



PROJETO DE GRADUAÇÃO

**PREVISÃO DE IRRADIÂNCIA SOLAR POR
RASTREAMENTO DE NUVENS UTILIZANDO
IMAGENS**

Por,
André Barros Togawa

Brasília, 27 de Junho de 2014

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECANICA

PROJETO DE GRADUAÇÃO

**PREVISÃO DE IRRADIÂNCIA SOLAR POR
RASTREAMENTO DE NUVENS UTILIZANDO
IMAGENS**

POR,

André Barros Togawa

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Mecânico.

Banca Examinadora

Prof. Mário Benjamin Baptista de Siqueira
UnB/ ENM (Orientador)

Prof. Antônio César Pinho Brasil Júnior
UnB/ ENM

Prof. Armando de Azevedo Caldeira Pires
UnB/ ENM

Brasília, 27 de Junho de 2014

Dedicatória

*Dedico esse trabalho à minha mãe
Leila, meu pai Roberto e meu irmão Filipe
que sempre me apoiaram e me
incentivaram a enfrentar os desafios que
encontrei.*

André Barros Togawa

Agradecimentos

Esse trabalho só foi possível ser realizado com a colaboração de algumas pessoas as quais devo o meu reconhecimento. Agradeço a todos os professores e técnicos da Engenharia Mecânica pela dedicação e qualidade do ensino.

Meus sinceros agradecimentos ao professor Mário Benjamin Baptista de Siqueira pela paciência e disponibilidade, sem sua ajuda não teria sido possível a realização desse trabalho.

Agradeço também ao professor Carlos F. M. Coimbra e sua equipe pelo generoso acolhimento em San Diego-CA. Essa equipe me apresentou esse fascinante tema que é a previsão de radiação solar e ensinou-me a utilizar os programas que foram a base desse trabalho.

Por fim agradeço a todos os meus amigos pelo apoio durante esses anos de curso. Também a minha namorada Renata por estar sempre ao meu lado.

André Barros Togawa

RESUMO

A crescente demanda mundial por eletricidade estimula o uso da energia solar, porém a atual tecnologia apenas permite que 15% da rede elétrica seja fornecida por fontes intermitentes. Neste trabalho foi realizado uma adaptação do método de previsão de irradiância solar por rastreamento de nuvens. Para capturar imagens do céu foi utilizada a câmera de segurança Vivotek FE8171V em substituição ao equipamento TSI-440, reduzindo o custo de equipamentos em 26 vezes. Adaptações foram realizadas nos programas de localização do sol, planificação das imagens e identificação das nuvens. Também foram instalados, na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, equipamentos para coleta de dados e de imagens, utilizados para realizar previsões de irradiância. As modificações dos programas e a coleta de dados foram satisfatórias. Resultados mostraram que não foi possível superar as previsões do modelo persistente em condições de céu limpo. Porém, supera as previsões do modelo persistente quando o céu está parcialmente encoberto, com nuvens densas e espaçadas. A habilidade de previsão (s) neste caso, frequentemente ultrapassam 0,1 chegando até a 0,29 nos testes realizados em Brasília e 0,37 nos testes na cidade de Folsom, Califórnia EUA.

ABSTRACT

The increasing worldwide demand for electricity encourages the use of solar energy, however current technology only allows 15% of the electric grid to be powered by intermittent sources. In this work an adaptation of solar irradiance forecast based on cloud tracking method was developed. To capture images of the sky was used the security camera Vivotek FE8171V instead of the TSI-440 equipment, reducing the cost by 26 times. Adjustments were made in the programs that locate the sun, transform the image into rectangular coordinates and that identifies the clouds. Several equipment were installed at the University of Brasilia's Faculty of Technology, collecting solar data and imagery that were used for irradiance forecasts. The modifications made on the programs and data collected were satisfactory. Results showed that it was not possible to overcome the persistent model predictions under clear skies. However, it exceeds the persistent model when the sky is partially covered with dense and spaced out clouds. The forecasting skill in this case, often reached more than 0.1, reaching 0.29 in the tests made in Brasilia and 0.37 when tested with data from Folsom, CA USA.

SUMÁRIO

1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO	1
1.1 MOTIVAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVO	2
2 CONCEITOS INTRODUTÓRIOS	3
2.1 FONTES ENERGÉTICAS	3
2.1.1 Energia Renovável.....	4
2.2 GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA ENERGIA SOLAR.....	5
2.2.1 Células Fotovoltaicas	6
2.2.2 Energia Termosolar.....	9
2.3 DIFICULDADES DO USO DA ENERGIA SOLAR.....	11
2.4 POSIÇÃO DO SOL	12
2.5 RADIAÇÃO SOLAR	13
2.6 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR	15
2.7 MÉTODOS DE PREVISÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR.....	16
2.7.1 Horizonte de Previsão.....	16
2.7.2 Índice de Céu Limpo	16
2.7.3 Método Persistente para Previsão de Irradiância.....	17
2.7.4 Método Utilizando Sensoriamento Local	17
2.7.5 Outros Métodos de Previsão de Irradiância	18
2.7.6 Formas de Avaliação dos Métodos de Previsão	19
3 MATERIAIS E MÉTODOS	21
3.1 MODIFICAÇÕES E ADAPTAÇÕES DOS PROGRAMAS.....	21
3.2 INSTALAÇÃO DO PIRANÔMETRO E DA CÂMERA DE SEGURANÇA NA FACULDADE DE TECNOLOGIA - UNB.....	23
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	27
4.1 MODIFICAÇÕES REALIZADAS NOS PROGRAMAS	27
4.1.1 Localização do Sol	27
4.1.2 Projeção da Imagem Para Coordenadas Retangulares.....	31
4.1.3 Identificação das Nuvens	34
4.1.4 Cálculo da Velocidade e Sentido das Nuvens.....	36
4.1.5 Fração de Nuvens nos Elementos Quadriculados	37
4.1.6 Previsão de Irradiância.....	37
4.1.7 Teste das Modificações Realizadas: Previsão de DNI em Folsom – CA	38
4.2 INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTOS, COLETA DE DADOS E PREVISÃO DE GHI NA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA	42
4.2.1 Instalação dos Equipamentos e Coleta de Dados.....	42
4.2.2 Modificações no Programa.....	44
4.2.3 Previsão de Irradiância na Faculdade de Tecnologia – UnB.....	46
5 CONCLUSÃO	52
6 PERSPECTIVAS	53
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	54
ANEXOS	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: (a) Total Sky Imager da Yesinc (imagem disponível em < http://maddenjulianconversation.blogspot.com.br >). (b) Câmera da Vivotek FE8171V (imagem disponível em < http://www.vivotek.com/ >).	2
Figura 2: Estimativa global de energia elétrica, dados do final do ano de 2012 (fonte: REN21, 2013a).	4
Figura 3: Cenários: conservador, moderado e otimista para 2050 (fonte: REN21, 2013b. Modificada).	4
Figura 4: Evolução da eficiência das células solares testadas em laboratórios para diferentes tecnologias de produção. (fonte: National Center for Photovoltaics, disponível em < http://www.nrel.gov/ncpv/ >).	7
Figura 5: (a) Esquema comparativo painel fotovoltaico e (b) concentrador solar (fonte: MUHAMMAD-SUKKI, F., et al, 2010. Modificada).	8
Figura 6: (a) Usina utilizando painéis solares (disponível em < http://www.recsolar.com >) e (b) concentrador solar parabólico fotovoltaico (disponível em < http://www.solfocus.com >).	9
Figura 7: (a) Usina Solana, Phoenix-Arizona-USA, capacidade 280MW área 12,5km ² utilizando coletor parabólico linear. (b) Usina Maricopa, Peoria-Arizona-USA, capacidade 1,5MW utilizando 60 coletores de pratos parabólicos com motor Stirling. (c) Usina Ivanpah, Ivanpah-California-USA, capacidade 392MW área 14,2 km ² utilizando 3 Torres centrais solares com 170000 helióstatos.	11
Figura 8: Definição dos ângulos zenital (θ) e azimute (α). (fonte: QUASCHNING, 2003. Modificado)	12
Figura 9: Espectro de radiação solar incidente na superfície terrestre (MARTINS,2004).	13
Figura 10: Desenho esquemático das irradiâncias direta e difusa (disponível em < http://www.brighton-webs.co.uk > Modificado).	14
Figura 11: (a) Piranômetro para medição da GHI, (b) Pireliômetro para medição da DNI, (c) Piranômetro com banda de sombra para medição da DHI. (fonte: www.volker-quaschning.de/fotos)	16
Figura 12: Etapas do programa de previsão de irradiância solar.	22
Figura 13: Piranômetro, PSP da Eppley, utilizado para aquisição de dados.	23
Figura 14: Câmera de Segurança FE8171V da Vivotek usada para coleta de imagens do céu	23
Figura 15: Datalogger CR 1000 com cabo para coleta de dados.	24
Figura 16: Conectores PoE.	24
Figura 17: Fonte de tensão 12V conectado a um adaptador.	24
Figura 18: Instalação da Câmera e Piranômetro na cobertura da Faculdade de Tecnologia - UnB	25
Figura 19: Servidor, datalogger e roteadores instalados na secretaria da Engenharia Mecânica da FT.	26
Figura 20: Esquema da instalação dos equipamentos na Faculdade de Tecnologia - UnB.	26
Figura 21: (a) Ponto de saturação em cima do sol criado pelo software da câmera. (b) Ponto não aparente quando o brilho não é intenso. (fonte: Coimbra Energy Group)	28
Figura 22: Esquema da modelagem para definição da posição do sol.	28
Figura 23: Relação entre a função $f(d)$ e o valor d	30
Figura 24: Imagens do céu nas quais os círculos vermelhos indicam a posição calculada do sol. (a) e (b) céu de San Diego-CA em dias diferentes, (c) e (d) céu de Folsom-CA em horários diferentes. (fonte: Coimbra Energy Group)	31
Figura 25: Resultados da projeção das imagens para coordenadas retangulares, na esquerda estão as imagens originais, e a direita as imagens projetadas. (fonte: Coimbra Energy Group)	33
Figura 26: (a) imagem original (fonte: Coimbra Energy Group), (b) imagem projetada, (c) resultado da razão λn , (d) círculo com gradiente para uniformizar λn , (e)	

