anual em termos do PR do sistema PV.	87
Tabela 4.4 - Resumo do desempenho anual em termos de $E_c.a.$, Y_F e FC do sistema PV.	87
Tabela 4.5 - Dados de irradiação e produção do sistema CPV em um dia de céu claro apresentado na Figura 4.14.	88
Tabela 4.6 - PR anuais do sistemas CPV.	89
Tabela 4.7 - Resumo dos valores corrigidos para as STC das curvas I-V e P-V dos módulos do sistema CPV.	91
Tabela 4.8 - Ganhos de irradiação para o dia de céu claro.	95
Tabela 4.9 - Resumo dos dados de geração dos sistemas PV e CPV no dia de céu claro exemplificado.	96
Tabela 4.10 - Comparação entre a geração dos sistemas PV e CPV.	98
Tabela 4.11 - Comparação das produtividades finais dos sistemas PV e CPV ao longo do primeiro semestre de operação.	101
Tabela 4.12 - Comparação dos PR dos sistemas PV e CPV.	102
Tabela 4.13 - Resumo da comparação entre o sistema PV e o CPV.	103
Tabela 5.1 - Variação associado ao dia 27/08/2016.	112

Tabela 5.2 - Resumo do ganho total médio de H_{TOT} e Y_F no período de maio a outubro de 2016.	114
----------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	20
MOTIVAÇÃO.....	21
OBJETIVOS.....	22
1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS.....	23
1.1 Energia solar	23
1.2 Movimento Sol-Terra	25
1.2.1 Posição do Sol relativa às superfícies terrestre.....	27
1.3 Sistemas Fotovoltaicos.....	28
1.4 Figuras de mérito para avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos	30
1.4.1 Fator de Capacidade, FC.....	31
1.4.2 Produtividade Final, Y_F	31
1.4.3 Produtividade de referência, Y_R	32
1.4.4 Rendimento Global, PR	32
2 SEGUIDORES SOLARES	33
2.1 Tipos de Seguidores Solares	35
2.1.1 Quanto ao número de eixos rotativos	35
2.1.2 Quanto ao tipo de estrutura	40
2.1.3 Quanto ao tipo de controle.....	44
3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRAÇÃO	47
3.1 Elementos ópticos para concentrador solar	49
3.2 Células para sistemas fotovoltaicos com concentração.....	54
3.3 Perspectivas para os sistemas CPV	60
3.3.1 Tipos de sistemas CPV comercialmente disponíveis.....	60
3.3.2 Evolução da tecnologia	61
3.3.3 Plantas CPV no mundo.....	67

4	AVALIAÇÃO OPERACIONAL DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM SEGUIMENTO EM DOIS EIXOS E MÓDULOS COM E SEM CONCENTRAÇÃO INSTALADOS EM ILHA SOLTEIRA	74
4.1	Descrição dos sistemas	74
4.1.1	Sistema com concentração	76
4.1.2	Sistema sem concentração	77
4.1.3	Seguidores solares	78
4.1.4	Estação solarimétrica	78
4.2	Coleta de dados e indisponibilidade.....	80
4.3	Resultados operacionais	81
4.3.1	Sistema PV.....	82
4.3.2	Sistema CPV	87
4.4	Comparação entre o sistema CPV e o sistema PV.....	93
5	AVALIAÇÃO OPERACIONAL DO PROTÓTIPO DE SEGUIDOR DE UM EIXO INSTALADO NO LSF/IEE/USP	104
5.1	Descrição dos sistemas	104
5.1.1	O protótipo do seguidor solar.....	105
5.1.2	Sistema BIPV	106
5.2	Análise e resultados	109
	CONCLUSÕES.....	115
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	118
	APÊNDICE A – RELATÓRIO DO SISTEMA DE CONTROLE DO PROTÓTIPO DE SEGUIDOR SOLAR DE EIXO HORIZONTAL	124
	ANEXO A – FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO MÓDULO DE CONCENTRAÇÃO.....	154
	ANEXO B - FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR SMA - SUNNY TRIPOWER 12000TL-10.....	156

ANEXO C: FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR SMA-SUNNY TRIPower 8000TL-20.....	159
-------------------------------------------------------------------------------------------	------------

ANEXO D - FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO SEGUIDOR DE DOIS EIXOS.....	162
-------------------------------------------------------------------------	------------

INTRODUÇÃO

Seguidores solares são dispositivos eletromecânicos que movimentam e orientam uma superfície na direção do Sol, de forma que o uso destes mecanismos em sistemas fotovoltaicos tem o objetivo de aumentar a produção de energia elétrica, pois o resultado do seguimento do Sol se traduz em maior captação de energia pela superfície móvel em relação à que seria obtida em uma superfície fixa, horizontal ou inclinada, situada no mesmo local.

De maneira geral, há dois tipos de seguidores: os de um e os de dois eixos. Os primeiros somente acompanham o movimento do Sol durante o dia, na direção leste-oeste. Já os seguidores de dois eixos, além de acompanharem o movimento diário do Sol, elevação e/ou azimute, também acompanham o movimento sazonal ao longo do ano, podendo proporcionar incidência da radiação solar perpendicular ao plano dos módulos fotovoltaicos.

Seguidores de dois eixos, embora possam ser utilizados com módulos fotovoltaicos planos, são especialmente relevantes nos sistemas de concentração. Estes sistemas fazem uso de dispositivos ópticos, normalmente lentes convergentes, para concentrar e focar a radiação solar direta sobre células fotovoltaicas multijunção de alta eficiência, sendo adequados para aplicações em regiões com altos valores anuais de radiação direta (PÉREZ, MUÑOZ, *et al.*, 2011).

Gomés-Gil *et al* publicaram um estudo em 2012 onde analisaram várias centrais fotovoltaicas na Espanha, e constataram que, em comparação com sistemas fixos, sistemas de seguimento de um e dois eixos têm 22,3% e 25,2% de ganho anual, respectivamente. Esses ganhos reais são menores que os 32,1% para 1-eixo e 38,7% para 2-eixos previstos considerando apenas a diferença de radiação capturada por essas configurações. Sobre a produção de energia de sistema com concentração, constataram que esta esteve muito próxima da produção de um sistema fixo, o que difere significativamente do ganho previsto de 16,1% considerando apenas a diferença de radiação captada. Mousazadeh *et al*, em 2009, mostram que os ganhos de sistemas fotovoltaicos com seguimento, em relação a sistemas fixos, apresentam grandes variações dependendo das condições geográficas

No Brasil há muitas regiões com alta incidência de radiação direta que poderiam ser favoráveis à instalação de sistema de concentração. Apesar de vários estudos estimarem os ganhos do uso de seguimento solar em sistemas fotovoltaicos e o potencial da geração com sistemas de alta concentração (PINTO, ZILLES, *et al.*, 2010), (VIANA, PINTO, *et al.*, 2012), (VIANA, 2010), é necessário analisar casos comparativos reais entre estas tecnologias. Assim, este trabalho avalia a operação e o desempenho de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar com e sem concentração no Brasil. Os resultados dessa avaliação aportam respostas quanto à viabilidade e desempenho de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar com e sem concentração no país.

MOTIVAÇÃO

A partir de 2014, o interesse pelas grandes centrais de geração fotovoltaica tem aumentado no Brasil. Até meados de 2016 foram realizados três Leilões de Energia de Reserva, resultando na contratação da energia proveniente de empreendimentos fotovoltaicos que somam aproximadamente 3,2 GWp. Estes leilões foram realizados em outubro de 2014 e em agosto e novembro de 2015 (EPE, 2014), (EPE, 2015), (EPE, 2015).

Visando aumentar a produção dos sistemas e, com isso, incrementar a competitividade econômica, muitos investidores dos leilões optaram pela utilização de sistemas de seguimento solar. Dos 94 empreendimentos fotovoltaicos já contratados, 65% apresentam projetos utilizando seguidores solares de um eixo com fatores de capacidade que variam entre 23,3% e 31,5%, enquanto que os empreendimentos que utilizam estrutura de suporte fixa apresentam valores de fator de capacidade entre 18% e 25% (EPE, 2014), (EPE, 2015), (EPE, 2015).

Este panorama de uso de seguidores solares em empreendimentos fotovoltaicos visando o incremento da produtividade e atratividade econômica exige atenção. Ainda há pouco conhecimento no país sobre o desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento. Esta situação reforça a necessidade de realizar estudos e avaliações operacionais de sistemas com seguimento.

OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho consiste em avaliar a operação e o desempenho de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar com e sem concentração. Para isso, alguns objetivos secundários serão considerados:

1. Revisar o estado da arte de seguidores solares e da tecnologia de concentradores para sistemas fotovoltaicos.
2. Avaliar o desempenho de dois seguidores solares de dois eixos – um com módulos fotovoltaicos planos convencionais e outro com módulos fotovoltaicos de alta concentração, instalados no campus da UNESP em Ilha Solteira, SP.
3. Avaliar o desempenho de um protótipo de seguidor solar de eixo horizontal com módulos planos convencionais instalado no IEE/USP.

Nesse sentido o trabalho realizado foi sintetizado em cinco capítulos. No Capítulo 1 são apresentados os conceitos básicos utilizados no desenvolvimento do trabalho. O Capítulo 2 apresenta uma revisão sobre sistemas de seguimento solar e o Capítulo 3 uma revisão do estado de arte dos sistemas fotovoltaicos com concentração. Os Capítulos 4 e 5 dedicam a atenção à avaliação operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar.

1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

Este capítulo apresenta a caracterização do recurso solar, a geometria Sol-Terra, uma classificação de sistemas fotovoltaicos e as figuras de mérito para avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos. São conceitos básicos utilizados no desenvolvimento do trabalho e espera-se que sua apresentação facilite o entendimento do trabalho de pesquisa realizado.

1.1 Energia solar

A energia proveniente do Sol é praticamente inesgotável, está disponível gratuitamente e pode ser aproveitada para suprir parte das necessidades energéticas da sociedade, seja para aplicações de aquecimento ou para a geração de eletricidade. A radiação solar, ao penetrar na atmosfera, sofre diversos processos físicos e chega à superfície terrestre composta por duas parcelas: a radiação direta (proveniente diretamente do Sol, sem ter sido espalhada pela atmosfera) e a radiação difusa (oriunda do céu, devida apenas à difusão da radiação solar na atmosfera e nas nuvens), conforme ilustrado na Figura 1.1.

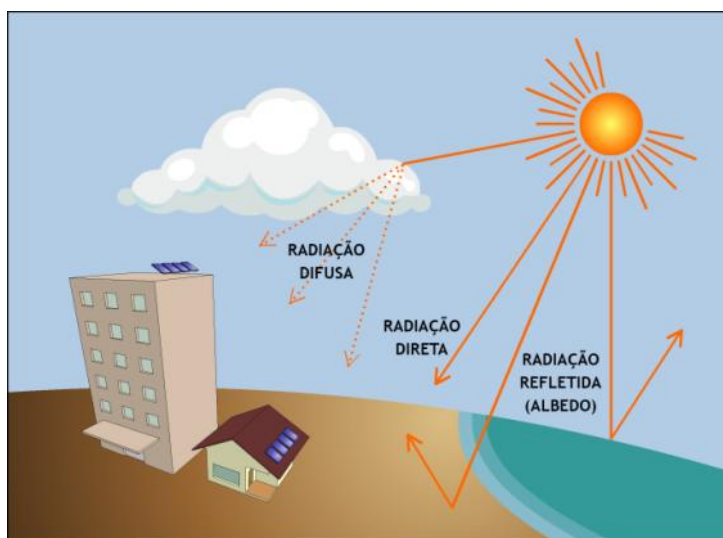


Figura 1.1 - Componentes da radiação solar: direta, difusa e albedo.
Fonte: (VIANA, 2010)

Uma superfície horizontal recebe a chamada radiação global, composta pela radiação direta mais a difusa. Além dessas duas componentes, quando a superfície for inclinada, poderá receber a radiação refletida pelos arredores e pelo solo, o albedo. Assim, a radiação incidente sobre uma superfície inclinada, chamada radiação total, inclui as componentes

direta, difusa e de albedo. A radiação total é muitas vezes referida na literatura como “radiação inclinada” ou “radiação no plano inclinado” sendo, neste último caso, correspondente à radiação recebida em uma superfície com inclinação igual à latitude do local.

A terminologia empregada na literatura apresenta muitas denominações como radiação, irradiação, insolação e irradiância, que são utilizadas com acepções diversas e muitas vezes para designar diferentes grandezas. A norma ABNT NBR 10898 – Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia (ABNT, 2006) define os termos técnicos e unidades relativas às grandezas solarimétricas utilizadas na área de conversão fotovoltaica de energia solar no Brasil. Neste trabalho a expressão “radiação solar” é utilizada para designar, de forma genérica, a energia vinda do Sol, e são adotadas as seguintes definições e simbologias:

- Albedo - índice relativo à fração da energia solar, recebida em uma unidade de área, devida à refletância dos arredores e do solo onde está instalado um dispositivo;
- Irradiância solar, G - taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, medida em watt por metro quadrado (W/m^2);
- Irradiância direta, G_{DIR} - Irradiância solar incidente em uma superfície, sem ter sido espalhada pela atmosfera, podendo ser medida no plano horizontal, G_{DIR} , ou em um plano normal ao sentido de propagação da radiação solar, G_{DIRN}^1 ;
- Irradiância difusa, G_{DIF} - potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta;
- Irradiância global, G_{HOR} - potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, que é igual à irradiância direta mais a irradiância difusa;
- Irradiância devida ao albedo, G_{ALB} ;
- Irradiância total, G_{TOT} - potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebida em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer;
- Irradiação solar, H - Irradiância solar integrada durante um dia, medida em watt hora por metro quadrado, Wh/m^2 .

¹ G_{DIRN} - Simbologia adotada para representar a irradiância direta normal, não constante da norma NBR 10898

- Irradiação direta, H_{DIR} - irradiância direta integrada durante um dia, podendo ser horizontal, H_{DIR} , ou normal, H_{DIRN} ²;
- Irradiação difusa, H_{DIF} - irradiância difusa integrada durante um dia;
- Irradiação global, H_{HOR} - irradiância global integrada durante um dia;
- Irradiação total, H_{TOT} - irradiância total integrada durante um dia.

A irradiância solar no topo da atmosfera varia ligeiramente em função da distância entre a Terra e o Sol e da atividade das manchas solares. O valor médio dessa irradiância é denominado constante solar, G_0 , sendo definida como a taxa de radiação solar, em todos os comprimentos de onda, incidente em uma superfície localizada fora da atmosfera terrestre, perpendicular à radiação solar, a uma distância de 1 ua do Sol³. O valor da constante solar, de acordo com a definição, é independente da distância Terra-Sol, mas o seu valor varia entre 1.365 e 1.367 W/m² em função da atividade das manchas solares, sendo adotado o valor médio: $G_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$ (DARULA, KITTLER e GUEYMARD, 2005).

1.2 Movimento Sol-Terra

A Terra dá voltas ao redor do Sol descrevendo uma órbita elíptica na qual o Sol ocupa um dos focos. O plano que contém essa órbita é chamado de plano da eclíptica e o tempo que a Terra tarda em percorrê-la define um ano. Por sua vez, a Terra gira a um ritmo de uma volta por dia ao redor de seu eixo central, conhecido como eixo polar, o qual forma um ângulo de 23,45° com a normal da eclíptica (LORENZO, 1994).

O movimento da Terra ao redor do Sol pode ser descrito como um movimento aparente do Sol ao redor da Terra. Para isso a Terra é representada como um ponto fixo no centro de uma grande esfera imaginária onde estão os objetos celestes. Essa esfera é chamada de Esfera Celeste, ver Figura 1.2, e nela são definidos os polos celestes como os pontos onde o eixo polar e a Esfera Celeste se interceptam. Define-se um equador celeste como o círculo maior que resulta da interseção do plano equatorial terrestre com a Esfera Celeste (MENDOZA, 2013).

² H_{DIRN} - Simbologia adotada para representar a irradiação direta normal, não constante da norma NBR 10898, que pode aparecer na literatura como IDN (irradiação direta normal) ou *DNI* (do inglês, *Direct Normal Irradiation*).

³ **ua** - Unidade astronômica, equivalente à distância média Terra-Sol: 149.597.870 km.

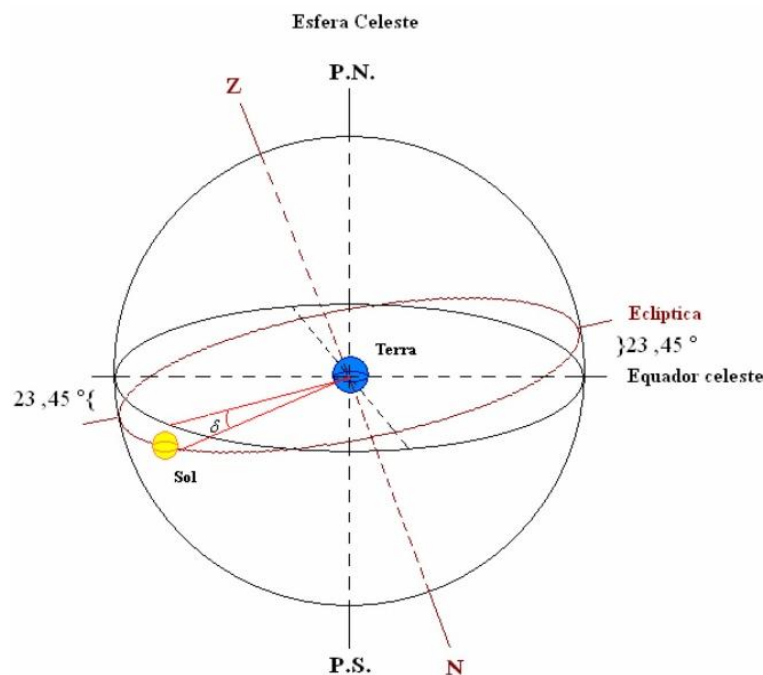


Figura 1.2 - Esfera Celeste e o plano da eclíptica.

Fonte: (OLIVEIRA, 2008)

Deste modo, segundo a representação da Esfera Celeste, o movimento aparente do Sol ao redor da Terra segue a órbita contida no plano da eclíptica, a qual forma um ângulo de $23,45^\circ$ com o equador celeste. O Sol percorre este círculo uma vez ao ano e a Esfera Celeste gira uma vez ao dia ao redor da Terra, que permanece fixa. Desta forma, o Sol descreve diariamente ao redor da Terra um círculo, cujo diâmetro muda diariamente e é máximo nos equinócios e mínimo nos solstícios. Os sentidos de giro do Sol sobre a eclíptica e da Esfera Celeste ao redor da Terra são contrários (LORENZO, 1994) e (MENDOZA, 2013).

Como é mostrado na Figura 1.2, o ângulo formado pelo equador celeste com a reta que passa pelos centros do Sol e da Terra é chamado de declinação solar, δ . Este ângulo varia entre $-23,45^\circ$ e $+23,45^\circ$, de acordo com o dia do ano, sendo zero nos equinócios (20/21 de março e 22/23 de setembro) e alcançando seus valores extremos nos solstícios (21/22 de junho e 21/22 de dezembro).

1.2.1 Posição do Sol relativa às superfícies terrestre

Continuando com a representação de Esfera Celeste, um observador em algum lugar específico da Terra só consegue enxergar uma porção da Esfera Celeste. Por exemplo, na Figura 1.3 a vertical do observador intercepta a Esfera Celeste em dois pontos chamados Zênite e Nadir. A latitude do lugar, ϕ , é definida como o ângulo entre o equador e a reta Zênite – Nadir, e é positivo para o hemisfério norte e negativo para o hemisfério sul.

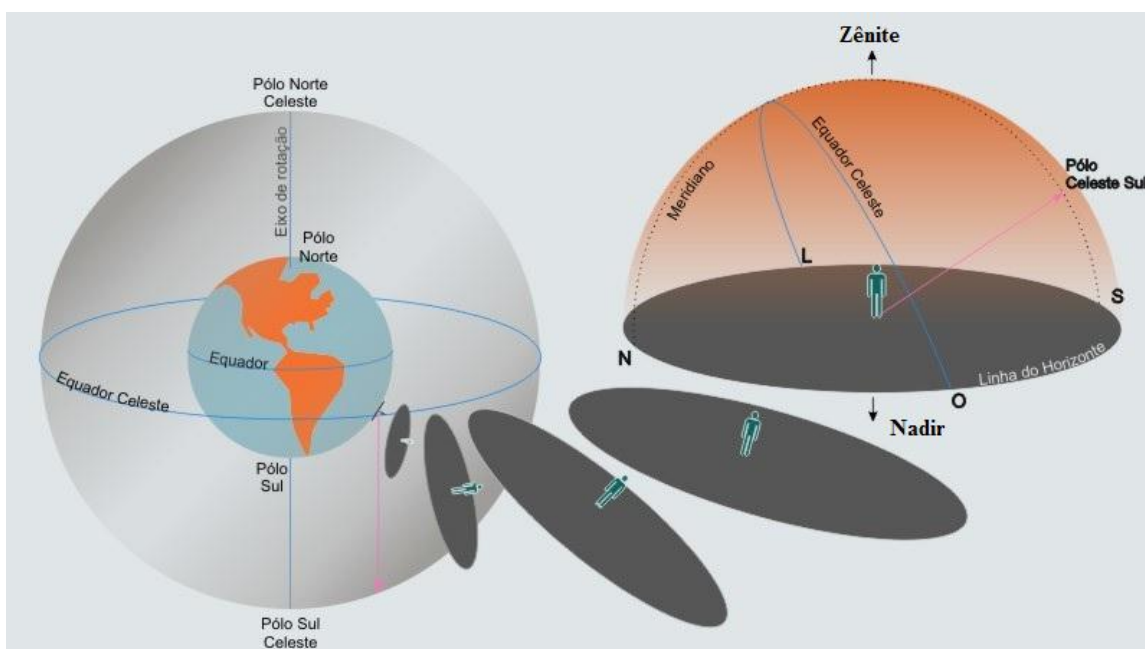


Figura 1.3 - Porção da Esfera Celeste enxergada por um observador em algum lugar da Terra.

Fonte: (IF - UFRGS, 2015)

O Meridiano do local é definido como o círculo máximo da Esfera Celeste que contém os polos, o Zênite e o Nadir. O plano onde encontra-se o observador é chamado de horizonte.

Deste modo, para determinar a posição do Sol sobre a porção da Esfera Celeste enxergada pelo observador, se utiliza o sistema de coordenadas horizontais.

Nesse sistema são utilizados dois ângulos: ângulo Azimutal, A , e a altura solar, h . Na Figura 1.4 vemos que a altura solar é o ângulo entre a direção ao Sol, segmento de reta OE , e o horizonte. É comum também substituir-se a altura solar pelo ângulo zenital, z ; esse último é o ângulo entre a direção vertical, ou seja, OZ , e a direção ao Sol. Fica claro, tanto pelas

definições quanto pela figura, que a altura solar e o ângulo zenital são ângulos complementares.

O ângulo azimutal solar é o ângulo contado ao longo do plano horizontal, entre o plano meridiano e a projeção do Sol diretamente sobre o horizonte.

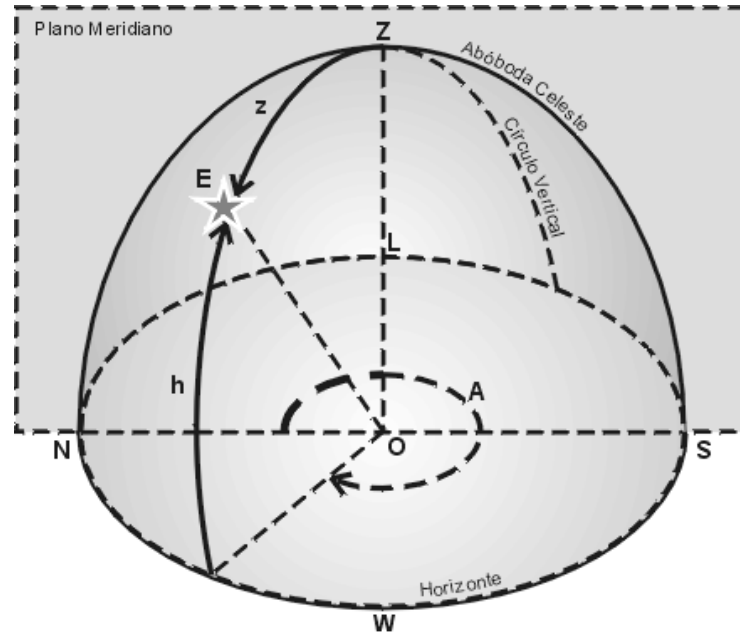


Figura 1.4 - Sistema de coordenadas horizontais: altura solar e o ângulo azimutal.

Fonte: (IF - UFRGS, 2015)

1.3 Sistemas Fotovoltaicos

Sistema fotovoltaico é a denominação que recebe o conjunto de elementos necessários para realizar a conversão direta da radiação solar em energia elétrica, com características adequadas para alimentar aparelhos elétricos e eletrônicos, tais como lâmpadas, televisores, geladeiras e outros. O principal componente de um sistema fotovoltaico é o módulo fotovoltaico e, dependendo da aplicação, são incluídos dispositivos para controle, supervisão, armazenamento e condicionamento da energia elétrica gerada. Fazem parte também de um sistema fotovoltaico o cabeamento, a estrutura de suporte e, quando necessária, a fundação (ABNT, 2006).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados, com relação ao modo como é utilizada a radiação solar, em dois grupos:

- Sistema fotovoltaico sem concentração, SFV.

- Sistema fotovoltaico com concentração, CPV, – do inglês, *Concentrated Photovoltaics*.

Os SFV utilizam a radiação solar tal como ela chega à superfície das células fotovoltaicas, enquanto que, nos sistemas CPV, a radiação solar é coletada com o auxílio de dispositivos ópticos específicos, concentrada e focalizada sobre a superfície das células fotovoltaicas.

Os sistemas CPV utilizam módulos com concentração, MFVC, cuja área das células é bastante reduzida, da ordem de mm^2 , quando comparada com a área das células dos sistemas sem concentração, da ordem de cm^2 . Para que a radiação solar concentrada atinja as células com precisão, o módulo deve ser constantemente movimentado na direção do Sol, o que é obtido com um seguidor solar, ver Capítulo 2.

Outra classificação dos sistemas fotovoltaicos está relacionada à existência ou não de conexão com a rede de distribuição de energia elétrica: sistemas isolados e sistemas conectados à rede (ABNT, 2008).

Os sistemas fotovoltaicos isolados, SFVI, são normalmente instalados em localidades afastadas dos grandes centros, que não possuem rede de distribuição de energia elétrica e usualmente possuem elementos para armazenar energia, como um banco de baterias, e elementos de controle, como o controlador de carga. Enquanto o banco de baterias destina-se a armazenar a energia elétrica gerada durante as horas de sol e fornecê-la nos períodos nos quais não há radiação solar, o controlador de carga destina-se a controlar os ciclos de carga e descarga do banco e assim evitar sobrecarregamentos e descargas profundas das baterias.

A Figura 1.5 apresenta o diagrama com os componentes básicos de um SFVI capaz de fornecer corrente alternada, c.a., aos consumidores.

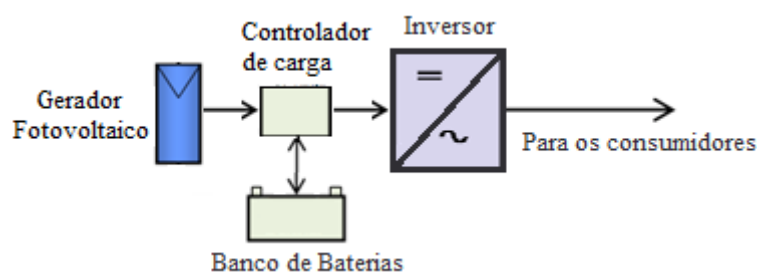


Figura 1.5 – Diagrama com os componentes básicos de um SFVI.

Fonte: adaptado de (VIANA, 2010)

Os sistemas conectados à rede, SFCR, possuem ligação com a rede de distribuição de energia elétrica, na qual a energia gerada é injetada e, nesse caso, não há necessidade de banco de baterias. A Figura 1.6 apresenta o diagrama e os componentes básicos de um SFCR.

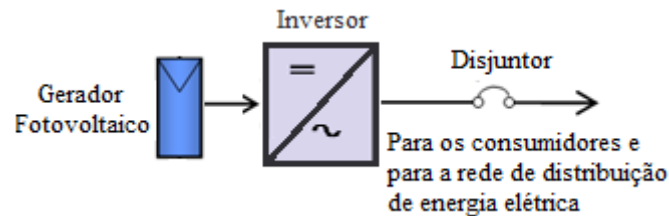


Figura 1.6 – Diagrama com os componentes básicos de um SFCR.

Fonte: adaptado de (VIANA, 2010)

O inversor dos SFCR é especialmente projetado e construído de modo que, ao detectar a operação da rede, passa a operar, convertendo a corrente contínua, c.c., vinda do gerador fotovoltaico, em corrente alternada, c.a. e injetando diretamente na rede, com o mesmo padrão de tensão, frequência e fase.

Uma das principais funções de um inversor destinado ao uso em SFCR é o anti-ilhamento. Essa função faz com que, caso a rede elétrica seja desenergizada pela concessionária, para manutenção ou por falha, ou o inversor seja desconectado da rede, por exemplo pelo desligamento do disjuntor, este automaticamente cessa o fornecimento de energia, impedindo o ilhamento⁴, o que garante total segurança em caso de manutenção da rede ou do próprio SFCR. Quando a rede elétrica for religada pela concessionária, ou o inversor for religado à rede, este levará alguns segundos detectando as características da rede e passará a operar e fornecer energia à mesma após constatar que os valores de tensão, corrente e frequência estão dentro de faixas adequadas.

1.4 Figuras de mérito para avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos

São descritos, a seguir, os principais parâmetros de desempenho utilizados para caracterizar um SFCR.

⁴ **Ilhamento** é a denominação da condição na qual um gerador continua a fornecer energia à rede mesmo depois que a rede tenha sido desenergizada pela concessionária.

1.4.1 Fator de Capacidade, FC

É um parâmetro utilizado para avaliar o desempenho de sistemas de produção de energia elétrica e seu valor varia significativamente, dependendo do tipo de fonte primária e do tipo de sistema. Ele é definido como a razão entre a energia elétrica gerada em um determinado intervalo de tempo, $t_2 - t_1$, e a energia elétrica que poderia ser gerada na potência nominal, conforme a Equação 1.1.

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Saída} \times dt}{P_{FV}^0(t_2 - t_1)} = \frac{E_{c.a.}}{P_{FV}^0(t_2 - t_1)} \quad (1.1)$$

Onde $P_{Saída}$ é a potência instantânea gerada, P_{FV}^0 é a potência nominal do gerador fotovoltaico do sistema e $E_{c.a.}$ é a energia gerada, entregue à rede elétrica, no período de tempo $t_2 - t_1$.

1.4.2 Produtividade Final, Y_F

Na área de sistemas fotovoltaicos, o termo Y_F é conhecido como Produtividade Final, *Final Yield*, expressa em kWh/kWp, e é a razão entre a energia elétrica gerada pelo SFCR em um determinado intervalo de tempo e a potência nominal do gerador, como mostra a Equação 1.2.

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Saída} \times dt}{P_{FV}^0} = \frac{E_{c.a.}}{P_{FV}^0} \quad (1.2)$$

O parâmetro Y_F normaliza a energia produzida independentemente do porte do sistema, conseqüentemente, é uma maneira bastante conveniente de comparar sistemas fotovoltaicos de diferentes potências nominais.

1.4.3 Produtividade de referência, Y_R

Outro conceito importante é o Y_R , ou Produtividade de Referência, *Reference Yield*, que é definido como a irradiação total no plano do gerador FV, H_{plano} , dividida pela irradiância de referência, $G_{ref} = 1.000 \text{ W/m}^2$. Ele corresponde ao número equivalente de horas de incidência da irradiância de referência, conforme mostra a Equação 1.3.

$$Y_R = \frac{H_{plano}}{G_{ref}} \quad (1.3)$$

O Y_R define a disponibilidade de recurso solar para um sistema FV, sendo função da localização, da orientação do gerador FV e do período de tempo considerado na análise.

1.4.4 Rendimento Global, PR

O Rendimento global, ou PR, *Performance Ratio*, é definido como a razão entre Y_F e Y_R , como mostra a Equação 1.4. O PR é adimensional e indica o rendimento do sistema em relação a um sistema teórico ideal e sem perdas. A partir dessa normalização com respeito à disponibilidade do recurso solar são quantificadas as perdas devido a diversos fatores, como: eficiência do inversor, perdas elétricas, temperatura do módulo, perdas por reflexão, sujeira, sombreamento e falhas dos componentes.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E_{c.a.} G_{ref}}{P_{FV}^0 H_{plano}} \quad (1.4)$$

Os valores de PR normalmente são relatados em uma base mensal ou anual. Valores calculados para intervalos menores, tais como semanal ou diário, podem ser úteis para identificar ocorrências de falhas em componentes. Por causa das perdas devido à temperatura do módulo FV, os valores de PR são geralmente maiores no inverno que no verão, e normalmente figuram no intervalo de 0,6 a 0,9.

2 SEGUIDORES SOLARES

Rastreador solar ou seguidor solar é o dispositivo eletromecânico que movimenta e orienta uma superfície (módulo fotovoltaico, lente, espelho, etc.) em relação ao Sol, de maneira que a incidência da radiação solar seja normal a esta superfície.

A utilização de seguidores solares em sistemas fotovoltaicos busca reduzir o ângulo de incidência (ângulo formado pela direção da radiação solar e por uma reta normal ao plano do módulo fotovoltaico), de modo que os raios solares incidam sempre o mais próximo possível da perpendicular à superfície das células fotovoltaicas, o que incrementa a geração de energia elétrica quando comparado aos sistemas fotovoltaicos sem seguidor.

A Figura 2.1 ilustra um tipo de seguidor solar de dois eixos, que movimenta uma superfície em torno dos eixos Leste-Oeste e Norte-Sul, de modo a mantê-la sempre perpendicular à radiação solar durante toda a trajetória aparente do Sol ao longo do dia.

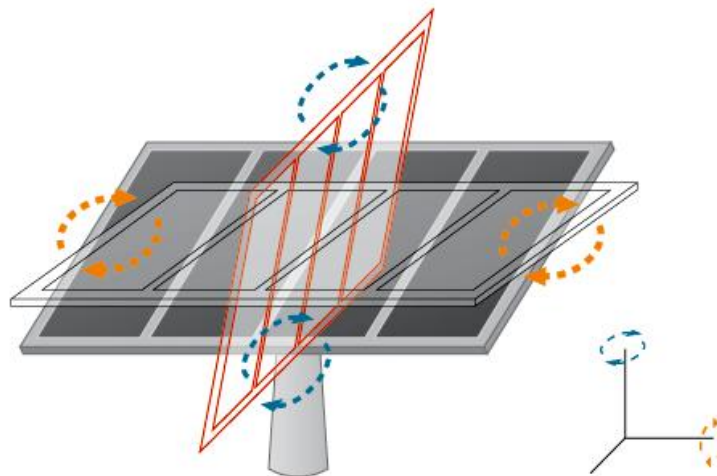


Figura 2.1 – Seguidor solar de dois eixos: Leste-Oeste e Norte-Sul.

Fonte: www.abengoasolar.com/corp/web/en/technologies/photovoltaic data de acesso: agosto de 2014.

O uso de seguidor solar em sistemas fotovoltaicos tem o objetivo de maximizar a produção de energia elétrica, pois o resultado do seguimento do Sol se traduz em mais energia captada pela superfície móvel do que seria obtida em uma superfície horizontal ou inclinada fixa situada no mesmo local.

A captação da radiação direta normal requer o uso de um seguidor e o resultado pode ser visto na Figura 2.2. A Figura 2.2 mostra o perfil diário das irradiâncias difusa, G_{DIF} , e global horizontal, G_{HOR} , incidentes em sensores horizontais fixos, e da irradiância direta normal, G_{DIRN} , incidente em um sensor dotado de seguidor solar de dois eixos. Os dados foram medidos em um dia com céu claro, 28/07/2004, na estação Brasília da rede SONDA (INPE, 2009).

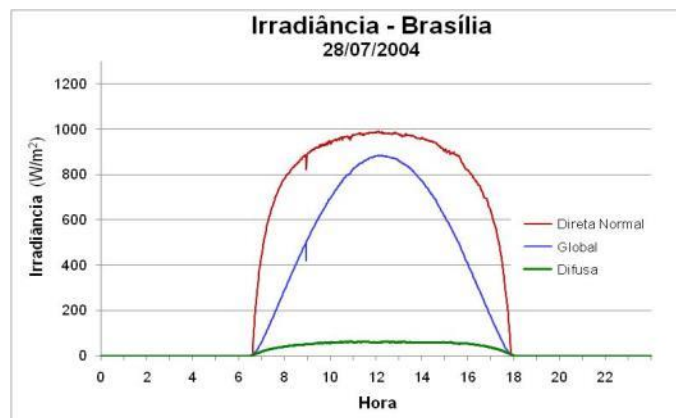


Figura 2.2 – Perfil das irradiâncias difusa e global horizontal, medidas com sensores fixos, e direta normal, medida com sensor dotado de seguimento solar.
Fonte dos dados: (INPE, 2009).

A irradiação diária é igual à integral da irradiância, kW/m^2 , e representa a energia por unidade de área incidente em uma superfície no período de um dia, $\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$. Graficamente, a irradiação corresponde à área sob a curva da irradiância no período considerado.

Na Figura 2.2 observa-se que a área sob a curva de irradiância direta normal, curva vermelha, é maior do que a área sob a curva da irradiância global, curva azul, significando que a energia proveniente da radiação direta normal, obtida com seguimento do Sol, é maior do que a proveniente da radiação global, no período considerado. O valor da irradiação direta normal, H_{DIRN} , é $9,31 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ e da irradiação global, H_{HOR} , é $6,08 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ e, nesse caso específico para o dia 28/07/2004, H_{DIRN} é 53% maior do que H_{HOR} .

2.1 Tipos de Seguidores Solares

Os seguidores solares podem ser classificados quanto ao número de eixos rotativos, tipo de estrutura, tipo de controle e quanto à estratégia de seguimento.

2.1.1 Quanto ao número de eixos rotativos

Quanto ao número de eixos, os seguidores podem ser de um eixo ou dois eixos.

2.1.1.1 Seguidores solares de um eixo:

Os seguidores de um eixo possuem apenas um eixo móvel no qual está fixado o plano de captação. São mecanicamente mais simples que os seguidores de dois eixos, porém menos precisos.

Neste tipo de seguidor, dependendo da orientação e da posição do eixo, existem três classes: de eixo horizontal, de eixo inclinado ou polar, e de eixo vertical ou azimutal.

Nos *seguidores de eixo horizontal*, o eixo geralmente é um longo tubo apoiado em mancais sobre postes ou estruturas adequadas. Este eixo é alinhado horizontalmente de norte a sul, ou seja, em ângulos azimutais de 0° Norte e 180° Sul. Nesses seguidores o plano da face dos módulos fotovoltaicos é paralelo ao eixo de rotação. Os módulos são montados sobre uma estrutura fixada ao tubo, conforme mostrado na Figura 2.3, o qual se movimenta em torno do seu eixo para acompanhar o ângulo horário solar.



Figura 2.3 - Seguidor solar de um eixo horizontal instalado no LSF/IEE/USP.
Fonte: (RODRIGUEZ, ALMEIDA, *et al.*, 2014)

Estes seguidores possuem montagem robusta e simples, mas sua efetividade é reduzida com o aumento da latitude. Destacam-se pelo fato de poderem utilizar apenas um motor para

o seguimento de várias estruturas, ou seja, possuem fácil modularização. Também levam vantagem em relação a outros seguidores no quesito de estabilidade mecânica e tamanho da fundação necessária para sua fixação.

O *seguidor polar* tem seu plano girante sobre um eixo com orientação norte-sul inclinado na latitude do local. Um exemplo deste tipo de seguidor é mostrado na Figura 2.4. Esse seguidor, que se encontra instalado na Turquia, usa como sensores dois fotorresistores com os quais controla o motor c.c. de 50 W a 24 V que, através de uma caixa de engrenagens, movimenta os módulos fotovoltaicos no sentido Leste-Oeste (SEFA, DEMIRTAS e ÇOLAK, 2009). A Figura 2.5 mostra detalhes da conexão da caixa de engrenagens ao motor c.c.



Figura 2.4 - Sistema fotovoltaico com seguidor solar de eixo polar.
Fonte: (SEFA, DEMIRTAS e ÇOLAK, 2009)



Figura 2.5 - Conexão da caixa de engrenagens ao motor c.c.
Fonte: (SEFA, DEMIRTAS e ÇOLAK, 2009)

O *seguidor de eixo vertical*, ou seguidor azimutal, Figura 2.6, utiliza um motor no eixo vertical para fazer o seguimento no sentido Leste-Oeste. Este tipo de rastreador é de montagem mecânica e elétrica simples, apresentando um bom desempenho em latitudes onde as estações do ano e os dias são longos (OLIVEIRA, 2008). A inclinação dos módulos pode ser fixa ou ajustável manualmente conforme a estação. Tem vantagem em relação aos polares, pois produzem menos sombra devido a sua geometria.

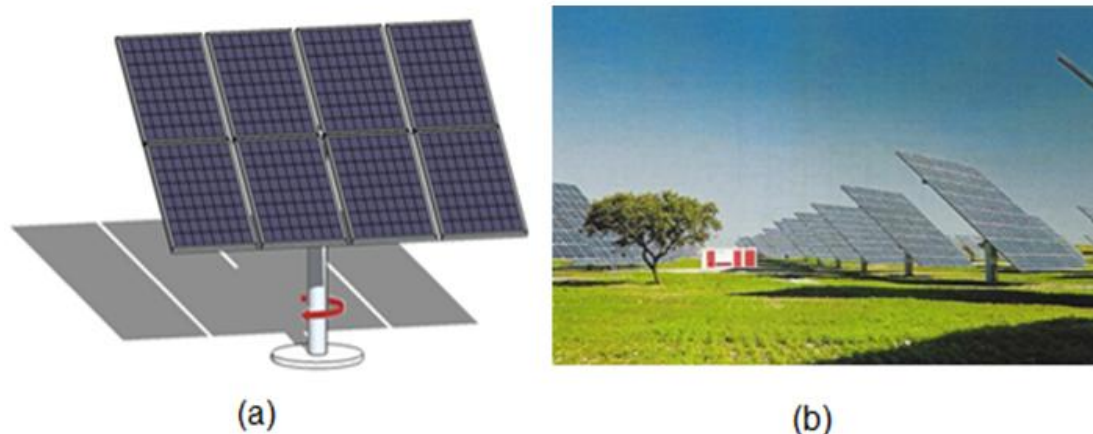


Figura 2.6 - Seguidor do tipo azimutal: (a) forma de movimento e (b) exemplo de aplicação na Central Fotovoltaica de Amareleja, Portugal.
Fonte: (PINTO, ZILLES, *et al.*, 2010).

2.1.1.2 Seguidores solares de dois eixos

Os *seguidores solares de dois eixos* têm dois graus de liberdade, que agem como eixos de rotação, os quais são perpendiculares entre si. O eixo que é fixo em relação ao solo é denominado eixo principal ou primário e o outro eixo, que é referenciado ao eixo primário, é considerado o eixo secundário. O seguimento em dois eixos, além de acompanhar o movimento diário do Sol, elevação e/ou azimute, também acompanha o movimento do Sol durante as estações do ano, proporcionando incidência da radiação solar perpendicular ao plano dos módulos fotovoltaicos.

Seguidores de dois eixos são mais complexos, porém são mais precisos com relação ao seguimento do Sol e, embora possam ser utilizados com módulos sem concentração, são especialmente destinados aos sistemas fotovoltaicos com concentração, CPV. A maior

precisão no seguimento do Sol é imprescindível para a captação da radiação direta normal pelos elementos concentradores e focalização nas células fotovoltaicas. Uma característica a ser levada em consideração é a necessidade de maior área de terreno para instalação de seguidores de dois eixos, quando comparados aos seguidores de um eixo, para evitar o sombreamento mútuo, no caso de haver vários seguidores instalados.

Os seguidores de dois eixos são divididos em *polar/equatorial* e *azimutal/elevação*.

No tipo *polar/equatorial*, Figura 2.7, um dos eixos é inclinado, eixo polar, com o ângulo da latitude local, e o seguimento neste eixo acompanha o ângulo horário do Sol. No outro eixo, orientado horizontalmente de Leste-Oeste, o ângulo de seguimento segue o ângulo de declinação solar. Como a variação horária do ângulo de declinação é muito lenta, o seguimento por este eixo pode ser ajustado uma vez ou poucas vezes durante o intervalo de alguns dias.



Figura 2.7 - Sistema de seguimento solar polar/equatorial.
Fonte: (ALATA, AL-NIMR e QAROUSH, 2005).

No tipo *azimutal/elevação*, o sistema gira sobre um eixo vertical que acompanha o ângulo azimutal solar. O outro eixo é paralelo à superfície da Terra e acompanha o ângulo da altitude solar. A Figura 2.8 ilustra um sistema de seguimento azimutal/elevação. Um exemplo da utilização desse tipo de seguidor é apresentado na Figura 2.9, que mostra um seguidor fabricado pela empresa espanhola *Inspira S.L.* e que possui uma precisão de seguimento superior a 2°.

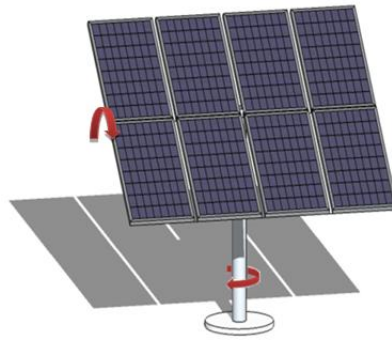


Figura 2.8 - Sistema de seguimento azimutal/elevação.
Fonte: (PINTO, ZILLES, *et al.*, 2010)



Figura 2.9 - Protótipo de seguidor azimutal/elevação com módulos planos localizada na Universidade de Jaén, Espanha.

Fonte: (PINTO, ZILLES, *et al.*, 2010)

Outro exemplo de seguidor azimutal/elevação é mostrado na Figura 2.10, o qual possui um largo anel instalado no solo, sobre o qual se movimenta o gerador fotovoltaico, montado sobre uma série de roldanas. A principal vantagem deste sistema é que o peso do painel é distribuído pelo anel, permitindo suportar um número maior de módulos fotovoltaicos. O efeito significativo do sombreamento mútuo também deve ser considerado, como no caso do seguidor polar/equatorial.



Figura 2.10 - Seguidor de dois eixos do tipo azimutal/elevação.

Fonte: (PINTO, ZILLES, *et al.*, 2010)

A Figura 2.11 mostra um resumo dos tipos de seguidores solares quanto o número de eixos rotativos.

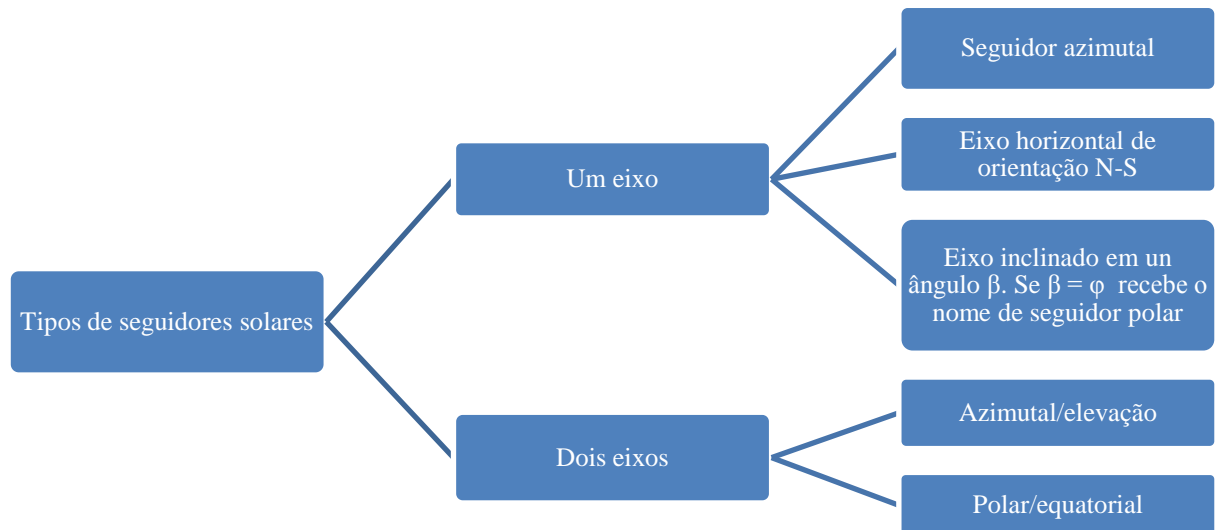


Figura 2.11 - Tipos de seguidores solares quanto o número de eixo rotativos.

Fonte: adaptado de (MOUSAZADEH, KEYHANI, *et al.*, 2009).

2.1.2 Quanto ao tipo de estrutura

No que se refere à estrutura, há três tipos básicos: pedestal, *roll-tilt* e plataforma giratória.

2.1.2.1 Seguidores solares tipo pedestal

Os seguidores solares tipo pedestal, como o ilustrado na Figura 2.12, utilizam um pedestal central que serve de apoio ao plano de captação dos raios solares. Este tipo de seguidor possui uma instalação relativamente simples, necessitando de uma fundação adequada e caixas de engrenagem robustas devido aos esforços mecânicos provenientes do vento.



Figura 2.12 - Seguidor solar tipo pedestal.

Fonte: (LUKE e HEGEDUS, 2003)

2.1.2.2 Seguidores solares tipo plataforma giratória

Os seguidores solares tipo plataforma giratória, como o mostrado na Figura 2.13, podem ser projetados para estruturas de grande porte e são utilizados especialmente em sistemas que envolvem concentração solar utilizando espelhos, seja em aproveitamento solar-térmico ou fotovoltaico.

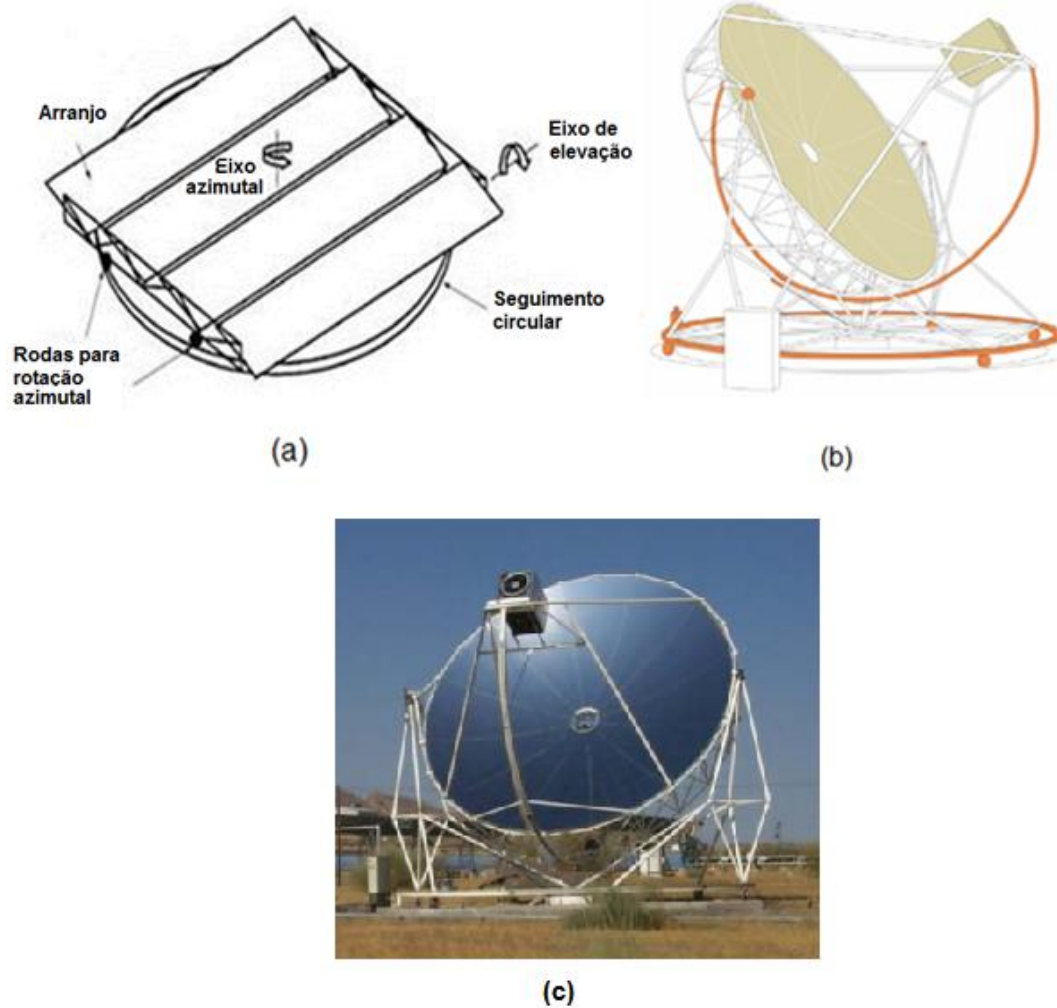


Figura 2.13 - Configurações de seguimento em dois eixos do tipo plataforma giratória. (a) Com módulos planos. (b) Com concentrador parabólico. (c) Exemplo de plataforma Solar instalada em Almeria, Espanha.

Fonte: (a): (LUKE e HEGEDUS, 2003), (b) e (c): (GEYER, 2007).

2.1.2.3 Seguidores solares tipo *roll-tilt*

Os seguidores solares tipo *roll-tilt*, ou *plataforma inclinada*, como exemplificado na Figura 2.14, necessitam de uma fundação menor que os seguidores tipo pedestal, pois são sujeitos a menores esforços devido ao vento no plano dos módulos, porém há a necessidade de mais acoplamentos e partes giratórias.

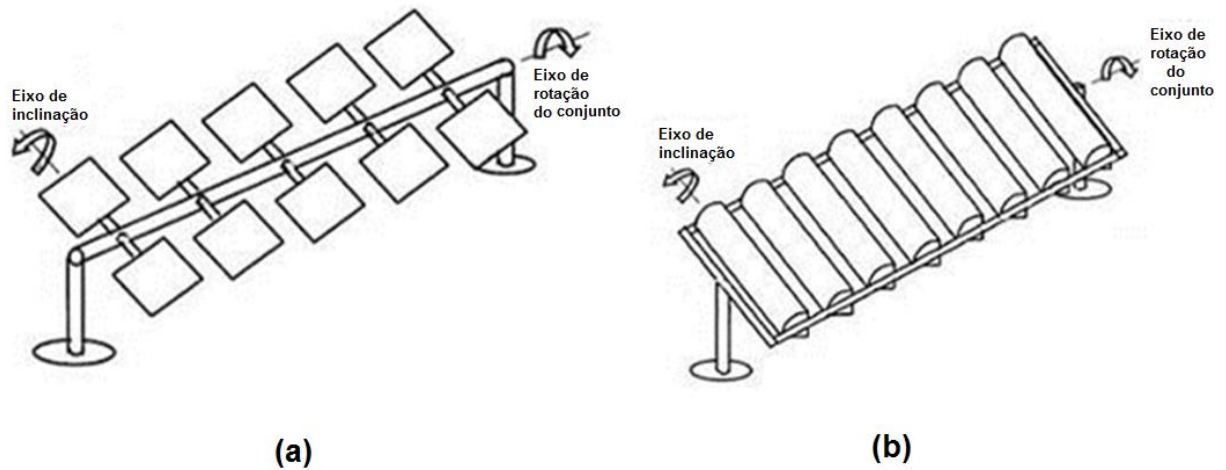


Figura 2.14 - Configurações de seguimento em dois eixos do tipo *roll-tilt*. (a) De torque central por tubo. (b) Com caixa de moldura.

A Figura 2.15 mostra um exemplo da planta fotovoltaica com concentração da empresa *SUNCORE*, localizada na província de *Qinghai*, no noroeste da República Popular da China, onde os módulos estão instalados sobre seguidores tipo *roll-tilt*.



Figura 2.15 - Usina fotovoltaica *Golmud* de 60 MW, com seguidores tipo *roll-tilt*, na República Popular da China.

Fonte: (SUNCORE, 2015)

2.1.3 Quanto ao tipo de controle

Há três tipos principais de seguidores quanto ao tipo de controle: passivos, microprocessados e eletro-ópticos.

2.1.3.1 Seguidor passivo

Sistemas passivos rastreiam o Sol sem qualquer circuito eletrônico ou motores. Geralmente estes seguidores contêm um fluido comprimido de baixo ponto de ebulição em uma rede de tubos, assim como mostra a Figura 2.16. Quando a estrutura está desalinhada, os raios solares aquecem o fluido mais em um dos lados do tubo do que no outro. Essa diferença de temperatura faz com que o fluido aquecido se desloque, provocando um desbalanceamento e fazendo com que seja pressionado um pistão ou que simplesmente o fluido flua para o outro lado dentro do tubo, forçando a estrutura a se mover pela força da gravidade.

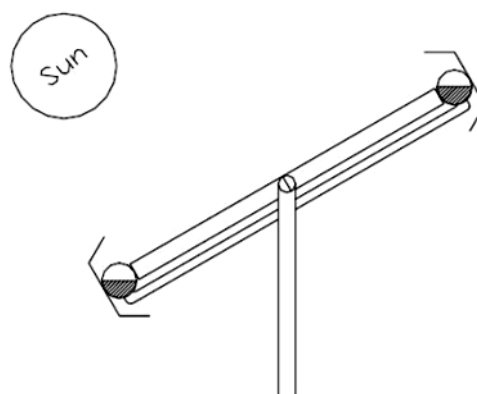


Figura 2.16 - Esquema de seguidor passivo usando dois tubos cilíndricos preenchidos com um fluido.

Fonte: (CLIFFORD e EASTWOOD, 2004)

Esses seguidores são simples, mas de baixa precisão. Apresentam, também, amortecedores para prevenir movimentos indesejados provocados por ventos fortes. A Figura 2.17 mostra um modelo comercial de seguidor passivo semelhante ao mostrado esquematicamente na Figura 2.16.



Figura 2.17 - Seguidor passivo disponível comercialmente.

Fonte: (ZOMEWORKS CORPORATION, 2013)

Clifford e Eastwood em 2004 desenvolveram um protótipo de um seguidor solar passivo de baixo custo para regiões de clima equatorial, mostrado na Figura 2.18. Em vez de utilizar um fluido para movimentar o seguidor, são utilizadas duas tiras bimetálicas de alumínio e aço, posicionadas simetricamente em relação ao eixo horizontal da moldura. As tiras bimetálicas são sombreadas de modo que, enquanto uma absorve radiação solar, a outra está sombreada, e o efeito de curvatura da tira, devido ao aquecimento desigual, provoca o movimento (CLIFFORD e EASTWOOD, 2004).



Figura 2.18 - Protótipo de um seguidor solar passivo acionado por tiras bimetálicas.

Fonte: (CLIFFORD e EASTWOOD, 2004)

2.1.3.2 Seguidores eletro-ópticos

Os seguidores eletro-ópticos utilizam fotosensores, ou sensores óticos, para identificar a posição do Sol: normalmente dois sensores são posicionados lado-a-lado com uma barreira

entre eles, de forma que o correto posicionamento ocorre quando os dois sensores são iluminados igualmente. Esses seguidores dão resultados muito bons em condições climáticas boas.

2.1.3.3 Seguidores microprocessados

Os seguidores controlados por microprocessador são bastante precisos, pois utilizam equações matemáticas para prever a posição do Sol e, assim, acionar motores elétricos que realizam o movimento. Eles são muito utilizados em grandes sistemas, onde um microprocessador é capaz de controlar diversos seguidores. Em alguns casos estes tipo de seguidores utilizam sensores de radiação para autocalibração e realimentação do posicionamento o que garante grande precisão, o que é de grande importância para os sistemas fotovoltaicos de concentração, CPV.

3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRAÇÃO

Neste capítulo são apresentados e descritos os principais componentes dos sistemas fotovoltaicos com concentração, CPV, assim como a perspectiva de mercado, a evolução da tecnologia e a capacidade instalada no mundo.

Sistemas CPV baseiam-se na utilização de dispositivos ópticos que concentram a radiação solar na superfície da célula fotovoltaica. A ideia é simples: dispositivos ópticos, lentes e espelhos, são usados para concentrar a luz sobre pequenas células solares fotovoltaicas de alta eficiência. O objetivo final dos sistemas CPV é reduzir o custo da energia elétrica produzida por meio de redução de área de célula, um material caro, por dispositivos ópticos mais baratos (PÉREZ, MUÑOZ, *et al.*, 2011).

A tecnologia dos sistemas CPV envolve três componentes básicos: mecanismo de seguimento solar, concentração óptica, e células fotovoltaicas especiais (RENZI, SANTOLINI e COMODI, 2014). O dispositivo que integra os dois últimos componentes é chamado de Módulo Fotovoltaico com Concentrador, MFVC⁵.

O seguimento solar, que foi apresentado no Capítulo 2, é o encarregado de garantir a incidência normal da radiação solar sobre os MFVC durante todo o ano. Por sua vez, a concentração óptica é a encarregada de concentrar e focar essa radiação sobre as células fotovoltaicas. Estas células podem ser de dois tipos: silício monojunção de alta eficiência ou multijunção. Este último tipo de célula possui um mecanismo de conversão da energia solar em eletricidade semelhante às de silício, mas com maior eficiência, o que se traduz em um potencial aumento na produção de eletricidade. Os maiores níveis de eficiência podem ser explicados pelo melhor aproveitamento da radiação solar, uma vez que estas células multijunção são sensíveis a um espectro mais amplo da radiação solar. (PÉREZ, MUÑOZ, *et al.*, 2011).

A concentração é obtida por dois tipos principais de sistemas ópticos: refrativos, que utilizam lentes de Fresnel, e reflexivos, que empregam um ou mais espelhos. Independentemente do sistema óptico utilizado, o resultado é radiação solar concentrada incidindo na face ativa da célula para produzir mais energia elétrica com menos material fotovoltaico (SOLFOCUS, 2008).

⁵ “**Módulo fotovoltaico com concentrador**” é definido pela norma NBR 10899:2006 como “um dispositivo constituído por células solares integradas a um concentrador solar”.

Para saber quantas vezes a radiação solar consegue ser concentrada, ou multiplicada, pelo sistema óptico, utiliza-se o chamado fator de concentração. Este fator é um valor adimensional e é especificado normalmente por um número seguido da letra “X”. Algumas vezes o fator de concentração é especificado em “número de sóis”, “*number of suns*”, que é equivalente ao “X”.

Geometricamente, o fator de concentração, C , é definido como a razão entre a área efetiva que coleta da radiação solar, A , e a área ativa da célula, a , conforme a Equação 3.1 (BETT, DIMROTH e AL, 2004).

$$C = \frac{A}{a} \quad (3.1)$$

Os elementos de área “ A ” e “ a ”, constantes da definição geométrica do fator de concentração, estão ilustrados na Figura 3.1.

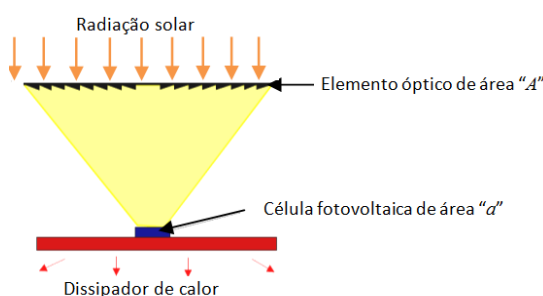


Figura 3.1 - Elementos de área “ A ” e “ a ” da definição do fator de concentração, C .

Fonte: adaptado de (BETT, DIMROTH e AL, 2004)

O valor de C obtido com a equação 3.1 é ligeiramente maior do que o fator de concentração real, uma vez que a eficiência do elemento óptico, que é menor do que 1, não está sendo levada em consideração.

Segundo o fator de concentração, os sistemas CPV são classificados em dois grupos⁶:

- Baixa concentração, LCPV – do inglês *Low Concentrated Photovoltaics*, fator de concentração menor que 100X;
- Alta concentração, HCPV – do inglês *High Concentrated Photovoltaics*, fator de concentração acima de 300X.

⁶ Sistemas com fatores de concentração entre 100X e 300X não estão incluídos já que suas configurações atuais não são custo-competitivas segundo o *LCOE, levelized cost of electricity*, e outras abordagens (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015).

A Tabela 3.1 mostra as duas classes de concentração utilizadas atualmente com seu respectivo tipo de seguidor necessário, bem como o tipo de célula fotovoltaica mais adequada.

Tabela 3.1 - Descrição dos seguidores e células fotovoltaicas utilizados por cada classe de concentração.

Classe de CPV	Fator de concentração [X]	Seguimento do Sol	Célula fotovoltaica
Baixa concentração	< 100	Um ou dois eixos	Monojunção de silício de alta qualidade
Alta concentração	300-1000	Dois eixos	Multijunção III-V

Fonte: Adaptado de (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015)

As informações da Tabela 3.1 mostram que, nos sistemas de baixa concentração, são empregadas células monojunção de silício cristalino de alta qualidade, porém, para sistemas de alta concentração, as células mais utilizadas são as de multijunção, compostas por elementos dos grupos III-V da tabela periódica. Esse tipo de célula é descrita com mais detalhes no item 3.2.

3.1 Elementos ópticos para concentrador solar

Os sistemas com concentração solar podem utilizar dois tipos de elementos ópticos:

- Concentrador não formador de imagem; e
- Concentrador formador de imagem.

O concentrador não formador de imagem não apresenta um ponto focal, foco, e praticamente todos os concentradores desse tipo são reflexivos, isto é, utilizam espelhos para concentrar a radiação solar (LEUTZ, SUZUKI, *et al.*, 2000). Esse tipo de concentrador utiliza as componentes direta e difusa da radiação solar e apresenta baixo fator de concentração, da ordem de duas vezes, 2X.

Normalmente os concentradores não formadores de imagem, utilizados em aplicações CPV, são empregados em sistemas estáticos, podendo empregar células bifaciais de silício para obtenção de maior desempenho, que se reflete em geração anual superior aos módulos planos convencionais (SEVERO, 2005).

Por outro lado, o concentrador formador de imagem envia a radiação concentrada para um ponto, foco pontual, ou para uma região retilínea, foco linear, utilizando na sua construção elementos reflexivos, como espelhos parabólicos, ou refrativos, como lentes de Fresnel. Esse tipo de concentrador pode apresentar elevado fator de concentração, da ordem de 1.000 vezes, ou 1000X, ou superior, e só opera de modo eficiente se os raios solares incidentes forem paralelos ao eixo focal, de modo que apenas a radiação direta normal pode ser concentrada. Para que isso ocorra, é necessário o uso de um seguidor de dois eixos, com suficiente precisão, para manter o concentrador continuamente apontado para o Sol durante suas trajetórias aparentes diária e anual.

A Figura 3.2 mostra uma visão geral das tecnologias de elementos ópticos utilizados na concentração da radiação solar.

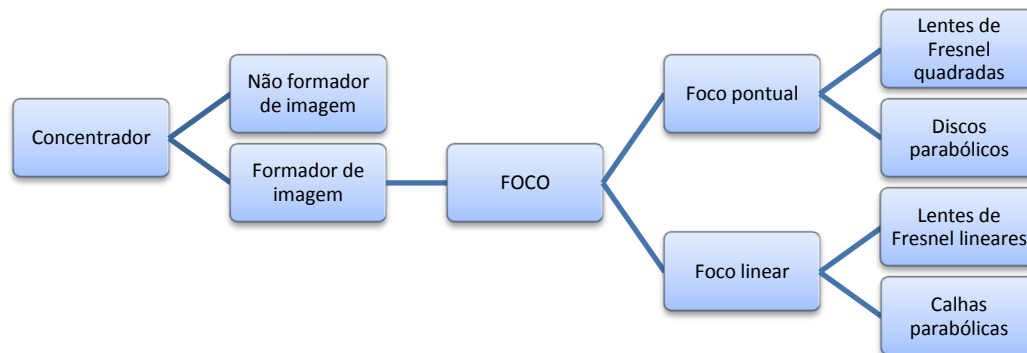


Figura 3.2 - Tecnologias de elementos ópticos utilizados para realizar concentração solar.

Os elementos ópticos concentradores do tipo reflexivo, como espelhos, são tradicionalmente de grandes dimensões, na forma de discos parabólicos ou de calhas parabólicas. A Figura 3.3 ilustra este tipo de concentrador (IEC, 2007).

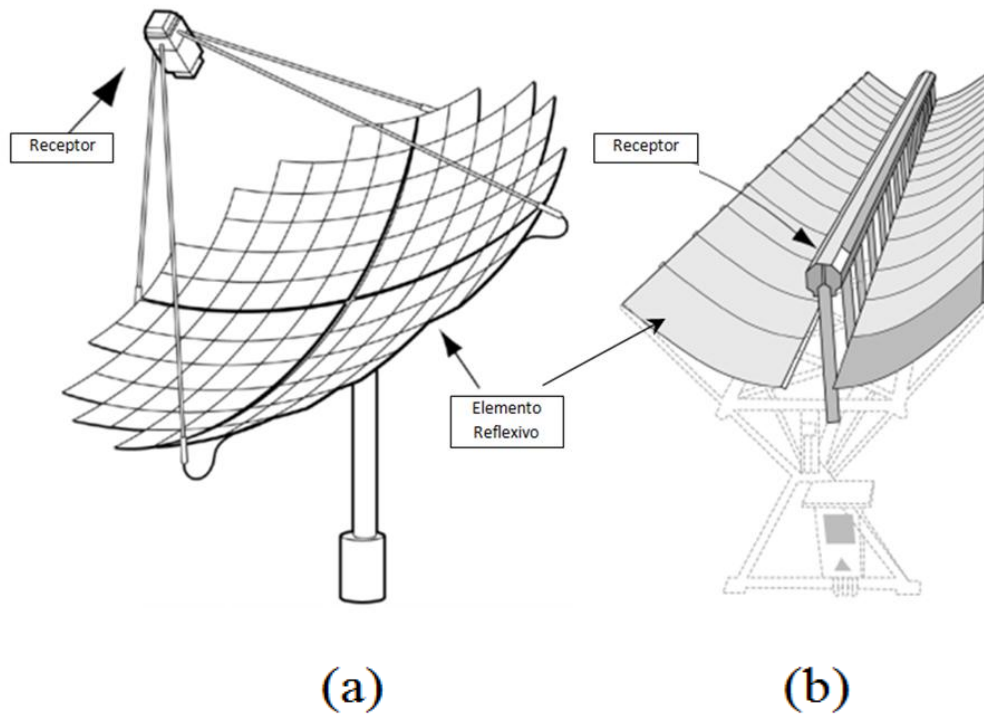


Figura 3.3 – Sistemas de concentração solar com elementos: (a) ópticos do tipo reflexivo, na forma de disco (foco pontual) e (b) calha parabólica (foco linear).

Fonte: Adaptado de (IEC, 2007).

Enquanto os concentradores reflexivos tradicionais, como o disco parabólico, são de grandes dimensões, os concentradores refrativos com lentes de Fresnel normalmente proporcionam módulos com perfil bastante fino, da ordem de centímetros.

A Figura 3.4 ilustra a estrutura típica de parte de um MFVC que utiliza como elemento concentrador refrativo lentes de Fresnel. O módulo é constituído por uma lente de Fresnel, um elemento óptico secundário, célula fotovoltaica e um dissipador de calor para refrigeração passiva da célula (IEC, 2007).

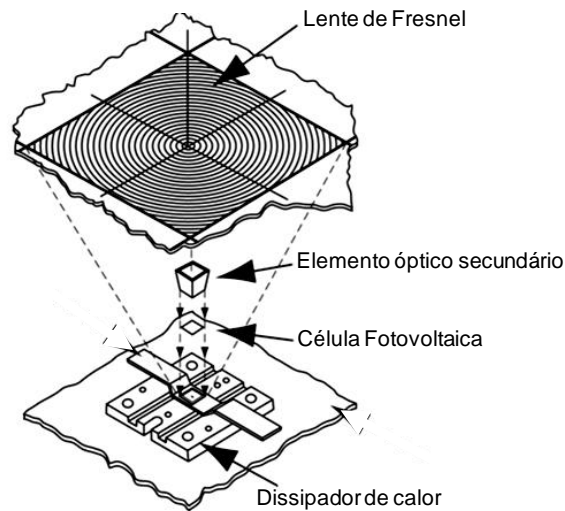


Figura 3.4 - Estrutura típica de um MFVC que utiliza lente de Fresnel.

Fonte: Adaptado de (IEC, 2007).

A Figura 3.5 ilustra um módulo fotovoltaico com concentrador com lentes de Fresnel real. Esse módulo, produzido pela empresa SUNRGI, possui fator de concentração de 1500X e refrigeração passiva por meio de dissipador de calor aletado (SUNRGI, 2008).

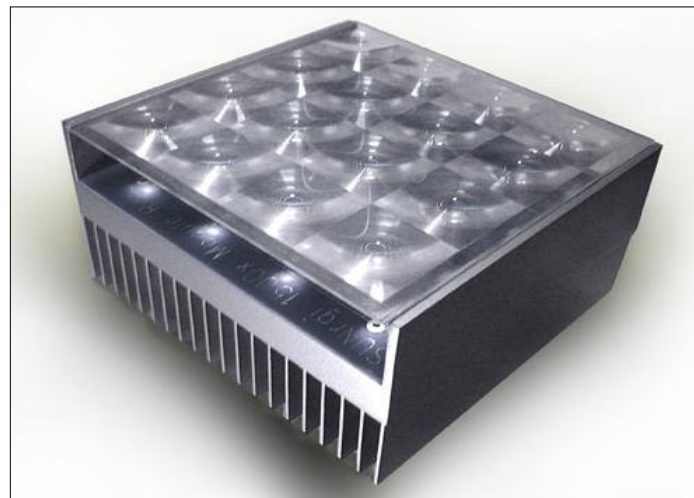


Figura 3.5 - MFVC com lente de Fresnel, fator de concentração de 1500X e refrigeração passiva com dissipador de calor aletado.

Fonte: (SUNRGI, 2008).

A redução das dimensões de um sistema concentrador alcançada com lentes de Fresnel, foi também obtida com elementos reflexivos, em desenvolvimento efetuado pela

empresa *SolFocus*, tendo como base o refletor *Cassegrain*. O refletor *Cassegrain* clássico utiliza um refletor parabólico, espelho primário, e um refletor hiperbólico, espelho secundário.

O concentrador mostrado Figura 3.6 apresenta um elemento óptico secundário, além dos dois espelhos acima referidos. Nesse elemento concentrador, a célula multijunção possui refrigeração passiva, obtida por meio de dissipador de calor. O perfil do MFVC com esse concentrador é da mesma ordem de grandeza dos módulos com lente de Fresnel (HORNE, CONLEY, *et al.*, 2006).

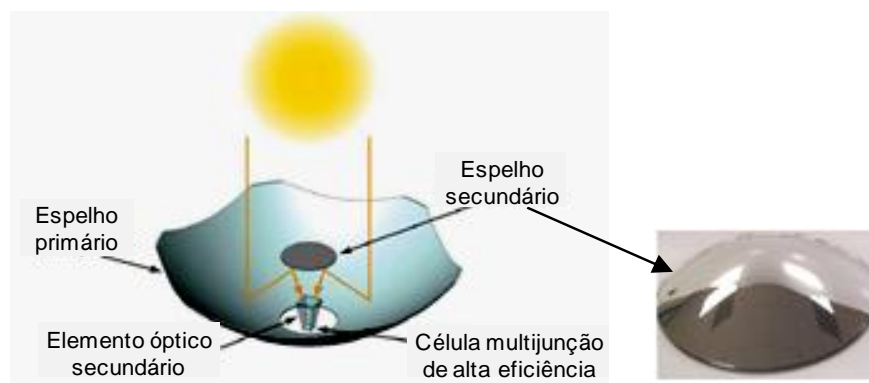


Figura 3.6 - Concentrador do tipo reflexivo, baseado no refletor *Cassegrain*, e vista ampliada do espelho secundário.

Fonte: Adaptada de (SOLFOCUS, 2007) e (SPENCER e FINOT, 2008).

A Figura 3.7 mostra um módulo composto por elementos concentradores do tipo reflexivo, baseado no refletor *Cassegrain* do tipo mostrado na Figura 3.6 (SOLFOCUS, 2007).



Figura 3.7 - Módulo concentrador do tipo reflexivo, baseado no refletor *Cassegrain*.

Fonte: (SOLFOCUS, 2007).

3.2 Células para sistemas fotovoltaicos com concentração

As células fotovoltaicas utilizadas nos MFVC são diferentes das utilizadas nos módulos convencionais sem concentração. Nos MFVC utilizam-se células de silício especiais de alta eficiência, com junção p-n simples (monojunção), ou células multijunção (junção dupla ou tripla) com dimensões da ordem de $0,5 \text{ cm}^2$ ou menos, construídas com semicondutores compostos por elementos do grupo III-V, tais como, gálio (Ga), germânio (Ge), arsênio (As), índio (In) e fósforo (P).

Os concentradores com fator menor que 500X podem empregar células de silício especiais. Já os concentradores com alto fator de concentração, de 500X ou mais, empregam células fotovoltaicas multijunção, tais como as de GaInP/GaInAs ou AsInP/GaAs/Ge (BETT, DIMROTH e AL, 2004).

A Figura 3.8 mostra a curva de eficiência versus concentração para um tipo de célula de tripla junção, GaInP/InGaAs/Ge, com área de $0,3$ a 1 cm^2 , na qual se observa que a maior eficiência, $\sim 39,2\%$, é atingida sob concentração em torno de 500X (SUNCORE, 2012). Também é possível observar que a eficiência da célula cresce com a concentração e, a partir de 500X, começa a diminuir, pois o aumento da concentração provoca aumento da resistência interna e da temperatura da célula, parâmetros que influem negativamente no desempenho da mesma. Devido a esse comportamento, para a utilização de uma célula sob concentração, o

valor do fator de concentração, C , será aquele no qual a célula atinge a eficiência ótima, normalmente na ordem de algumas centenas (NELSON, 2003).

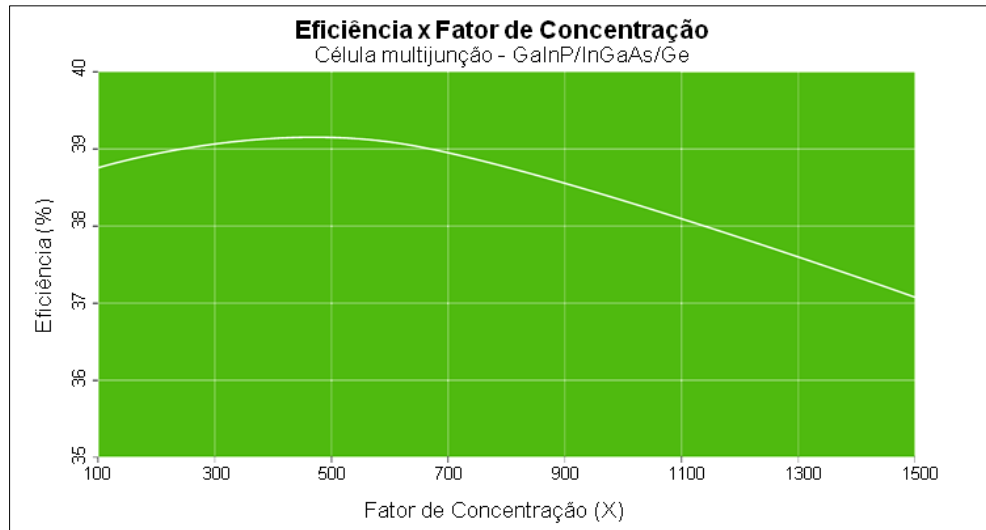


Figura 3.8 - Eficiência de célula de junção tripla, GaInP/InGaAs/Ge, em função do fator de concentração.

Fonte: Adaptada de (SUNCORE, 2012).

A maior eficiência registrada até o final de 2014 em células multijunção é de 46%. Este recorde mundial foi obtido em uma célula de quatro junções, desenvolvida pela *Soitec* e *CEA-Leti*, na França, junto com o *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*, na Alemanha. Nesta célula, cada uma de suas sub-células converte aproximadamente um quarto dos fótons na faixa de comprimento de onda entre 300 e 1750 nm em eletricidade. Esse recorde de eficiência foi medido a uma concentração de 508X (FRAUNHOFER ISE, 2014).

Pode-se perceber que esse valor de eficiência é mais de duas vezes superior que a eficiência das células convencionais de silício monocristalino, sem concentrador. O limite teórico de eficiência para uma célula multijunção, com infinitas junções, é de 86% (LUQUE, 2009).

Um dos grandes problemas enfrentados no desenvolvimento das células fotovoltaicas para MFVC é a refrigeração, uma vez que, sob alta concentração, as células podem atingir temperaturas extremamente elevadas. As altas temperaturas provocam redução da eficiência no curto prazo e, no longo prazo, podem provocar degradação física da célula, com danos irreversíveis (ROYNE, DEY e MILLS, 2005).

Inicialmente foi utilizada refrigeração ativa, com circulação forçada de água, método que ainda é utilizado por algumas empresas em seus sistemas CPV. Com o desenvolvimento das tecnologias de elementos concentradores e de construção de células, atualmente as células podem operar com refrigeração passiva, por meio de dissipador de calor plano ou aletado. Hoje esse tipo de refrigeração é utilizado pela maior parte das empresas que produzem sistemas CPV para fins comerciais.

As células dos MFVC podem ser montadas em conjunto, constituindo um arranjo, para sistemas com refrigeração ativa, ou individualmente sobre o dissipador de calor, para sistemas com refrigeração passiva.

A Figura 3.9 mostra o primeiro tipo de montagem: um arranjo, em inglês *dense array*, com 24 células, com área total de 100 cm^2 , $10\text{ cm} \times 10\text{ cm}$, (LUTHER e BETT, 2007).



Figura 3.9 - Montagem de arranjo com 24 células de alta concentração, 100 cm^2 .

Fonte: (LUTHER e BETT, 2007)

Na Figura 3.10 mostra-se o segundo tipo de montagem: uma célula individual, com diâmetro de $2,3\text{mm}$ e área de $4,2\text{mm}^2$, e o diodo de desvio (*Bypass diode*), montados sobre um dissipador de calor de 9 cm^2 ($3\text{cm} \times 3\text{cm}$) (LUTHER e BETT, 2007).