máscara dos prédios e árvores e (f) resultado final da identificação das nuvens (preto) e céu (branco).....	35
Figura 27: Campo de velocidade (fonte: Coimbra Energy Group).....	36
Figura 28: Campo de velocidade e elementos quadriculados utilizados para determinar a fração de nuvem chegando ao sol. (fonte: Coimbra Energy Group)	37
Figura 29: Problema com a identificação das nuvens quando o céu está limpo. (a) imagem projetada do céu, (b) classificação das nuvens, regiões pretas indicam nuvens. (fonte: Coimbra Energy Group)	38
Figura 30: (a) imagem do dia 10/01/2013 (fonte: Coimbra Energy Group). (b) identificação das nuvens, regiões pretas representam as nuvens.	40
Figura 31: Resultados da previsão de irradiância direta normal ($I_t = DNIt$) para horizonte de previsão de 10 minutos 10/01/13.....	41
Figura 32: Diferença entre previsão e a medição para o dia 10/01/13, horizonte de previsão de 10 minutos. A previsão realizada resulta em um erro muito menor do que a previsão persistente.....	41
Figura 33: Comparação da habilidade de previsão de vários métodos de previsão de irradiância solar. Os dados em azul são referentes aos resultados obtidos por MARQUEZ e COIMBRA (2012). (fonte: INMAN et al.,2013).....	42
Figura 34: Piranômetro e câmera de segurança instalados na cobertura da Faculdade de Tecnologia	43
Figura 35: Imagens da câmera de segurança instalada na Faculdade de Tecnologia em diferentes dias e horários.....	43
Figura 36: Irradiância Global Horizontal registrado na Faculdade de Tecnologia – UnB ..	44
Figura 37: Posição do sol calculada na Faculdade de Tecnologia. Posição indicada pelo círculo vermelho.	45
Figura 38: Ajuste do modelo de céu limpo sobre os dados reais.	46
Figura 39: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 10/05/2014 8h às 17h. Previsões a cada 5 minutos.	47
Figura 40: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 11/05/2014 8h às 17h. Previsões a cada 5 minutos.	48
Figura 41: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 12/05/2014 8h às 17h. Previsões a cada 5 minutos.	49
Figura 42: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 14/05/2014 13h às 17h. Previsões a cada 5 minutos.	50
Figura 43: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 15/05/2014 8h às 17h,. Previsões a cada 5 minutos.	50
Figura 44: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 10/05/2014 8h às 17h. Previsões a cada minuto.	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparação do potencial solar com outras fontes energéticas (ABBOTT, D., 2010, Modificado).	5
Tabela 2: Classificação dos recursos solares com exemplos de tecnologias relevantes. (fonte: State Energy Conservation Office,2013. Modificado)	14
Tabela 3: Resultados da previsão de DNI para o dia 14/11/2013 das 16h às 20h UTC para cada 5 minutos.	39
Tabela 4: Resultados da previsão de DNI para o dia 07/01/2013 das 16h às 20h UTC para cada 5 minutos.	39
Tabela 5: Resultados da previsão de DNI para o dia 10/01/2013 das 16h às 20h UTC para cada 5 minutos.	39
Tabela 6: Resultados da previsão de DNI para o dia 10/01/2013 das 20h às 21h UTC para cada minuto.....	40
Tabela 7: Previsão de GHI para o dia 10/05/2014 das 8h às 17h, horário de Brasília a cada 5 minutos.....	46
Tabela 8: Previsão de GHI para o dia 11/05/2014 das 8h às 17h, horário de Brasília a cada 5 minutos.....	47
Tabela 9: Previsão de GHI para o dia 12/05/2014 das 8h as 17h horário de Brasília a cada 5 minutos.....	48
Tabela 10: Previsão de GHI para o dia 14/05/2014 das 13h às 17h, horário de Brasília a cada 5 minutos.....	49
Tabela 11: Previsão de GHI para o dia 15/05/2014 das 8h às 17h, horário de Brasília a cada 5 minutos.....	50
Tabela 12: Previsão GHI para o dia 10/05/2014 8h às 17h para cada minuto	51

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

b	Pixel azul	
c_{imx}	Coordenada x do centro da imagem	[pixels]
c_{imy}	Coordenada y do centro da imagem	[pixels]
D_n	Diferença entre duas funções de distribuição	
k_t	Índice de céu limpo	
N	Número de previsões	
I	Irradiância solar medida	[W/m ²]
\hat{I}	Irradiância calculada por um modelo de previsão	[W/m ²]
\hat{I}^{per}	Irradiância calculada pelo modelo de previsão persistente	[W/m ²]
I^{clr}	Irradiância solar calculada por modelo de céu limpo	[W/m ²]
r	Pixel vermelho	
s	Habilidade de previsão	
X_c	Fração de nuvens no setor	
x_s	Coordenada x do centro do sol	[pixels]
y_s	Coordenada y do centro do sol	[pixels]

Símbolos Gregos

α	Ângulo azimute	[rad]
θ	Ângulo zenital	[rad]
Δ	Variação	
λ_n	Razão normalizada entre pixels azuis e vermelhos	
λ_{clas}	Valor que define a classificação das nuvens	

Subscritos

c	setor
t	Tempo
Δt	Horizonte de tempo

Siglas

DHI	Irradiância Difusa Horizontal
DNI	Irradiância Direta Normal
FT	Faculdade de Tecnologia – UnB
FTP	Protocolo de Transferência de Arquivos
GHI	Irradiância Global Horizontal
RMSE	Raiz do Erro Médio Quadrático
TSI	Total Sky Imager (equipamento)
PoE	Conector Power Over Ethernet

1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO

1.1 MOTIVAÇÃO

A crescente demanda mundial por energia elétrica e o aumento dos preços dos combustíveis fósseis estimula uma busca por formas alternativas de energia. Diversos meios de produção de energia elétrica que atendam as necessidades econômicas e ambientais estão sendo pesquisados e desenvolvidos.