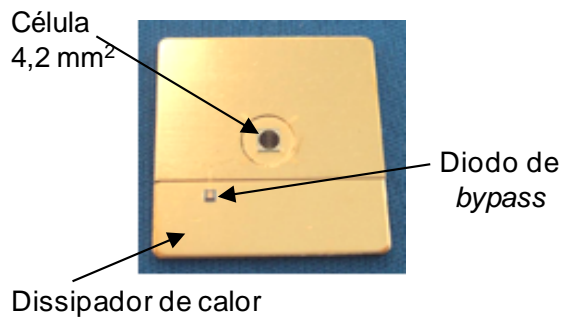


Figura 3.10 - Montagem de célula individual e diodo de desvio sobre dissipador de calor.

Fonte: (LUTHER e BETT, 2007).

As células fotovoltaicas multijunção, para a aplicação em módulos com alto fator de concentração, são os componentes que têm apresentado a maior evolução, principalmente em termos da eficiência de conversão, o que é devido a dois fatores principais:

- uso de vários materiais semicondutores, com diferentes faixas de banda proibida, *band gap*, visando ao melhor aproveitamento do espectro de radiação solar, o que permite avançar em direção ao limite teórico de eficiência; e
- os materiais utilizados para produzir os semicondutores compostos podem ser produzidos com altíssima qualidade, pois se beneficiam da tecnologia aeroespacial (KURTZ, 2009).

A Figura 3.11 mostra a evolução da eficiência de diversos tipos de células fotovoltaicas, monojunção e multijunção, produzidos por empresas e institutos de pesquisa, com diferentes materiais e tecnologias (NREL, 2012).

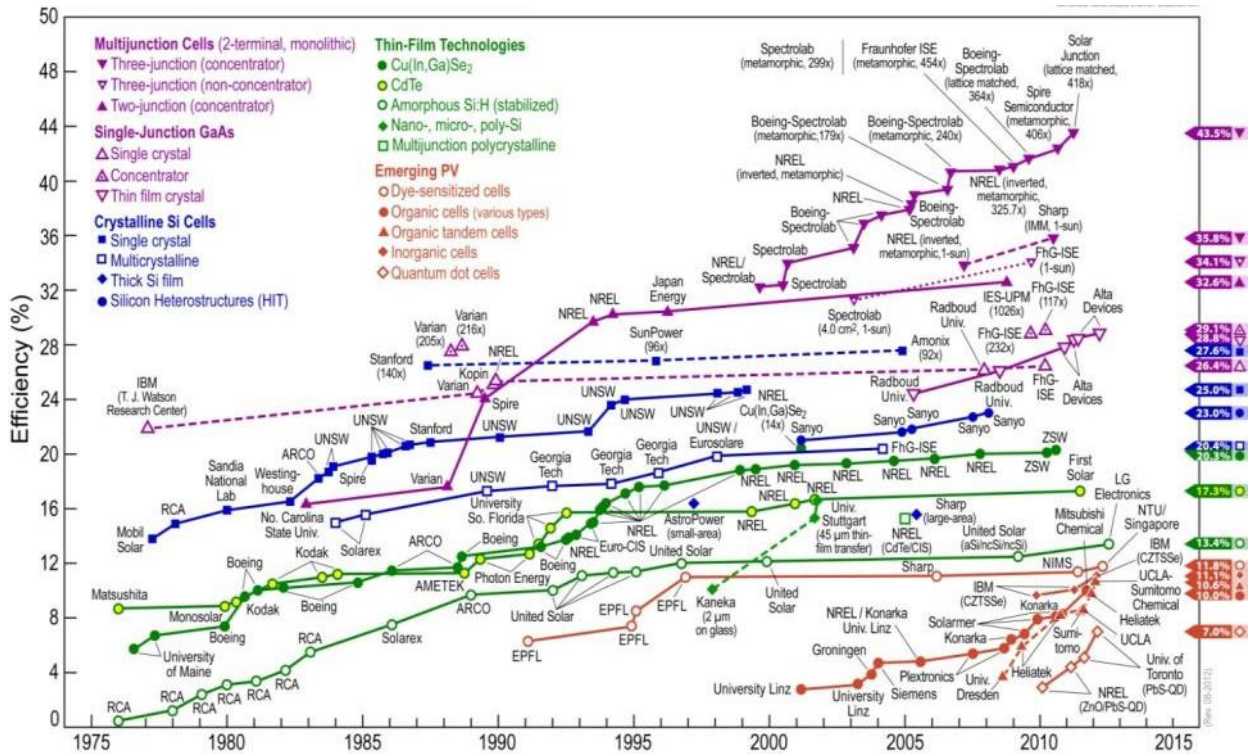


Figura 3.11- Evolução da eficiência de conversão de células fotovoltaicas.

Fonte: (NREL, 2012).

Observa-se na Figura 3.11 que as células multijunção, inicialmente desenvolvidas para aplicações espaciais e atualmente utilizadas nos sistemas terrestres com concentração, apresentam os maiores valores de eficiência, em torno de 40% sob alto fator de concentração, ~ 400X, atingindo em 2012 o valor de 43,5%, obtido pela empresa *Solar Junction*. A expectativa é de que a eficiência dessas células chegue a 50% nos próximos anos.

Uma característica importante das células multijunção, quando comparadas às células de silício cristalino, diz respeito ao decréscimo de desempenho em função do aumento da temperatura. Em ambos os casos, o aumento da temperatura influencia negativamente o a eficiência da célula fotovoltaica. No entanto, as células multijunção utilizadas nos sistemas CPV são menos afetadas pelo aumento da temperatura, pois o aumento da concentração tem efeito positivo sobre a corrente de curto-circuito, I_{SC} , e sobre a tensão de circuito aberto, V_{OC} , das células, o que compensa em parte o efeito negativo do aumento da temperatura (NISHIOKA, TAKAMOTO, *et al.*, 2006).

Como exemplo deste efeito, tem-se as células de junção tripla, InGaP/InGaAs/Ge, utilizadas em um sistemas CPV da empresa *Concentrix*, que apresentam coeficiente térmico de potência de $-0,15\%/K$ (CONCENTRIX, 2009), valor bem inferior ao de células de silício cristalino, que é em torno de $-0,4\%/K$ (NISHIOKA, TAKAMOTO, *et al.*, 2006).

Estudos de estimativas de geração conduzidos por *Nishioka et al.* em 2006, utilizando dados experimentais de uma célula de InGaP/InGaAs/Ge e dados meteorológicos coletados durante um ano no campo de testes, mostraram que o coeficiente de temperatura sobre a eficiência da célula foi de -0,248%/K sem concentração e, sob concentração de 200X, foi de 0,098%/K. Os resultados gerais indicam que os efeitos negativos da temperatura são compensados pela alta concentração e que, mesmo operando em temperaturas elevadas, as células especiais dos sistemas CPV, e o sistema como um todo, apresentam desempenho superior ao das células sem concentração (NISHIOKA, TAKAMOTO, *et al.*, 2006).

A Tabela 3.1 apresenta as oito empresas mais representativas no mercado de células especiais para sistemas CPV, segundo levantamento da empresa *Green Rhino Energy* (GREENRHINOENERGY, 2012).

Tabela 3.2- Empresas fabricantes de células especiais para CPV.

Empresa	País	Área de atuação
Três maiores empresas		
Emcore	EUA	Originária da área espacial, é a líder do mercado de células de junção tripla
Spectrolab	EUA	Empresa pertencente à Boeing, da área de pesquisa espacial, produz células multijunção para sistemas CPV
AzurSpace	Alemanha	Produz células de alta qualidade de silício e de GaAs para CPV
Outras empresas		
Compound Solar Technology	Taiwan	Produz lentes de Fresnel para alta concentração (600X) e também células de GaAs
QuantaSol	Inglaterra	Pesquisa de células multijunção
Solapoint	Taiwan	Células de alta eficiência de GaAs
Solar Junction	EUA	Em processo de desenvolvimento de células de alta eficiência de GaAs
Spire Solar	EUA	Produz linhas de fabricação para células, módulos e filme fino. A subsidiária <i>Spire Semiconductor</i> desenvolve células de alta eficiência com GaAs

Fonte: Adaptado de (GREENRHINOENERGY, 2012).

3.3 Perspectivas para os sistemas CPV

3.3.1 Tipos de sistemas CPV comercialmente disponíveis

Os sistemas CPV são normalmente fornecidos completos, com os módulos montados na estrutura do seguidor solar, com inversor e demais elementos elétricos, de forma a serem instalados e conectados à rede sem necessidade de componentes adicionais.

Os sistemas disponíveis comercialmente não possuem produção verticalizada e podem utilizar alguns componentes, como células e módulos, produzidos por uma mesma empresa, combinados com componentes, como o seguidor solar e o inversor, de outros fabricantes. Essa tendência é mais evidente com relação ao seguidor solar, o qual normalmente é produzido por empresas especializadas nessa tecnologia e fornecido aos fabricantes de sistemas completos.

A Figura 3.12 mostra quatro exemplos de sistemas CPV comercialmente disponíveis, produzidos respectivamente pelas empresas *Solar Systems*, *SolFocus*, *Soitec Solar* e *Daido Steel*, escolhidos para ilustrar três diferentes tecnologias de concentrador:

- reflexivo, com espelho parabólico de grandes dimensões;
- reflexivo, com espelhos de pequenas dimensões, refletor *Cassegrain*; e
- refrativo, com lente de Fresnel.

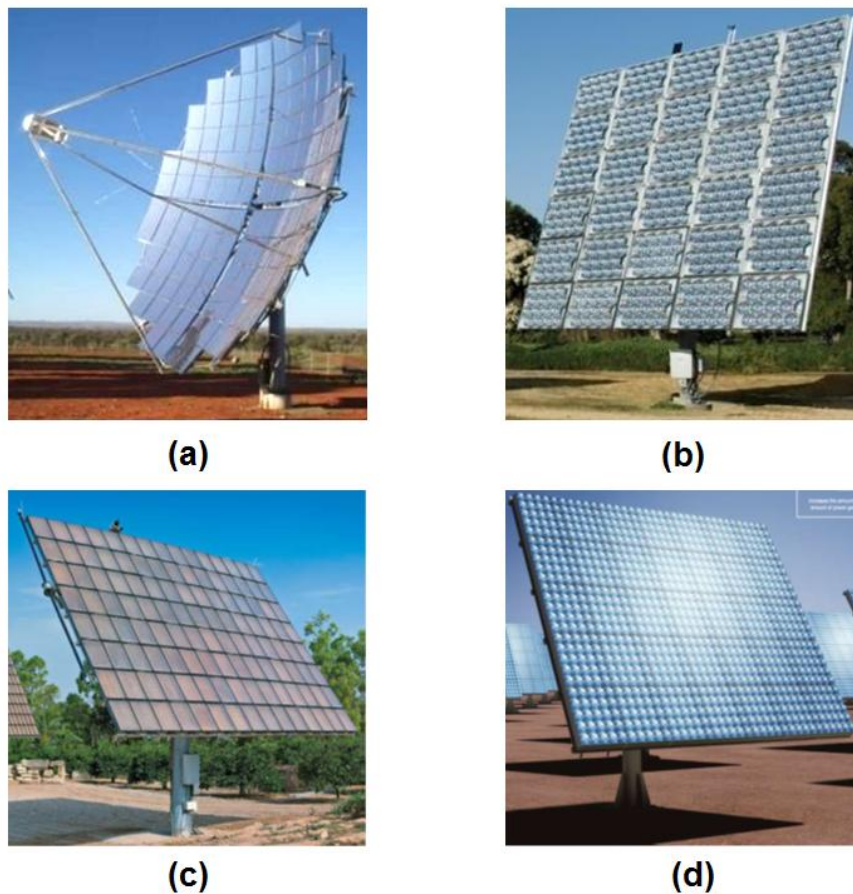


Figura 3.12 – Exemplos de sistemas CPV produzidos com três diferentes tecnologias de concentrador: (a) disco parabólico, (b) refletor tipo *Cassegrain* e (c),(d) lente de Fresnel.

Fontes: *Solar Systems, SolFocus, Soitec Solar e Daido Steel.*

3.3.2 Evolução da tecnologia

Os sistemas CPV apresentaram nos últimos 10 anos um crescimento na potência instalada que é devido, em princípio, a dois fatores:

- Grande progresso tecnológico ocorrido com as células fotovoltaicas multijunção; e
- Iminente desenvolvimento do mercado fotovoltaico em regiões com altos índices de irradiação direta normal, com tendência à instalação, em alguns países, de grandes plantas fotovoltaicas centralizadas.

Apesar do desenvolvimento da tecnologia dos sistemas CPV, algumas questões ainda estão em fase de discussão, uma vez que não existem normas que contemplem todos os aspectos da tecnologia dos sistemas CPV, tal como ocorre para os SFV, que contam com diversas normas internacionais e brasileiras.

Os procedimentos utilizados para medir módulos sem concentração podem ser resumidos em: testar o módulo em laboratório, sob as condições padrão de ensaio, STC^7 , medindo a potência de saída. Com o valor de potência obtido, pode-se calcular a “potência instalada” de um SFV, cujo valor, especificado em W_p , é o resultado do somatório das potências de pico de cada módulo que compõe o gerador fotovoltaico. Ressalta-se que o procedimento e o conceito de “potência de pico” utilizados para os SFV, também pode ser aplicado aos sistemas CPV.

A evolução do mercado de sistemas CPV pode ser constatada pela comparação entre três levantamentos, publicados em 2001, 2008 e 2015 (SCHMELA, 2001), (HERING, 2008) e (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015). O levantamento publicado em janeiro de 2001 ressalta a pequena quantidade de sistemas instalados, a maior parte destinada ao estudo da tecnologia. As empresas atuantes naquela ocasião eram fabricantes de células de silício e de GaAs, específicas para concentrador, de módulos com concentrador e de sistemas. O elenco de empresas, no total de sete, era constituído em 2001 por: *Amonix* (EUA), *Spectrolab* (EUA), *SunPower* (EUA), *Entech* (EUA), *Photovoltaics International* (EUA), *Vegla-Saint Gobain* (Alemanha) e *Solar Systems* (Austrália) (SCHMELA, 2001). Além das empresas, é citado o Instituto Fraunhofer-ISE, pelas sua sigla em alemão *Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme*, ISE, da Alemanha, como também atuante na área da pesquisa de sistemas CPV (SCHMELA, 2001).

O levantamento publicado em novembro de 2008 apontava grande crescimento no número de fabricantes de células de silício e de células multijunção, específicas para concentrador, de módulos com concentrador e de sistemas completos. A Tabela 3.3 apresenta um extrato do referido levantamento, listando apenas as empresas que produziam CPV com fator de concentração maior do que 200X, no total de 25 empresas. Os dados estão organizados por país, empresa, tipo de célula empregada, fator de concentração e a potência nominal dos sistemas comercializados e mostram a evolução da tecnologia e industrialização no período de 2001 até 2008 (HERING, 2008).

Já no levantamento mais recente, publicado em janeiro de 2015, informa-se que, desde 2011, muitas empresas de sistemas CPV têm fechado, entrado em falência, têm se afastado dos sistemas com concentração para sistemas fotovoltaicos convencionais, ou foram

⁷ *STC* (*Standard Test Conditions*), condições padrão de ensaio: temperatura de junção da célula de 25°C, irradiância total de 1.000 W/m² normal à superfície do módulo e espectro AM 1,5.

adquiridas por grandes empresas, algumas das quais continuam no negócio dos sistemas CPV, enquanto outras não. Citando alguns exemplos, em 2012 a empresa *Amonix*, agora *Arzon Solar*, fechou a sua fábrica de 150 MW em *Las Vegas*, EUA; em 2013, *SolFocus*, fornecedora de sistemas com óptica *Cassegrain*, decretou falência. No início de 2015, *Soitec* perdeu o contrato para uma usina CPV de 150 MW no *Imperial Valley*, Califórnia - EUA, porque o desenvolvedor optou por usar módulos fotovoltaicos convencionais (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015). Porém, *Philipps al et* em 2015 esclarece que este tipo de consolidação é típica das novas tecnologias. Na Tabela 3.4 e na Tabela 3.5 informa-se sobre as empresas que permanecem em operação fabricando módulos para sistemas HCPV e LCPV, respectivamente.

O principal desafio citado pela indústria é a dificuldade dos sistemas CPV em competir com os módulos fotovoltaicos convencionais de c-Si em relação aos custos, devido à continuada queda nos preços decorrente do aumento na escala de fabricação. Deste modo, algumas empresas começaram a fabricar células menores para serem utilizadas com concentradores de maior fator de concentração, com a esperança de reduzir os custos (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015). Isso fica evidente na Tabela 3.4, a qual mostra que quase todas as empresas de sistemas HCPV agora operam perto dos 500x ou 1000x. Quanto aos sistemas LCPV, pode-se perceber, na Tabela 3.5, que tanto os projetos quanto os fatores de concentração tendem a ser muito mais variados quando comparados com os HCPV, inclusive com grupos orientados à integração arquitetônica, *building integrated CPV – BICPV*, e módulos flutuantes sobre a água.

Tabela 3.3 - Empresas, existentes em 2008, fabricantes de sistemas fotovoltaicos com concentrador, de fator de concentração maior que 200X.

País	Empresa	Tipo de célula/Fabricante	Fator de Concentração	Potência (kW)
Alemanha	Concentrix	Junção tripla III-V	385X	5,75 – 13,8
Alemanha	SolarTec	III-V	600X	2
Austrália	Green and Gold	Junção tripla III-V/Emcore	1.370X	0,334
Austrália	Solar Systems	Junção tripla III-V/Spectrolab	500X	35
Canadá	Menova Energy	Junção tripla III-V/Emcore	1.450X	7,26
Canadá	Morgan Solar	Junção tripla III-V	500 - 1.400X	15 - 45
Espanha	Guascor-Fotón	Silício	400X	25
Espanha	Isofoton	Junção tripla III-V	1.000X	12
Espanha	Sol3G SL	Junção tripla III-V	476X	0,7 - 4
EUA	Amonix	Si/Amonix - III-V	> 450X	35

EUA	Cool Earth Solar	Junção tripla III-V	400X	1
EUA	Emcore	Junção tripla III-V/Emcore	500X	25
EUA	Energy Innovations	Junção tripla III-V	1.440X	2,5
EUA	EnFocus Eng.	Junção tripla III-V	> 300X	N/D
EUA	GreenVolts	Junção tripla III-V	625X	3
EUA	Opel International	III-V (Spectrolab) / Silício	500X	3,75 / 2,16
EUA	Pyron Solar	Junção tripla III-V	500X	6,6
EUA	SolFocus	Junção tripla III-V/vários	500X	8,5
EUA	Sunrgi	Junção tripla III-V	2.000X	N/D
Itália	ENEA	Silício => III-V	200 - 350X	5
Japão	Daido Steel	Junção tripla III-V	550X	2,4 - 5,25
Japão	Sharp Corp.	Junção tripla III-V	700X	2,9
Taiwan	Arima Eco Energy	III-V	476X	3
Taiwan	Delta Electronics	Junção tripla III-V/Spectrolab	470X	1,5 - 6
Taiwan	INER	Junção tripla III-V	476X	1,5 - 5

Fonte: Adaptada de (HERING, 2008).

Tabela 3.4 - Resumo das empresas de módulos para sistemas HCPV existentes até final de 2014.

Resumo das empresas de módulos para sistemas HCPV					
Empresa	País	Região	Fator de concentração*	Tipo de sistema	Capacidade Instalada [MW]
Suncore Photovoltaic Technology	China	Huainan	1090	Lentes, <i>tilt-roll</i>	144,8
				Concentrador parabólico, HCPV.	<0,1
Soitec	França		500	Lentes, Pedestal	74,4
Arzon Solar (anterior/ Amonix)	EUA	Califórnia	N/D	Lentes, Pedestal	38,4
Foton HC (Anterior/ Amonix/Guascor)	Espanha	Bilbao	N/D	Lentes, Pedestal	12,3
Solar Systems/Silex Systems	Austrália	Victoria	500 - 1000	Refletor parabólico, <i>dense array</i> , Torre Solar.	4,3
Magpower	Portugal	Agualva Cacem	N/D	Lentes, Pedestal	4,2
Suntrix	China	Shanghai	576	Lentes, Pedestal	2,4
Arima Ecoenergy	Taiwan	New Taipei City	476	Lentes, Pedestal	2,1
Beijing Enterprises Holding Company**	China	Hong Kong	N/D	Lentes, Pedestal	1
EMCORE	EUA	Novo México	N/D	Lentes, <i>tilt-roll</i>	0,7

Delta Electronics	Taiwan	N/D	N/D	Lentes, Pedestal	0,4
Abengoa Solar	Espanha	Madrid	1000	Lentes, Pedestal	0,2
EverPhoton	Taiwan	Taipei	500 - 1000	Lentes, Pedestal	0,2
RedSolar	China	Zhongshan	N/D	Lentes	0,2
MST	Israel	Rehovot	625	Lentes, Pedestal	<0,1
Renovalia	Espanha	Madrid	N/D	Refletor parabólico	<0,1
Daido Steel	Japão	Nagoya	N/D	Lentes, Pedestal	<0,1
Pyron Solar	EUA	Califórnia	1200	Lentes, <i>carousel</i> (tipo de seguidor de plataforma giratória)	<0,1
Heliotrop	França		1024	Lentes, Pedestal	<0,1
Spirox	Taiwan	Hsinchu City	N/D	Lentes, pedestal	<0,1
Airlight Energy	Suíça	Biasca	600	Refletor parabólico	N/D
Alitec***	Itália	Navaccio	500, 1090	Lentes, Pedestal	N/D
Angelantoni Industrie	Itália	N/D	N/D	Lentes, Pedestal	N/D
Becar-Beghelli	Itália	N/D	N/D	Refletivo	N/D
BSQ Solar	Espanha	Madrid	N/D	Lentes, Pedestal	N/D
Cool Earth Solar	EUA	Califórnia	N/D	Concentrador em forma de tubo inflável.	N/D
GreenField Solar	EUA	Ohio	N/D	Refletivo	N/D
Heliocentric	EUA	Califórnia	N/D	Refletor parabólico	N/D
Jiangsu White Rabbit	China	Jiangsu	N/D	Lentes	N/D
Morgan Solar	Canadá	Toronto	N/D	Lentes planas	N/D
Rehnu	EUA	Arizona	N/D	Refletor parabólico	N/D
Sahaj Solar	Índia	Gujarat	500	Lentes, Pedestal	N/D
Semprius	EUA	Carolina del Norte	1000	Microlentes	N/D
Sharp	Japão	N/D	CPV	Lentes, Pedestal	N/D
SolarTron Energy Systems	Canadá	Nova Scotia	1000	Refletor parabólico, <i>dense array</i>	N/D
Solergy	EUA	Califórnia	>500	Cone concentrador, CPV e CPV + sistema de energia térmica, BICPV.	N/D
Soltec Energias Renovables	Espanha	N/D	N/D	Refletivo	N/D
Sun Synchrony	EUA	Califórnia	N/D	Refletores miniaturizados	N/D
SunCycle	Holanda	Eindhoven	540	Lentes/espelhos rotativos (seguidor interno)	N/D
SunFish	Reino Unido	Denbighshire	N/D	Heliostat, hybrid PV and thermal	N/D
ZettaSun	EUA	Colorado	> 1000	Lentes, seguidor interno.	N/D

Zsun Solar	China	N/D	N/D	Lentes, Pedestal	N/D
------------	-------	-----	-----	------------------	-----

Fonte: adaptada de (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015).

* Se mais de uma concentração estiver na lista, a empresa vende módulos com diferentes fatores de concentração.

** A empresa *Beijing Enterprises Holding* está em processo de venda de seu negócio de energia fotovoltaica.

*** Alitec também forneceu Seguidores para algumas instalações da empresa SOITEC.

Tabela 3.5 - Resumo das empresas de módulos para sistemas LCPV, existentes até final de 2014.

Resumo das empresas de módulos para sistemas LCPV					
Empresa	País	Região	Fator de concentração*	Tipo de sistema	Capacidade Instalada [MW]
Solaria	EUA	Califórnia	2,3	Vidro texturizado, <i>small strips</i> de células c-Si, <i>building-integrated CPV (BICPV)</i>	15,4
SunPower	EUA	Califórnia	7	Calha parabólica, células de c-Si.	8
Abengoa Solar	Espanha	Madrid	2,0 - 4,0	Espelhos	1,3
Cogenra Solar	EUA	Califórnia	14	Óptica refletiva, células Si, híbrido fotovoltaico - térmico.	0,2
Absolicon Solar Concentrator	Suécia	Harnosand	10	Óptica refletiva, células Si, híbrido fotovoltaico - térmico.	0,1
Whitfield Solar (agora subsidiária da Frazer-Nash)	Reino Unido	N/D	40	Lentes de Fresnel, células de c-Si.	<0,1
Banyan Energy	EUA	Califórnia	10	Óptica de reflexão interna, células de c-Si.	N/D
GreenField Solar	EUA	Ohio	N/D	Óptica refletiva	N/D
IDHelio	França	N/D	50	Espelho de Fresnel, híbrido fotovoltaico - térmico.	N/D
Pacific Solar Tech	EUA	Califórnia	N/D	Lentes de domo, células de c-Si.	N/D
Prism Solar Technologies	EUA	Nova York	N/D	Filme holográfico, células de c-Si, <i>building-integrated CPV</i>	N/D
Silicon CPV (CPV parece estar apenas em_P&D)	Reino Unido	Essex	120	Fresnel, células de c-Si.	N/D
Stellaris	EUA	North Billerica	3	<i>Static, PV window tiles, células de c-Si, building-integrated CPV</i>	N/D
Sunengy	Austrália	Sydney	N/D	Fresnel, células de c-Si, Módulo flutuante.	N/D
Sunseeker Energy	Suíça	Schindellegi	N/D	Lentes	N/D
Zytech Solar	Espanha	Zaragoza	4,0 - 120	Lente prismática, células de c-Si.	N/D

Fonte: adaptado de (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015).

*Se o sistema é híbrido (PV e térmico), só se considera a parte PV.

Apesar destas dificuldades no mercado de sistemas CPV, a potência instalada tem crescido significativamente desde 2011, como pode ser visto na Figura 3.13, e grandes negociações, como o plano da *SunPower* para instalar 70 MW de LCPV na Mongólia, ainda estão sendo feitas. Além disso, *Soitec* continua a instalação de usinas de energia na África do Sul, China e Estados Unidos. *Suncore* instalou 140 MWp em *Goldmud*, China. Do mesmo modo, o mercado de seguidores solares também tem feito grandes progressos nos últimos anos, sendo agora mais barato e mais confiável do que no passado (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015).

3.3.3 Plantas CPV no mundo

Sistemas de diferentes tecnologias foram instalados nos últimos anos, com uma tendência crescente na potência das plantas fotovoltaicas, que são sempre na faixa de centenas de quilowatt a megawatt. Como se pode apreciar na Figura 3.13, a maior participação, mais de 90% da capacidade instalada até à data, é sob a forma de HCPV.

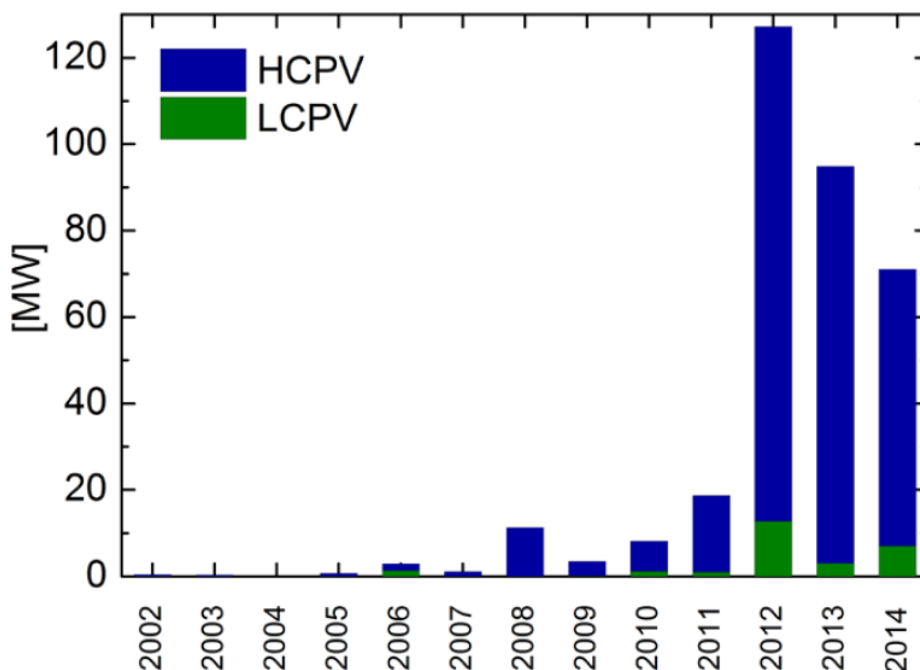


Figura 3.13 - Capacidade global instalada anual de sistemas CPV.

Fonte: adaptada de (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015).

As primeiras usinas que ultrapassavam 1 MWp foram instaladas na Espanha em 2006, e praticamente toda a capacidade instalada até 2009 estava nesse país. A partir do ano 2010, começaram a ser construídas usinas CPV de mais de 1 MWp em vários outros países. Como pode ser apreciado na Figura 3.13, houve um aumento significativo na potência instalada no mundo de 2011 para 2013, devido à instalação de cerca de 140 MWp em *Goldmud*, China, durante os anos 2012 e 2013.

Enquanto à diversificação regional da capacidade instalada, atualmente, como mostrado na Figura 3.14, os países com mais capacidade instalada são: China, Estados Unidos, África do Sul, Itália e Espanha.

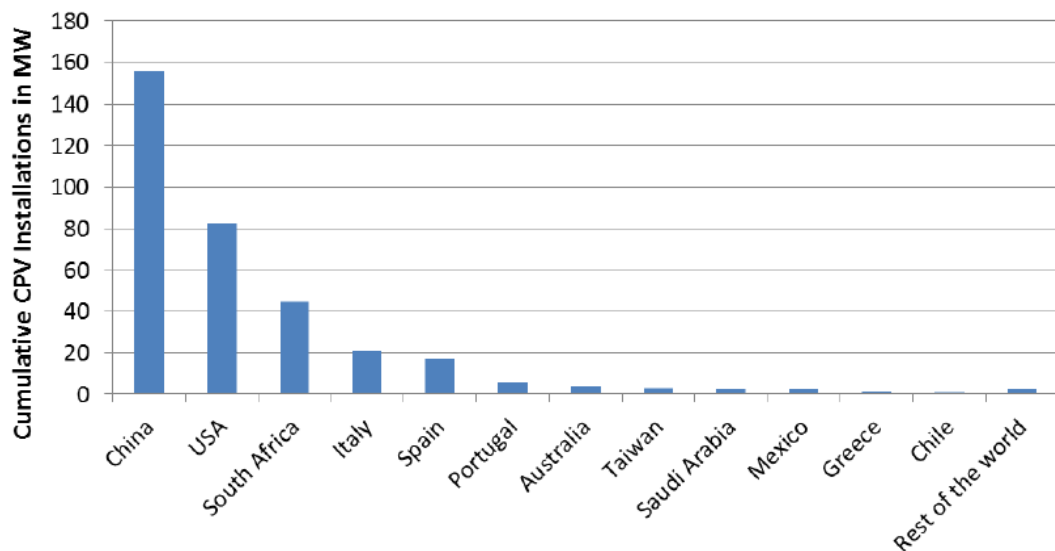


Figura 3.14 - Capacidade instalada acumulada de CPV por país até o final de julho de 2015.

Fonte: (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015).

A China é, sem dúvida, o líder em potência instalada, com pouco mais de 140 MWp instalados pela empresa *Suncore*. A Figura 3.15 mostra um exemplo de uma das usinas HCPV instaladas na China. A usina está localizada na província de *Qinghai*, a uma altitude aproximada de 2.740 m, no noroeste do país, e entrou em funcionamento em 2013, e até hoje é a maior usina HCPV no mundo (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015) e (SUNCORE, 2015).

A Figura 3.16 mostra a usina *Alamosa*, de 30 MW em Colorado, EUA. Esta usina usa módulos HCPV com lentes de Fresnel, de cerca de 60 kWp, da empresa *Amonix*, hoje *Arzon*

Solar, instalados em cerca de 500 seguidores de dois eixos tipo pedestal. Iniciou seu funcionamento em 2012 (CLEANENERGY, 2012).



Figura 3.15 –Usina HCPV de 60 MWp em *Golmud*, na China.

Fonte: (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015) e (SUNCORE, 2015).



Figura 3.16 – Usina *Alamosa* (30 MWp) em Colorado, EUA.

Fonte: (PHILIPPS, BETT, *et al.*, 2015) e (STANTEC, 2012).

A Figura 3.17 mostra parte da usina HCPV de 12 MWp, denominada “Parque Solar de Villafranca”, instalada pela empresa *Guascor-Fotón* em Villafranca, Espanha (GUASCOR, 2008).



Figura 3.17 – Parte da planta de 12 MWp, com CPV de óptica refrativa, em *Villafranca*, Espanha.

Fonte: (GUASCOR, 2008).

Exemplos de usinas menores são apresentados a seguir. A Figura 3.18 mostra parte da planta de 500 kWp, instalada em *Castilla La Mancha*, Espanha, pela empresa *SolFocus*, com módulos concentradores que utilizam elementos reflexivos, baseados no refletor *Cassegrain* (HERING, 2008).

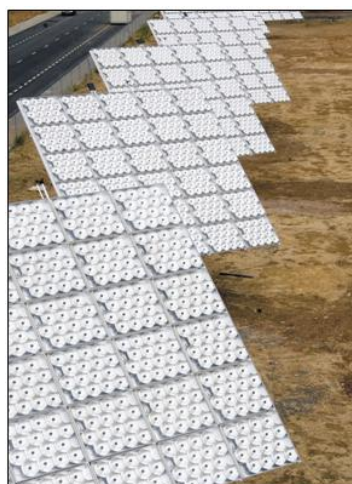


Figura 3.18 - Parte da planta de 500 kW, com CPV de elementos reflexivos baseados no refletor *Cassegrain*, em *Castilla La Mancha*, Espanha.

Fonte: (HERING, 2008).

A planta fotovoltaica de 220 kW mostrada na Figura 3.19 está instalada em *Hermannsburg*, Austrália.



Figura 3.19 - Planta fotovoltaica de 220 kW, com CPV de óptica reflexiva, em *Hermannsburg*, Austrália.

Fonte: (VERLINDEN, LEWANDOWSKI, *et al.*, 2008).

Seguindo essa tendência de grandes plantas CPV, alguns fabricantes têm fornecido material para projetos destinados a avaliar e comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos com concentrador em instalações com potência da ordem de megawatt. Dentre esses projetos, destaca-se o do ISFOC, pela sua sigla em espanhol -*Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración*, localizado na parte central da Espanha, em *Puertollano, Castilla La Mancha*.

O ISFOC tem como objetivos disseminar a tecnologia dos sistemas CPV a nível mundial e tornar-se um centro de referência em pesquisa e desenvolvimento, formando pesquisadores e mão-de-obra qualificada para trabalhar com esta tecnologia. As plantas financiadas pelo ISFOC tiveram o total de 3 MWp, fornecidos por sete empresas diferentes. As empresas *Isofotón*, *Solfocus* e *Concentrix Solar* instalaram 1,7 MWp e os restantes 1,3 MWp foram outorgados às empresas *Emcore*, *ArimaEco*, *Sol3G* e *Concentración Solar La Mancha-Renovalia* (RUBIO, 2007), (RUBIO, MARTINEZ, *et al.*, 2008).

A Figura 3.20 mostra o campo de testes do projeto do ISFOC, em *Puertollano*, com 800 kWp de sistemas CPV instalados, sendo 200 kWp da *Concentrix*, 200 kWp da *SolFocus* e 400 kWp da *Isofotón* (HERING, 2008).



Figura 3.20 - Campo de testes do ISFOC em *Puertollano*, Espanha, com sistemas CPV instalados, sendo: 200 kW_N da *Concentrix*, frente, 200 kWp da *SolFocus*, atrás à esquerda, e 400 kWp da *Isofotón*, atrás à direita.

Fonte: (HERING, 2008).

A Tabela 3.6 apresenta um resumo das pesquisas realizadas com as usinas CPV instaladas no mundo até 2012. Ressalta-se os elevados valores de produtividade anual, da ordem de 2.200 a 3.200 kWh/kWp, obtidos para os sistemas com concentração e células multijunção.

Tabela 3.6 - Resumo das pesquisas realizadas com usinas CPV instaladas no mundo até 2013.

Tipo de sistema / Concentração	Fabricante do sistema	Tecnologia da célula	Local da Instalação	Potência Instalada	Produtividade (kWh/kWp)	Referências
BAIXA CONCENTRAÇÃO						
Fixo	-	c-Si	Puerto Real, Espanha	2,97 kWp		GÓMEZ-GIL et al., 2011
			Palma del Río, Espanha	13,25 kWp		
Seguidor de 1 eixo (Vertical)	-	c-Si	Cala, Espanha	100 kWp	1452	
			Herrera, Espanha	136,6 kWp		
			Navalcarciña, Espanha	5,69 kWp		
			Villanueva de Mesía, ES	5,78 kWp		
			Alcolea del Río, ES	100,98 kWp	1939	
			Soleraño, Espanha	10,64 kWp		
Seguidor de 2 eixos	-	c-Si	Villanueva de la Reina, ES	93,6 kWp		
			Puebla de los Infantes, ES	102,4 kWp		
			Utrera, Espanha	113,4 kWp	2001	
			Cascanite, Espanha	7,3 kWp		
			Tudela I, Espanha	6,3 kWp		
			Tudela II, Espanha	34 kWp		
			Olite, Espanha	11,34 kWp		
			Cáceda, Espanha	5,94 kWp		
			Autol, Espanha	7,48 kWp	1906	
			SumPower, Aterosa, Sanyo	c-Si, m-Si, a-Si	Nicosia, Chipre	1,02 kWp
		Siturgart, Alemanha	1,02 kWp	1194		
ALTA CONCENTRAÇÃO						
SFVC / Alta concentração	Amonix Guascor Photon	Multiplicação	Vilafranca, Espanha	7,8 MWp	1220	GÓMEZ-GIL et al., 2011
			Alamossa, EUA		2950	KINSEY, 2011
			Denver, EUA	60 kWp	2150	
SFVC / Alta concentração (650X)	SolFocus	Junção tripla/SF-1100S	Tucson, EUA		2750	KING, 2010
			Monte Alto, Itália	8,4 kWp	-	
			Palo Alto, EUA	8,4 kWp	-	
			Puertollano, Espanha	6,15 kWp	-	
			Tempe, EUA	2,5 kWp	-	
SFVC / Alta concentração (650X)	SolFocus	Junção tripla/SF-1100S	East Oweinat, Egito	9,25 kWp	3350	REZK e EL-SAYED, 2013
SFVC / Alta concentração (500X)	Soltec Concentrix	Junção tripla/CX-P6		6,75 kWp	3280	
SFVC / Alta concentração (380X)	-	Junção tripla (32%)	Catania, Itália	7,16 kWp	-	ALEO et al., 2010
SFVC / Alta concentração (1000X)	Sempitius	Junção dupla III-V	Tucson, EUA	1 kWp	> 2500	GHOSAL et al., 2011
SFVC / Alta concentração (500X)	Amonix Guascor Photon	c-Si	Écija, Espanha	1,5 MWp	1659	GÓMEZ-GIL et al., 2011

4 AVALIAÇÃO OPERACIONAL DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM SEGUIMENTO EM DOIS EIXOS E MÓDULOS COM E SEM CONCENTRAÇÃO INSTALADOS EM ILHA SOLTEIRA

Neste capítulo apresenta-se uma análise operacional comparativa entre dois sistemas com seguimento solar em dois eixos, um com módulos de concentração e o outro com módulos planos, instalados em Ilha Solteira – SP. Os dados utilizados são os registros da geração de energia elétrica e do recurso solar durante os três primeiros anos de operação dos sistemas, desde outubro de 2013 até setembro de 2016. A análise provê um conjunto de informações importantes para a utilização de SFC no Brasil e, em particular, no Oeste do estado de São Paulo.

4.1 Descrição dos sistemas

Em setembro de 2013 foram instalados dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede com seguimento em dois eixos da trajetória solar, um de 13,4 kWp com módulos de concentração e outro de 7,2 kWp com módulos planos de silício policristalino, no Campus III da UNESP em Ilha Solteira/SP, próximo ao prédio do departamento de Engenharia Elétrica, como mostra a Figura 4.1. Esta região, o Oeste do Estado de São Paulo, apresenta valores elevados de irradiação direta normal, ver a Figura 4.2, que variam na faixa de 2.100 a 2.300 kWh/m².ano, fazendo dessa região um ótimo local de instalação (RODRIGUEZ, ALMEIDA, *et al.*, 2014).

Os sistemas fotovoltaicos instalados fazem parte do projeto de P&D 0385-0031/2011 “Seguidores solares para sistemas fotovoltaicos conectados à rede: sistemas com e sem concentração”, financiado pela ELEKTRO e executado pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo – IEE/USP. A Figura 4.3 mostra os dois sistemas já instalados.



Figura 4.1 - Localização dos sistemas com e sem concentração, círculo vermelho, no Campus III da UNESP. Coordenadas: 20.39°S 51.35°O.

Fonte: *Google Earth*, 01/10/2016.

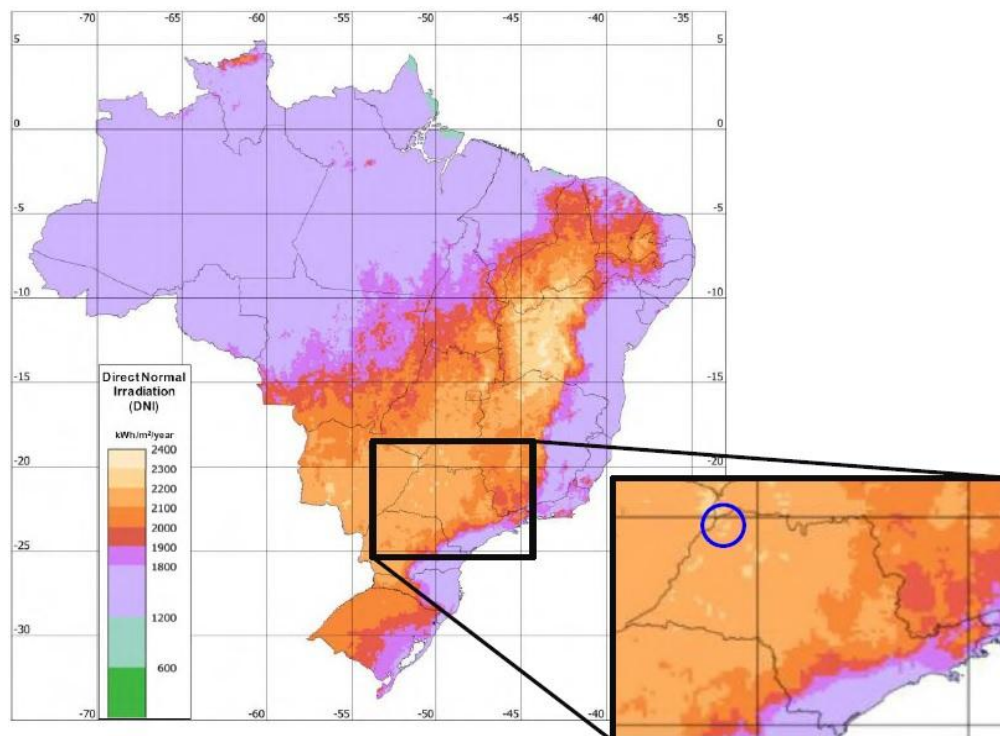


Figura 4.2 - Mapa brasileiro de irradiação direta normal com ampliação da região de Ilha Solteira, assinalada pelo círculo azul.

Fonte: adaptado de (VIANA, 2010)



Figura 4.3 - Seguidores instalados no campus III da UNESP com módulos de concentração à esquerda e com módulos planos à direita.

Fonte: Arquivo fotográfico do LSF.

4.1.1 Sistema com concentração

O sistema com concentração, ou CPV – *Concentrated Photovoltaic*, é constituído por um gerador fotovoltaico de 13,44 kWp, formado por 48 módulos de concentração de 280 Wp, e um inversor de conexão à rede com potência nominal de 12 kW. Um diagrama unifilar deste sistema é apresentado na Figura 4.4.

Os módulos que compõem o gerador fotovoltaico são do fabricante DAIDO, modelo DACPV-280W25. Estes módulos usam como elemento óptico de concentração lentes de Fresnel com fator de concentração de 820X, e possuem 25 células de tripla junção de InGaP/GaAs/Ge com 38,5% de eficiência, sendo 28% a eficiência total do módulo e ao redor de 23% a eficiência do sistema, cujas especificações são apresentadas no Anexo A. O inversor é do fabricante SMA, modelo Sunny Tripower 12000TL-10, sem transformador, e possui sistema de monitoramento e aquisição remota de dados via internet ou Bluetooth. O Anexo B apresenta as descrições técnicas deste inversor.

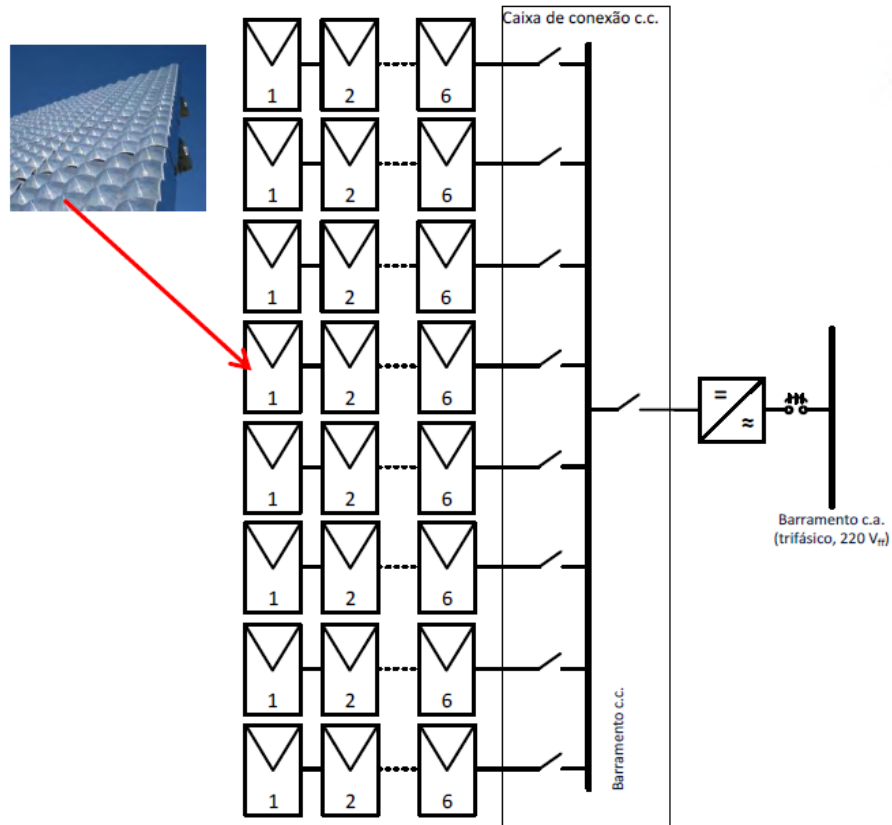


Figura 4.4 - Diagrama unifilar do sistema CPV.

4.1.2 Sistema sem concentração

O sistema sem concentração, ou PV – *Photovoltaic*, é formado por um gerador fotovoltaico de 7,2 kWp, constituído por 40 módulos planos de 180 Wp, e um inversor de conexão à rede com potência nominal de 8 kW. Um diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 4.5.

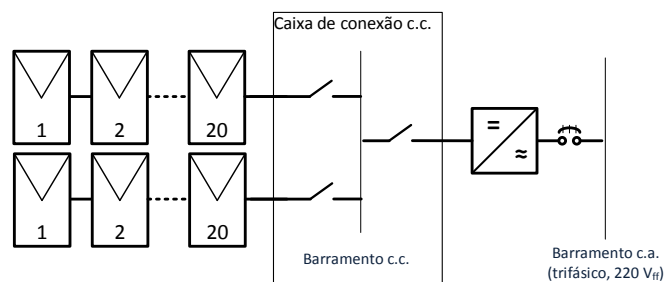


Figura 4.5 - Diagrama unifilar do sistema PV.

Os módulos são do fabricante ILB HELIOS, modelo LIG180W6P. Possuem 48 células de silício policristalino e eficiência de 13,88%. O inversor, assim como no sistema com concentração, também é do fabricante SMA, modelo Sunny Tripower 8000TL-20, sem transformador e com sistema de monitoramento e aquisição remota de dados. Descrições técnicas deste inversor são apresentadas no Anexo C.

4.1.3 Seguidores solares

Ambos os sistemas CPV e PV utilizam o mesmo modelo de seguidor de dois eixos do tipo azimutal/elevação, do fabricante BSQSolar, modelo BSQ-D280/53CPV *Sun Tracker*, que possui precisão de 0,1°. Descrições técnicas dos seguidores estão disponíveis no Anexo D.

4.1.4 Estação solarimétrica

Para avaliar o recurso solar disponível e, com isso, calcular o desempenho dos sistemas fotovoltaicos CPV e PV, foi instalada nas proximidades dos referidos sistemas uma estação solarimétrica que é apresentada na Figura 4.6. Esta estação mede e registra as radiações solares direta normal, global e difusa, além da direção e da velocidade do vento, da temperatura ambiente e da umidade relativa do ar.

Para a medição da radiação direta normal, a estação conta com um pireliômetro instalado em um pequeno seguidor solar de alta precisão. Já para a medição das radiações global e difusa, a estação utiliza dois piranômetros no plano horizontal, sendo que o piranômetro que mede a radiação difusa possui uma esfera de sombreamento, acoplada ao seguidor solar, para bloquear a radiação direta. A Tabela 4.1 mostra a descrição dos sensores presentes na estação.



Figura 4.6 - Estação solarimétrica.

Fonte: Arquivo fotográfico do LSF.

Tabela 4.1 - Descrição dos sensores presentes na estação solarimétrica.

Variável ambiental	Sensor	Descrição
Irradiação difusa	Piranômetro no plano horizontal com esfera de sombreamento instalada no seguidor solar da estação	Tipo: padrão secundário Precisão: 0,2% Fabricante: Kipp & Zonen
Irradiação global	Piranômetro no plano horizontal	
Irradiação direta normal	Pireliômetro instalado no seguidor solar da estação	Tipo: primeira classe Precisão: 0,2% Fabricante: Kipp & Zonen
Velocidade e direção do vento	Anemômetro de pá com veleta, instalado a 3 m	Precisão (velocidade): 0,25% Precisão (direção): 3°
Temperatura ambiente	Termo-higrômetro, instalado a 2 m	Precisão (temperatura): 1% Precisão (umidade relativa do ar): 1%
Umidade relativa do ar		

A estação conta, ainda, com um *datalogger* que monitora a cada segundo os dados provenientes dos sensores, registrado a cada 10 minutos os valores médios e acumulados em arquivos csv diários, os quais são enviados diariamente ao fim do dia, via modem GPRS, para um servidor remoto.

4.2 Coleta de dados e indisponibilidade

Para realizar a análise de desempenho e de operação dos sistemas, e calcular as figuras de mérito Y_F , FC e PR, foram utilizados os dados de geração diária informados pelos inversores, e os de irradiação diária obtidos da estação solarimétrica. No entanto, em muitas ocasiões, e por diversos motivos, não foi possível contar com alguns desses dados diários. Deste modo, foi realizado um levantamento dos dias com indisponibilidade de dados, os quais foram retirados dos cálculos.

A indisponibilidade de dados da estação solarimétrica deve-se, principalmente, a falhas de comunicação entre a estação e o servidor remoto devido à instabilidade do sinal de telefonia móvel no local. Já a indisponibilidade de dados da geração está associada a falhas técnicas da instalação, a falhas do sistema de aquisição dos inversores e a falhas no fornecimento da rede elétrica, que, neste último caso, afeta os dois sistemas igualmente, pois tanto os inversores como os seguidores deixam de operar. A Figura 4.7 apresenta as porcentagens da indisponibilidade total para cada ano e, a Figura 4.8, a indisponibilidade total durante os três anos analisados.

Como para calcular o PR é necessário dispor dos dados de geração diária com os seus correspondentes dados de irradiação diária, foram descartados os dias que tiveram indisponibilidade de dados solarimétricos e/ou de geração. Já para o cálculo da Y_F e do FC, que não dependem da irradiação, só foram descartados os dias que apresentaram indisponibilidade de dados de geração.

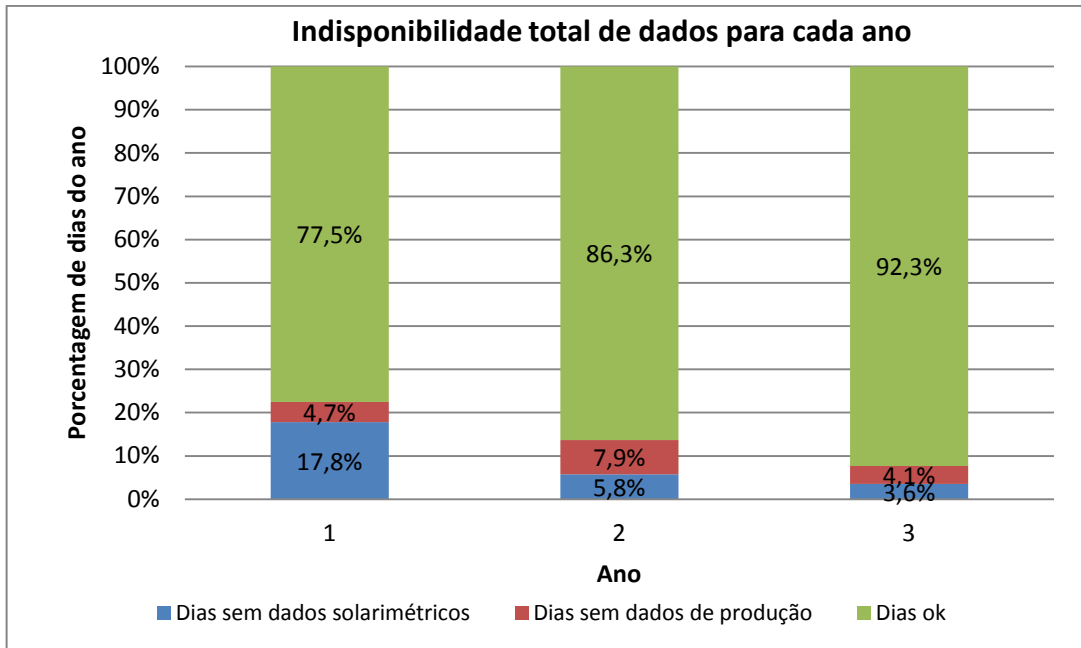


Figura 4.7 - Indisponibilidade anual total de dias sem dados.

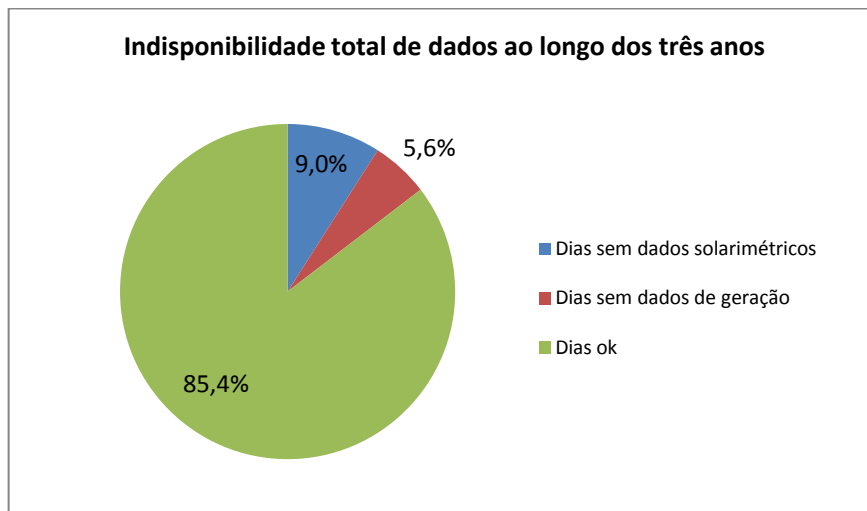


Figura 4.8 - Indisponibilidade total de dados durante os três anos analisados.

4.3 Resultados operacionais

Foram analisados o desempenho e a operação dos sistemas durante os três primeiros anos de funcionamento, desde outubro de 2013 até setembro de 2016.

4.3.1 Sistema PV

Para a análise deste tipo de sistema deve ser considerada a irradiação total no plano dos módulos, ou seja, a soma da irradiação direta normal, da irradiação difusa no plano dos módulos e do albedo. Devido à indisponibilidade de medições da irradiação difusa no plano dos módulos e do albedo, utilizou-se a irradiação difusa horizontal. Essa consideração não prejudica a análise, pois a contribuição do albedo não é significativa, já que o solo onde estão instalados os sistemas não possui refletividade apreciável e considerar apenas a parcela da irradiação difusa “vista” pelos módulos não faria mais do que melhorar muito pouco os valores do PR.

A Figura 4.9 apresenta o comportamento do sistema PV em um dia de céu claro. Observa-se perturbações causadas por nuvens ao redor das 08h38min e ao redor das 18h14min. Contudo, a potência c.a. de saída mantém-se quase constante durante grande parte do dia devido ao seguimento solar. Nesse dia, o sistema gerou 65,9 kWh, o equivalente a uma Y_F de 9,1 kWh/kWp, atingindo um PR de 84%, como mostra a Tabela 4.2.

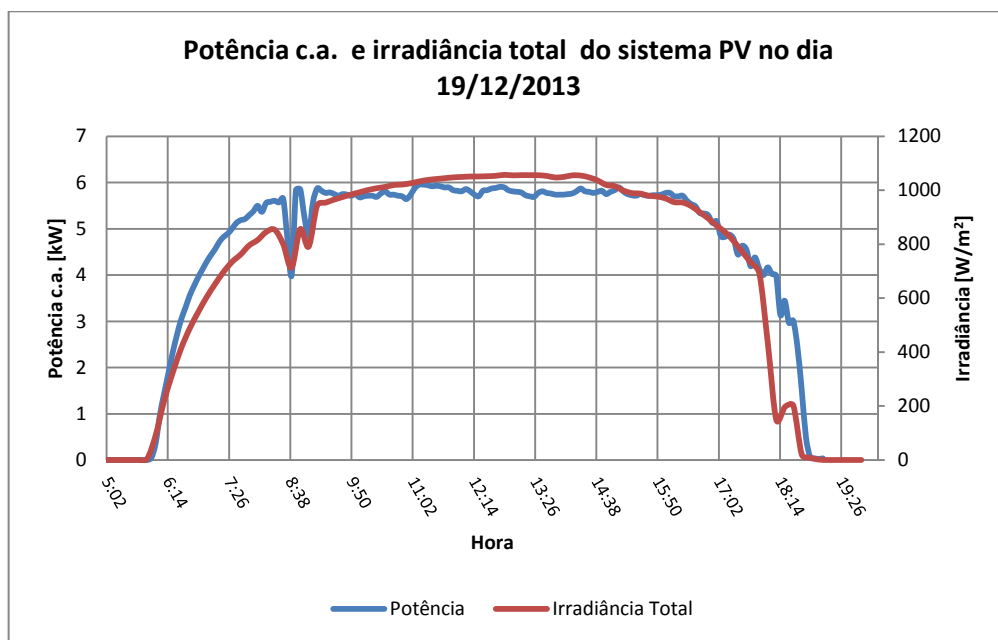


Figura 4.9 – Potência c.a. e Irradiância Total do Sistema PV em um dia de céu claro.

Tabela 4.2 - Dados de irradiação, produção e desempenho do sistema PV no dia de céu claro apresentado na Figura 4.9.

Irradiação, H_{TOT}	10,9	[kWh/(m ² .dia)]
Energia Gerada, $E_{c.a.}$	65,9	[kWh]
Produtividade Final, Y_F	9,1	[kWh/kWp]
Desempenho Global, PR	84,0%	[%]

Ao analisar a influência da H_{TOT} no PR, como mostra a Figura 4.10, pode-se observar que em dias com H_{TOT} maiores que 4 kWh/(m².dia) a tendência do PR é ficar na faixa entre 80 e 90%. Já para dias com valores de H_{TOT} menores que 4 kWh/(m².dia), pode-se observar que, na medida em que H_{TOT} decresce, também decresce o PR. Esse comportamento pode ser explicado pelas perdas de eficiência das células FV em condições de baixa irradiância e do inversor ao trabalhar com potência reduzida.

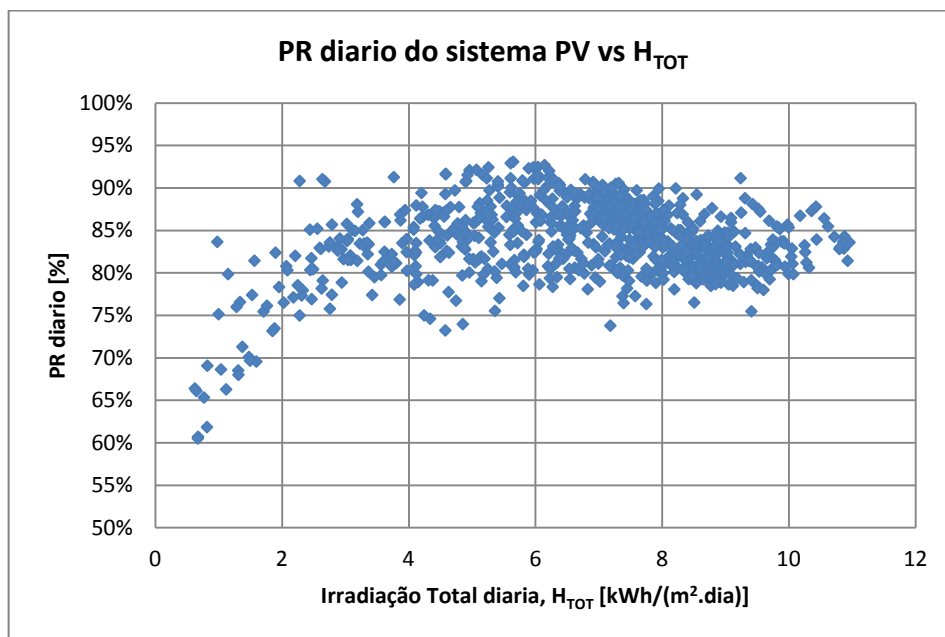


Figura 4.10 - PR diário do sistema PV em função da H_{TOT} .

Os valores do PR mensal são apresentados na Figura 4.11, onde a queda acentuada do PR no segundo ano de operação, entre os meses de dezembro de 2014 e março de 2015, chama a atenção. Este evento será detalhado no decorrer desta seção.

Desconsiderando o período de baixo PR mencionado anteriormente, pode-se observar, no primeiro e no terceiro ano e no segundo semestre do segundo ano de operação, que o comportamento do PR segue a tendência esperada de crescimento nos meses de inverno e de

decremento na medida em que aproxima-se o verão, o que pode ser explicado pelas perdas provocadas pela temperatura do gerador FV, como explicado na seção 1.4.4.

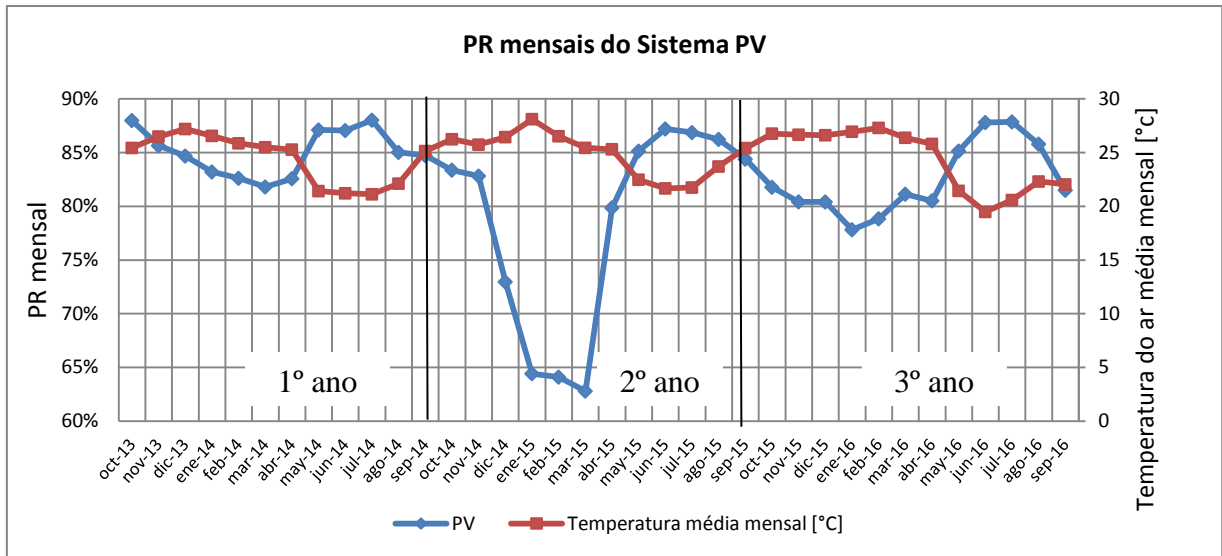


Figura 4.11 - PR mensais do sistema PV.

Com respeito à queda abrupta do PR no primeiro semestre do segundo ano de operação, este comportamento foi provocado pelo mau funcionamento do seguidor a partir de meados de dezembro de 2014. O fabricante do seguidor foi contatado, e um conjunto de testes foi realizado para identificar a causa do problema. Descobriu-se, então, que o problema era o atuador do eixo horizontal, responsável pelo seguimento do ângulo da altura solar, que havia queimado. Na Figura 4.12 pode-se ver algumas imagens do atuador danificado, bem como o seu motor queimado. Cabe ressaltar neste ponto que, embora o seguidor estivesse parado, o sistema PV continuou gerando energia, pois os módulos planos não necessitam de incidência perpendicular para operar corretamente.

Identificado o problema, os procedimentos de importação, substituição, e operacionalização do atuador demoraram cerca de três meses, de maneira que o seguidor voltou a funcionar normalmente no início de abril de 2015. Esta experiência evidencia a grande importância que tem para usinas fotovoltaicas comerciais que utilizem seguimento solar, nas quais os tempos de manutenção pode ser crítico, contar com suficientes peças de reserva para solucionar rapidamente possíveis falhas como a que foi mencionada.

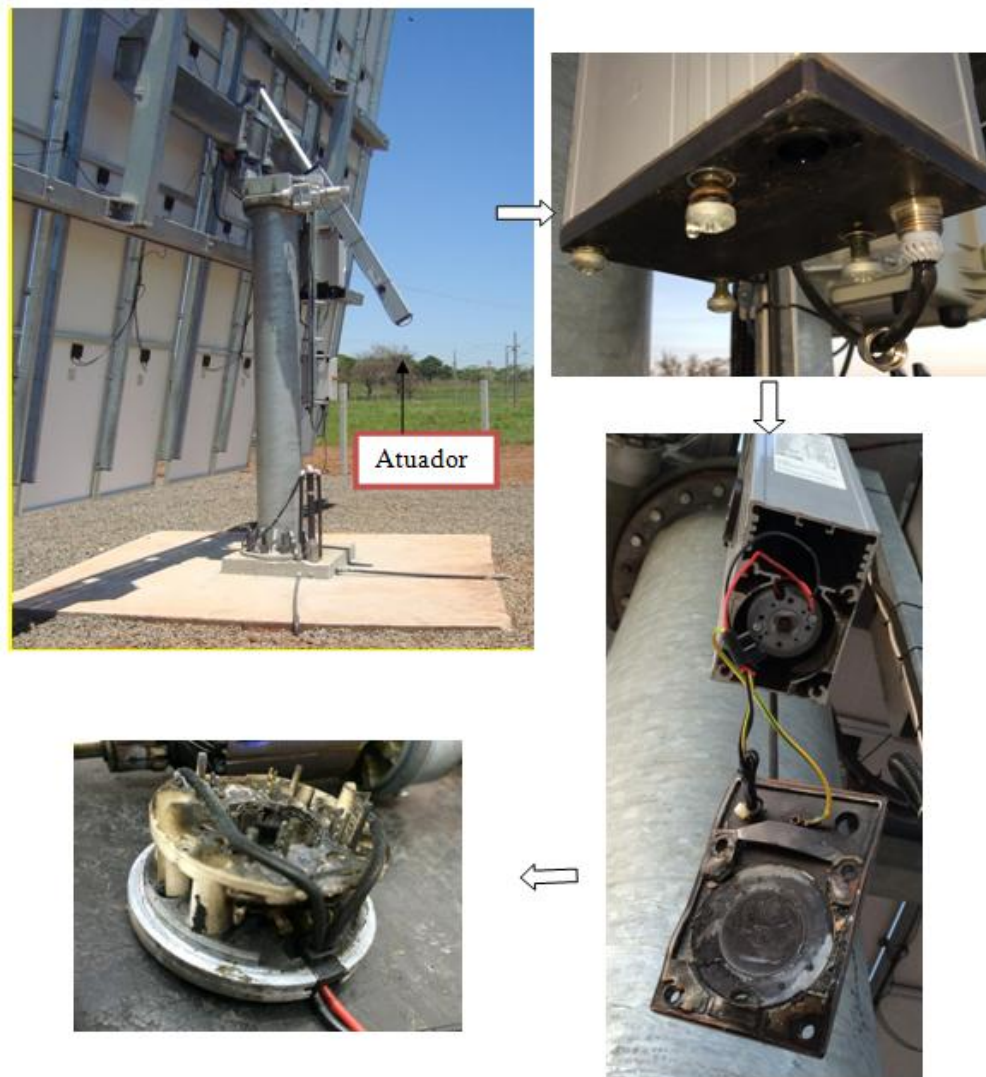


Figura 4.12 - Fotos da avaria do atuador horizontal do seguidor do sistema PV.

Fonte: Arquivo fotográfico do LSF.

Para o cálculo do PR anual, utilizou-se a relação entre a produtividade diária, Y_F , e a produtividade de referência diária, Y_R , ao longo do primeiro e do terceiro anos de operação, como mostra a Figura 4.13. O segundo ano de operação, devido ao problema operacional mencionado anteriormente, não foi considerado. Os valores de PR apresentados na Figura 4.13 podem ser resumidos por regressões lineares, onde as declividades das regressões representam os PR médios anuais. Deste modo, o primeiro ano teve um PR de 84,6%, enquanto que o terceiro teve um PR um pouco menor, de 82,4%. A diferença entre estes PR é de 2,2 pontos percentuais, de maneira que a redução média anual é de 1,1 pontos percentuais, o que está dentro da faixa esperada para uma instalação fotovoltaica, e pode ser explicada pela

degradação natural da célula de silício cristalino, que está ao redor de 0,5% ao ano, e pelas perdas associadas à sujeira acumulada no gerador.

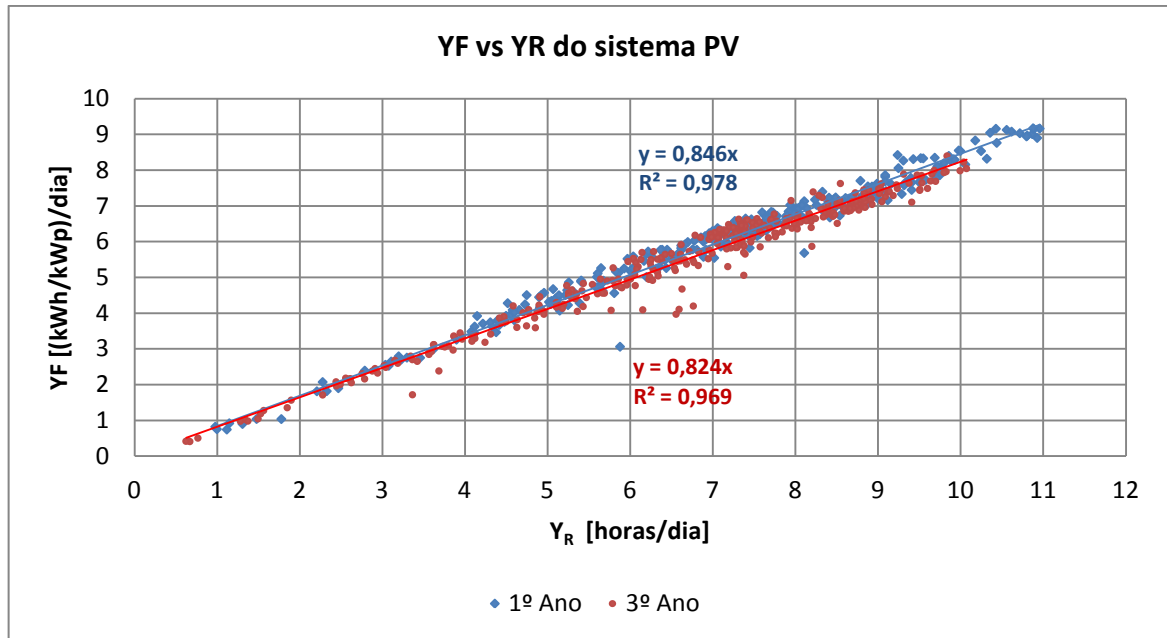


Figura 4.13 - Relação entre a produtividade final e o recurso solar no sistema PV.

Na Tabela 4.3 é apresentado um resumo dos valores anuais do PR, da H_{TOT} e da energia c.a. injetada na rede considerando os dias com disponibilidade das medições do inversor e da estação solarimétrica, pois, como mencionado na seção 4.2, a indisponibilidade de dados influenciou o cálculo dos parâmetros de desempenho. A Tabela 4.3 mostra o número total de dias que estes valores representam, assim, por exemplo, o PR do primeiro ano é representativo de 287 dos 365 dias do ano. Contudo, cabe destacar que, como o PR é um valor relativo, uma disponibilidade como a observada no sistema PV é suficiente para fornecer uma boa estimativa do que seria um valor obtido com 100% de disponibilidade. Cabe ressaltar, também, que o valor do PR do segundo ano reflete a anomalia reportada no primeiro semestre deste ano.

Tabela 4.3 - Resumo do desempenho anual em termos do PR do sistema PV.

SISTEMA PV						
Ano	Ec.a. (kWh)	H_{TOT} (kWh/m ² .ano)	PR	Dias ok	Dias Perdidos	Indisponibilidade total de dados
1	12,374.6	2,026.8	84.8%	287	78	21.4%
2	11,843.2	2,104.8	78.1%	315	50	13.7%
3	13,221.7	2,228.0	82.4%	338	28	7.7%

A Tabela 4.4 apresenta o resultado anual da produtividade final e do fator de capacidade para o sistema PV, onde se observa a redução da indisponibilidade quando comparada com a Tabela 4.3. Como o cálculo destes parâmetros não dependem dos dados de irradiação, apenas a indisponibilidade das medições do inversor foram consideradas no cálculo de Ec.a.

Tabela 4.4 - Resumo do desempenho anual em termos de Ec.a., Y_F e FC do sistema PV.

Sistema PV						
Ano	Ec.a. (kWh)	YF (kWh/kWp)	FC (%)	Dias sem dados de geração	Dias ok	Indisponibilidade de dados de geração
1	14.840,2	2.061,1	24,7%	17	348	4,7%
2	12.691,5	1.762,7	21,9%	29	336	7,9%
3	13.645,1	1.895,2	22,5%	15	351	4,1%

4.3.2 Sistema CPV

Para a análise do sistema CPV considera-se a irradiação direta normal no plano dos módulos e a geração de energia em c.a. A Figura 4.14 exemplifica o comportamento deste sistema em um dia de céu claro, onde se observa que a potência máxima que o sistema atingiu está ao redor de 10 kW para uma G_{DIRN} próxima dos 1000 W/m².

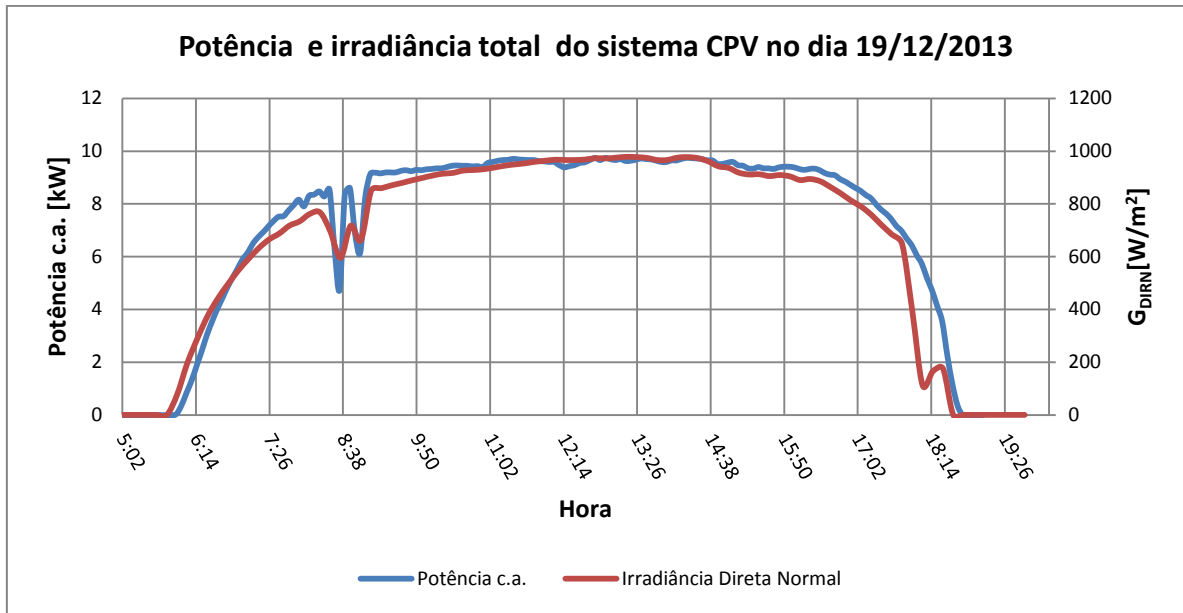


Figura 4.14 - Potência e Irradiância Direta Normal no Sistema CPV em um dia de céu claro

No dia considerado o sistema recebeu uma H_{DIRN} de $9,94 \text{ kWh/m}^2$, equivalente a uma Y_R de $9,94 \text{ h}$. A energia gerada no dia foi de $103,8 \text{ kWh}$, resultando em uma Y_F de $7,7 \text{ kWh/kWp}$ e em um PR de $77,7\%$. Esses dados estão organizados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Dados de irradiação e produção do sistema CPV em um dia de céu claro apresentado na Figura 4.14.

Variável	Valor
H_{DIRN} (kWh/m^2)	9,94
Y_R (horas)	9,94
$E_{c.a.}$ (kWh)	103,8
Y_F (kWh/kW_p)	7,7
PR (%)	77,7%

A relação entre Y_F e Y_R diários é apresentada na Figura 4.15 para cada um dos anos de operação do sistema. O primeiro ano apresentou um comportamento bastante peculiar, pois observa-se claramente uma redução acentuada de desempenho entre os sete primeiros meses de operação e os cinco restantes. Dessa forma, a produtividade do sistema foi distribuída em quatro linhas com diferentes declividades que correspondem aos 7 primeiros meses de operação, aos 5 meses seguintes, ao segundo ano de operação e ao terceiro ano de operação. Estas declividades, que correspondem aos PR médios para cada período em questão, estão

organizadas de forma decrescente, indicando uma redução contínua da produtividade com o passar do tempo.

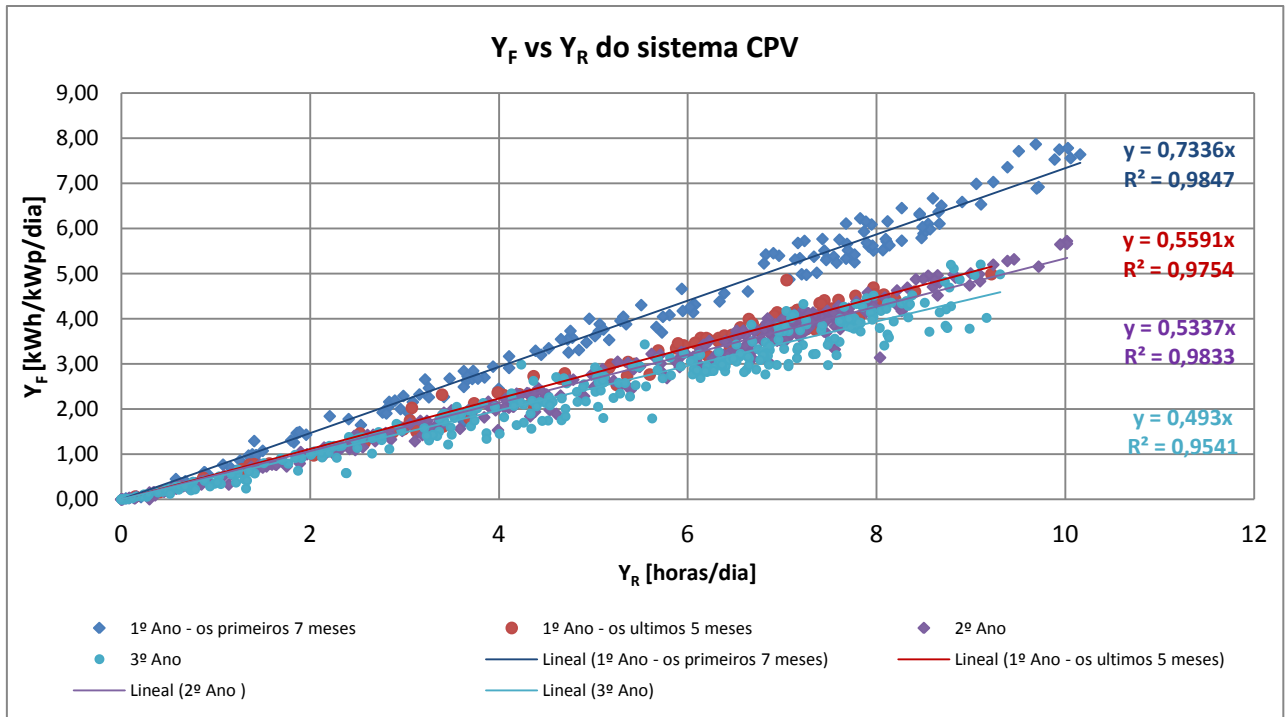


Figura 4.15 - Relação entre a produtividade e o recurso solar no sistema CPV.

Desta maneira, observa-se no gráfico que, a partir do oitavo mês do primeiro ano de operação, a produtividade do sistema teve uma forte queda, ao redor de 24%, o que indica algum tipo de falha ou mau funcionamento. Já para o segundo ano, a queda, com respeito ao período anterior, foi de 4,5% e, no terceiro ano, de 7,7%, registrando uma queda total de aproximadamente 33% quando comparado ao primeiro período do primeiro ano, como resume a Tabela 4.6

Tabela 4.6 - PR anuais do sistemas CPV.