Para gerar energia elétrica têm sido utilizadas diversas fontes energéticas renováveis e não renováveis. As fontes não renováveis mais utilizadas são os combustíveis fósseis e a energia nuclear. Como fontes renováveis são utilizadas as energias eólica, hídrica, geotérmica e energia solar. Devido à preocupação com o aumento da poluição atmosférica e do aquecimento global, prioriza-se cada vez mais a utilização de energias renováveis.

O estado da Califórnia nos Estados Unidos da América é uma das regiões líderes na utilização de energia renovável. Em 2002 foi criado um programa para incentivar a utilização de fontes renováveis de produção de energia elétrica. Esse programa tinha como objetivo aumentar em 20% a utilização de energia renovável no estado da Califórnia até 2017, porém, em 2004 o programa foi modificado para atingir 33% de energia renovável até 2020. Essa tendência se espalha pelo mundo que, cada vez mais, utilizam em suas redes elétricas energia proveniente de fontes renováveis.

O grande problema da utilização da energia eólica e solar é que dependem das condições climáticas. Ambas as formas de produção de energia utilizam uma fonte barata e abundante, o vento e o sol, entretanto essas duas fontes naturais de energia não são produzidas continuamente e nem com uma potência constante. Os ventos variam de intensidade, e a energia fornecida pelo sol varia em decorrência da rotação da Terra e da presença das nuvens, fazendo com que haja uma geração intermitente de energia elétrica. Essa geração inconstante resulta em um grave problema para a estabilidade da rede elétrica, podendo danificar diversos equipamentos eletroeletrônicos. Muitos estudos têm sido realizados com o objetivo de desenvolver ferramentas para prever quando quedas de produção ocorrerão e com qual magnitude, para que alguma fonte secundária possa ser acionada para estabilizar a rede. A tecnologia atual das redes elétricas permite apenas que 15% da energia elétrica seja fornecida por fontes intermitentes, solar e eólica, (Coddington, Mather, et al., 2012). Esse valor pode ser incrementado a partir de melhores previsões de radiação solar.

Percebendo o grande potencial e a necessidade de aumentar o uso da energia solar, cientistas estão desenvolvendo métodos para previsão das quedas de irradiância. São pesquisados diferentes métodos como os regressivos, inteligência artificial, sensoriamento remoto, sensoriamento local e sistemas híbridos. Neste trabalho é utilizado o método de sensoriamento local, utilizando-se de

câmeras em solo, para prever quando nuvens irão encobrir o sol e assim estimar a queda de irradiação direta.

A motivação desse trabalho é a necessidade de se prever, para geração de energia solar, variações de energia decorrentes das condições climáticas, causadas, principalmente, pela movimentação das nuvens. A partir de uma correta estimativa da irradiância solar que chega aos painéis, coletores e espelhos solares será possível acionar dispositivos secundários para suprirem a futura queda de carga e com isso estabilizar a rede elétrica.

1.2 OBJETIVO

O objetivo desse trabalho é adaptar o método de previsão de irradiância solar através do rastreamento de nuvens desenvolvido por MARQUEZ e COIMBRA, 2012, o qual utiliza o equipamento “TSI-440 Total Sky Imager” (fabricante Yesinc) e que será substituído para a câmera de segurança “Vivotek FE8171V” (Figura 1). Essa substituição é interessante devido o preço dos equipamentos, o TSI-440 custa em torno de US\$ 15.000,00 enquanto a FE8171V custa em torno de US\$ 600,00.

Também faz parte do objetivo deste trabalho a instalação de equipamentos na Universidade de Brasília (UnB) para aquisição de dados de irradiância solar e captura de imagens do céu e a partir dos dados coletados realizar previsões de irradiância solar.



(a)



(b)

Figura 1: (a) Total Sky Imager da Yesinc (imagem disponível em <<http://maddenjulianconversation.blogspot.com.br>>). (b) Câmera da Vivotek FE8171V (imagem disponível em <<http://www.vivotek.com/>>).

2 CONCEITOS INTRODUTÓRIOS

Para melhor fundamentar e facilitar o entendimento do trabalho desenvolvido, alguns conceitos introdutórios são apresentados nessa seção. Iniciando pelos tipos de fontes energéticas, e geração de eletricidade a partir da energia solar. Em seguida serão expostas as dificuldades do uso da energia solar, alguns conceitos importantes para o estudo de irradiação solar e os equipamentos de medição. Por fim, serão apresentados conceitos relevantes para a previsão de irradiância solar.

2.1 FONTES ENERGÉTICAS

A partir da Revolução Industrial a necessidade energética mundial vem crescendo exponencialmente. Diversas fontes energéticas são utilizadas atualmente para geração de energia elétrica para uso residencial, industrial e transporte. Essas fontes se dividem em dois grupos, fontes renováveis e fontes não renováveis.

As fontes energéticas não renováveis são os recursos naturais que quando utilizados não podem ser repostos pela ação do homem ou pela natureza, em um período de tempo menor ou igual a sua atual utilização. São consideradas energias não renováveis os combustíveis fósseis (carvão, derivados de petróleo e gás natural) e os nucleares. Sua grande capacidade energética e baixos custos de extração as tornam a mais utilizada mundialmente, cerca 78% (U.S. Energy Information administration, 2013a). País com o maior consumo de energia não renovável é os Estados Unidos, seguidos da China e Rússia. Sendo a China o maior consumidor de energia proveniente da queima do carvão, que é a fonte de energia mais prejudicial para o aquecimento global e causa vários problemas respiratórios.

A utilização de fontes não renováveis contribui enormemente para a poluição atmosférica e o aquecimento global, gerando danos para a saúde e para o meio ambiente. Varias cidades da China já ultrapassam os limites de poluição recomendados pela Organização Mundial de Saúde (XU, ZHAOYI, et al., 2000), principalmente devido as usinas de carvão e os veículos automotores.

Para combater os efeitos da poluição, vários países estão investindo em fontes renováveis de energia. Um exemplo disso é visto em dados de 2005 em que 138 países já haviam criado metas para utilização de alguma forma de energia renovável (REN21, 2013a). As fontes renováveis são utilizadas em quase sua totalidade para geração de energia elétrica e representam hoje 21,7% da energia elétrica mundial consumida, cerca de 1470 gigawatts (GW). A Figura 2, mostra que 16,5% da energia elétrica total é proveniente de hidrelétricas e 5,2% de fontes renováveis alternativas como energia eólica, solar, e biomassa (REN21, 2013a).

Estimativa da produção global de energia elétrica

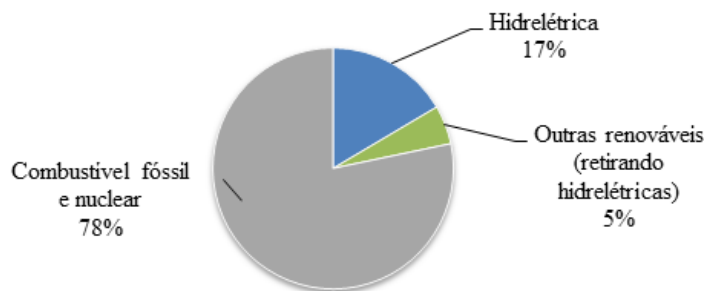


Figura 2: Estimativa global de energia elétrica, dados do final do ano de 2012 (fonte: REN21, 2013a).

2.1.1 Energia Renovável

Atualmente, a produção e consumo mundial de energia gira em torno de 15 TW. Estima-se que haverá um aumento de 56% de consumo de energia total mundial nos próximos 30 anos, sendo que 85% desse total devem ocorrer nos países em desenvolvimento. Para atender a essa demanda, é estimado que o consumo de todas as fontes energéticas deva aumentar (U.S. Energy Information administration, 2013a).