Ano	PR médio	Queda respeito ao período anterior	Queda com respeito ao primeiro período
1º, primeiros 7 meses	73,4%	-	-
1º, últimos 5 meses	55,9%	-23,8%	-23,8%
2º	53,4%	-4,5%	-27,2%
3º	49,3%	-7,7%	-32,8%

Para melhor visualizar a diminuição da produtividade no decorrer do tempo, a Figura 4.16 apresenta os PR mensais ao longo do período analisado, onde se observa que nos primeiros sete meses o PR fica na faixa entre 70% e 75%, porém, a partir do oitavo mês, maio de 2014, a produtividade sofre uma queda abrupta como mencionado anteriormente.

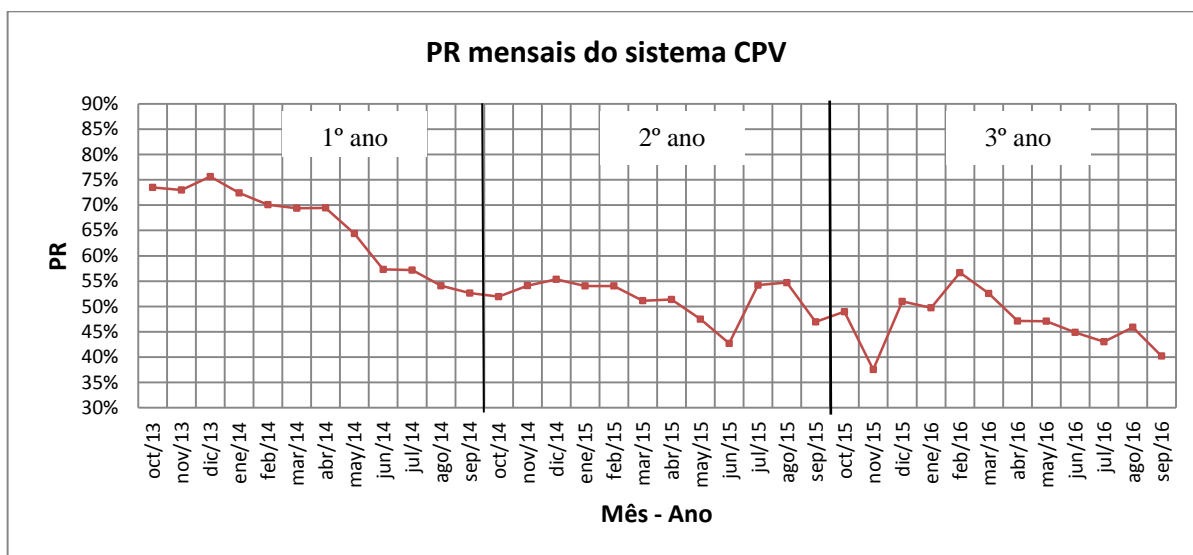


Figura 4.16 - PR mensais do sistema CPV.

Inicialmente pensou-se que a queda acentuada no primeiro ano de operação teria sido causada por alguma falha que comprometesse duas das oito séries fotovoltaicas em paralelo que compõem o gerador do sistema CPV, pois a queda da produtividade está ao redor de dois oitavos, $2/8 = 25\%$. Porém, uma inspeção elétrica do sistema CPV comprovou que todas as séries fotovoltaicas estavam conectadas e funcionando, o que descartou esta hipótese.

Outra suposição foi perda associada à sujeira acumulada no gerador, que, neste tipo de sistema, pode atingir valores superiores a 25% em apenas quatros meses (VIVAR, HERRERO, *et al.*, 2010). Contudo, esta suposição também foi descartada, pois o sistema foi lavado frequentemente ao longo dos três anos, e, mesmo supondo que, por casualidade, o evento da queda da produtividade tivesse acontecido no período entre as lavagens do gerador, uma vez realizada a lavagem seguinte, o sistema deveria ter voltado à condição anterior, o que obviamente não aconteceu.

Na última visita técnica realizada ao sistema ao final do período analisado, foram medidas as curvas I-V de oito módulos de concentração do gerador do sistema CPV. Para efeito de comparação, a Figura 4.17 mostra a curva I-V, nas STC⁸, fornecida pelo fabricante, enquanto que a Tabela 4.7 e a Figura 4.18 apresentam os resultados das curvas I-V, corrigidas para as STC, dos oito módulos medidos.

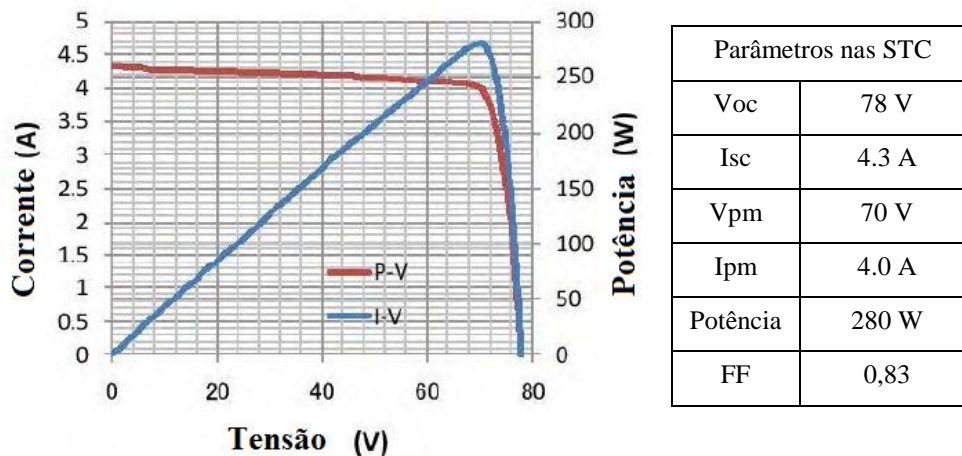


Figura 4.17 - Curva I-V e P-V dos módulos de concentração fornecidas pelo fabricante.

Tabela 4.7 - Resumo dos valores corrigidos para as STC das curvas I-V e P-V dos módulos do sistema CPV.

Modulo	Voc	Desvio Voc	Isc	Desvio Isc	Pmax	Desvio Pmax	FF
1	76,2	-2,30%	3,2	-26,20%	164,6	-41,20%	67,50%
2	79,2	1,60%	3,2	-26,20%	154,8	-44,70%	61,08%
3	79,1	1,40%	2,8	-34,40%	141,1	-49,60%	63,71%
4	71,5	-8,30%	2,5	-42,90%	99,1	-64,60%	55,44%
5	70,3	-9,90%	2,9	-31,50%	115,1	-58,90%	56,46%
6	76,2	-2,30%	3,2	-25,10%	169,7	-39,40%	69,59%
7	76	-2,60%	3,2	-25,00%	173	-38,20%	71,13%
8	76,1	-2,50%	3,3	-22,50%	173,6	-38,00%	69,13%
Média	75,6	-3,10%	3	-29,20%	148,9	-46,80%	64,26%

⁸ STC: *Standard Test Conditions*, Condições Padrão de Medidas: G de 1000 W/m², incidência normal, temperatura de célula de 25°C, AM de 1,5.

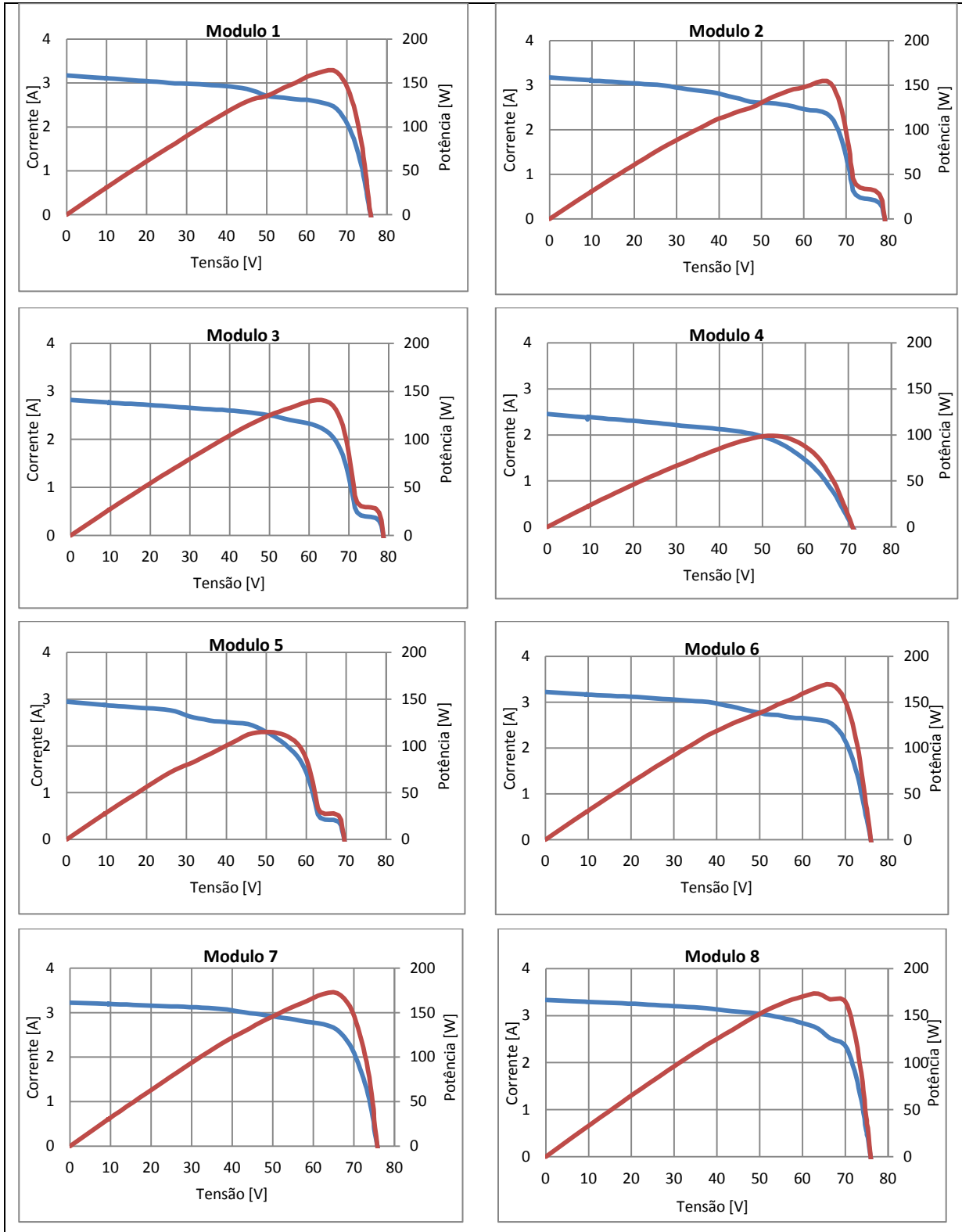


Figura 4.18 - Curvas I-V e P-V corrigidas para as STC de oito módulos de concentração do sistema CPV.

A maioria das curvas na Figura 4.18 apresentam parâmetros abaixo dos valores nominais de placa, em especial a potência máxima, que está na faixa de 100 a 170 Wp, valores que equivalem a uma diminuição com respeito à potência nominal do módulo de 64%

a 39%, respectivamente. Com respeito às formas das curvas I-V, percebe-se que todas elas apresentam deformações e seus diferentes perfis apontam para diferentes possíveis causas. Assim, por exemplo, os módulos 2, 3 e 5 apresentam deformações semelhantes às causadas geralmente por efeito de sombreamentos parciais em células, enquanto o módulo 4 apresenta deformações semelhante às causadas por valores de resistência série elevada e valores de resistência paralela baixa. Esses indícios fazem supor algumas possíveis causas para a queda acentuada da potência dos módulos:

- Desalinhamento do seguidor.
- Estrutura de suporte dos módulos desalinhada.
- Degradação fotoquímica das lentes.
- Degradação dos contatos metálicos das células.
- Degradação acentuada das células.
- Rachaduras ou danos às células.
- Penetração de umidade nos módulos.

Recomenda-se, para trabalhos futuros, a realização de ensaios/medições mais específicos que permitam verificar cada uma das hipóteses anteriores e, assim, encontrar as causas reais da perda de potência do sistema.

4.4 Comparação entre o sistema CPV e o sistema PV

Devido aos problemas apresentados pelo sistema CPV a partir do segundo semestre do primeiro ano de operação, como detalhado na seção anterior, somente foi possível fazer uma comparação entre os dois sistemas no primeiro semestre de operação de ambos, desde outubro de 2013 até março de 2014.

Nesse período, o sistema CPV gerou 7.122 kWh, enquanto que o sistema PV gerou 6.245 kWh, tendo o sistema CPV gerado cerca de 14% a mais. A Figura 4.19 mostra as medidas mensais de geração em c.a. dos sistemas junto à energia solar incidente. Dado que os sistemas têm tanto potências nominais, como eficiências diferentes, considerar somente a energia gerada não é suficiente para realizar uma boa comparação. Assim, faz-se necessário utilizar algumas figuras de mérito, e no caso serão utilizadas a Y_F , e o PR.

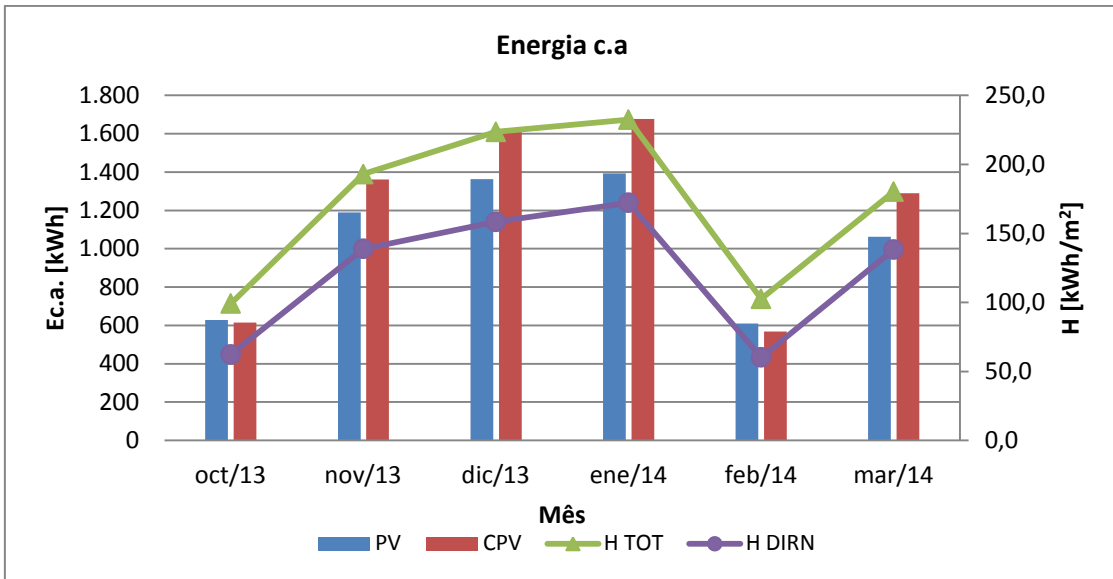


Figura 4.19 - Ec.a. gerada pelos sistemas PV e CPV e irradiação Total e Direta Normal mensais.

Para caracterizar o comportamento dos sistemas, analisaram-se um dia de geração com céu limpo e outro com alta nebulosidade. A Figura 4.20 mostra um exemplo de um dia de céu claro medido pela estação solarimétrica. No gráfico observa-se, além da irradiação global e da difusa, a irradiação direta normal utilizada pelo sistema CPV e a irradiação total utilizada pelo sistema PV.

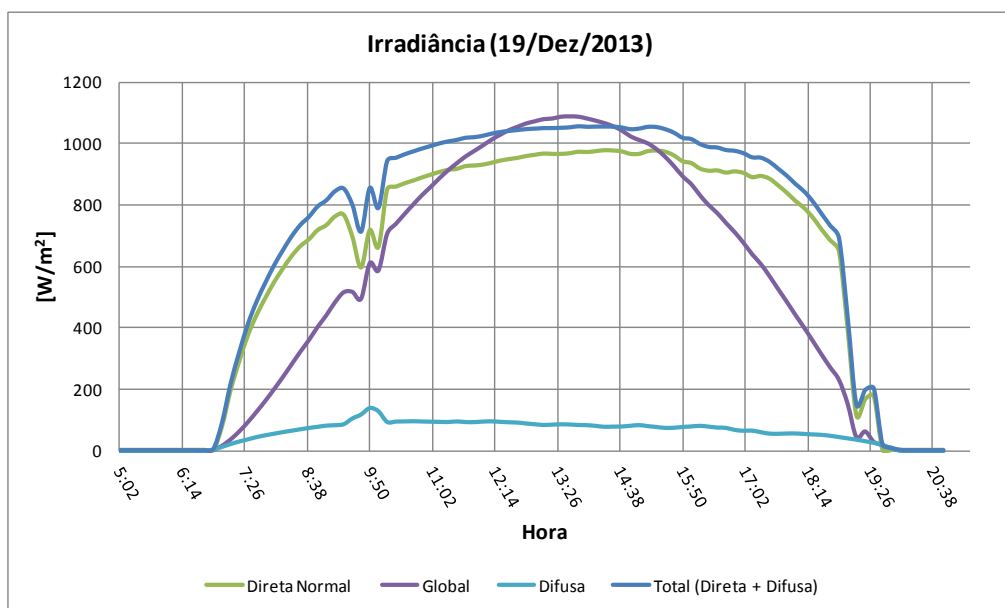


Figura 4.20 - Irradiância em um dia de céu claro.

Graficamente observa-se que sistemas com seguimento solar têm maior ganho de energia captada no período da manhã e da tarde, quando comparado com um sistema fixo que geraria energia seguindo o perfil similar da irradiação global. Já a Tabela 4.8 apresenta os valores das irradiações e os ganhos relativos para esse dia, mostrando que, quando comparado com a H_{HOR} , a H_{DIRN} e a H_{TOT} tem um ganho de 17,4% e 28,6% respectivamente. A H_{TOT} é 9,6% maior quando comparada com a H_{DIRN} , pois à H_{TOT} acrescenta-se a irradiação difusa.

Tabela 4.8 - Ganhos de irradiação para o dia de céu claro.

Irradiação	(kWh/m².dia)	Taxa	Taxa
H_{HOR}	8,5	Referência	-14,8 %
H_{DIRN}	9,9	17,4 %	Referência
H_{TOT}	10,9	28,6 %	9,6 %

A Figura 4.21 mostra os perfis de potência injetada na rede durante esse dia, e a Tabela 4.9 apresenta o resumo dos resultados e geração ao final do dia. Como esperado, os perfis de potência seguem aproximadamente os perfis correspondentes de irradiação apresentados na Figura 4.20. Percebe-se que o impacto das variações na irradiação é mais acentuado no sistema CPV, já que, enquanto o sistema CPV somente aproveitar a H_{DIRN} , o sistema PV aproveita tanto essa última, como também a H_{DIF} .

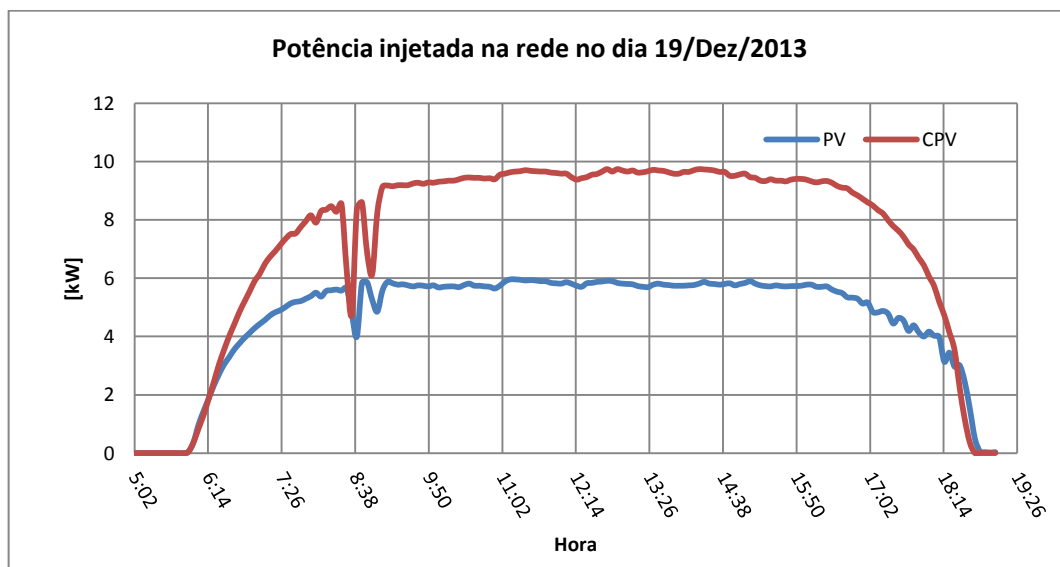


Figura 4.21 - Potência injetada na rede elétrica pelos sistemas PV e CPV no dia de céu claro exemplificado.

Tabela 4.9 - Resumo dos dados de geração dos sistemas PV e CPV no dia de céu claro exemplificado.

Sistemas	$E_{c.a.}$ [kWh/dia]	PR [%]	Y_F [kWh/kW _p]
CPV	103,8	77,7%	7,7
PV	65,9	84,0%	9,1

Ao calcular o PR do dia em análise, nota-se que o PR do sistema CPV possui um valor inferior ao do PR do sistema PV, aproximadamente 7,5% a menos. Isso indica que o sistema CPV tem mais perdas associadas do que o sistema PV, e explica o fato de que, apesar do sistema CPV ter quase o dobro da potência instalada em relação ao sistema PV, esse gerou somente 57% a mais que o sistema PV. Deste modo, ao calcular a produtividade, observa-se que, sob as condições desse dia, o sistema PV conseguiu ter uma maior produtividade, gerando 1,4 kWh/kWp a mais que o sistema CPV.

Já para dias menos favoráveis, como o apresentado na Figura 4.22, perfis de irradiância e na Figura 4.23, perfis de potência injetada na rede, pode-se observar ainda melhor a alta dependência que tem o sistema CPV com a G_{DIRN} . No início da manhã e depois do meio dia, diante da quase ausência da radiação direta normal, o sistema CPV deixa de gerar energia, enquanto que o sistema PV continua gerando a partir da G_{DIF} .

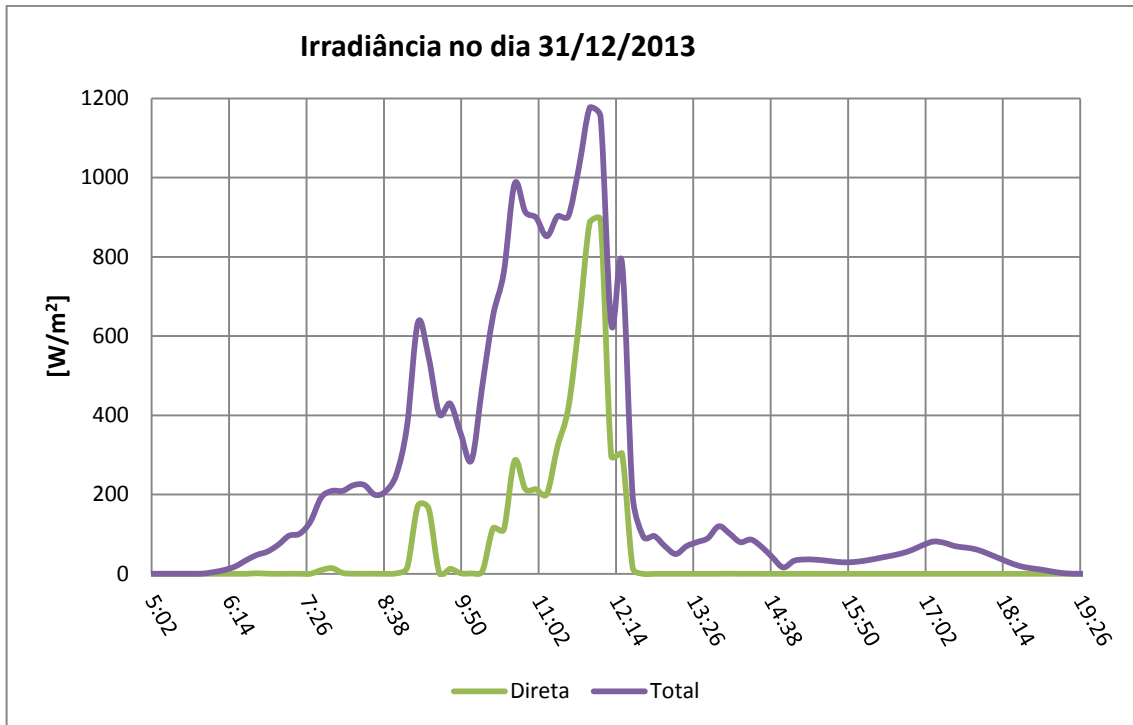


Figura 4.22 - Irradiância em um dia de alta nebulosidade.

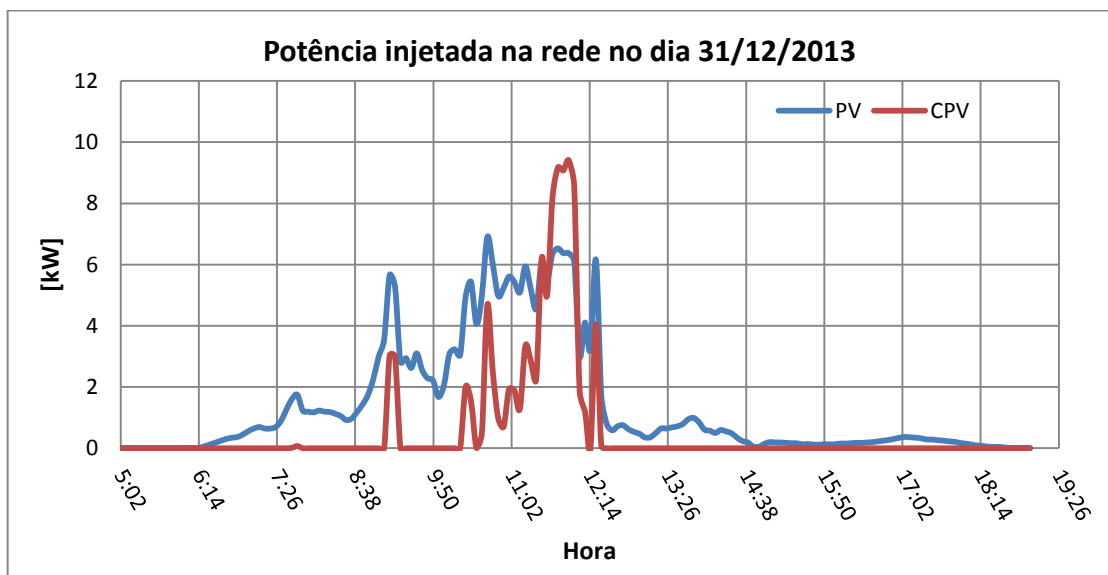


Figura 4.23 - Potência injetada na rede elétrica pelos sistemas PV e CPV em um dia de alta nebulosidade.

A Tabela 4.10 mostra o resumo desse dia, onde é possível observar a diferença em relação ao dia de céu claro. A porção de H_{DIRN} é muito menor, perto de 27% da H_{TOT} , ou seja, os 73% restantes são relativos à H_{DIF} . Nestas condições, o sistema PV gera mais energia, cerca de 150% a mais que o sistema CPV. Como consequência, a diferença de produtividade

entre os sistemas passa de 1,4 kWh/kWp no dia claro para 2,2 kWh/kWp no dia com alta nebulosidade. Contudo, a maior diferença está no PR do sistema CPV, que passou de 77,7% para 66,4%, enquanto que o PR do sistema PV permaneceu aproximadamente constante.

Tabela 4.10 - Comparação entre a geração dos sistemas PV e CPV.

Variáveis	Unidade	CPV	PV
Irradiação aproveitada ou útil, H	kWh/m ² .dia	0,89*	3,3**
Energia Gerada, Ec.a.	kWh	7,9	19,8
Desempenho Global, PR	%	66,4%	83,5%
Produtividade Final, Y_F	kWh/kWp	0,6	2,8

* H_{DIRN} , ** H_{TOT}

Para visualizar melhor a relação entre a irradiação disponível e a energia gerada, a Figura 4.24 mostra que a geração diária de energia c.a. dos dois sistemas pode ser aproximada a retas com declividades diferentes, onde claramente o sistema CPV tem a maior inclinação, dado que possui uma maior potência de gerador. Deve-se destacar que ambas as curvas estão compartilhando numericamente o eixo da irradiação, porém cada uma está referida a sua respectiva irradiação aproveitável ou útil.

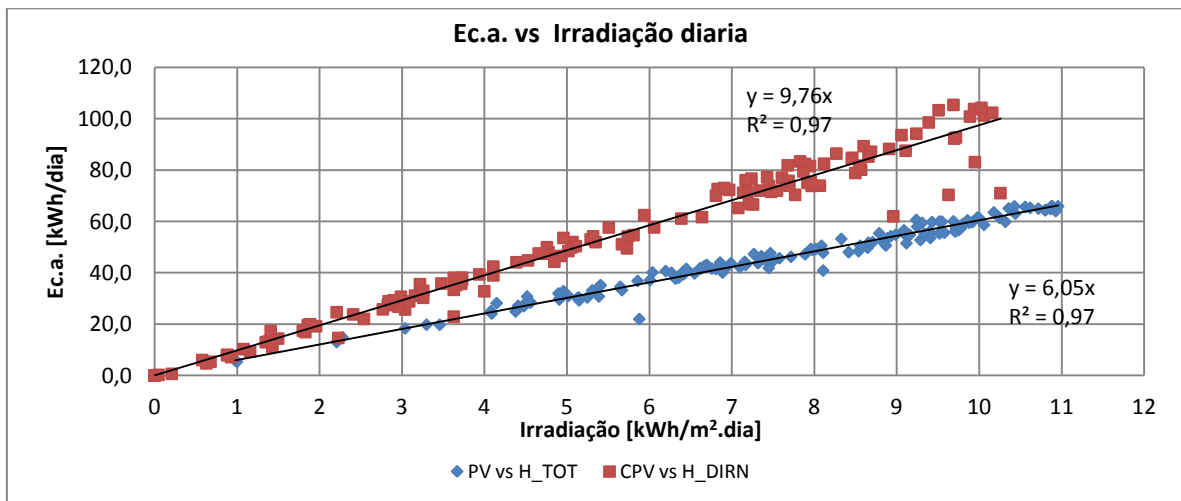


Figura 4.24 - Relação entre Ec.a. e irradiação.

Para analisar o comportamento simultâneo diário dos sistemas, utilizou-se a H_{TOT} para relacionar ambos, como apresentado na Figura 4.25, onde a energia gerada por cada sistema está sendo comparada diretamente com H_{TOT} . No gráfico observa-se que, em dias bem ensolarados, com H_{TOT} entre 10 e 11 kWh/m², os sistemas apresentam uma diferença de geração em torno de 40 kWh/dia, tal como apresentado na Figura 4.21. Essa diferença diminui rapidamente com dias de menor H_{TOT} , até ser quase zero em dias de H_{TOT} ao redor de 7 kWh/m². Para dias com H_{TOT} inferior a 7 kWh/m², o sistema CPV gera menos do que o sistema PV, como apresentado na Figura 4.23. Isso ocorre porque em dias com reduzido H_{TOT} , ocasionados por alta nebulosidade, a proporção de H_{DIRN} diminui e aumenta a proporção de H_{DIF} , tal como mostra a Figura 4.26.

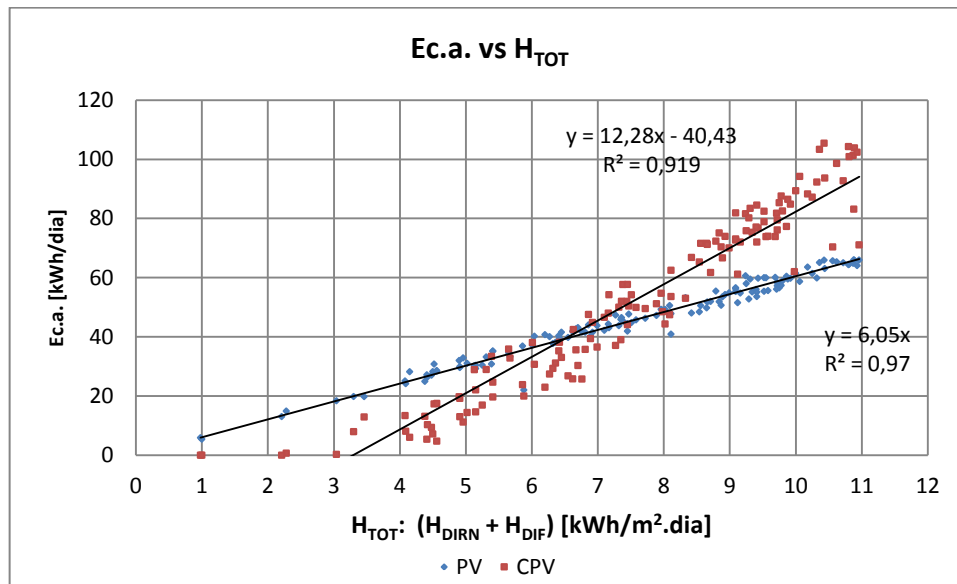


Figura 4.25 - Relação entre Ec.a. e H_{TOT} .

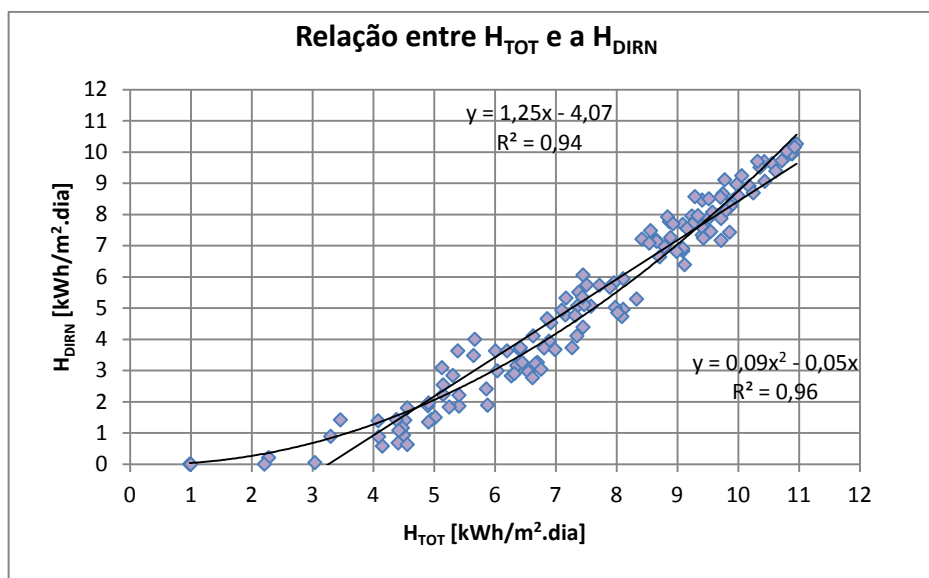


Figura 4.26 - Relação entre H_{TOT} e a H_{DIRN} .

Com base no comportamento dos sistemas, ao analisar a distribuição da H_{TOT} diária ao longo do tempo de comparação, como mostra a Figura 4.27, observa-se que em dias nos quais o sistema CPV gerou menos que o sistema PV, ou seja, dias com menos de 7 kWh/m².dia, correspondem a 32,1% do tempo. Outros 25,5% do tempo foram dias que estiveram na faixa entre 7 e 8 kWh/m².dia, em que a energia gerada pelos sistemas é aproximadamente igual, e nos 42,3% do tempo restantes os sistemas estiveram expostos a irradiação diária superior a 9 kWh/m².dia. Assim, o sistema CPV esteve a maior parte do tempo, cerca de 58%, em condições muitos desfavoráveis.

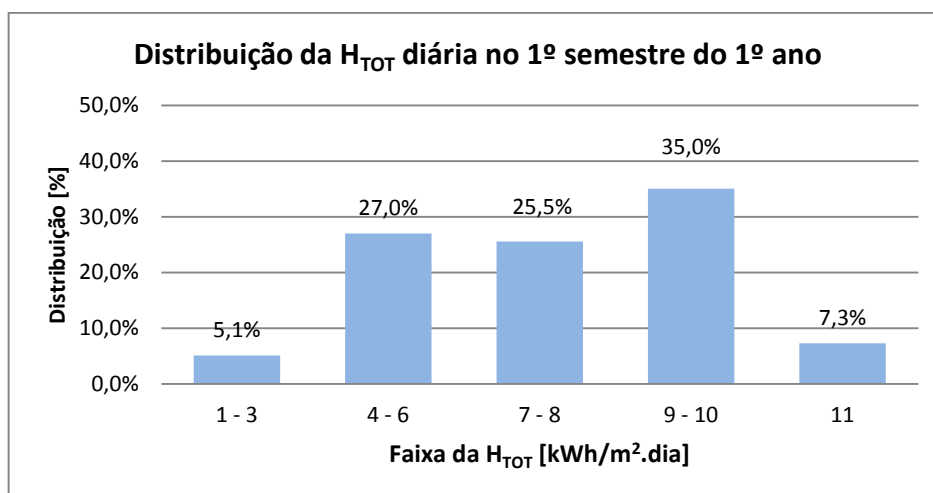


Figura 4.27 - Distribuição da H_{TOT} diária no 1º semestre do 1º ano.

Em relação à produtividade final, Y_F , na Figura 4.28 apresenta-se um gráfico que compara as produtividades diárias de ambos os sistemas. O eixo das abscissas representa a Y_F do sistema PV e o eixo das ordenadas representa a Y_F do sistema CPV. Percebe-se que o gráfico possui o mesmo perfil do gráfico que relaciona a H_{TOT} e a H_{DIRN} da Figura 4.26. As melhores produtividades diárias que os sistemas atingiram ao longo do período de comparação foram próximas a 8 (kWh/kWp)/dia para o sistema CPV e a 9 (kWh/kWp)/dia para o sistema PV. Essas produtividades obviamente foram atingidas em dias bem ensolarados, mas a tendência mostra que, na medida em que os dias ficam mais nublados, a Y_F do CPV começa cair mais rapidamente que a do sistema PV. Assim, ao calcular a Y_F total do período de comparação, apresentada na Tabela 4.11, verifica-se que o sistema PV teve uma produtividade maior, 63,7% superior a produtividade do sistema CPV.

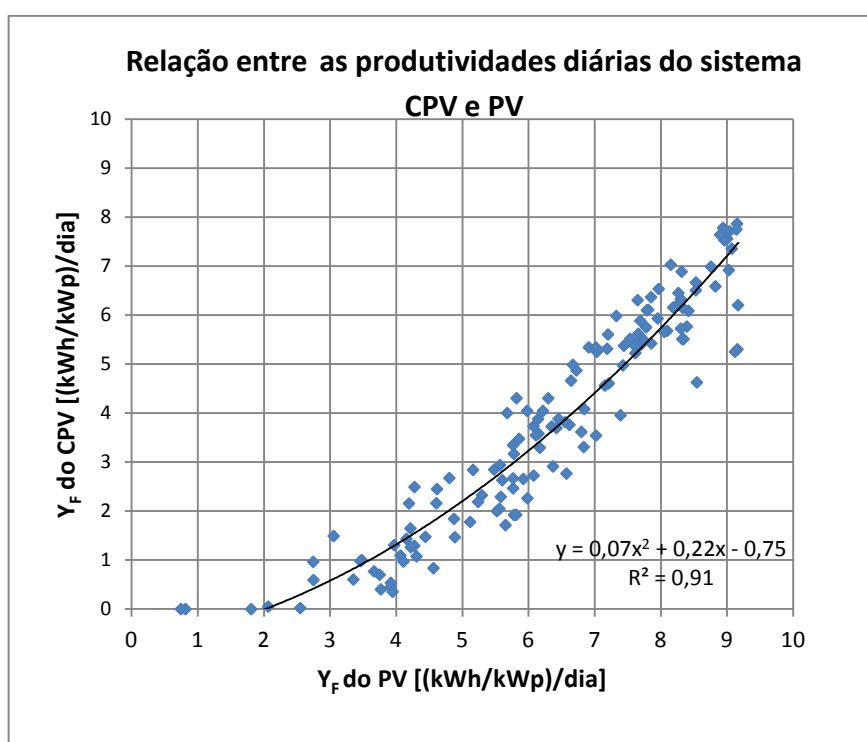


Figura 4.28 - Relação entre as produtividades diárias do sistema CPV e PV.

Tabela 4.11 - Comparação das produtividades finais dos sistemas PV e CPV ao longo do primeiro semestre de operação.

Sistema	YF [kWh/kWp]	Taxa relativa
CPV	529,9	Referência
PV	867,5	63,7%

Considerando que o sistema CPV possui quase o dobro da potência instalada em relação ao sistema PV, a melhor produtividade deste último indica que o sistema CPV tem uma maior taxa de perdas associada, o que pode ser comprovado pelos PR do período de comparação, como mostra a Tabela 4.12, onde observa-se que o sistema PV registrou um PR 16% maior que o do sistema CPV.

Tabela 4.12 - Comparação dos PR dos sistemas PV e CPV.

Sistema	PR	Taxa relativa
CPV	72,6%	Referência
PV	84,1%	16,0%

Ao analisar os PR diários, apresentados na Figura 4.29, observa-se que a dispersão dos valores para o sistema CPV é um pouco maior, e está associada, principalmente, aos períodos nublados, que, como mostrado na Figura 4.27, foram bastante frequentes.

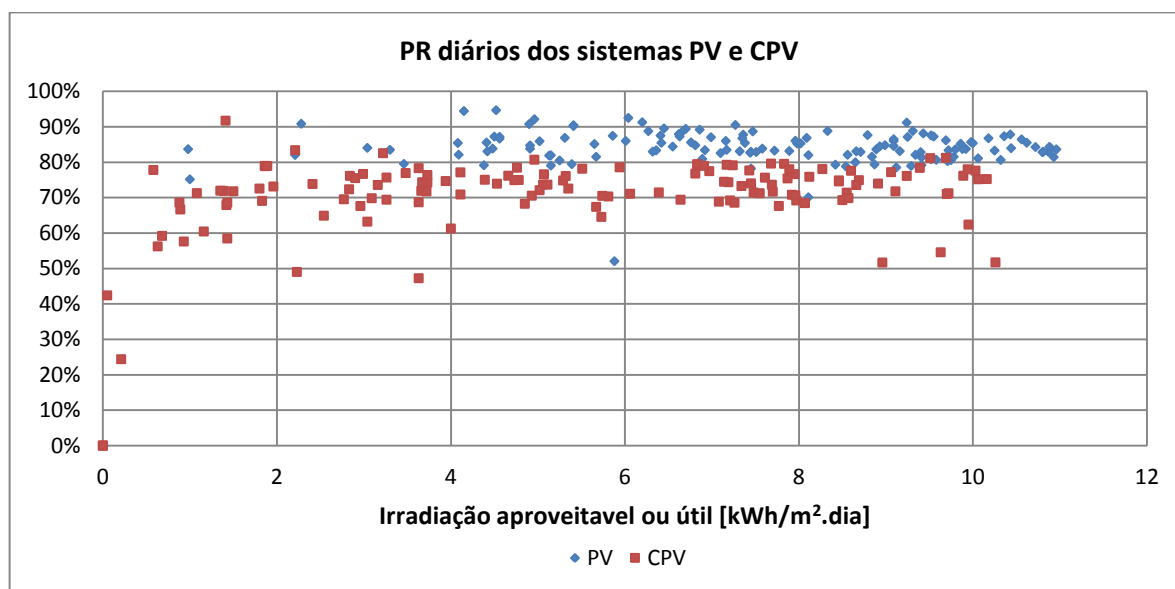


Figura 4.29 – PR diários dos sistemas PV e CPV.

Outra fonte de perda que tem o sistema CPV refere-se à alta sensibilidade ao acúmulo de sujeira. Enquanto que no sistema PV a sujeira pode implicar perdas ao redor de 4%, em sistemas de concentração essa perda pode atingir até 26% no mesmo período de tempo. Além

disso, há ainda as perdas associadas à eficiência das lentes e ao alinhamento do mecanismo de seguimento (VIVAR, HERRERO, *et al.*, 2010).

A Tabela 4.13 apresenta o resumo da comparação do desempenho dos sistemas CPV e PV durante o período de análise, outubro de 2013 a março de 2014. Observa-se que o sistema PV atingiu valores maiores de PR, de Y_F e de FC quando comparado com o sistema CPV, e com relação à energia c.a. produzida, o sistema PV só não gerou mais que o sistema CPV devido à sua menor potência instalada. Desta forma, de maneira geral, o sistema PV apresentou um desempenho superior ao sistema CPV.

Tabela 4.13 - Resumo da comparação entre o sistema PV e o CPV.

Sistema	H (kWh/m ²)	Ec.a. (kWh)	PR	Y_F (kWh/kWp)	FC	Dias ok	Indisponibilidade de dados
CPV	730,3	7.122,0	72,6%	529,9	16,1%	137	24,7%
PV	1.031,0	6.245,8	84,1%	867,5	26,4%		

Apesar do local de instalação apresentar ótimos índices de irradiação direta normal, um dos melhores do Brasil (VIANA, PINTO, *et al.*, 2012), a alta sensibilidade que apresenta o sistema CPV frente às condições instantâneas do tempo, sua maior taxa de perdas e seu complexo cenário de possíveis falhas operacionais evidenciam a necessidade de atenção devido às particularidades dos sistemas fotovoltaicos com concentração.

5 AVALIAÇÃO OPERACIONAL DO PROTÓTIPO DE SEGUIDOR DE UM EIXO INSTALADO NO LSF/IEE/USP

Neste capítulo apresenta-se a análise operacional comparativa entre o protótipo do sistema com seguimento solar em um eixo e um SFCR fixo, instalados no IEE-USP. Os dados utilizados englobam os primeiros seis meses de operação do protótipo, desde maio a outubro de 2016, incluindo os registros de geração e do recurso solar. Os resultados obtidos compõem um conjunto de informações para subsidiar a utilização de rastreadores de um eixo no Brasil e, em especial, no Oeste do Estado de São Paulo.

5.1 Descrição dos sistemas

No Instituto de Energia e Ambiente, IEE, da Universidade de São Paulo, USP, foi projetado e construído um protótipo de seguidor solar de eixo horizontal para um SFCR de 2,5 kWp. Com este desenvolvimento, o qual está inserido no contexto do projeto P&D: “Seguidores solares para sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Sistemas com e sem concentração”, procura-se ter um seguidor com peças e controle nacional, o qual a indústria brasileira consiga reproduzir e deste modo amenizar a falta desse tipo de produto no mercado nacional e criar uma opção para as tradicionais estruturas fixas de suporte dos módulos fotovoltaicos (RODRIGUEZ, ALMEIDA, *et al.*, 2014).

Para determinar o aumento da produtividade do sistema com seguidor em relação a um sistema fixo, o desempenho do seguidor é comparado com o sistema fotovoltaico BIPV, *Building Integrated Photovoltaic*, instalado no estacionamento do IEE. A Figura 5.1 mostra a localização destes dois sistemas.



Figura 5.1 - Localização do protótipo do seguidor, círculo vermelho, e do sistema BIPV, retângulo vermelho, no IEE-USP, coordenadas: 23,5°S 46,7°O

Fonte: *Google Earth*, 01/10/2016.

5.1.1 O protótipo do seguidor solar

A Figura 5.2 apresenta o seguidor solar de um eixo estudado neste capítulo, o qual é um protótipo de seguidor de eixo horizontal, vide a seção 2.1.1.1, cuja superfície de rastreamento tem uma liberdade de movimento em torno de seu eixo de 120°, sendo 60° para o leste e 60° para o oeste, e seu sistema de controle oferece a possibilidade de escolher entre os modos de rastreamento eletro-óptico e microprocessado, vide a seção 2.1.3. Pormenores técnicos do seguidor estão disponíveis no Apêndice A.



Figura 5.2 - Protótipo de seguidor solar desenvolvido pelo IEE-USP.

Fonte: autoria própria, 01/10/2016.

No protótipo, está instalado um sistema fotovoltaico conectado à rede de 2,5 kWp, cujo gerador é composto por 10 módulos planos convencionais de silício monocristalino cada um de 250 Wp, e um inversor de 3 kW. Um diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 5.3.

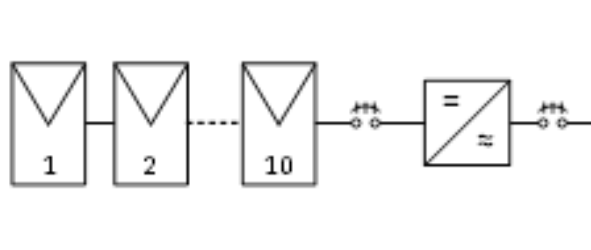


Figura 5.3 Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico instalado no seguidor.

Para realizar a medição da G_{TOT} incidente no plano do sistema fotovoltaico instalado no seguidor foi utilizado um módulo de referência instalado ao lado do gerador, Figura 5.2, e para a medida de temperatura dos módulos utilizou-se o um sensor TP1000. O sinal de ambos os sensores é registrado e armazenado a cada 30 segundos por um *Datalogger Agilent* modelo 34970A.

5.1.2 Sistema BIPV

O sistema fotovoltaico fixo que é utilizado para fins de comparação com o seguidor é o sistema BIPV. Este sistema é constituído por um gerador de 150 kWp integrado na cobertura do estacionamento do IEE/USP. Para dar um aspecto de curvatura a cobertura do estacionamento possui três inclinações diferentes, 30, 20 e 10°, ver a Figura 5.4. O sistema esta distribuído em 24 *strings* de 6,24 kWp ligado cada um a um inversor de 5 kW, e cada *string* é composto de 24 módulos de 260 Wp. Um diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 5.5



Figura 5.4 - Sistema BIPV, estacionamento solar do IEE-USP.

Fonte: autoria própria, 01/10/2016.

O sistema BIPV faz da parte da usina solar do IEE/USP de 540 kWp, inaugurada oficialmente em maio de 2015, e que foi fruto de um P&D Estratégico ANEEL, com recursos da CTEEP e da CESP. A usina é constituída por 4 subsistemas:

- Sistema BIPV, como já explicado;
- Sistema BAPV, *Building Applied Photovoltaic*: 156 kWp aplicados na cobertura do prédio da biblioteca Brasileira, com configuração multi-string de inversores c.c./c.a., Si-monocristalino;
- CENTRAL: 156 kWp instalado sobre o terreno, estrutura fixa, com inversor c.c./c.a. central trifásico, Si-monocristalino; e
- BAPV – CR: 78 kWp aplicados na cobertura do prédio da administração do IEE, com configuração multi-string de inversores c.c./c.a. sem transformador, com controle de potência reativa e correção de fator de potência.

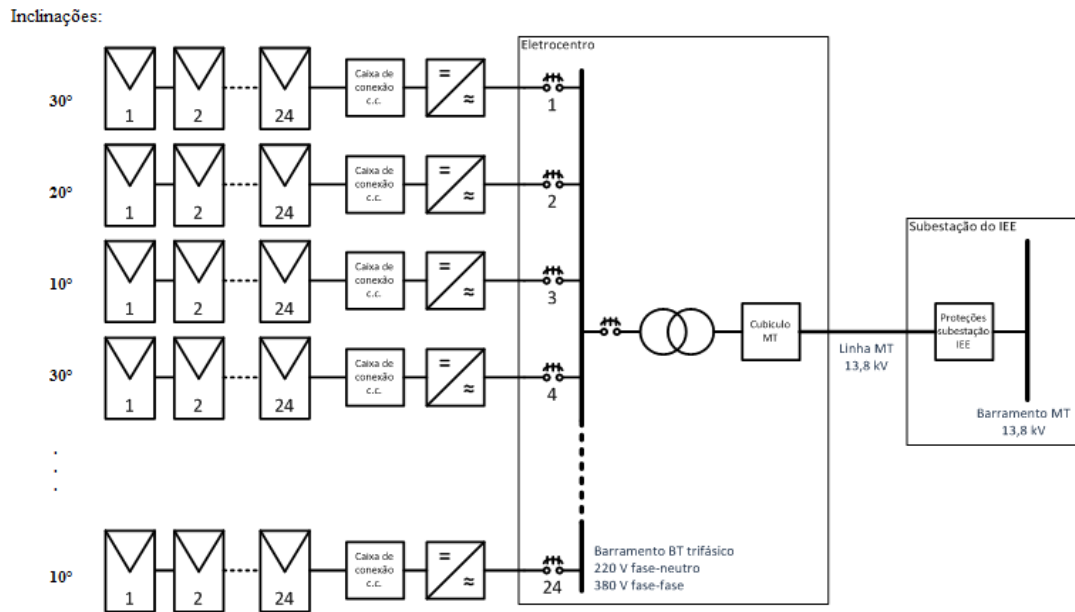


Figura 5.5 - Diagrama unifilar do sistema BIPV.

A usina conta com um sistema SCADA, *Supervisory Control And Data Acquisition*, com o qual se monitora e registra as principais variáveis e o estado operacional da usina. A Figura 5.6 apresenta uma imagem de uma das interfaces do programa, onde se observam algumas das variáveis que estão sendo monitoradas. Deste sistema são obtidos os dados de irradiância, de potência, e de temperatura do sistema BIPV necessários para realizar a comparação com o sistema fotovoltaico do seguidor.



Figura 5.6 - Sistema SCADA da Usina Solar do IEE/USP.

5.2 Análise e resultados

O período de análise compreende os 6 primeiros meses de operação do seguidor, entre maio e outubro de 2016.

A Figura 5.7 e a Figura 5.8 apresentam três dias representativos ao longo de período da análise, estes são 13 de junho, 27 de agosto e 23 de setembro. O primeiro é um dia que está perto do solstício de inverno, 21 de junho, o terceiro é um dia próximo do equinócio, 22 de setembro, e o segundo é um dia intermediário entre o primeiro e o terceiro. A Figura 5.7 apresenta a irradiância captada pelo plano dos módulos fotovoltaicos do seguidor e a Figura 5.8 apresenta a potência c.a injetada na rede. Pode-se observar que o sistema conseguiu manter os valores de irradiância e de potência aproximadamente constantes ao longo do dia.

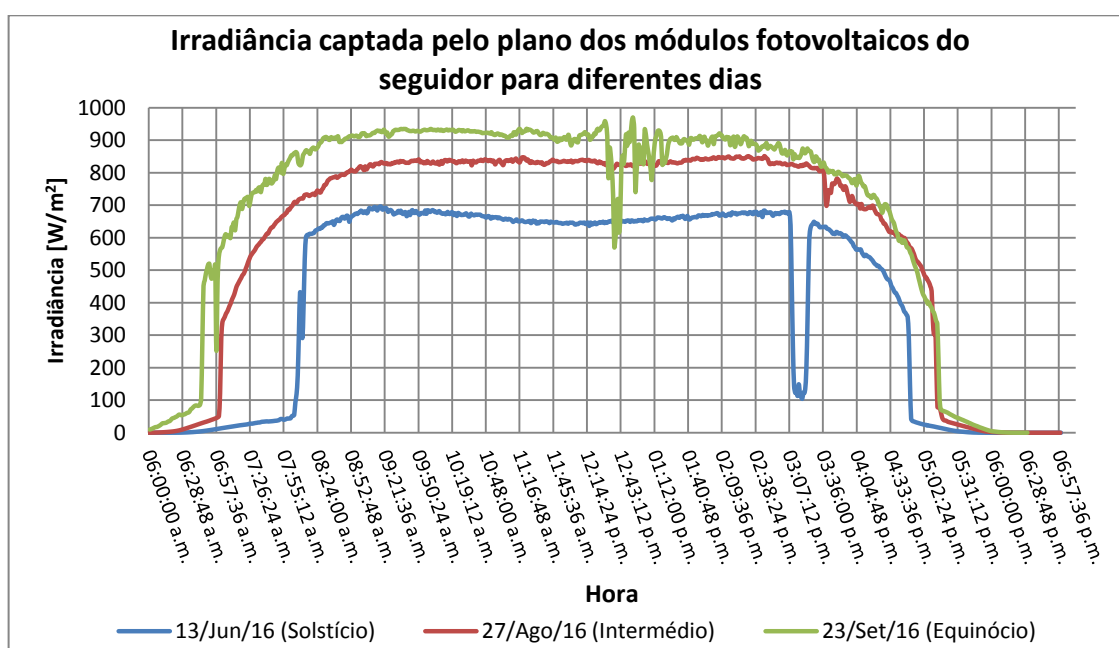


Figura 5.7 - Irradiância captada pelo plano dos módulos fotovoltaicos do seguidor para diferentes dias.

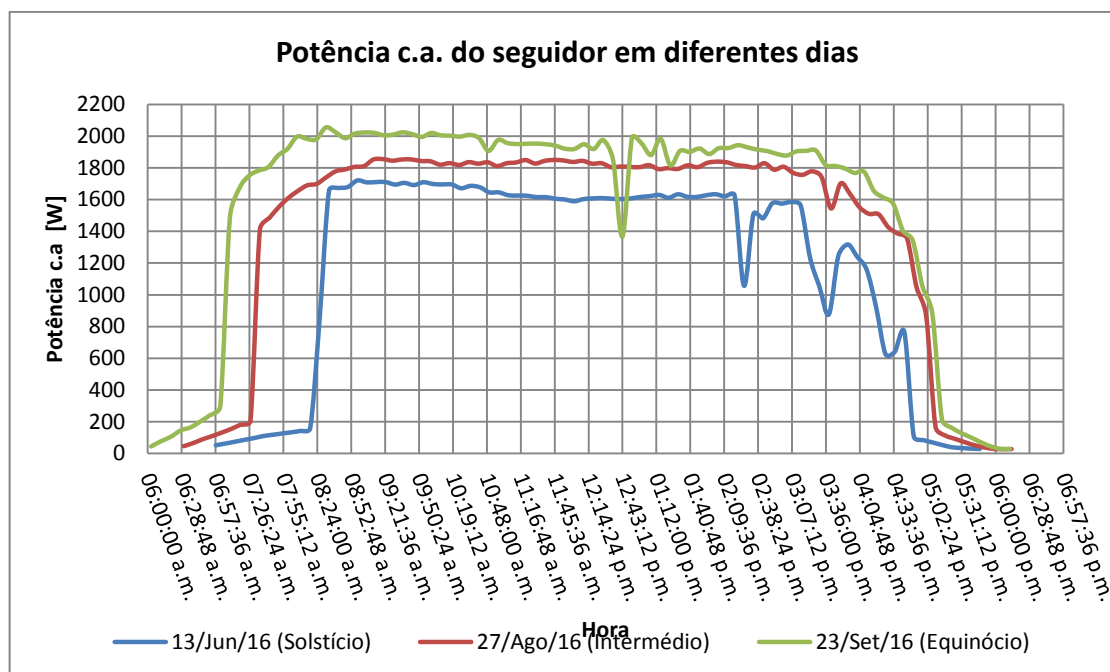


Figura 5.8 - Potência c.a. do seguidor em diferentes dias.

Porém, o que mais se destaca nas figuras é o comportamento do sistema ao longo dos meses: tanto a irradiação quanto a energia c.a. nos diferentes dias aumentam ao se aproximar do equinócio. Isso acontece porque o seguidor, por ser de um eixo horizontal, não consegue acompanhar a variação da altura solar ao longo do ano. Assim, no solstício de inverno, quando a altura solar máxima é a menor do ano, que no caso de São Paulo é de aproximadamente 43° , o seguidor encontra-se na pior situação. Assim, na medida em que os dias vão transcorrendo e altura solar vai aumentando, o seguidor vai incrementando seu desempenho.

Para comparar o seguidor com o sistema fixo, utiliza-se como exemplo um dos dias apresentados nos gráficos anteriores, o 27 de agosto, assim a Figura 5.9 apresenta a G_{TOT} captada pelo plano do seguidor e pelo plano inclinado em 20° do sistema BIPV em nesse dia. Observa-se que, da mesma forma que no caso do seguidor de dois eixos apresentado no capítulo anterior, o seguidor de um eixo horizontal consegue aumentar a energia captada no período da manhã e da tarde quando comparado com um sistema fixo. Enquanto que o sistema BIPV conseguiu captar um total de $6,5 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$ de energia, o seguidor captou $7,8 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$, ou seja, um 20,6% a mais.

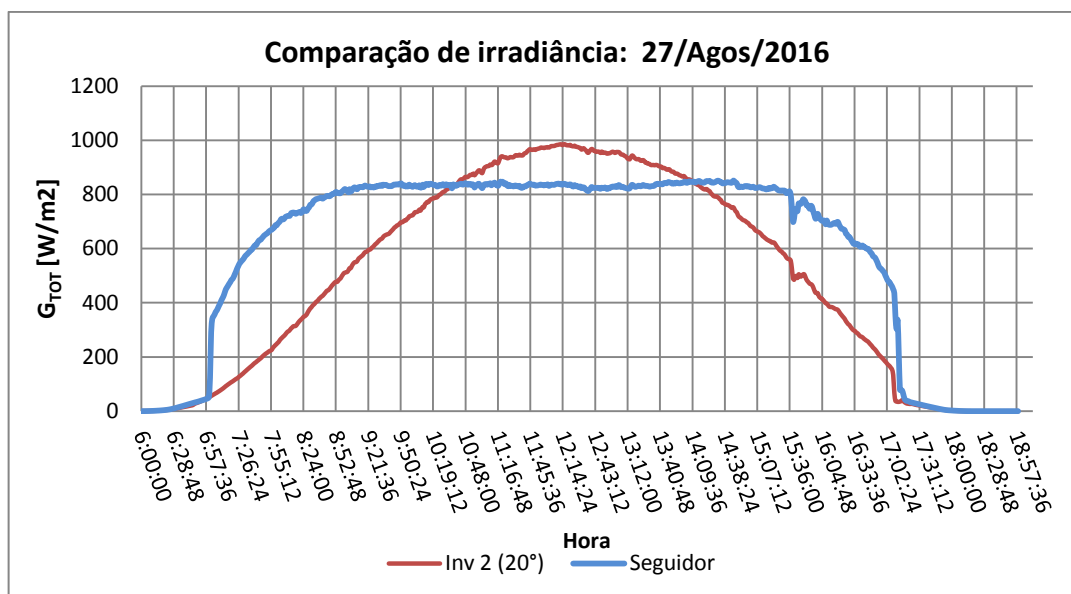


Figura 5.9 - Comparação de irradiância: 27/08/2016.

Com relação à energia c.a. produzida nesse dia, devido à diferença de potências entres os sistemas, para fins de comparação é utilizada a produtividade final, Equação 1.2. A Figura 5.10 apresenta a potência normalizada em função da potência nominal de cada um dos sistemas. Pode-se perceber que as máximas potências que atingiram os sistemas nesse dia foram de aproximadamente 5 kW para o sistema fixo e de 1,8 kW para o sistema do seguidor. As áreas sob as curvas da Figura 5.10 representam a produtividade de cada sistema, assim, graficamente percebe-se que o sistema com seguidor teve uma produtividade maior que a do sistema fixo. Concretamente, o sistema com seguimento apresentou uma produtividade 18,5% maior.

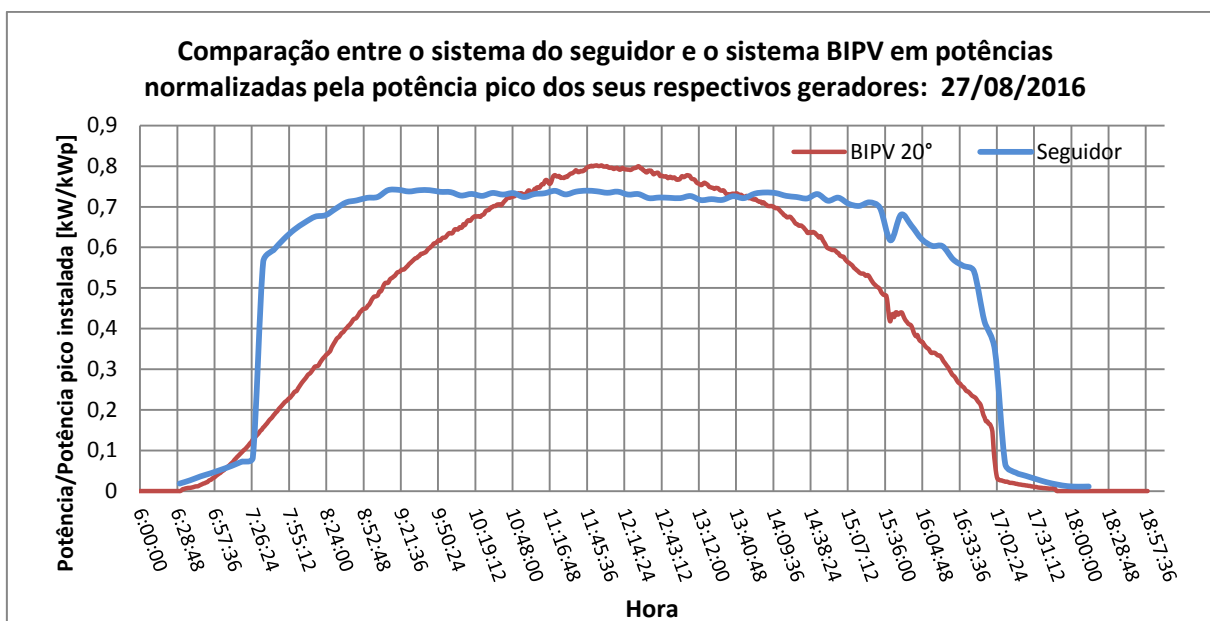


Figura 5.10 - Comparação entre o sistema do seguidor e o sistema BIPV em potências normalizadas pela potência pico dos seus respectivos geradores: 27/08/2016

A Tabela 5.1 apresenta os valores obtidos de H_{TOT} , Ec.a., Y_F e PR de ambos sistemas, assim como os ganhos obtidos pelo uso do seguidor comparado com o sistema fixo nesse dia de céu limpo. Observe-se que apesar dos 24,3% de ganho de H_{TOT} , observe-se um ganho de Y_F de 18,5%. Essa perda de energia pode ser atribuída ao fato de que a temperatura dos módulos do seguidor ser mais elevada devido que estes receberam mais energia solar. Desta maneira se explica que, apesar de que os sistemas utilizam a mesma tecnologia de conversão e de condicionamento de potência, os seus PR sejam diferentes. Essa relação entre os PR dos sistemas e a temperatura pode ser apreciada melhor na Figura 5.11, a qual apresenta o comportamento do PR médio mensal ao longo do período de análise, de maio a outubro de 2016. Assim, percebe-se que ambos os PR seguem a mesma tendência, maior no inverno e menor no verão, o mesmo comportamento reportado no sistema PV do capítulo anterior.

Tabela 5.1 - Variação associado ao dia 27/08/2016.

Variáveis	Seguidor	BIPV 20°	Variação pelo uso do seguidor
H_{TOT} [kWh/m ²]	8,1	6,5	24,3%
Ec.a. [kWh/dia]	16,3	34,3	-
Y_F [kWh/kWp]	6,5	5,5	18,5%
PR	80,6%	84,6%	-4,7%

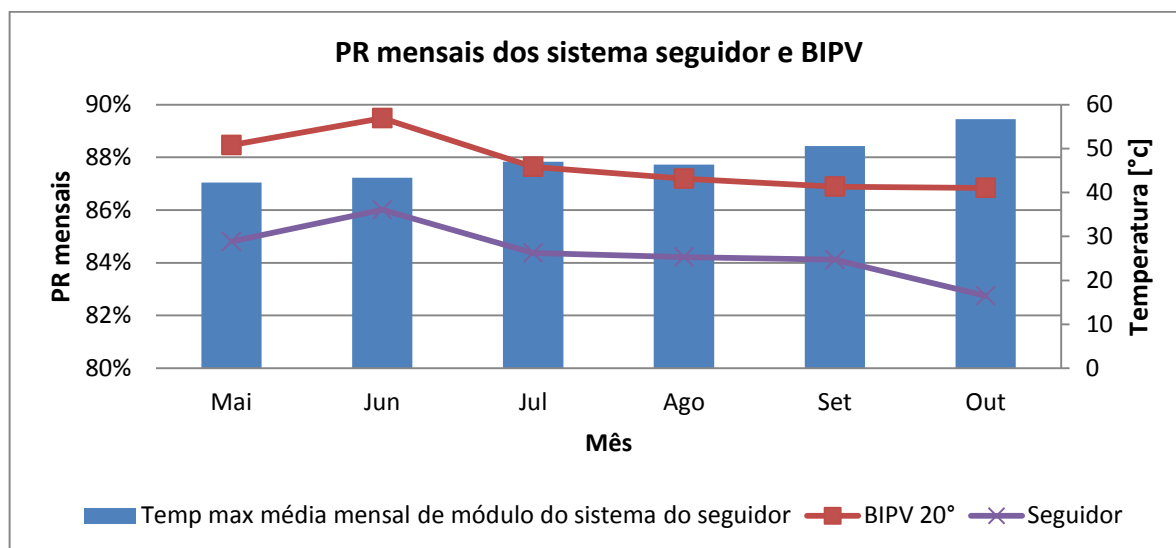


Figura 5.11 - PR dos sistemas com seguidor e BIPV.

Em relação aos PR totais, a Figura 5.12 apresenta a produtividade comparada com o recurso solar diário dos dois sistemas, de forma que as declividades das duas regressões lineares com que são aproximados esses valores representam os PR médios ao longo do período de análise.

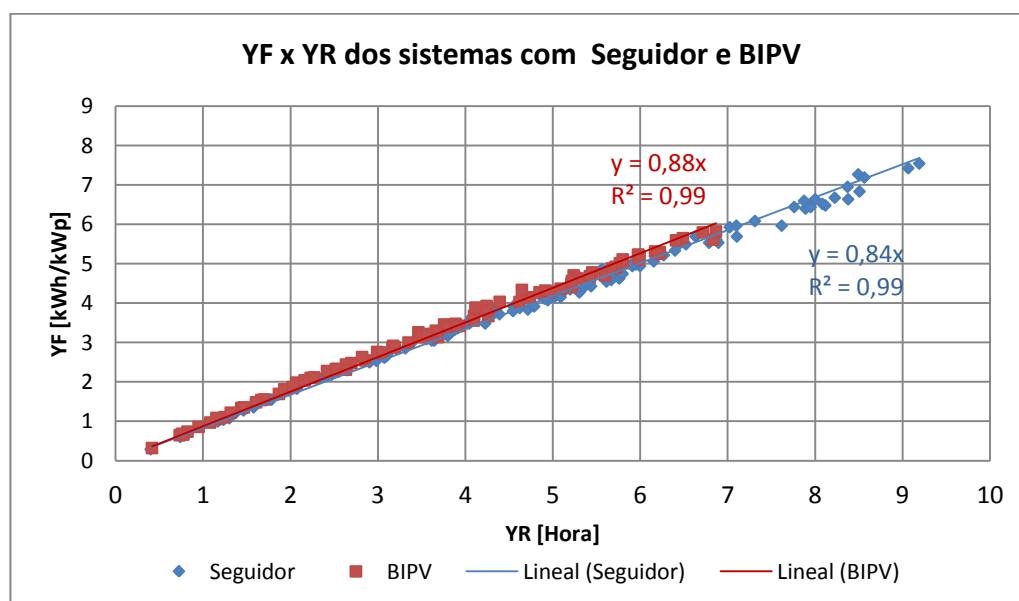


Figura 5.12 - YF x YR dos sistemas com seguidor e BIPV.

A Figura 5.13 apresenta a variação de produtividade do sistema com seguidor em comparação com o sistema BIPV obtida no período de análise, maio a outubro de 2016. Pode-se ver que, devido à altura solar, nos meses próximos ao inverno a variação é negativa, -5% em maio e -6% em junho. Porém a variação começa aumentar a medida que vão passando os meses até chegar a 21% em outubro.

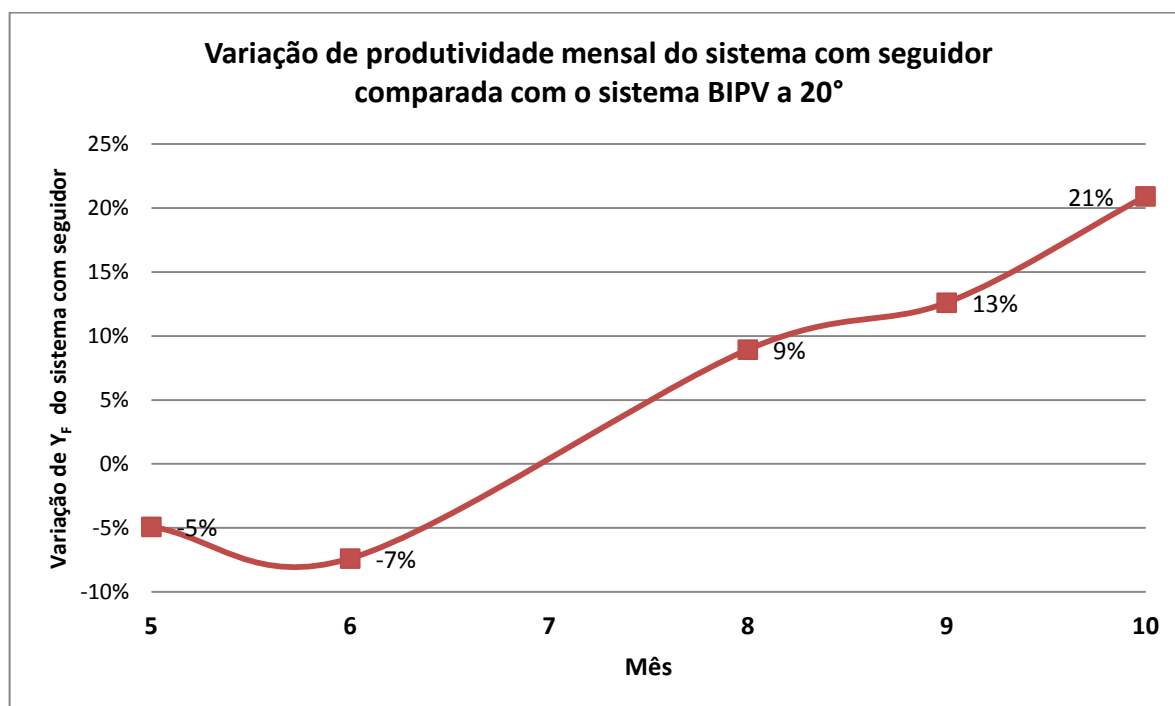


Figura 5.13 - Variação de produtividade mensal do sistema com seguidor comparada com o sistema BIPV a 20°.

A Tabela 5.2 apresenta o resumo do ganho total médio de H_{TOT} e de desempenho que teve o seguidor comparado com o sistema BIPV, considerando o período de maio a outubro de 2016. O seguidor teve um ganho médio de 9,7% de H_{TOT} e um ganho médio de 9% de aumento da produtividade final, Y_F .

Tabela 5.2 - Resumo do ganho total médio de H_{TOT} e Y_F no período de maio a outubro de 2016.

Sistema	H_{TOT}		Y_F	
	[kWh/m ²]	Ganho [%]	[kWh/kWp]	Ganho [%]
Seguidor	300,1	9,7%	260,5	9,0%
BIPV 20°	273,6	Referência	239,1	Referência

CONCLUSÕES

Este trabalho avaliou o desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar a partir de dois estudos de caso. No primeiro, foram avaliados e comparados dois sistemas fotovoltaicos com seguimento em dois eixos, um com módulos de concentração e outro com módulos planos. Já no segundo, realizou-se a avaliação de um sistema fotovoltaico com seguimento de eixo horizontal, bem como a comparação deste sistema com um sistema fixo. Para realizar estas avaliações foram utilizadas as figuras de mérito produtividade final, Y_F , rendimento global, PR, e fator de capacidade, FC.

Os sistemas fotovoltaicos com seguimento em dois eixos, sendo um com módulos de concentração, sistema CPV, e o outro com módulos planos, sistema PV, foram comparados ao longo de seis meses de operação, de outubro de 2013 a março de 2014. Nesse período, o rendimento global, PR, do sistema CPV foi de 72,6%, enquanto o PR do sistema PV foi de 84,1%. O sistema CPV apresenta um PR menor, pois seu cenário de perdas é mais complexo que o do sistema PV.

Durante o período de análise, outubro de 2013 a março de 2014, o sistema CPV produziu 7.100 kWh e o sistema PV 6.246 kWh. Considerando-se que o sistema CPV possui praticamente o dobro da potência pico do sistema PV, percebe-se um desempenho do sistema CPV inferior ao esperado. O qual fica mais claro quando se compara a produtividade final, Y_F , de ambos os sistemas, de 529,9 kWh/kWp para o sistema CPV e de 867,5 kWh/kWp para o sistema PV.

Considerando a avaliação operacional individual dos sistemas de Ilha Solteira ao longo dos seus três primeiros anos de operação, observa-se que, enquanto o sistema PV teve somente uma falha grave durante esses três anos, a qual foi facilmente resolvida, o sistema CPV apresentou, a partir do seu segundo semestre de operação, uma degradação considerável que fez com que sua produtividade diminuísse continuamente desde então. Medições feitas neste sistema fazem supor que as possíveis causas dessa degradação estejam relacionadas ao desalinhamento do seguidor, ao desalinhamento da estrutura de suporte dos módulos, à degradação do material das lentes e/ou à degradação tanto das células como de seus contatos metálicos. Assim, até a data em que foi realizado este trabalho, a queda de produtividade do sistema CPV estava em torno de 33%, e a causa do problema não pôde ser determinada de forma definitiva.

Destaca-se que o sistema CPV foi instalado em uma localidade com bons índices de irradiação direta normal. Portanto, os resultados evidenciam a necessidade de atenção devido às particularidades dos sistemas fotovoltaicos com concentração.

No segundo estudo de caso foi avaliado um protótipo de seguidor de eixo horizontal, desenvolvido e instalado no LSF/IEE/USP, ao longo de seis meses de operação, de maio a outubro de 2016. De maneira geral, o protótipo apresentou um comportamento conforme o esperado, e, como foi construído com peças disponíveis no mercado nacional, mostra um grande potencial para ser reproduzido pela indústria sem a necessidade de importar estruturas, caixas redutoras e software de controle. Esta opção dependerá da competitividade de preços dos componentes nacionais.

Os resultados de desempenho do sistema fotovoltaico instalado no protótipo de seguidor de eixo horizontal foram comparados com os de um sistema fixo inclinado em 20° , que corresponde a um dos 24 subsistemas da usina fotovoltaica BIPV, de 150 kWp, instalada no IEE/USP. Em relação ao valor médio do rendimento global, PR, o sistema fotovoltaico com seguidor de eixo horizontal apresentou um valor de 84%, enquanto que o PR do subsistema BIPV fixo apresentou um valor de 88%. O PR menor do sistema com seguimento de eixo horizontal explica-se pelo fato de que este sistema opera com temperatura de módulo mais elevada.

Observou-se que, nos meses de maio e junho, a produtividade final, Y_F , do sistema com seguimento de eixo horizontal foi 5% e 7% inferior à do sistema fixo, respectivamente. A partir de julho, a Y_F do sistema com seguimento de eixo horizontal superou a do sistema fixo, chegando a ser 21% maior em outubro. No período analisado, o ganho médio de Y_F do sistema com seguimento de eixo horizontal foi de 9%. Merece aqui mencionar que este ganho é afetado pela latitude local, já que não é possível acompanhar as variações da altura solar ao longo do ano. Portanto, seguidores de eixo horizontal oferecem ganhos maiores em latitudes próximas do equador.

Como continuidade deste trabalho, propõem-se as seguintes iniciativas:

- Acompanhar o desempenho do sistema de eixo horizontal para completar pelo menos um ano de operação;

- Realizar uma análise comparativa do desempenho do sistema de eixo horizontal com os subsistemas de 10° e 30° de inclinação do sistema BIPV;
- Avaliar o potencial da utilização do seguidor de um eixo horizontal em aplicações com acoplamento direto, gerador fotovoltaico e motor de indução, sistemas de bombeamento de água e máquina de produção de gelo;
- Pesquisar com mais detalhes o baixo desempenho do sistema CPV;
- Realizar uma avaliação econômico-financeira dos custos e benefícios das alternativas de sistemas CPV, seguidores de dois eixos, seguidor e sistema fixo, a partir dos sistemas deste trabalho;
- Realizar uma comparação econômico-financeira de sistema de seguimento solar nacional com um equivalente importado; e
- Avaliar o desempenho e operação do protótipo de seguidor solar na região nordeste do Brasil, com latitudes mais favoráveis para os ganhos de produtividade do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **NBR 10899 Energia solar fotovoltaica - Terminologia**. Rio de Janeiro: ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2006.

ABNT. **NBR 11704 Sistemas fotovoltaicos - Classificação**. Rio de Janeiro: ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2008.

ALATA, M.; AL-NIMR, M. A.; QAROUSH, Y. Developing a multipurpose sun tracking system using fuzzy control. **Energy Conversion and Management**, v. 46, n. 7-8, p. 1229-1245, 2005.

ALMEIDA, M.; ZILLES, R. **Cálculo de Parâmetros de Desempenho para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES. São Paulo, Brazil: [s.n.]. 2012.

BETT, A. W.; DIMROTH, F.; AL, E. **FLATCON and FLASHCON Concepts for High Concentration PV**. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Paris, France: [s.n.]. 2004.

CLEANENERGY. Alamosa Solar Generating Plant, case study , 2012. Disponível em: <http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/Solar_PV___Photovoltaic_Solar_Power_Case_Studies_files/Alamosa%20Solar%20Generating%20Plant.pdf>.

CLIFFORD, M. J.; EASTWOOD, D. Design of a novel passive solar tracker. **Solar Energy (77)**, p. 269-280, 2004.

CONCENTRIX. **FLATCON Concentrator Technology - Technical Information - Q3-2009**. [S.l.]. 2009.

DARULA, S.; KITTLER, R.; GUEYMARD, C. A. Reference luminous solar constant and solar luminance for illuminance calculations. **Solar Energy**, v. 79, p. 559-565, 2005.

DÍAZ-DORADO, E. et al. Optimal distribution for photovoltaic solar trackers to minimize power losses caused by shadows. **Renewable Energy** , v. 36, p. 1826-1835, 2011.

EPE. **Leilão de Energia de Reserva de 2014. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral.** Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 22. 2014.

EPE. **Expansão da geração: 1º leilão de energia de reserva de 2015.** Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 26. 2015.

EPE. **Expansão da geração: 2º Leilão de energia de reserva de 2015.** Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 28. 2015.