Entre 2010 e 2012 foram apresentados dados estatísticos mostrando os vários cenários que a energia renovável mundial poderá seguir. Esses cenários podem ser separados em três grupos: conservador, moderado e otimista (Figura 3). O cenário conservador, representado pelas indústrias de óleo, prevê que entre 2030 a 2040, 15 a 20% da energia utilizada mundialmente será renovável. O cenário moderado, representado pela Agência Internacional de Energia (IEA), prevê, para 2050, que 25 a 40% da energia utilizada será renovável. Por fim, o cenário otimista, composto por empresas que trabalham diretamente com energia renovável, estima para 2050 que 50-90% será renovável. (REN21, 2013b).

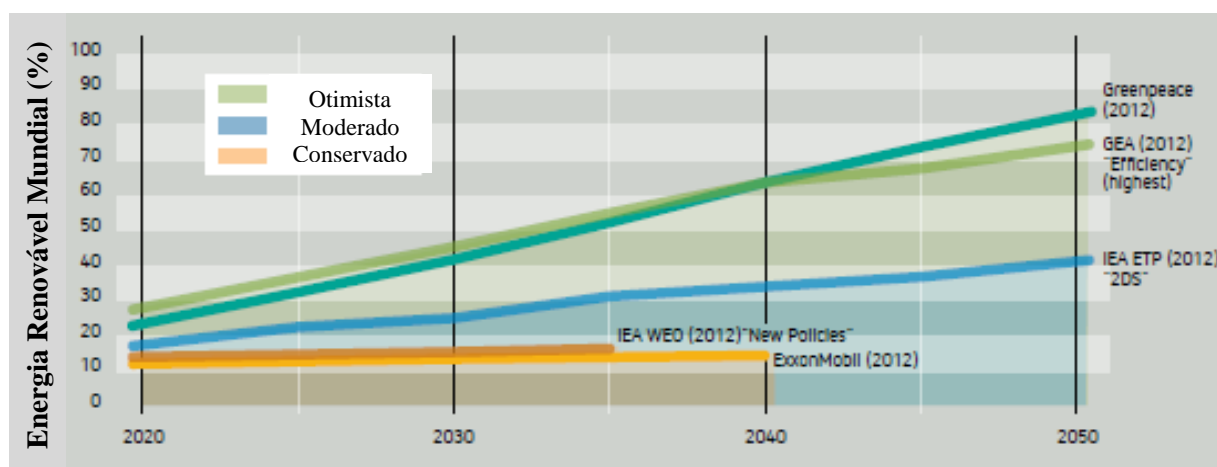


Figura 3: Cenários: conservador, moderado e otimista para 2050 (fonte: REN21, 2013b. Modificada).

Todas as fontes renováveis de energia, assim como as não renováveis, possuem uma disponibilidade máxima no planeta Terra. A grande maioria das fontes renováveis de energia são resultantes da energia solar, como a eólica devido as diferenças espaciais no aquecimento da Terra e a biomassa por meio da fotossíntese. A terra recebe na superfície em média 1000 W/m^2 de radiação, o que totaliza cerca de 166 PW, sendo que 30% desse total é refletido para o espaço e 19% é absorvido pelas nuvens, restando, então; 85 PW (ABBOTT, 2010). A potência recebida é grande suficiente para suprir toda a demanda energética do mundo, mesmo considerando a absorção dessa energia pelas outras fontes renováveis. A Tabela 1 expõe a potência máxima de cada tipo de energia.

Como a potência solar que chega ao solo é cerca de 5500 vezes maior do que a quantidade de energia consumida atualmente, a utilização da energia solar para suprimento da demanda energética mundial é viável mesmo considerando sistemas de baixa eficiência (ABBOTT, 2010). Porém devido os altos custos e o longo período de retorno de investimento esse tipo de energia ainda não é muito explorado.

Tabela 1: Comparação do potencial solar com outras fontes energéticas (ABBOTT, D., 2010, Modificado).

Fonte energética	Potência Máxima	Quantidade em Relação a Energia Solar (%)
Solar	85.000 TW	100
Térmica oceânica	100 TW	0,12
Eólica	72 TW	0,08
Geotérmica	32 TW	0,38
Hidrelétricas	7 TW	0,008
Biomassa	6 TW	0,008
Marés	3 TW	0,003
Ondas costeiras	3 TW	0.003

2.2 GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA ENERGIA SOLAR

São utilizados frequentemente dois métodos para geração de energia elétrica a partir da irradiação solar. (EKINS-DAUKES, 2009). O primeiro é a utilização de células solares, também conhecidos como células fotoelétricas ou fotovoltaicas, que converte a energia da luz solar diretamente em energia elétrica, pelo efeito fotovoltaico. O segundo método utiliza a energia solar térmica para aquecer óleo ou sal fundido, que são armazenados e utilizados para gerar vapor de água, e por fim gerar eletricidade.

2.2.1 Células Fotovoltaicas

Grande maioria das células fotovoltaicas são fabricadas a partir do silício, encontrado na natureza em forma de sílica. O uso do silício em vez de outros materiais como o selênio se dá por ser o primeiro elemento mais abundante na terra e também devido à tecnologia já existente na indústria de semicondutores (JACKSON, 2007). O efeito fotovoltaico tem como base a conversão direta da luz solar em eletricidade, fenômeno verificado através dos estudos do cientista Edmond Becquerel em 1839.

O silício (Si) possui quatro elétrons em sua camada de valência, em que cada átomo se liga a outros quatro átomos de Si por meio de ligações covalentes formando uma estrutura cristalina cúbica. Em seu estado puro o Si é naturalmente um isolante elétrico, porém para ser utilizado em células fotovoltaicas é necessário torna-lo um semicondutor a partir do processo de dopagem. A dopagem consiste em adicionar impurezas ao silício que doem ou recebam elétrons criando um semicondutor tipo-N ou tipo-P respectivamente. Os elementos mais comumente utilizados para esse propósito é o Fósforo doando de elétrons, por possuir 5 elétrons em sua camada de valência, e o Boro, com 3 elétrons na camada de valência, que gera “lacunas” ou falta de elétrons no semicondutor. Quando um semicondutor tipo-N é ligado a um semicondutor tipo-P, essa ligação é chamada de junção PN (JACKSON, 2007).

Na junção PN os elétrons livres do semicondutor tipo-N se deslocam para o semicondutor tipo-P preenchendo as lacunas que cria um campo elétrico permanente dificultando a passagem de corrente em uma direção. Quando um fóton de luz atinge a junção PN, ele excita um elétron da camada de valência do silício e como resultado ocorre a liberação desse elétron formando uma nova lacuna. Os elétrons liberados são acelerados, devido ao campo elétrico, o que forma uma diferença de potencial denominada efeito fotovoltaico. Quanto maior a quantidade de fótons maior a emissão de elétron-lacunas e maior é a diferença no potencial produzido. Existe porém uma energia mínima que o fóton deve possuir para que um elétron-buraco seja emitido que é chamada de banda proibida ou *gap* (JACKSON, 2007).

Diferentes tecnologias podem ser utilizadas na fabricação de células solares, e o que as diferenciam é a sua eficiência, assim como o custo de produção. A

Figura 4 mostra a evolução das diferentes tecnologias células fotovoltaicas e suas eficiências que podem chegar a 44,4%. As eficiências apresentadas são para condições bastante específicas de laboratório, muitas vezes necessitando que as células sejam resfriadas em nitrogênio líquido.