EPE. **EPE cadastra 35.147 MW em projetos de energias eólica e solar no 2º LER.** Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 2. 2016.

FRAUNHOFER ISE. New world record for solar cell efficiency at 46%, 2014. Disponível em: << <http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/press-releases-2014/new-world-record-for-solar-cell-efficiency-at-46-percent> >>.

GEYER, M. **Dish stirling activities at Schlaich Bergermann und Partner.** [S.l.]. 2007.

GÓMEZ-GIL, F. J.; WANG, X.; BARNETT, A. Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 306– 313, 2012.

GREENRHINOENERGY, 2012. Disponível em:<< www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies >. Acesso: agosto de 2012>.

GUASCOR. Corporate Presentation, 2008. Disponível em:<. Acesso: Dezembro 2008>.

HERING, G. Down of 500 Suns - Market survey on concentrating photovoltaics. **PHOTON International - The Photovoltaic Magazine. 2008-11: Solar Verlag. Aachen, Germany**, p. 146-158, 2008.

HORNE, S. et al. **A Solid 500 Sun Compound Cocentrator PV Design.** Waikoloa, Hawaii. 2006.

IEC. **IEC 62108 Concentrator photovoltaic (CPV) modules and assemblies - Design qualification and type approval.** Switzerland. 2007.

IF - UFRGS. Instituto de física - UFRGS. **Coordenadas horizontais**, 2015. Disponível em: <<http://www.if.ufrgs.br/oei/santiago/fis2005/textos/horizcrds.htm>>.

INPE. **SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais**, INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. [S.l.]. 2009.

IQBAL, M. **An Introduction to Solar Radiation**. Toronto: Academic Press, 1983.

KURTZ, S. **Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry - 2009 Update**. [S.l.]. 2009.

LEUTZ, R. et al. Shaped nonimaging Fresnel lenses. **Journal of Optics A: Pure and Applied Optics**. IOP Publishing Ltd (2), p. 112-116, 2000.

LORENZO, E. **Electricidad Solar**: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. 1. ed. Espanha: PROGENSA, 1994.

LUKE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2003.

LUQUE, I. Beyond the Shockley-Queisser Limit. *Mágina - PV Gazette of SolFocus Chair*: Nº 1, 1st Semester 2009. ISSN 1889-5670.. Ed: **University of Jaén**, p. 2003-2011, 2009.

LUTHER, J.; BETT, A. W. **Progress in High-Concentration Photovoltaic Systems**. The 17th International Photovoltaic Science & Engineering Conference. Fukuoka, Japan.: Available at< <http://www.ise.fraunhofer.de/veroeffentlichungen> >. 2007.

MENDOZA, J. E. **Elementos de astronomía observacional**: La esfera celeste. Puebla, México: Instituto Nacional de Astrofísica óptica y Electrónica, 2013.

MOUSAZADEH, H. et al. A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, p. 1800–1818, 2009.

NELSON, J. **The Physics of Solar Cells**. London: Imperial College Press, 2003.

NISHIOKA, K. et al. Annual output estimation of concentrator photovoltaic systems using high-efficiency InGaP/InGaAs/Ge triple-junction solar cells based on experimental

solar cell's characteristics and field-test meteorological data. **Solar Energy Materials and Solar Cells** **90(1)**, p. 57-67, 2006.

NIST. The International System of Units (SI) - Special Publication 330 - 2001 Edition. Gaithersburg, USA: NIST - National Institute of Standards and Technology, 2001. p. 77.

NREL. Glossary of Solar Radiation Resource Terms. **National Renewable Energy Laboratory**, 2009. Disponível em: <http://rredc.nrel.gov/solar/glossary/gloss_s.html>.

NREL. **Best Research-Cells Efficiencies**. Golden, USA. 2012.

OLIVEIRA, M. **Análise do desempenho de um gerador fotovoltaico com seguidor solar azimutal**. Porto Alegre, Brasil. 2008.

PÉREZ, P. et al. High Concentrator PhotoVoltaics efficiencies: Present status and forecast. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 1810-1815, 2011.

PÉREZ, P. H. et al. High Concentrator PhotoVoltaics efficiencies: Present status and forecast. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 1810-1815, 2011.

PHILIPPS, S. P. et al. **Current status of concentrator photovoltaic (CPV) technology**. NREL - National Renewable Energy Laboratory. Colorado, USA. 2015.

PINTO, A. et al. **Descrição de seguidores solares e sua aplicação em centrais fotovoltaicas conectadas à rede**. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém: [s.n.]. 2010.

PV-INSIDER. CPV World Map 2011, PV Insider, 2011. Disponível em: <www.pv-insider.com/cpv>.

PV-INSIDER. CPV World Map 2012, PV-Insider, 2012. Disponível em: <<http://news.pv-insider.com/concentrated-pv>>.

RENZI, M.; SANTOLINI, M.; COMODI, G. Performance Analysis of a 3.5 kWp CPV System with Two-axis Tracker. **Energy Procedia**, p. 220-224, 2014.

RODRIGUEZ, M. A. et al. **Prototipo de Seguidor solar de eixo horizontal para sistemas fotovoltaicos**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife, Brasil: [s.n.]. 2014.

ROYNE, A.; DEY, C. J.; MILLS, D. R. Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review. **Solar Energy Materials and Solar Cells** **86(4)**, p. 451 - 483, 2005.

RUBIO, F. **Energía Solar Fotovoltaica de Concentración**. Jornadas “Energías Renovables y Cambio Climático”. Cáceres, España: [s.n.]. 2007.

RUBIO, F. et al. **Deploying CPV Power Plants - ISFOC Experiences**. 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference. San Diego, CA. EUA: [s.n.]. 2008.

SCHMELA, M. Market survey on PV concentrators - Opening the concentrator book. **PHOTON International - The Photovoltaic Magazine**, p. 42-45, 2001.

SEFA, I.; DEMIRTAS, M.; ÇOLAK, I. Application of one-axis sun tracking system. **Energy Conversion and Management** (**50**), p. 2709–2718, 2009.

SEVERO, T. C. **Desenvolvimento do Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático HELIUS para Sistemas Autônomos**. Porto Alegre, Brasil. 2005.

SOLFOCUS. SolFocus CPV System TR-30-6150 - Preliminary Data Sheet, 2007. Disponível em: << <http://www.solfocus.com/files/TR-30-6150x.pdf> >Accessed Nov 2008>.

SOLFOCUS. A Primer on CPV Technology, SolFocus, Inc., San Jose, California., 2008. Disponível em: <<http://solarwindsrealestate.com/Concentrated%20Solar%20Collectors.pdf>>.

SPENCER, M.; FINOT, M. **Field Testing for Reliability Assessment of New CPV Technologies**. Palm Desert, USA. 2008.

STANTEC. Alamosa Concentrated Photo Voltaic Solar Generating Project, 2012. Disponível em: <http://www.stantec.com/our-work/projects/united-states-projects/a/alamosa-concentrated-photo-voltaic-solar-generating.html#.Vdu0e_IVhHw>.

SUNCORE. **Suncore Brochure**. Anhui, China. 2012.

SUNCORE. Case Studies. **Project:** Golmud 60 MW, 2015. Disponível em: <<http://suncoreus.com/case-studies/>>.

SUNRGI. Sunrgi Module - Picture jpg, 2008. Disponível em: <<http://www.sunrgi.com/downloads.html>>.

VERLINDEN, P. J. et al. **Update on Two-year Performance of 120 kWp Concentrator PV Systems Using Multi-junction III-V Solar Cells and Parabolic Dish Reflective Optics**. 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference. San Diego, CA.: [s.n.]. 2008.

VIANA, T. S. Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil. **Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Florianópolis, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC): Tese de Doutorado**, p. 165, 2010.

VIANA, T. S. et al. **Projeto Seguidores Solares para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**: Sistemas com e sem Concentração. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES. São Paulo, Brazil: [s.n.]. 2012.

VIVAR, M. et al. Effect of soiling in CPV systems. **Solar Energy**, v. 84, p. 1327-1335, 2010.

ZOMEWORKS CORPORATION. Passive Solar Tracker for Photovoltaic Modules, 2013. Disponível em: <<http://www.zomeworks.com/photovoltaic-tracking-racks/>>. Acesso em: 2 septiembre 2013.

**APÊNDICE A – RELATÓRIO DO SISTEMA DE CONTROLE DO PROTÓTIPO DE
SEGUIDOR SOLAR DE EIXO HORIZONTAL**

Relatório do Projeto

SISTEMA DE CONTROLE DO PROTÓTIPO DE SEGUIDOR
SOLAR DE EIXO HORIZONTAL PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

MAURICIO ANDRÉS RODRÍGUEZ CASSARES

SUMÁRIO

1	Objetivos.....	4
1.1	Objetivo geral	4
1.2	Objetivos específicos	4
2	Especificações do Protótipo do seguidor solar.....	5
2.1	Critérios de seleção do tipo do seguidor	5
2.2	Estrutura do Seguidor	5
2.3	Graus de movimento do Seguidor	7
2.4	Mecanismo do Seguidor	7
2.4.1	Motor de passo	8
2.4.2	Caixa de redução	8
3	Projeto Eletrônico da plataforma de <i>hardware</i>	10
3.1	Sensores	12
3.1.1	Sensor Óptico	12
3.1.2	Sensor fim de curso	14
3.1.3	Sensor de Posição Angular.....	15
3.2	Unidade de Controle	18
3.2.1	Placa do Micro-controlador.....	18
3.2.2	Placa de Condicionamento	20
3.2.3	Placa de Interface Homem-Maquina	22
3.3	Interface de Potência.....	23
3.3.1	Driver ST10-Si-NN	23
3.3.2	Sinais de controles.....	25
4	Montagem do sistema de controle no Seguidor	27
4.1	Quadro de Controle.....	27
5	REFERENCIAS	29

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Protótipo de Seguidor Solar de Eixo Horizontal.....	5
Figura 2. Desenho da estrutura metálica do protótipo do seguidor solar [1].....	6
Figura 3. Base de concreto para fixação.....	6
Figura 4. Estrutura metálica do PSSEH.	6
Figura 5. Movimento diário da superfície móvel do protótipo do seguidor solar.	7
Figura 6. Esquema da conexão entre o eixo do seguidor, a caixa de redução e o motor de passo.	8
Figura 7. Motor de passo Kollmorgen modelo CPT32. (a) Aparência. (b) Foto da placa de especificações do motor.	8
Figura 8. Caixa de redução WEG-Cestari: (a) foto e (b) dados técnicos.	9
Figura 9. Conexão entre os eixos do seguidor, a caixa de redução e motor de passo.	9
Figura 10. Esquema geral do sistema de controle do Seguidor Solar.	10
Figura 11. Esquema detalhado do sistema de controle do seguidor solar.	11
Figura 12. Sensor Óptico FUSIONSEEKER DS-50S6 [8].	12
Figura 13. Componentes do FUSIONSEEKER DS-50S6 [8].	12
Figura 14. Esquema da aplicação típica do FUSIONSEEKER DS-50S6. S1 e S2 são interruptores fim de curso FUSIONSEEKER P6 (ver seção 3.1.2).	13
Figura 15. FUSIONSEEKER DS-50S6 controlando um motor de indução trifásico e um motor DC de alta potencia.	13
Figura 16. FUSIONSEEKER DS-50S6 usado como entrada para um PLC.	14
Figura 17. Sensor fim de curso <i>FUSIONSEEKER P6</i> [2].	14
Figura 18. Componentes do Interruptor fim de curso FUSIONSEEKER P6 [2].	15
Figura 19. <i>Encoder</i> utilizado como sensor de posição angular: (a) <i>Encoder</i> EMS22Q51-C28-LS4 (b) Passos para geração dos sinais de saída do <i>Encoder</i>	16
Figura 20. Esquema do circuito de condicionamento dos sinais do <i>Encoder</i> com o Microprocessador.	17
Figura 21. Placa do Sensor de Posição Angular. Vistas: (a) Frontal, (b) Posterior e (c) Lateral.	17
Figura 22. Placa <i>Arduino Due</i> [5]. (a) Vista frontal. (b) Vista posterior.	19
Figura 23. Componentes da Placa de Condicionamento.	21
Figura 24. Placa de Interface Homem-Maquina: (a) Componentes e (b) Conectores.	22
Figura 25. Driver ST10-Si.	23
Figura 27. Diagrama das entradas e saídas no conector DB25 do <i>driver</i> ST10-Si-NN.	24
Figura 26. Diagrama de blocos do <i>driver</i> ST10-Si [15].	24
Figura 28. Forma de conectar o motor de passo CPT32 ao <i>driver</i> ST10-Si.	25
Figura 29. Diagrama dos sinais da Interface de Potência.	25
Figura 30. Esquema do circuito eletrônico de condicionamento dos sinais <i>CW-Jog</i> e <i>CCW-Jog</i>	26
Figura 31. Esquema do circuito eletrônico do sinal <i>status driver</i>	26
Figura 32. Vista do PSSEH com o sistema de controle instalado.	27
Figura 33. Quadro de Controle: (a) fechado e (b) aberto.	28
Figura 34. Componente do Quadro de Controle.	28

1 OBJETIVOS

Os objetivos foram classificados em geral e específicos.

1.1 Objetivo geral

Projetar e implementar o Sistema de Controle (SC) do Protótipo de Seguidor Solar de Eixo Horizontal (PSSEH) para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR).

1.2 Objetivos específicos

- Escrever e implementar um algoritmo de controle para o PSSEH que permita aumentar a quantidade de energia solar recebida pelo sistema fotovoltaico.
- Projetar e implementar uma plataforma de *hardware* flexível que permita programar e testar diferentes tipos de controle, tal como microcontrolado, electro-óptico e híbrido (a combinação dos dois anteriores).
- Fazer uma análise comparativa entre a energia solar captada pelo seguidor solar e um sistema fotovoltaico fixo.

2 ESPECIFICAÇÕES DO PROTÓTIPO DO SEGUIDOR SOLAR

Este capítulo descreve as principais características do mecanismo do PSSEH. Este protótipo foi projetado e construído pelo Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP), Brasil, com o apoio financeiro da empresa de distribuição de energia elétrica ELEKTRO. A Figura 1 apresenta o protótipo construído, que está instalado no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) no IEE-USP. Este capítulo está baseado em [1].



Figura 1. Protótipo de Seguidor Solar de Eixo Horizontal.

2.1 Critérios de seleção do tipo do seguidor

O primeiro passo para o desenvolvimento do protótipo foi a escolha do tipo de seguidor. Considerando a simplicidade mecânica e facilidade de construção, optou-se por um seguidor de um eixo horizontal de orientação Norte-Sul. Este tipo de seguidor é de especial interesse para locais de baixa latitude, como o interior do nordeste do Brasil, onde há uma grande quantidade de radiação solar, incluindo radiação direta normal. Portanto, o seguidor construído seria uma opção de baixo custo e fácil manutenção para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (especialmente em usinas de energia solar) instalados na região.

2.2 Estrutura do Seguidor

A estrutura básica do protótipo consiste em um eixo de 5 m de comprimento e 10 cm de diâmetro apoiado nas extremidades em perfis em A, onde o acoplamento é feito com rolamentos que facilitam a rotação. O suporte dos módulos é realizado em seis longarinas com 3,265 m de comprimento (esse valor corresponde a duas vezes o comprimento do módulo que se pretende instalar no seguidor) fixadas no eixo central. Toda a estrutura foi construída com peças de aço, posteriormente galvanizadas a fogo, de forma a ser resistente às intempéries. A Figura 2 mostra um desenho da estrutura construída e suas dimensões.

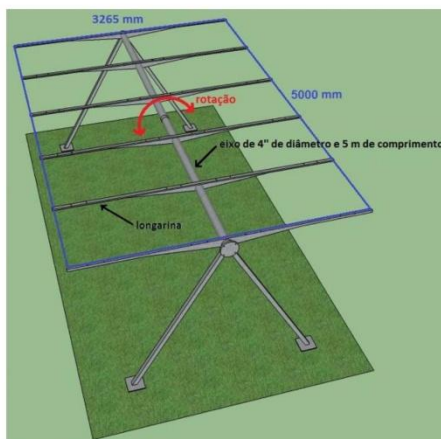


Figura 2. Desenho da estrutura metálica do protótipo do seguidor solar [1].

A fixação no solo foi feita em quatro pequenas bases de concreto de 50x50 cm de superfície. A altura das bases foi ajustada de modo a nivelar o plano de instalação do seguidor, haja vista que o terreno não é plano. A Figura 3 mostra o detalhe de uma base de fixação e de um dos pés do perfil em A.



Figura 3. Base de concreto para fixação.

A Figura 4 mostra uma visão real da estrutura já construída e instalada no LSF – IEE - USP.



Figura 4. Estrutura metálica do PSSEH.

2.3 Graus de movimento do Seguidor

A superfície formada pelas longarinas tem uma liberdade de movimento em torno de seu eixo de 120° , sendo 60° para o Leste (início do dia) e 60° para o Oeste (fim do dia), como mostra a Figura 5. A rotação de Leste para Oeste ao longo do dia, considerando o tipo de controle utilizado, é realizada em passos de aproximadamente $0,5^\circ$ a cada 2 minutos e, ao atingir os 60° para o Oeste, a superfície retorna para a posição inicial com uma rotação contínua de 120° .

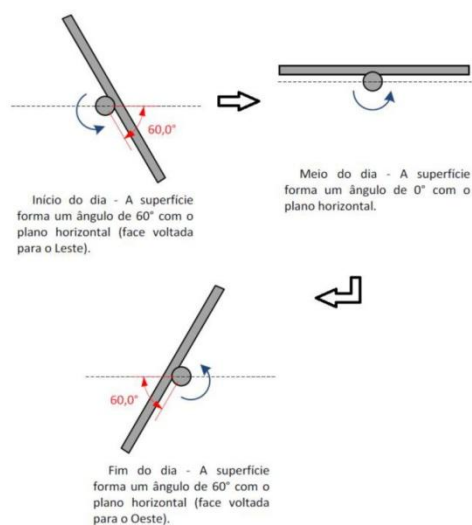


Figura 5. Movimento diário da superfície móvel do protótipo do seguidor solar.

2.4 Mecanismo do Seguidor

O acionamento do eixo do seguidor é feito por um *motor de passo*¹ acoplado a uma *caixa de redução*². Os cálculos do torque e os esforços mecânicos do seguidor necessários para o adequado dimensionamento do motor e da caixa de redução são detalhados em [1]. A Figura 6 apresenta o esquema de conexão entre o eixo do seguidor

¹ Motor de Passo: é um dispositivo eletromecânico que converte uma série de pulsos elétricos em deslocamentos angulares discretos, o que significa que é capaz de acessar um número de graus (passos) dependendo das suas entradas de controle. O motor de passo comporta-se da mesma forma que um conversor digital-analógico (D / A), e pode ser governado por impulsos de sistemas lógicos [7].

² Caixa de redução, ou redutor de velocidade, é um dispositivo mecânico que reduz a velocidade (rotação) de um acionador. Seus principais componentes são, basicamente: Eixos de entrada e saída, rolamentos, engrenagens e carcaça. O redutor de velocidade é utilizado quando é necessária a adequação da rotação do acionador para a rotação requerida no dispositivo a ser acionado. Devido às leis da física, quando há redução da rotação, aumenta-se o torque disponível [12].

e o eixo de saída da caixa de redução e entre o eixo da entrada da caixa de redução e o eixo do motor de passo.

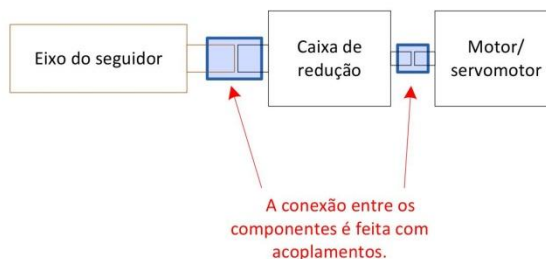


Figura 6. Esquema da conexão entre o eixo do seguidor, a caixa de redução e o motor de passo.

2.4.1 Motor de passo

O motor de passo utilizado é do fabricante Kollmorgen, modelo CPT32, de 20 W de potência e torque máximo de 7 Nm. Na Figura 7 pode-se observar o motor e sua placa de especificações. Para informação mais detalhada, ver o Anexo 1.



Figura 7. Motor de passo Kollmorgen modelo CPT32. (a) Aparência. (b) Foto da placa de especificações do motor.

2.4.2 Caixa de redução

Como o torque máximo do motor de passo é insuficiente para mover o eixo do seguidor, tornou-se necessário o uso de uma caixa de redução. A caixa de redução utilizada é da empresa WEG-Cestari, que proporciona uma redução nominal de 560 e permite que a carga perceba o torque do motor cerca de quinhentas vezes maior [1]. Na Figura 8 pode-se apreciar o visual e alguns dados técnicos da caixa de redução. Para informações mais detalhadas, ver Anexo 2.

A Figura 9 mostra o mecanismo real da conexão entre os eixos do seguidor, da caixa de redução e do motor de passo.



(a)

Código C58455NB00000

Descrição da família	COAXIAL
Tamanho do redutor	58
Quantidade de estágios	4
Redução Nominal	560
Redução Exata	551
Torque Nominal [Nm]	1.550
Carga Radial Entrada [N]	600
Carga Radial Saída [N]	9.400
Tipo de Entrada	Eixo Integral

(b)

Figura 8. Caixa de redução WEG-Cestari: (a) foto e (b) dados técnicos.

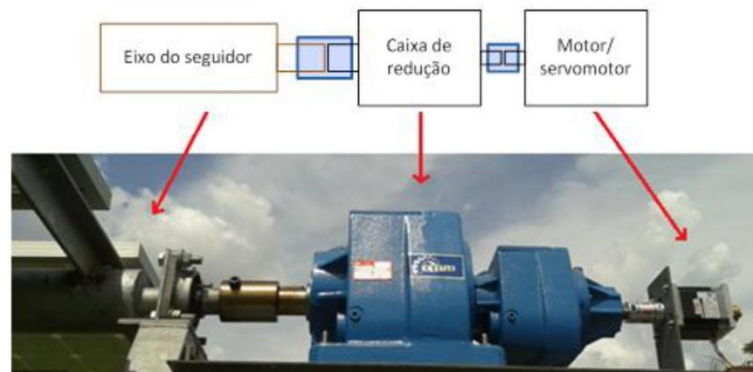


Figura 9. Conexão entre os eixos do seguidor, a caixa de redução e motor de passo.

3 PROJETO ELETRÔNICO DA PLATAFORMA DE *HARDWARE*

Implementou-se um sistema que controla a posição angular do eixo do PSSEH de modo que os módulos FV instalados nele sigam a trajetória do ângulo horário do Sol.

O sistema de controle do seguidor é composto por uma Unidade de Controle, um sensor óptico, um sensor de posição angular, duas chaves de fim de curso e um *driver* programável para o motor de passo. De modo geral, a Unidade de Controle recebe, condiciona e processa os sinais dos sensores, faz o cálculo da posição do sol e envia o sinal de controle para o *driver* do motor de passo. A Figura 10 mostra o esquema geral do sistema de controle, onde as setas indicam o fluxo de sinais.

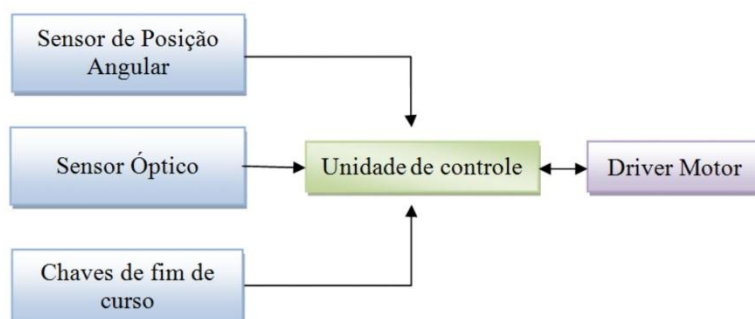


Figura 10. Esquema geral do sistema de controle do Seguidor Solar.

Além disso, para a configuração dos parâmetros de funcionamento, o sistema permite ao usuário ingressar, revisar e modificar informações através de um teclado alfanumérico e visualizar essas informações através de uma tela de cristal líquido (LCD).

A Unidade de Controle também conta com memória não volátil, que lhe dá a capacidade de armazenar dados dos sensores, eventos especiais, juntamente com a data e hora. Na Figura 11 pode-se observar um esquema mais detalhado do que foi indicado como a Unidade de Controle do sistema de controle do seguidor solar.

Como o PSSEH foi concebido para um sistema fotovoltaico conectado à rede, ele está localizado em um local de fácil acesso para o sistema de alimentação elétrico, de modo que a alimentação do sistema de controle provém da própria rede.

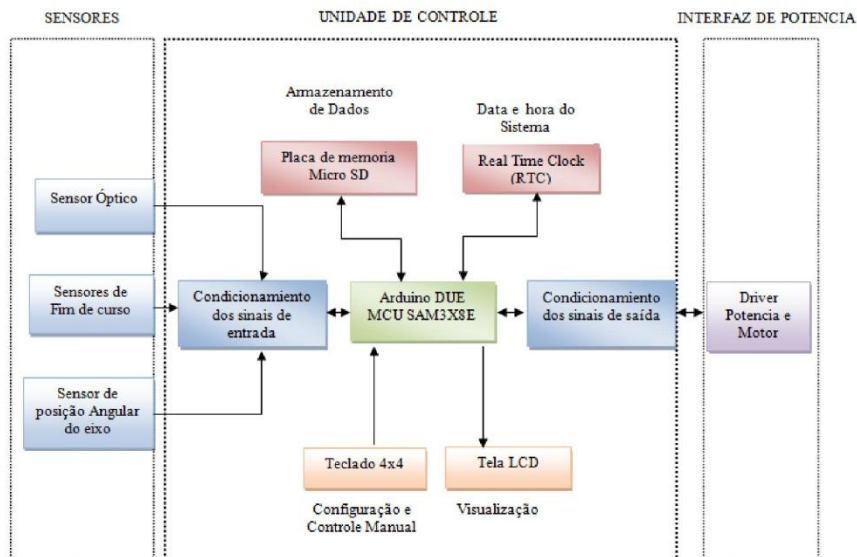


Figura 11. Esquema detalhado do sistema de controle do seguidor solar.

Para a interligação de todos os componentes, foram projetadas três placas eletrônicas que contêm os circuitos de alimentação e condicionamento necessários para o correto funcionamento do sistema.

Assim, para a fabricação dessas placas de circuito impresso (*Printed Circuit Board*, PCB) utilizou-se a fresadora automática (*circuit board plotter*) *LPKF Protomat C40*, máquina que se encontra disponível para tal fim no IEE. Esta máquina determinou três importantes restrições de projeto:

- Uso de componentes *Through-Hole*³ (THT). A largura mínima das trilhas e a separação mínima entre elas que é capaz de manejar esta máquina não são adequadas para componentes de montagem superficial⁴, o que forçou usar praticamente só componentes THT.
- Fabricação de placas de uma capa. Devido à restrição anterior, uma vez que apenas serão utilizados componentes THT, não se justifica placas de dupla fase.

³ Montagem *through-hole*, também denominada tecnologia *through-hole* ou simplesmente *thru-hole*, refere-se a um esquema de montagem usado em componentes eletrônicos e que envolve o uso de pinos dos componentes que são inseridos em buracos abertos nas PCBs e soldados a superfícies no lado oposto. Esses componentes são geralmente chamados de componentes PTH (*pin through hole*) [13].

⁴ Tecnologia de montagem superficial (ou SMT - *Surface Mounted Components*) é um método de montagem de circuitos eletrônicos, no qual os componentes SMC são montados diretamente sobre a superfície da placa de circuito impresso (PCB), permitindo o aproveitamento de ambas as faces [14].

- A área das placas não pode ultrapassar 210x297 mm. Isto é importante porque, devido às duas restrições anteriores, a área da placa aumenta significativamente em comparação com a área que seria ocupada por placas de dupla camada com componentes SMT.

Considerando essas três restrições, foram projetadas as placas usando o *software EAGLE v6.4.0*. Além disso, os circuitos que estão nas placas foram simulados no *software Proteus 7 Isis v7.7*. Abaixo será explicado cada componente do sistema de controle.

3.1 Sensores

3.1.1 Sensor Óptico

O sensor utilizado é o *FUSIONSEEKER DS-50S6*. Este dispositivo é um controlador sensorial universal para seguidores solares projetado para ser usado com todos os seguidores solares de um eixo que usam motores de corrente contínua (DC) de ímãs permanentes para se movimentar. A Figura 12 mostra a aparência do dispositivo e suas especificações técnicas são detalhadas no Anexo 3.



Figura 12. Sensor Óptico FUSIONSEEKER DS-50S6 [8].

Entre as principais características que oferece este dispositivo está sua alta precisão de seguimento, grande capacidade de corrente, alta confiabilidade, longa expectativa de vida útil e sensibilidade ajustável. Além disso, sua caixa de policarbonato é IP67. Esta caixa é "2 em 1", uma vez que serve para "criar sombra" aos sensores e para proteger à eletrônica de todo tipo de clima. A instalação também é muito fácil: todos os componentes estão encapsulados na caixa. A Figura 13 mostra detalhes do dispositivo.

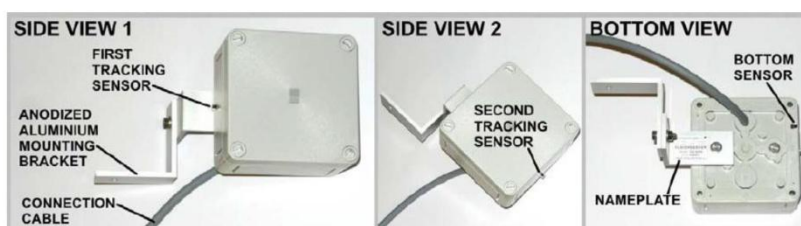


Figura 13. Componentes do FUSIONSEEKER DS-50S6 [8].

Na sua aplicação típica, o DS-50S6 funciona segundo o princípio dos sinais de saída igualados de seus dois sensores de luz. Quando os sinais de saída dos sensores são diferentes ("receptor" solar não está totalmente posicionado de frente para o Sol), com a ajuda de seus transistores de potência *MOSFET*, liga o motor e o mantém funcionando. Imediatamente após os sinais de saída dos sensores serem iguais ("receptor" solar está novamente posicionado de frente para o Sol), o motor é desligado. Esta sequência é repetida ao longo do dia até o por do sol, quando o seguidor (motor) para (o receptor fica orientado para o oeste). Neste ponto, o DS-50S6 usa um terceiro sensor de luz, localizado na parte traseira da caixa, para detectar os primeiros raios do nascer do sol do dia seguinte e girar o motor para posicionar o receptor solar para o leste. O esquema desta aplicação é mostrado na Figura 14.

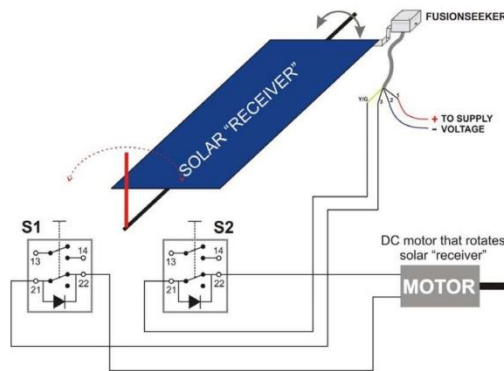


Figura 14. Esquema da aplicação típica do FUSIONSEEKER DS-50S6. S1 e S2 são interruptores fim de curso FUSIONSEEKER P6 (ver seção 3.1.2).

Percebe-se que o DS-50S6 Fusionseeker foi projetado para acionar diretamente motores DC de ímã permanente de baixa tensão. No entanto, o DS-50S6 também pode ser utilizado para controlar outros tipos de motores ou sistemas de acionamento hidráulico. A Figura 15 mostra um exemplo de como o DS-50S6 pode controlar indiretamente um motor de indução de três fases e um motor DC de ímã permanente de alta potência, com a adição de 2 contatores / relés e 2 diodos.

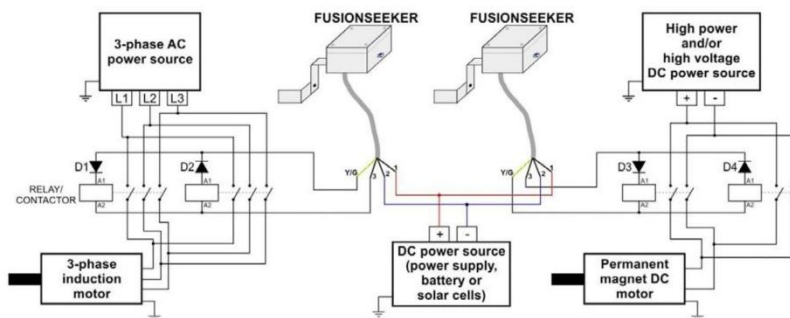


Figura 15. FUSIONSEEKER DS-50S6 controlando um motor de indução trifásico e um motor DC de alta potência.

Outra maneira de usar o DS-50S6 é como um "sensor de sol" e conectar a saída dele às entradas de um sistema digital, como um PLC (Controlador Lógico Programável) ou um microcontrolador (com o apropriado condicionamento dos sinais). Um exemplo é mostrado na Figura 16.

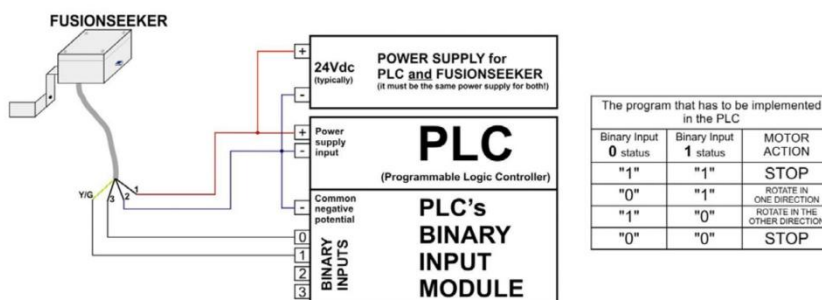


Figura 16. FUSIONSEEKER DS-50S6 usado como entrada para um PLC.

3.1.2 Sensor fim de curso

O sensor fim de curso utilizado é o *FUSIONSEEKER P6*. Este dispositivo é um interruptor de fim de curso de alta resistência com diodo integrado, projetado para proteger todos os tipos de seguidores solares de um e dois eixos que usam motores DC para se mover (ver Figura 17). As especificações técnicas estão detalhadas no Anexo 4.



Figura 17. Sensor fim de curso *FUSIONSEEKER P6* [2].

Todos os seguidores são basicamente projetados para que possuam um grau de liberdade angular específico, dado que o sol se move de modo que não há necessidade de rotacionarem mais de 300° de azimute e 90° de elevação. Esta é a regra geral para todos os seguidores solares fotovoltaicos. Assim, a finalidade do interruptor de fim de curso é parar o motor do seguidor solar pouco antes dos limites mecânicos sejam

atingidos. Isto é feito em ambos os sentidos, o que significa que são necessário dois interruptores de fim de curso, um para detectar o fim do giro em sentido horário (*clockwise*, CW) e o outro para detectar o fim do giro em sentido anti-horário (*counterclockwise*, CCW).

O *FUSIONSEEKER P6* é composto por um corpo principal que encapsula contatos, terminais e um diodo, uma alavanca ajustável com roda e um passa cabo (ver Figura 18). Existem dois contatos no interior do dispositivo, um é normalmente fechado com diodo em paralelo e o outro é normalmente aberto. Para proteção mecânica básica do seguidor solar, o contato normalmente fechado em paralelo com o diodo deve ser utilizado (terminais 21 e 22). O segundo contato pode ser utilizado para outros fins (indicação, entrada PLC, etc.). Na Figura 14 é mostrado um exemplo da instalação destes interruptores.



Figura 18. Componentes do Interruptor fim de curso FUSIONSEEKER P6 [2].

3.1.3 Sensor de Posição Angular

Este sensor é usado para medir a posição angular do eixo e, assim, poder determinar o ângulo de inclinação do plano receptor do seguidor solar. Esta variável é medida indiretamente com a ajuda de *Encoder* EMS22Q51-C28-LS4 (Figura 19a). Este dispositivo é um codificador incremental magnético rotativo que produz dois sinais tipo trem de pulsos A e B em quadratura⁵ de 256 pulsos por revolução (PPR) [3]. A Figura 19b mostra os passos de como é gerados os sinais de saída. No Anexo 5 pode-se encontrar mais detalhes das especificações técnicas deste dispositivo.

⁵ Quadratura: faz referência que os dois sinais A e B estão defasados 90°, ou seja, quando o *Encoder* gira para uma direção, o canal A adianta ao B, e quando gira para direção contrária o canal B adianta ao A. Isso permite detectar o sentido de giro do *Encoder*.

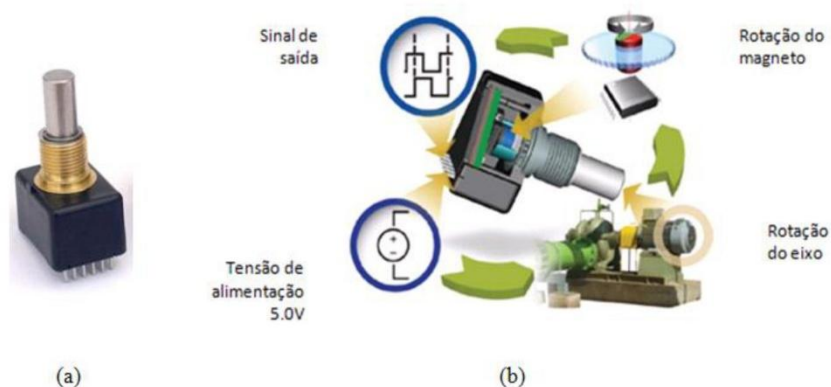


Figura 19. *Encoder* utilizado como sensor de posição angular: (a) *Encoder* EMS22Q51-C28-LS4
(b) Passos para geração dos sinais de saída do *Encoder*

Como já foi mencionado, o *Encoder* produz 256 PPR. Como uma revolução equivale a 360° , a resolução do *Encoder* é definida como:

$$\text{Resolução Encoder} = \frac{1 \text{ revolução}}{256 \text{ pulsos}} = \frac{360^\circ}{256 \text{ pulsos}} = \frac{45^\circ}{32} / \text{pulso} \cong 1,41^\circ / \text{pulso} \quad (1)$$

Mas, para o projeto, o eixo do *Encoder* não está diretamente acoplado ao eixo do seguidor, e sim ao eixo do motor de passo. Como entre o motor e o eixo do seguidor está a caixa de redução, é preciso levar em conta a redução deste (a redução exata é de 551, ver Figura 8b). Isto significa que, para o eixo do seguidor dar uma revolução completa, o motor de passo deve girar 551 vezes, então pode se definir a resolução do sistema da seguinte forma:

$$\text{Resolução do Sistema} = \frac{1 \text{ revolução do seguidor}}{551 \text{ revoluções do motor}} = \frac{360^\circ}{(551)(256 \text{ PPR})}$$

$$\text{Resolução do Sistema} = \frac{45}{17632}^\circ / \text{pulso} \cong 0,0025^\circ / \text{pulso}$$

Percebe-se que a Resolução do Sistema é muito melhor, permitindo uma maior precisão.

Como o *Encoder* não tem cabo (só tem pinos), foi necessário criar uma placa para soldar os pinos do *Encoder* e ligá-los num conector adequado. Para este caso, decidiu-se utilizar um DB9, pelo qual também chega a alimentação e saem os sinais dos dois canais A e B. Também levou-se em conta que o *Encoder* está separado da Unidade de Controle mais ou menos dois metros e que o cabo DB9 vai ficar na intempérie, logo foi preciso fazer circuitos de condicionamento tanto na placa do *Encoder* quanto na placa da Unidade de Controle. A Figura 20 mostra o circuito de condicionamento nos dois extremos do cabo DB9 e a Figura 21 mostra a aparência da placa construída.

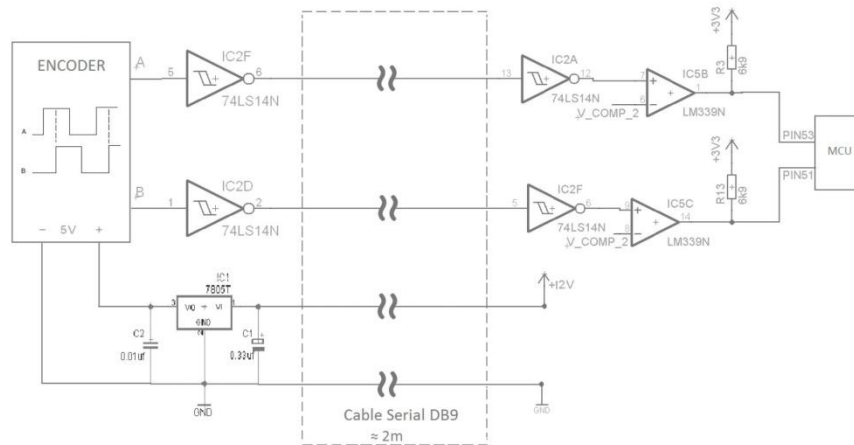
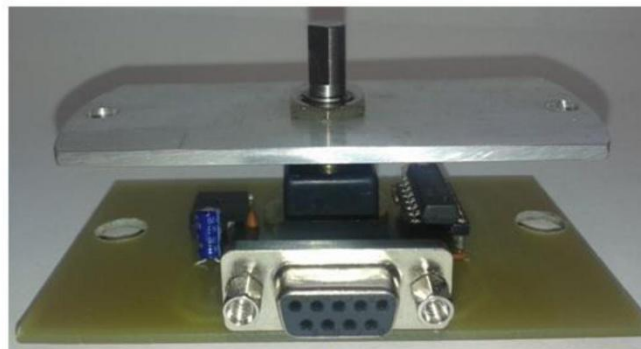
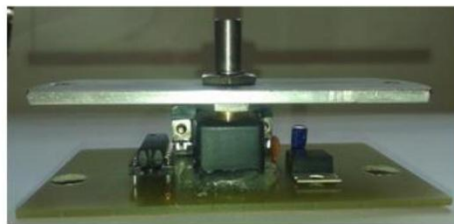


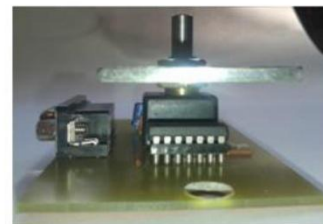
Figura 20. Esquema do circuito de condicionamento dos sinais do *Encoder* com o Microprocessador.