Best Research-Cell Efficiencies

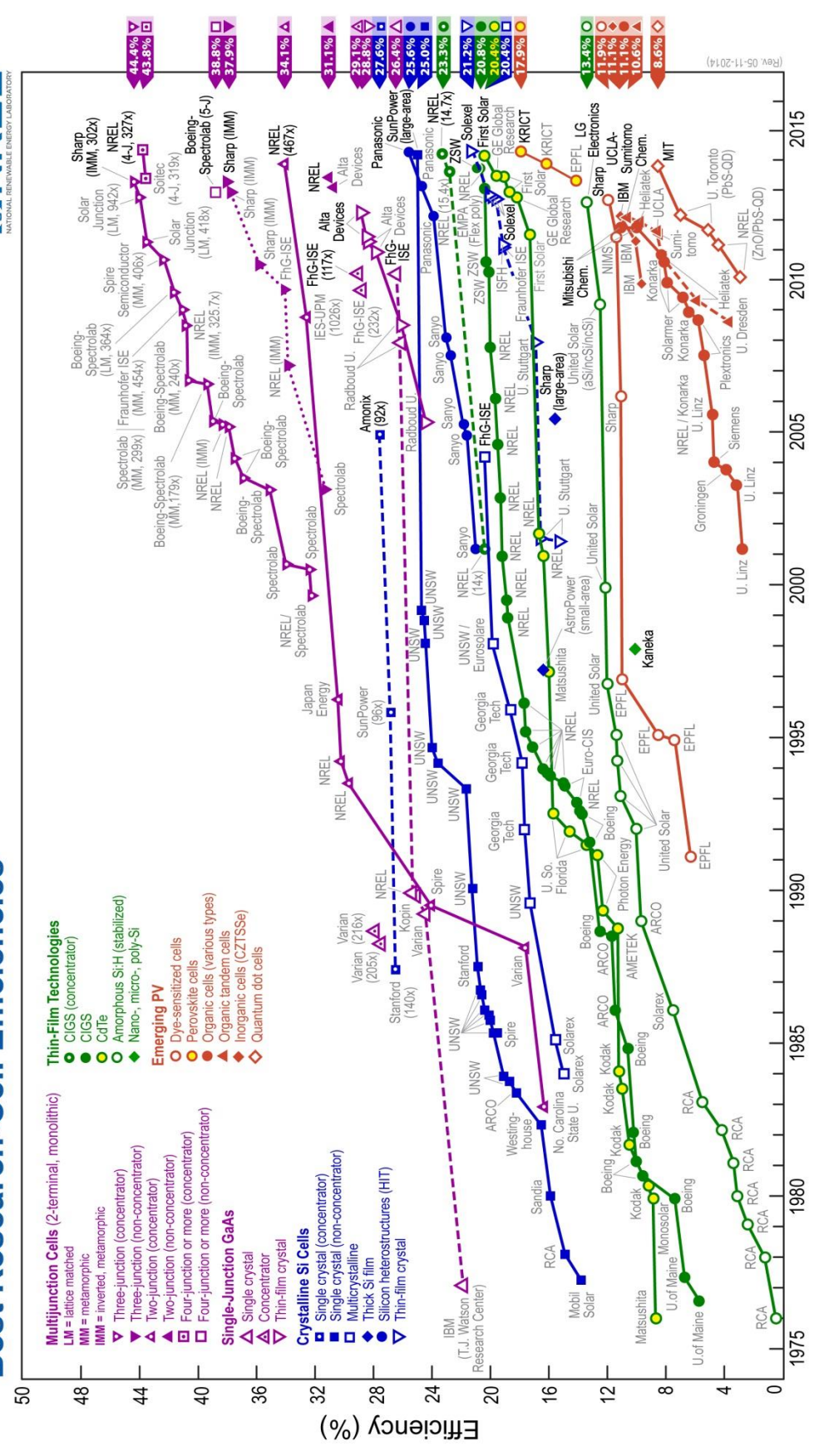


Figura 4: Evolução da eficiência das células solares testadas em laboratórios para diferentes tecnologias de produção. (fonte: National Center for Photovoltaics, disponível em <<http://www.nrel.gov/ncpv/>>).

A partir das células solares, é possível produzir energia elétrica utilizando um módulo/painel solar ou concentrador solar.

Um painel solar (Figura 5.a e Figura 6.a) é construído a partir da junção de várias células fotovoltaicas ligadas em paralelos e em série, para atingir uma tensão aproximada de 12 ou 24V e uma determinada potência que depende da eficiência e do modelo do painel. São utilizadas geralmente entre 36 e 72 células solares em cada painel e dependendo das condições climáticas e dos custos de produção, podem apresentar uma eficiência máxima de 10% a 20% (SRoeCo Solar, 2013). Os painéis solares tem seu pico de potência quando expostos a radiação solar direta, porém ainda conseguem produzir eletricidade, com uma menor potência, apenas com irradiação difusa em dias nublados. Isso corre porque as células solares utilizam a radiação global, que atinge valores máximos em dias sem nuvens.

Concentrador solar é um dispositivo que recebe luz solar em uma grande área e focaliza em uma pequena área (Figura 5.b e Figura 6.b). O material utilizado para fabricação do concentrador solar varia, podendo ser utilizado metal, vidro ou plástico que são mais baratos que uma célula fotovoltaica (MUHAMMAD-SUKKI et al, 2010). No ponto de foco é colocada uma célula fotovoltaica de multi-junção, mais caras que as utilizadas em painéis solares (células mono e poli cristalinas e células de película finas), porém possuem uma alta eficiência entre 25 e 35%. Os concentradores solares necessitam de sistema de rastreamento solar mecânico de 2 eixos, porque só produzem eletricidade com a irradiância solar direta (MUHAMMAD-SUKKI et al, 2010).

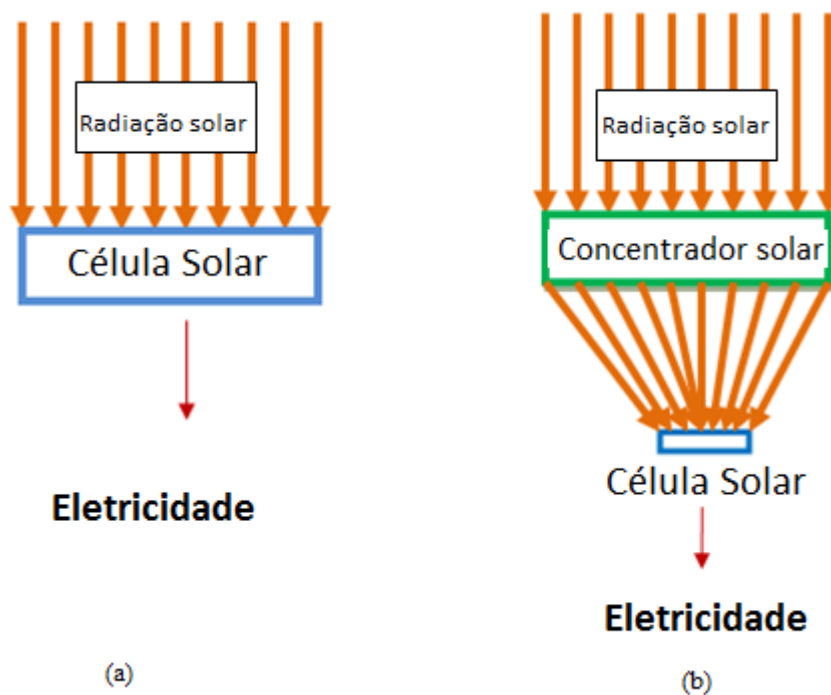


Figura 5: (a) Esquema comparativo painel fotovoltaico e (b) concentrador solar (fonte: MUHAMMAD-SUKKI, F., et al, 2010. Modificada).



(a)



(b)

Figura 6: (a) Usina utilizando painéis solares (disponível em <<http://www.recsolar.com>>) e (b) concentrador solar parabólico fotovoltaico (disponível em <<http://www.solfocus.com>>).

2.2.2 Energia Termosolar

A energia termosolar utiliza a energia térmica proveniente da radiação solar para o aquecimento de água, óleo, sal fundido ou ar. Os coletores para esse propósito são classificados em baixa, média e alta temperatura. Os de baixa temperatura são placas coletoras utilizadas para aquecimento de água e pequenos ambientes a temperaturas abaixo de 40°C. Os coletores de média temperatura são do tipo placas, tubos ou tubos evacuados, e são utilizados geralmente para aquecimento de água entre 60 e 80°C, para uso residencial e comercial. Por fim, os coletores de alta temperatura utilizam espelhos planos e parabólicos para elevar a temperatura de um fluido transportador de calor acima de 80°C podendo chegar a 950°C e são utilizados principalmente para geração de eletricidade em redes elétricas (U.S. Energy Information administration, 2013b). O calor absorvido é utilizado para gerar vapor superaquecido que movem turbinas e geram eletricidade, como em usinas termelétricas convencionais.

A geração de energia elétrica utilizando a energia termosolar tem um grande potencial comparando com outros tipos de sistema de energia renovável. Existem três principais tipos de coletores de alta temperatura, coletores parabólicos lineares, coletores de pratos parabólicos e torre central solar (MILLS, 2004).

Os coletores parabólicos lineares (Figura 7.a) possuem refletores curvados em torno de um eixo em forma linear parabólica. No ponto focal é posicionado um tubo, comumente um tubo evacuado, que percorre toda a extensão dos espelhos. Os tubos evacuados possuem um tubo de aço central que

são revestidos com uma tinta que auxiliam na absorção da radiação e um tubo de vidro ao seu redor mantendo um vácuo reduzindo perdas de calor por convecção. Dentro do tubo de aço percorre um fluido térmico que é aquecido a cerca de 400°C. O fluido térmico utilizado varia com a tecnologia empregada, podendo ser água, óleo ou sal fundido. Para que haja a captação de energia solar durante todo o dia, é necessário um sistema de rastreamento do sol de um eixo movendo os coletores parabólicos (MILLS, 2004).

Os coletores de pratos parabólicos (Figura 7.b), são pratos parabólicos com diâmetros variando entre 4 a 30 metros, eles rastreiam o sol em dois eixos. A energia concentrada pode ser utilizada para o aquecimento de um fluido térmico ou acionar um motor stirling. Sua eficiente pode chegar a 40% dependendo do tamanho do sistema (MILLS, 2004).

Torre central solar (Figura 7.c) consiste de uma torre com receptor solar rodeada por um campo de helióstatos com espelhos planos ou parabólicos que focalizam os raios solares na torre. No topo da torre o fluido térmico absorve a energia solar, podendo atingir temperaturas entre 500°C a 950°C (FORSBERG, 2007).

Todos os sistemas citados acima podem utilizar diversos tipos de fluido térmico como, por exemplo, água, óleo e sal de nitrato de sódio fundido. A vantagem de sua utilização em comparação com a produção direta de energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos ou motores stirlings, é o fato do fluido térmico poder ser armazenado. Seu armazenamento, quando realizado, é realizado em dois grandes tanques, um contendo o fluido térmico a baixa temperatura (acima da temperatura de fusão) e outro a alta temperatura para ser utilizado dependendo da demanda. Assim, os fluídos térmicos são apropriados para uso nos picos de consumo e durante a noite, gerando assim uma maior estabilidade na rede elétrica (FORSBERG, 2007).



(a)



(b)



(c)

Figura 7: (a) Usina Solana, Phoenix-Arizona-USA, capacidade 280MW área 12,5km² utilizando coletor parabólico linear. (b) Usina Maricopa, Peoria-Arizona-USA, capacidade 1,5MW utilizando 60 coletores de pratos parabólicos com motor Stirling. (c) Usina Ivanpah, Ivanpah-California-USA, capacidade 392MW área 14,2 km² utilizando 3 Torres centrais solares com 170000 helióstatos.

2.3 DIFICULDADES DO USO DA ENERGIA SOLAR

Vários problemas necessitam serem tratados para que a energia solar se torne uma alternativa viável em relação a outras fontes de energia. Um dos principais problemas é seu elevado custo, tornando o prazo de retorno do investimento muito longo. Uma estimativa feita pela “U.S Energy Information Administration” avaliou os custos para usinas entrando em operação em 2018. Uma usina termo solar teria um custo de US\$261,5/megawatt hora e uma usina fotovoltaica de US\$ 144,3/megawatt hora, contra US\$86,6/megawatt hora das usinas eólicas, US\$111,0/megawatt hora das usinas de biomassa e US\$67,1/megawatt hora das usinas movidas a gás natural (U.S. Energy Information Administration, 2013c). Porém à medida que a tecnologia evolui os custos das usinas solares irão reduzir tornando-as cada vez mais atrativas.

A partir da instalação de usinas solares de médio e grande porte e painéis fotovoltaicos em casas, surge um novo problema, a variabilidade climática. A variabilidade da radiação solar que chega ao

nível do solo torna difícil a integração da energia gerada pelas usinas solares à rede elétrica. Essa variabilidade é gerada pelas nuvens, aerossóis e vapor d'água (MARQUEZ e COIMBRA, 2012). Devido a isso, existe uma demanda para melhorar a previsão dos sistemas meteorológicos e seus efeitos na energia gerada. Podendo assim ter uma melhor previsão, há algum tempo à frente, da produção de eletricidade e saber se a demanda será suprida.

A previsão da irradiância solar é feita em diferentes horizontes de tempo. As usinas termo solares, por serem capazes de armazenar fluido quente, por horas ou até dias dependendo da instalação, necessitam de uma previsão de irradiância solar de longo prazo entre 6 horas e uma semana a frente. Para estas previsões geralmente são utilizados, imagens de satélites meteorológicos. As usinas com concentradores solares e painéis fotovoltaicos são muito dependentes da irradiância direta normal, esse tipo de radiação varia muito podendo chegar a zero caso uma nuvem muito densa encubra o sol. Devido a isso é mais importante, para esses sistemas, uma previsão a curto prazo: entre 5 minutos a 4 horas a frente. Esse tipo de previsão pode ser realizada a partir de câmeras apontadas para o céu. Elas capturam imagens das nuvens a cada minuto e a partir delas, é possível estimar quando o sol será encoberto. Com a previsão de queda de energia devido aos efeitos climáticos, é possível ligar geradores auxiliares com antecedência e assim manter a estabilidade da rede elétrica.

2.4 POSIÇÃO DO SOL

A maneira utilizada para localizar o sol no céu em uma determinada localização geográfica e horário é a partir de dois ângulos, azimute e zenital. O ângulo zenital (θ) é o ângulo compreendido pelo zênite e o sol que a partir dele é possível determinar a altura do sol em relação ao horizonte (Figura 8). O ângulo azimute é o ângulo compreendido pelo norte geográfico e o ponto exatamente abaixo do sol, percorrendo um sentido horário, definido nesse trabalho como α (QUASCHNING, 2003).

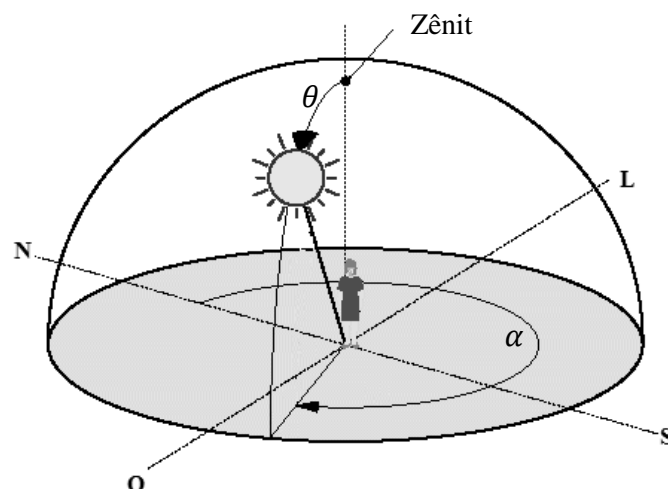


Figura 8: Definição dos ângulos zenital (θ) e azimute (α). (fonte: QUASCHNING, 2003. Modificado)

2.5 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é a energia eletromagnética emitida pelo sol devido o processo de fusão que acontece em seu interior. A Terra recebe anualmente $1,5 \cdot 10^{18} kWh$ de energia o que é responsável por manter a vida na terra e as dinâmicas atmosféricas terrestres (Maciel, 2008). No topo da atmosfera terrestre o fluxo energético proveniente da irradiância solar varia entre $1325 W/m^2$ e $1420 W/m^2$. É importante ressaltar a diferenciação de irradiância e irradiação, a irradiância possui unidade de potência por área (W/m^2) enquanto a irradiação tem unidade de trabalho por área (Wh/m^2) (QUASCHNING, 2003).