(a)



(b)



(c)

Figura 21. Placa do Sensor de Posição Angular. Vistas: (a) Frontal, (b) Posterior e (c) Lateral.

3.2 Unidade de Controle

Esta unidade é composta por três placas: a Placa do Microprocessador, a Placa de Interface Homem-Maquina (IHM) e a Placa de Condicionamento.

3.2.1 Placa do Micro-controlador

Como o projeto está em fase de prototipagem, procurou-se que a plataforma de desenvolvimento fosse flexível, com alta compatibilidade com diferentes tecnologias e protocolos de comunicação, além de possuir uma boa documentação de bibliotecas e preferivelmente de software livre. Após um estudo das diferentes plataformas oferecidas no mercado, escolheu-se a plataforma *Arduino*.

Arduino é uma plataforma de código aberto (*open source*⁶) para o desenvolvimento de protótipos baseados em *software* e *hardware* flexível e fácil de usar. *Arduino* pode pegar informações do ambiente através de seus pinos de entrada e de uma variedade de sensores e pode retornar informações através de luzes, motores e outros atuadores. O microcontrolador na placa *Arduino* é programado mediante a linguagem de programação *Arduino* (baseado em *Wiring*⁷) e o ambiente de desenvolvimento *Arduino* (baseado em *Processing*⁸).

As placas podem ser feitas à mão ou compradas já montadas de fábrica, o software pode ser baixado gratuitamente. Os arquivos de projeto de referência (CAD) estão disponíveis sob uma licença aberta, permitindo adaptar livremente às necessidades específicas de projeto [4].

Entre a ampla gama de placas e modelos oferecidos por *Arduino*, foi escolhida a placa “*Arduino Due*” (ver Figura 22), que está baseada no microcontrolador *Atmel SAM3X8E ARM Cortex-M3* de 32 bits. A Tabela 1 mostra um resumo das especificações desta placa.

⁶ *Open Source*: é a expressão pela qual se conhece um software desenvolvido e distribuído livremente. Ele é mais focado nos benefícios práticos (acesso ao código fonte) do que na liberdade ou nas questões éticas que se destacam tanto em softwares livres. A ideia de um código aberto está centrada na premissa de que ao compartilhar o código, o software resultante tende a ser superior ao software proprietário [9].

⁷ *Wiring*: É uma plataforma de software aberta para microcontroladores. Esta plataforma permite escrever softwares multi-plataforma para controlar os dispositivos conectados a uma ampla gama de placas de microcontroladores para criar todos os tipos de codificação criativa, objetos interativos, espaços ou experiências físicas [10].

⁸ *Processing*: É uma linguagem de programação, em ambiente de desenvolvimento com comunidade online. Desde 2001, *Processing* tem promovido a alfabetização de software dentro das artes visuais e a cultura visual dentro da tecnologia [11].

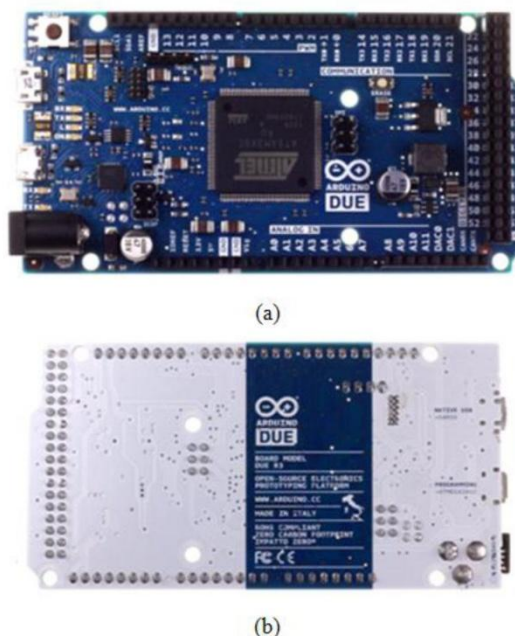


Figura 22. Placa *Arduino Due* [5]. (a) Vista frontal. (b) Vista posterior.

Dentre as razões pelas quais escolheu-se esta placa para o desenvolvimento do projeto estão:

- Um núcleo (core) de 32 bits. O sistema terá de executar operações matemáticas que envolvem variáveis de ponto flutuante (variáveis de 4 bytes) para determinar a posição do sol. A vantagem que nos dá ter um núcleo de 32 bits é que ele permite fazer operações com esses dados em um único ciclo de relógio da CPU, reduzindo, assim, o tempo de processamento.
- O relógio da CPU é de 84Mhz, a velocidade mais alta que se encontra entre as placas *Arduino*.
- O grande número de pinos de entrada/saída (54 em total) que oferece esta placa.
- A manipulação de interrupções. O *Arduino Due* é a única placa *Arduino* que permite programar todos os pinos de I/O como pinos de interrupção externa. Isso permite trabalhar com a filosofia de processamento de eventos, que é mais eficiente para trabalhar com a filosofia de polling.

Tabela 1. Resumo das especificações da placa *Arduino Due* [5].

Microcontrolador	AT91SAM3X8E
Tensão de funcionamento	3.3V
Tensão de entrada (Recomendado)	7-12V
Tensão de entrada (limites)	6-16V
Pinos Digitais I/O	54 (12 proporcionam saída PWM)
Pinos de entrada analógica	12
Pinos de saídas analógicas	2 (DAC)
Corrente DC Total de saída em todos os pinos de E/S	130 mA
Corrente DC para o Pin 3.3V	800 mA
Corrente DC para o pin 5V	800 mA
Memória Flash	512 KB
SRAM	96 KB (dois bancos: 64KB y 32KB)
Velocidade do relógio	84 MHz

3.2.2 Placa de Condicionamento

Esta placa é responsável por:

- Receber e condicionar os sinais provenientes dos sensores.
- Converter os níveis lógicos de 24VDC e 5VDC para níveis lógicos de 3.3VDC, com que trabalha o microcontrolador *Atmel SAM3X8E ARM Cortex-M3*.
- Distribuir a energia de alimentação aos sensores, à Placa do Microcontrolador e a Placa de Interface.
- Condicionar e enviar os sinais de controle ao *driver* do motor.
- Servir de suporte físico à Placa do Microcontrolador (*Arduino Due*) e à Placa de Interface.
- Proporcionar a data e a hora atualizada ao sistema.

Na Figura 23 e na Tabela 2 pode-se observar a aparência desta placa e os detalhes de seus componentes.

Esta placa é alimentada por duas tensões independentes de 12VDC e 24VDC. Com os 12VDC é alimentado o *Arduino Due* e um regulador de 5VDC para alimentar todos os circuitos integrados que exigem esta tensão. Com a fonte de 24VDC são alimentados os sensores. Estas duas fontes de energia estão totalmente isoladas uma da outra, da mesma forma que todas as entradas e saídas, as quais estão opto-acopladas. A ideia é manter a eletrônica de potência totalmente isolada da eletrônica digital, e, assim, proteger o

microcontrolador de possíveis ruídos induzidos ou qualquer sobrecorrente ou sobretensão. Esta placa também conta com dois módulos muito importantes, que são: o módulo de data e hora e o módulo de memória (componentes 10 e 11, respectivamente, na Figura 23).

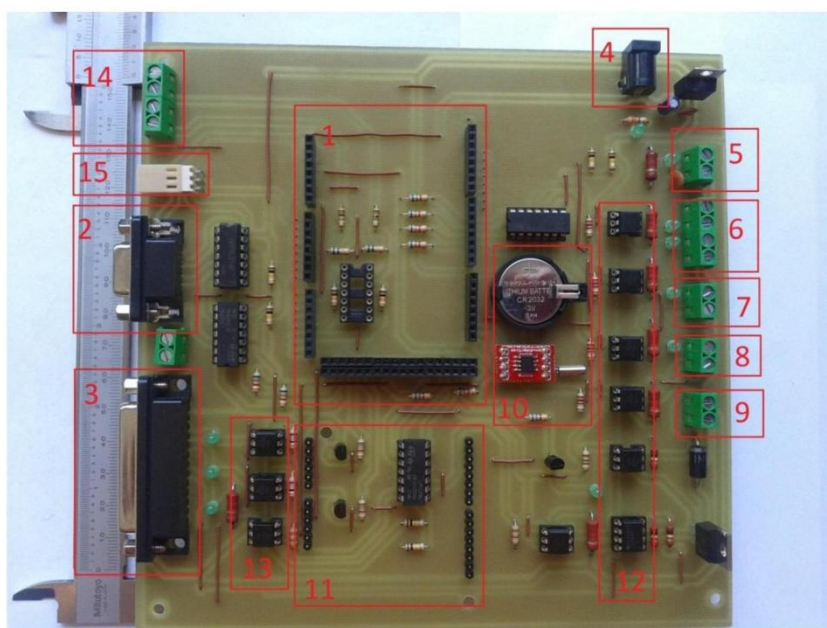


Figura 23. Componentes da Placa de Condicionamento.

Tabela 2. Componentes da Placa de Condicionamento.

N	COMPONENTES
1	Conectores para a Placa <i>Arduino Due</i>
2	Conector DB9 para o sensor angular
3	Conector DB25 para o <i>driver</i> do motor de passo
4	Conector para fonte de 12VDC
5	Conector para fonte de 24VDC
6	Conector para Sensor Óptico
7	Conector para Interruptor fim de curso do giro CCW
8	Conector para Interruptor fim de curso do giro CW
9	Conector para Freio Electromagnético (Opcional)
10	Relógio de Tempo Real (RTC)
11	Conector para <i>Shield</i> da memória microSD
12 e 13	Opto-acopladores dos sinais de entrada e saída respectivamente
14 e 15	Saída e entrada de sinais de tensão analógos respectivamente

3.2.3 Placa de Interface Homem-Maquina

Esta placa tem dispositivos que permitem aos usuários interagir com o sistema, estes são: um teclado matriz e uma tela de cristal líquido, ou LCD. A Figura 24a mostra a aparência desta placa. Esta placa está ligada à parte frontal da Placa de Condicionamento por meio dos pinos de conexão que estão marcados no quadro 3 da Figura 24b.



Figura 24. Placa de Interface Homem-Maquina: (a) Componentes e (b) Conectores.

A tela LCD de 20x4 caracteres é usada para mostrar ao usuário informações importantes, tais como data e hora, os menus de configuração do sistema, os modos de operação de ângulo, entre outros.

O teclado matricial tem 16 teclas alfanuméricas, com as quais o usuário pode:

- Navegar pelos diferentes menus do sistema.
- Configurar e introduzir dados necessários para o correto funcionamento do sistema, como as coordenadas geográficas e a data e hora local.
- Escolher entre os dois modos de operação do seguidor: Manual ou Automático.
- Controlar ao seguidor quando se encontra em modo Manual.

3.3 Interface de Potência

Esta interface está encarregada de receber os sinais da Unidade de Controle e enviá-los para o motor de passo. É composta pelo *driver* ST10-Si do fabricante *Applied Motion Products Inc.*

3.3.1 Driver ST10-Si-NN

É um *driver microstep* alimentado por corrente contínua projetado para controlar motores de passo. Dispõe de controle de corrente avançado e um sofisticado algoritmo antirressonância de terceira geração que amortece eletronicamente o motor e um sistema para melhorar a suavidade do motor e o torque utilizável para uma ampla gama de velocidades. O driver também tem uma emulação de micro-passo para reduzir significativamente o ruído e a vibração do motor. O driver deve ser alimentado com tensões entre 24-80 VDC e pode fornecer até 10A/fase ao motor de passo. Ele tem proteção contra sobretensão, sobrecarga e superaquecimento para evitar danos ao funcionar em condições adversas. A Figura 25 mostra a aparência do *driver*.



Figura 25. Driver ST10-Si.

A *Applied Motion* fornece o *software Si Programmer™*, com o qual é possível estabelecer os parâmetros do motor (como a corrente, a resolução de degrau, a velocidade, etc.) e programar rotinas para controlar o movimento do motor de passo e a sua interação com os sensores. O software oferece um ambiente simples e fácil de usar, baseado em ícones, e usa uma porta RS-232 para configuração e programação.

A Figura 26 mostra o diagrama de blocos interno do *driver*. Pode-se notar que todas as entradas e saídas digitais estão opto-isoladas. O *driver* tem 8 entradas digitais e 4 saídas digitais para conexão de dispositivos externos, tais como sinais de controle, codificadores (encoder) incremental, chaves fim de curso, sensores fotoelétricos, PLC I/O e outros dispositivos. Filtros digitais ajustáveis estão presentes nas entradas digitais para maior confiabilidade em ambientes ruidosos. Também tem 2 entradas analógicas

que podem ser usadas para ingressar comando analógicos de velocidade ou posição [6]. Todas essas entradas e saídas estão localizadas no conector BD25 do dispositivo. A Figura 27 mostra a distribuição delas.

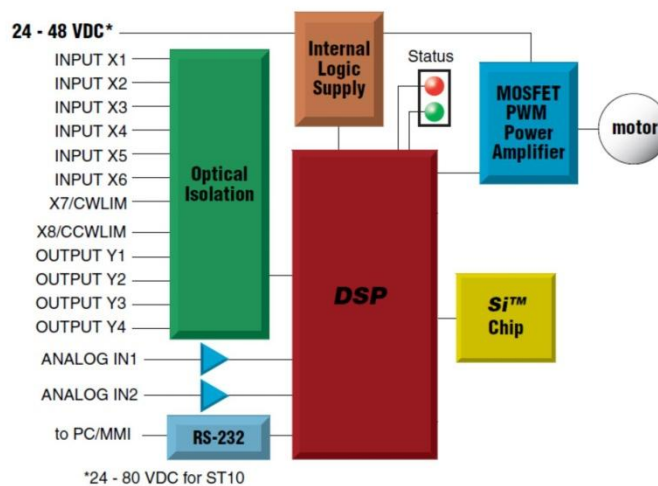


Figura 26. Diagrama de blocos do driver ST10-Si [15].

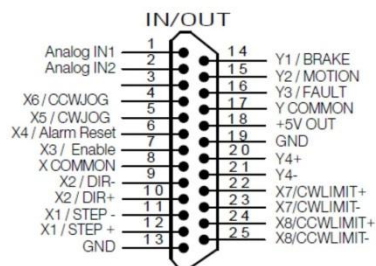


Figura 27. Diagrama das entradas e saídas no conector DB25 do driver ST10-Si-NN.

3.3.1.1 Conexão driver – motor de passo

A Figura 28 mostra a forma de conecta o motor ao driver, os quatro cabos só podem ser conectados dessa forma.

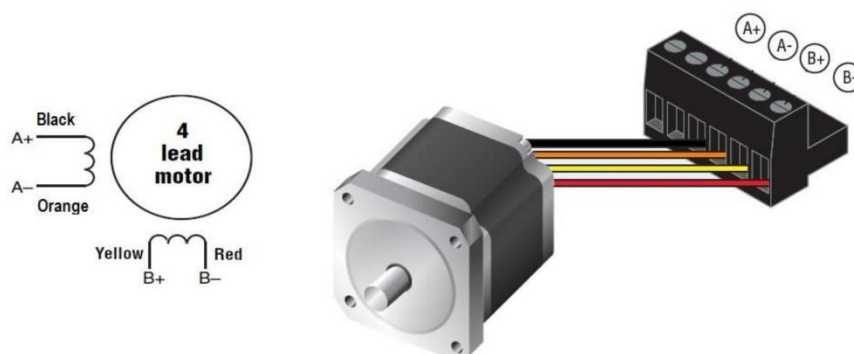


Figura 28. Forma de conectar o motor de passo CPT32 ao driver ST10-Si.

3.3.2 Sinais de controles

Da forma como foi projetado o sistema de controle do PSSEH só foi preciso utilizar duas entradas e uma saída do driver. Assim, a Unidade de Controle envia para o driver os sinais *CW-Jog* e *CCW-Jog*. Enquanto o *driver* envia para a Unidade de Controle um sinal de *status*. A Figura 29 mostra o diagrama destes sinais.

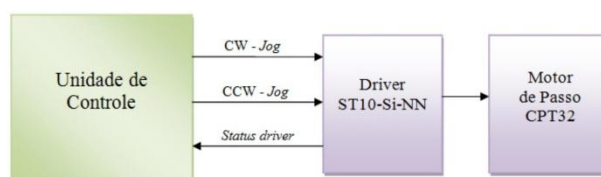


Figura 29. Diagrama dos sinais da Interface de Potência.

CW-Jog: Comando de giro em sentido horário. Este comando faz que a superfície do seguidor rote de Leste para Oeste. Utiliza-se a entrada *X5/CWJOG* do *driver*.

CCW-Jog: Comando de giro em sentido anti-horário. Este comando faz que a superfície do seguidor rote de Oeste para Leste. Utiliza-se a entrada *X6/CVWJOG* do *driver*.

Status driver: Este sinal indicar à Unidade de Controle se o *driver* está ligado/desligado ou se está em falha. Ou seja, este sinal indica à Unidade de controle se o *driver* está “ok” ou não, caso não estiver “ok”, a Unidade de Controle para todo o processo e faz a notificação. Este sinal é enviado pela saída *Y3/Fault* do *driver*.

Os circuitos eletrônicos projetados para fazer o condicionamento desde o microcontrolador até o *driver* dos sinais *CW-Jog* e *CCW-Jog* são mostrados na Figura 30.

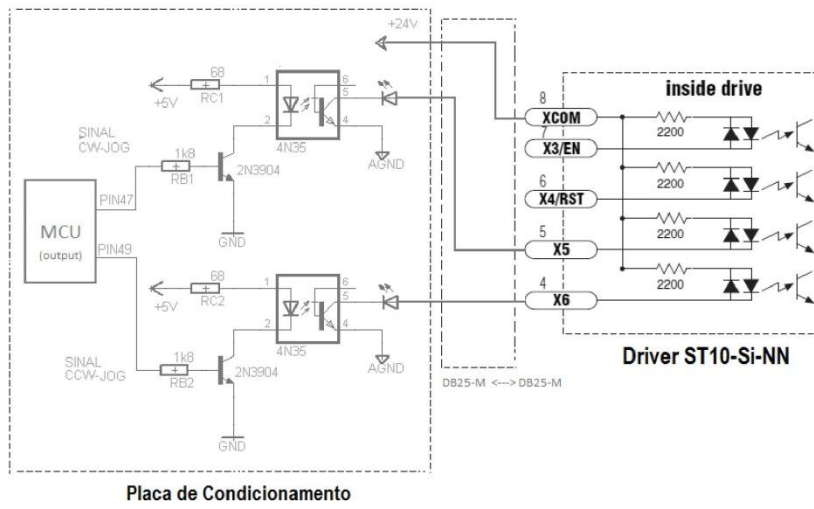


Figura 30. Esquema do circuito eletrônico de condicionamento dos sinais *CW-Jog* e *CCW-Jog*.

Da mesma forma, a Figura 31 mostra o circuito eletrônico para o sinal *status driver*.

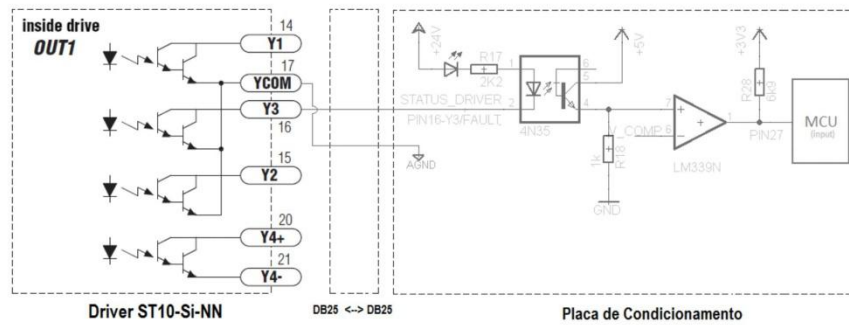


Figura 31. Esquema do circuito eletrônico do sinal *status driver*.

4 MONTAGEM DO SISTEMA DE CONTROLE NO SEGUIDOR

Neste capítulo vai-se explicar como foi a montagem do sistema de controle no PSSEH. A Figura 32 dá uma ideia de isso.



Figura 32. Vista do PSSEH com o sistema de controle instalado.

4.1 Quadro de Controle

Este quadro contém a Unidade de Controle e a Interface de Potência descrita no capítulo 3. A função principal deste é proteger esses componentes da intempérie, especialmente da chuva.

O quadro foi instalado/montado estrategicamente embaixo do plano do seguidor (ver Figura 32), já que, como o plano vai estar sempre orientado para o sol, ele vai proteger o quadro dos raios diretos do sol, e desta forma, evita que o quadro esquente demais. A Figura 33 a e b mostra o quadro fechado e aberto respectivamente.



Figura 33. Quadro de Controle: (a) fechado e (b) aberto.



1	Unidade de Controle
2	Driver ST10-Si-NN
3	Fonte de 24VDC, 150W
4	Passa cabos para os cabos de alimentação e dos sensores

Figura 34. Componente do Quadro de Controle.

5 REFERENCIAS

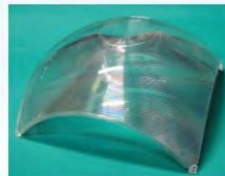
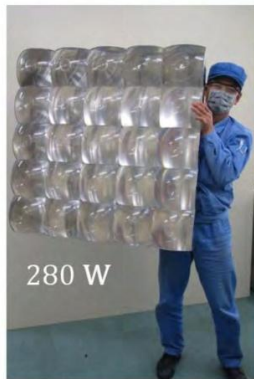
- [1] M. A. Rodriguez Cassares, M. Pinho Almeida, A. Pinto Neto, R. Zilles e J. F. Resende da Silva, “Propotipo de Seguidor solar de eixo horizontal para sistemas fotovoltaicos,” em *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Recife, Brasil, 2014.
- [2] Fusionseeker, “FUSIONSEEKER P6 INSTRUCTION MANUAL Rev0,” [Online]. Available: http://www.fusionseeker.com/Download/1instructions_P6_rev0.pdf. [Acesso em 15 marzo 2013].
- [3] Mouser Electronics, “Bourns Model EMS22 Non-Contacting Magnetic Rotary Encoders,” [Online]. Available: <http://mx.mouser.com/new/bourns/bourns-EMS22/>. [Acesso em 20 noviembre 2013].
- [4] Arduino, “Arduino,” [Online]. Available: <http://www.arduino.cc/>. [Acesso em 18 marzo 2013].
- [5] Arduino, “Arduino Due,” [Online]. Available: <http://arduino.cc/en/Main/ArduinoBoardDue>. [Acesso em 18 marzo 2013].
- [6] Applied Motion Products, Inc., “ST10-Si-NE. DC Advanced Microstep Drive w/ Si Programming & Encoder Input,” [Online]. Available: <http://www.applied-motion.com/products/stepper-drives/st10-si-ne>. [Acesso em 10 marzo 2013].
- [7] Wikipedia, “Motor paso a paso,” 14 noviembre 2013. [Online]. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Motor_paso_a_paso. [Acesso em 2 febrero 2014].
- [8] Fusionseeker, “FUSIONSEEKER DS-50S6 INSTRUCTION MANUAL Rev0,” [Online]. Available: http://www.fusionseeker.com/Download/1instructions_DS-50S6_rev0.pdf. [Acesso em 17 marzo 2013].
- [9] Wikipedia, “Código abierto,” 28 febrero 2014. [Online]. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%B3digo_abierto. [Acesso em 02 marzo 2014].
- [10] Wiring, “What will you do with the Wiring?,” [Online]. Available: <http://wiring.org.co/>. [Acesso em 10 marzo 2013].
- [11] Processing, “Processing,” [Online]. Available: <http://www.processing.org/>. [Acesso em 10 marzo 2013].
- [12] Wikipedia, “Redutor de velocidade,” [Online]. Available: http://pt.wikipedia.org/wiki/Redutor_de_velocidade. [Acesso em 10 Setembro 2013].
- [13] Wikipédia, “Montagem through-hole,” [Online]. Available: http://pt.wikipedia.org/wiki/Montagem_through-hole. [Acesso em 15 Setembro 2013].
- [14] Wikipédia, “Tecnologia de montagem superficial,” [Online]. Available: http://pt.wikipedia.org/wiki/Tecnologia_de_montagem_superficial. [Acesso em 15 Setembro 2013].

ANEXO A – FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO MÓDULO DE CONCENTRAÇÃO

Daido Steel / DKK

CPV82001E
Rev.1
2011/06/24

Spec. Sheet HCPV Modules: DACPV-280W25 High Concentration Photovoltaic Modules



Our DACPV-280W25 is equipped with new and unique dome-shaped Fresnel lens with top dimple. This advanced primary lens does not only have superior optical performance, but also has many practical advantages including enhanced surface cleaning effects.

Our DACPV-280W25 is light weight and possibly the only over 250 W PV module that a single man can carry with smile.



Commercial installation of our DACPV-280W25 in southern Europe. The nominal output per tracker is 13.4 kW

Our DACPV-280W25 HCPV modules have been designed as the improved and more cost-effective CPV module from our standard DACPV-150W25 module.

Compared with previous design, geometrical concentration ratio increases from X550 to X820, using a new shaped Fresnel lens. The exact 1 m by 1 m size is convenient to transportation and storage.

It is not surprising if CPV system gives excellent performance in suitable climate. The pride of Daido Steel is that we have been demonstrating in cloudy and wet environment, where most of people think it is not appropriate to CPV.

As a matter of course, our field test data suggests the high performance of our modules should be enhanced in high irradiance areas.

We have been developing products that survives unwanted environment to CPV – Typhoon, earthquake, snowfall, wet, water dew, rainfall, and etc.

We have reported various degradation and troubles in many world conferences and contributed to enhance CPV reliability by playing leading role in IEC TC2.

Module features

Cells per module	25
Solar aperture	1 m ²
Dimensions	1005 X 1005 X 238
Weight	19.1 kg
Maximum static load	2400 Pa (Back side) 5400 Pa (Else)
Distance of gravity center from the bottom plane.	105.5 mm
Lens material	PMMA
Enclosure material	Aluminum alloy
Cell material	InGaP/GaAs/Ge
GCR	820
Acceptance angle (90 % output range)	±0.92 deg
Recommended tracker accuracy (90 percentile, worst position)	±0.7 deg

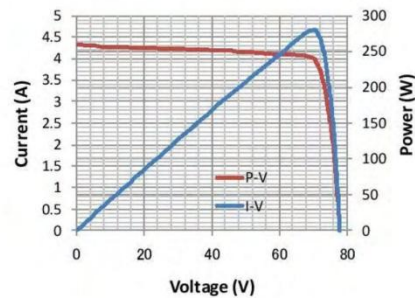
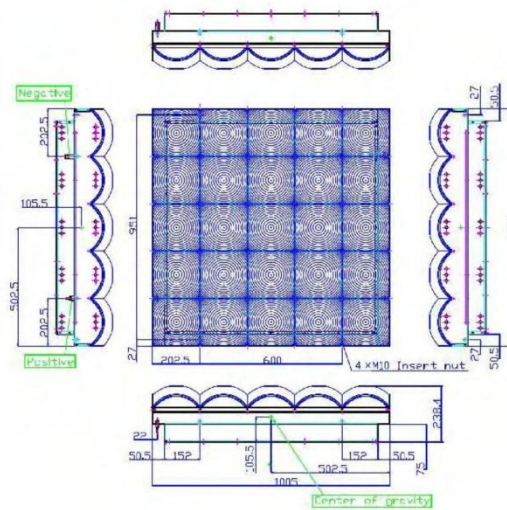
Electric features Typ.

	STC	SOC
Cells efficiency	38.5 %	
Module efficiency	28 %	26 %
Typical system efficiency	23 %	
Voc	78 V	71 V
Isc	4.3 A	3.7 A
V _{pm}	70 V	64 V
I _{pm}	4.0 A	3.4 A
Power	280 W	218 W
Max. system voltage	500 V	
Temperature coefficient	- 0.21 %/K (relative)	

Measurement conditions;
 STC: 25 C cell temperature
 1000 W/m² Simulated sun beam
 Typically by solar simulator measurement
 SOC: 20 C ambient temperature
 850 W/m² Direct Normal Irradiance
 Typically in outdoor operation
 Output range: ±10 % (STC)

2

Contact Information
 T. Shigemitsu
 Tel: +81-3-5495-7125
 FAX: +81-3-5495-7207
 Email: tsak_shigemitsu@daidokogyo.co.jp



Typical I-V and P-V curve

Daido Kogyo Co. Ltd., (DKK)
 Daido Shinagawa Building 1-6-35 Konan, Minato-ku Tokyo, 108-8487 JAPAN

ANEXO B - FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR SMA - SUNNY TRIPOWER 12000TL-10

SUNNY TRIPOWER
10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL



Economical

- Maximum efficiency of 98.2%
- SMA OptiTrac Global Peak MPP tracking for best MPP tracking efficiency
- Bluetooth® communication

Reliable

- Triple protection with Optiprotect: Electronic string fuse
Self-learning string failure detection
DC surge arrester (Type II) can be integrated

Flexible

- DC input voltage up to 1,000 V
- Integrated grid management functions
- Custom plant design with Optiflex

Simple

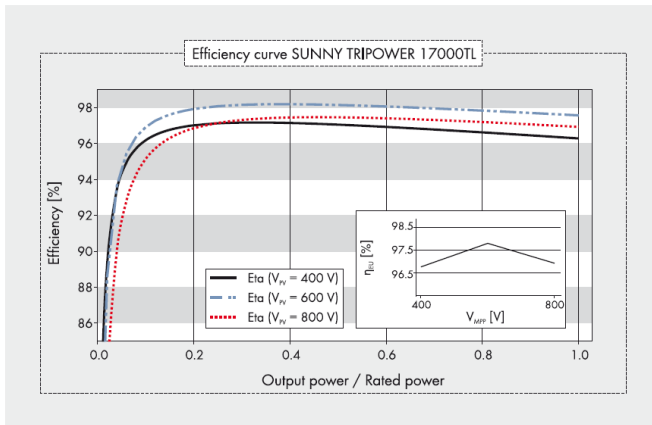
- Three-phase feed-in
- Cable connection without tools
- SUNCLIX DC plug-in system
- Easily accessible connection area

SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL







The three-phase inverter for easy plant design

Full of pioneering technology: highly flexible plant design with the three-phase Sunny Tripower inverter. Thanks to Optiflex technology, two MPP inputs and a broad input voltage range, it is suited to almost any module configuration. It meets any requirement such as reactive power supply, grid support thus reliably participating in grid management. The safety concept Optiprotect with its self-learning string-failure detection, electronic string fuse and integrable DC surge arrester type II, ensures maximum availability.

Technical Data	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \phi=1$)	10200 W	12250 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V - 800 V / 600 V	380 V - 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	22 A / 11 A	22 A / 11 A
Max. input current per string input A ² / input B ²	33 A / 12.5 A	33 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:4; B:1	2 / A:4; B:1
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W	12000 W
Max. apparent AC power	10000 VA	12000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	16 A	19.2 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited... 0.8 underexcited	0.8 overexcited... 0.8 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.1 % / 97.7%	98.1 % / 97.7%
Protection		
Input-side disconnection device	●	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General Data		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130.07 lb)	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	-25 °C... +60 °C [-13 °F... +140 °F]	-25 °C... +60 °C [-13 °F... +140 °F]
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105	
Type designation	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10



Accessories

-  RS485 interface DM485CB-10
-  DC surge arrester (Type II), input A DCSPD KIT1-10
-  DC surge arrester (Type II), inputs A and B DCSPD KIT2-10
-  Power Control Module PWCMOD-10
-  Multi-function relay MFR01-10
-  Speedwire/Webconnect interface SWDM-10

¹ Does not apply to all national deviations of EN 50438
² To be observed in case of a short circuit in the electronic string fuse

● Standard features ○ Optional features – Not available
 Data of nominal conditions
 Provisional data, as of July 2013

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 17000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ cos φ=1)	15340 W	17410 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	360 V – 800 V / 600 V	400 V – 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 11 A	33 A / 11 A
Max. input current per string input A ² / input B ²	40 A / 12.5 A	40 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:5; B:1	2 / A:5; B:1
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	15000 W	17000 W
Max. apparent AC power	15000 VA	17000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V – 280 V	160 V – 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	24 A	24.6 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited... 0.8 underexcited	0.8 overexcited... 0.8 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.2% / 97.8%	98.2% / 97.8%
Protection		
Input-side disconnection device	●	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –	● / ● / –
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General Data		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130.07 lb)	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	-25 °C... +60 °C (-13 °F... +140 °F)	-25 °C... +60 °C (-13 °F... +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105	
Type designation	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10

ANEXO C: FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR SMA-SUNNY TRIPOWER 8000TL-20

SUNNY TRIPOWER
5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL



Economical

- Maximum efficiency of 98 %
- Shade management with OptiTrac Global Peak
- Active temperature management with OptiCool

Flexible

- DC input voltage of up to 1,000 V
- Integrated grid management functions
- Reactive power supply
- Module-tailored plant design with Optiflex

Communicative

- SMA Webconnect Portal communication
- Bluetooth® communication
- Simple country configuration
- Multi-function relay as standard

Simple

- Three-phase feed-in
- Cable connection without tools
- SUNCLIX DC plug-in system
- Integrated ESS DC switch-disconnector
- Easy wall mounting

SUNNY TRIPOWER 5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

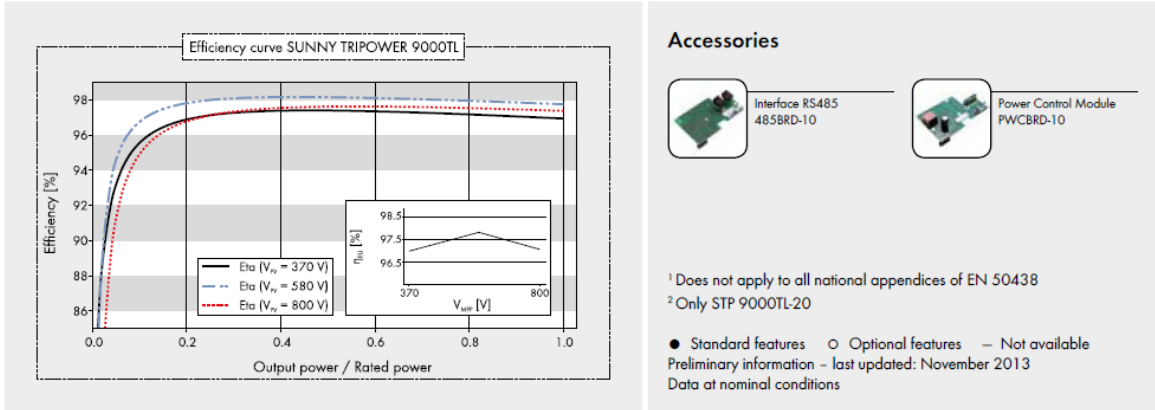
The three-phase inverter for your home

At home with leading-edge technology and top yields: The Sunny Tripower PV plant with 5 to 9 kW of power is setting new standards for home systems. It features an asymmetric multi-string and Optiflex technology to ensure the highest in flexibility while combining peak efficiency with the OptiTrac Global Peak system to generate the highest in yields. In addition to communication via the external Bluetooth-antenna, the PV plant comes with a direct Sunny Portal connection via SMA Webconnect as standard – and now for the first time without data loggers. In addition, the “small” Sunny Tripower comes with integrated grid management functions, is capable of reactive power supply and is suitable for operation with a 30 mA RCD.

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

Technical data	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$)	5100 W	6125 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	245 V ... 800 V / 580 V	295 V ... 800 V / 580 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Max. input current per string input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Max. apparent AC power	5000 VA	6000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7.3 A	8.7 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98% / 97.1%	98% / 97.4%
Protective devices		
DC disconnect device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W/H/D)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)
Weight	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)
Operating temperature range	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Noise emission (typical)	40 dB(A)	40 dB(A)
Self-consumption (night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Multi-function relay / Power Control Module	● / ○	● / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (additional on request)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ² , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA ³ , PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Type designation	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20



Accessories



Interface RS485
485BRD-10



Power Control Module
PWCBRD-10

¹ Does not apply to all national appendices of EN 50438

² Only STP 9000TL-20

● Standard features ○ Optional features – Not available
Preliminary information – last updated: November 2013
Data at nominal conditions

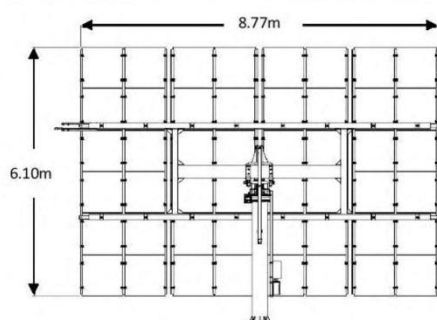
Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL	
7175 W	8200 W	9225 W	
1000 V	1000 V	1000 V	
290 V ... 800 V / 580 V	330 V ... 800 V / 580 V	370 V ... 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	
7000 W	8000 W	9000 W	
7000 VA	8000 VA	9000 VA	
3 / N / PE; 220 V / 380 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V	
3 / N / PE; 230 V / 400 V	3 / N / PE; 230 V / 400 V	3 / N / PE; 230 V / 400 V	
3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 240 V / 415 V	
160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V	
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
10.2 A	11.6 A	13.1 A	
1	1	1	
0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	
3 / 3	3 / 3	3 / 3	
98% / 97.5%	98% / 97.6%	98% / 97.6%	
● ● / ● ● / ● / - ●	● ● / ● ● / ● / - ●	● ● / ● ● / ● / - ●	
I / III	I / III	I / III	
470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	
37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	
-25°C...+60°C (-13°F...+140°F)	-25°C...+60°C (-13°F...+140°F)	-25°C...+60°C (-13°F...+140°F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	1 W	
Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	
IP65	IP65	IP65	
4K4H	4K4H	4K4H	
100%	100%	100%	
SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal	
Graphic	Graphic	Graphic	
○ / ● / ●	○ / ● / ●	○ / ● / ●	
● / ○	● / ○	● / ○	
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ² , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA ² , PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15:712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1			
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20	

ANEXO D – FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO SEGUIDOR DE DOIS EIXOS



BSQ-D280/53 CPV Sun Tracker Abridged Data Sheet

Dimensions



Description

The BSQ-D280/53 CPV Sun Tracker tracking system has been engineered, for Daido's CPV module technology, to achieve optical quality stiffness, sub degree pointing accuracy, and extended tracking range, to deliver the highest energy production at cost effective cost. Using auto-calibrated open loop tracking control, the tracker achieves 0.1 degree minimum average pointing accuracy. It efficiently manages wind and night stow positions for safety and reliability. Supplied software monitors and controls system performance

Features

Performance

- Numerically optimized aperture surface for least structural weight and cost
- Auto-calibration for maximum tracking accuracy
- Landscape collecting surface profile for least shadowing loss
- Wide range of motion for maximum energy harvest

Reliability

- Hot dip galvanized structure
- Controller design according to electrical safety and EMC standards
- Controller tested at harsh climatic conditions

Specifications

Mechanical

Aperture - Height (m)	6.10
Aperture - Width (m)	8.77
Aperture - Area (m ²)	53.50
Coverage Radius (m)	5.34
Maximum Height (m)	6.79
Unloaded Weight (kg)	2465
Weight with modules (kg)	3425

Structural Properties

Max. Service Wind Speed (m/s)	10
Max. Flexure @ Max. Service Loads (deg)	0.3
Max. Wind Load (resistance limit) (m/s)	28
Lowest Resonance Frequency (Hz)	3

Tracking Drive

Tracking Geometry	Az.-El.
Azimuth Range (deg)	±160
Elevation Range (deg)	0 to 90
Azimuth Gearing	Worm gear
Elevation Gearing	Screw jack
Tracking Mode Max. Speed (°/min)	15
Manual Mode Speed (°/min)	18
Max. Azimuth power consumption (W)	136
Max. Elevation power consumption (W)	256
Power consumption in idle mode (W)	47
Max. daily energy consumption (Wh)	1250
Max. time to stowage (min)	8
Max. backlash (deg)	0.04
Axes turning angle measurement	Optical encoder
Limit switches	Soft and hard

Tracking Controller

Min. Pointing Accuracy (Average) (deg)	0.1
Min. Pointing Accuracy (Std. Dev.) (deg)	0.04
Min. Positioning Resolution (deg)	0.05
Position Resolution (deg)	0.018
Sun Ephemeris Mean Accuracy (deg)	0.01
Wind Stow Condition (m/s)	12
Basic Connectivity	RS-232
Tightness Condition	IP65
Temperature Range (°C)	-10 to 60

Array Configuration

No. Panels	48
No. Panels per String	6
No. Parallel Strings	8



Printed on recycled paper. Design and specifications are subject to change without notice