A radiação que chega a Terra possui uma composição espectral muito semelhante a de um corpo negro aquecido a $5900K$. Ao atravessar a atmosfera, a intensidade da radiação se reduz por ser absorvida por diversas moléculas e partículas, essas últimas denominadas aerossóis. Cada molécula e partícula de aerossol absorve uma determinada faixa de comprimento de onda, principalmente as faixas de ultravioleta e infravermelho, como pode ser visto na Figura 9 (MARTINS,2004).

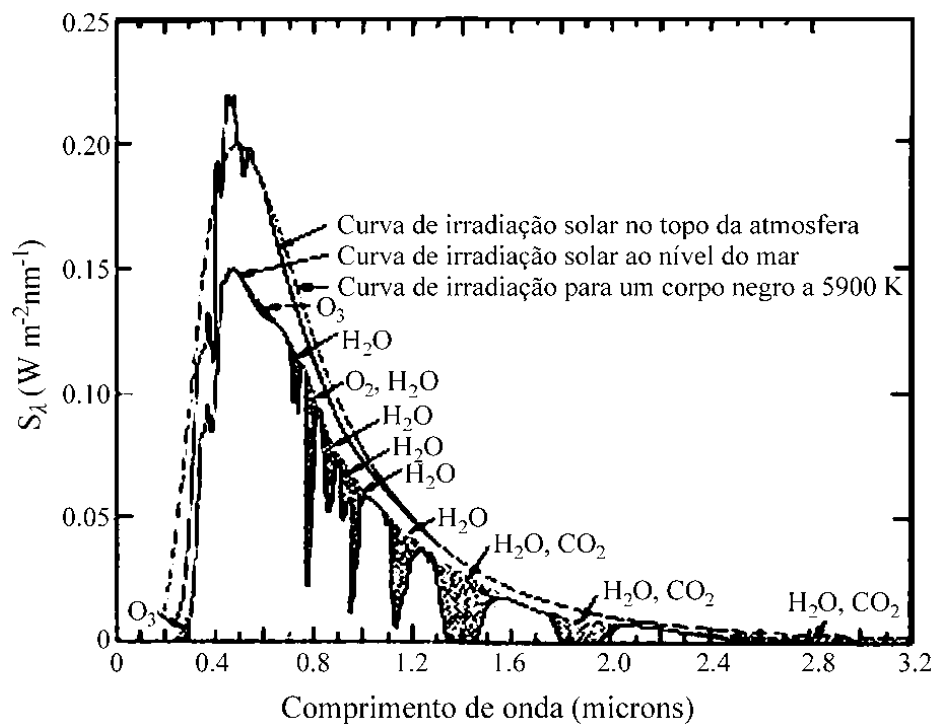


Figura 9: Espectro de radiação solar incidente na superfície terrestre (MARTINS,2004).

Parte da radiação solar que passa pela atmosfera acaba sendo espalhadas e refletidas pelas nuvens, partículas de poeira e gases, essa componente da radiação é denominada de Irradiância Difusa Horizontal, DHI (*Diffuse Horizontal Irradiance*) (Figura 10). A outra parcela da radiação, que passa pela atmosfera de forma direta sem sofrer atenuações elevadas, é chamada de Irradiância Direta Normal, DNI (*Direct Normal Irradiance*). Somando a irradiância difusa horizontal com a componente

vertical da irradiância direta normal é obtido a Irradiância Global Horizontal, GHI (*Global Horizontal Irradiance*), como visto na equação (1),

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(\theta) \quad (1)$$

onde θ é o ângulo zenital. Essas diferentes irradiâncias são utilizadas para diferentes processos como pode ser visto na Tabela 2 (State Energy Conservation Office,2013).

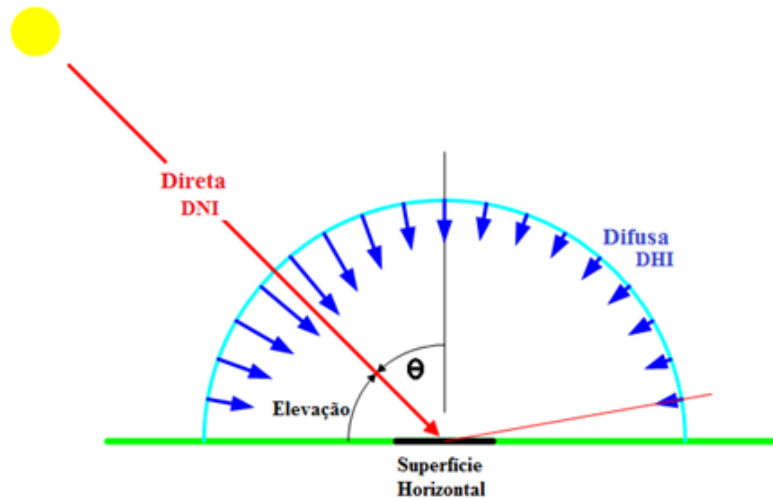


Figura 10: Desenho esquemático das irradiâncias direta e difusa (disponível em <<http://www.brighton-webs.co.uk>> Modificado).

Tabela 2: Classificação dos recursos solares com exemplos de tecnologias relevantes. (fonte: State Energy Conservation Office,2013. Modificado)

Irradiância	Descrição	Exemplo de Utilização	Produto
Direta Normal	Principal componente da radiação solar.	Termo solares (parabólico linear, parabólico, torre central).	Eletricidade e calor
		Concentrador fotovoltaico	Eletricidade
Difusa Horizontal	Componente secundária espalhada pelo céu	Climatologia de prédio (luz do dia)	Luz
Global Horizontal	Total (direta e difusa em uma superfície horizontal)	Agricultura	Alimentos, fibras, energia.
		Piscinas aquecidas, Aquecimento solar passivo.	Calor, eletricidade

2.6 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR

Os instrumentos solarimétricos realizam medições de potência incidente por unidade de superfície, integrada sobre diversos comprimentos de onda emitidos pelo sol que variam entre 0,4 e 5 μm . As medições mais utilizadas são a radiação global horizontal, a componente difusa horizontal e a radiação direta normal.

Para medição de irradiância global horizontal (GHI) é utilizado o equipamento denominado de Piranômetro (Figura 11.a). A maior parte desses equipamentos utilizam sensores de radiação a termopilha, constituído por pares termoeletrônicos (termopares) em série. Os termopares produzem uma tensão elétrica quando submetidos a uma diferença de temperatura, que pode ser relacionado a um valor de irradiância solar.

Existem dois tipos de piranômetros que utilizam termopilhas, o primeiro possui um detector que mede a diferença de temperatura entre duas superfícies, uma pintada de preto e outra de branco que estão igualmente iluminadas pelo sol. O segundo possui uma superfície receptora completamente preta e o núcleo do instrumento possui um bloco de metal com grande condutividade térmica, a diferença de temperatura é medida entre o receptor irradiado pelo sol e o núcleo de metal com a temperatura muito próxima à temperatura externa. A vantagem da termopilha é sua resposta uniforme em relação ao comprimento de onda, apresentando essas características entre comprimentos de onda de 0,3 a 3 μm (FRAIDENRAICH e LYRA, 1995). Outro tipo de sensor são as células fotovoltaicas monocristalinas que custam um décimo do preço, porém seu intervalo de sensibilidade compreende 66% da radiação solar (0,4 a 1,1 μm) o que pode ocasionar erros de medição.

O pireliômetro, Figura 11.b, é um instrumento utilizado para realizar medições da irradiância direta normal (DNI). Consiste em um sensor, similar aos utilizados nos piranômetros, conectado a um tubo comprido, possibilitando apenas a visão do circumsolar (disco solar e região vizinha) com um ângulo de aceitação em torno de 6° . O pireliômetro necessita ser montado em um equipamento de rastreamento solar de dois eixos, para que o sensor esteja sempre alinhado com o centro do sol.

Para medição da irradiância difusa horizontal (DHI) são utilizados piranômetros com uma banda ou disco de sombra, Figura 11.c. O mais comum é a utilização de uma banda de sombra devido seu baixo custo. Ela evita que a irradiação solar direta chegue ao sensor, porém bloqueia parte da radiação difusa e por isso uma correção dos dados deve ser realizada.

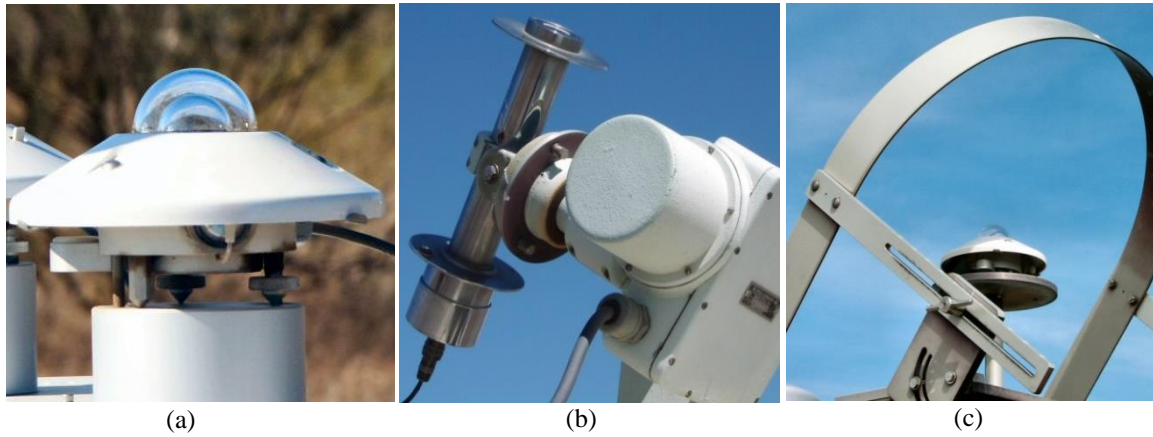


Figura 11: (a) Piranômetro para medição da GHI, (b) Pireliômetro para medição da DNI, (c) Piranômetro com banda de sombra para medição da DHI. (fonte: www.volker-quaschning.de/fotos)

2.7 MÉTODOS DE PREVISÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR

2.7.1 Horizonte de Previsão

Os métodos padrões de geração de energia elétrica utilizam a queima de combustíveis fósseis e a energia nuclear para gerar energia elétrica de um modo constante. A única variação de potência na rede elétrica, nesses casos, é causada apenas pelas flutuações da demanda (LEW, 2010). Porém outras tecnologias que utilizam a energia solar para gerar eletricidade, exibem um alto nível de variabilidade o que induz flutuações na distribuição elétrica. Para aumentar a quantidade de sistemas de energia solar conectados à rede elétrica, é necessário previsões com qualidade em diferentes horizontes de tempo (INMAN et al. , 2013).

As previsões para diferentes horizontes de tempo são úteis para variadas formas de energia solar. Os métodos mais comuns de previsão de irradiância solar utilizam os seguintes horizontes de tempo: 1, 5, 15 e 30 minutos, 1 a 6 horas e 1 a 3 dias à frente.

2.7.2 Índice de Céu Limpo

Um parâmetro que é frequentemente utilizado para previsão de irradiância solar em solo é o índice de céu limpo, k , ou k_t quando se referindo a um determinado tempo. Ele é definido como a razão entre o valor de irradiância solar medida na superfície terrestre em um determinado tempo (I_t) e a irradiância prevista sem a presença de nuvens obtida através de um modelo de céu limpo (I_t^{clr}), no nível do solo. Quando o valor de k_t se aproxima de zero significa um céu completamente nublado e para um valor próximo a 1, um céu praticamente sem nuvens (INMAN et al. ,2013). A definição do índice de céu limpo pode ser vista na equação (2).

$$k_t = \frac{I_t}{I_t^{clr}} \quad (2)$$

I_t^{clr} pode ser calculado de diversos métodos, o método utilizado nesse trabalho foi desenvolvido por INEICHEN, (2002, 2006, 2008). Esse modelo necessita apenas de um dado meteorológico, o fator de turbidez de Linke e também da altitude e o posicionamento do sol.

É importante ressaltar que existe outro índice não utilizado nesse trabalho, o índice de limpidez (K_t), que utiliza a irradiância extraterrestre calculada utilizando o ângulo azimute e a constante solar (1360 W/m^2).

2.7.3 Método Persistente para Previsão de Irradiância

O método persistente de previsão de irradiância solar é o método mais simples de ser implementado e por isso é muitas vezes utilizado como parâmetro base para avaliar os outros métodos de previsão. Ele consiste em dizer que a condição atual do índice de céu limpo irá persistir e terá o mesmo valor há um tempo à frente, ou seja, o índice de céu limpo a um $t + \Delta t$ será igual ao índice de céu limpo no tempo t , equação (3),

$$k_{t+\Delta t} = k_t = \frac{I_t}{I_t^{clr}} \quad (3)$$

onde Δt é o horizonte de tempo da previsão.

A previsão de irradiância pelo modelo persistente (\hat{I}^{per}) para um tempo à frente $t + \Delta t$ é dada pela equação (4). Nota-se que o valor do índice de céu limpo (k) no instante t deve ser multiplicado pelo índice de céu limpo (I^{clr}) calculado para um tempo à frente Δt . No Anexo I encontra-se um exemplo de previsão de irradiância utilizando método persistente.

$$\hat{I}_{t+\Delta t}^{per} = k_t \cdot I_{t+\Delta t}^{clr} \quad (4)$$

Esse tipo de previsão depende da definição de índice de céu limpo, k_t , que pode assumir diversos valores dependendo do modelo utilizado para calcular I_t^{clr} . Uma característica do modelo persistente são seus ótimos resultados quando não há nuvens no céu, porém apresenta grandes erros de previsão quando ocorrem rápidas variações da irradiância solar, devido à passagem de nuvens. (INMAN et al., 2013).

2.7.4 Método Utilizando Sensoriamento Local

O método de sensoriamento local surgiu por causa da baixa resolução das imagens de nuvens feitas por satélite e da dificuldade de prever as altas frequências de variação da irradiância solar devido

à movimentação das nuvens. O sensoriamento local utiliza um instrumento denominado de *Total Sky Imager* que captura imagens do céu. Vários trabalhos utilizaram imagens do céu para monitorar e caracterizar as suas condições. (KALISCH 2008, MARTÍNEZ 2011, ANTÓN 2011). Um dos fatores principais para utilização desse tipo de câmera é a presença de nuvens, que geralmente são classificadas de forma binária, e por isso não possuem distinção entre nuvens finas e nuvens opacas, (INMAN et al., 2013).

O instrumento *Total sky Imager* (TSI) também é utilizado para previsão da irradiância solar, cuja metodologia é bastante parecida com a empregada nas imagens por satélites. Esse método é utilizado para previsões de curto horizonte, ou seja, entre 1 e 30 minutos. Depois desse período as nuvens frequentemente saem do campo de visão, sendo possível aumentar esse campo utilizando outras câmeras. Diversos pesquisadores utilizaram imagens do TSI para fazer previsões de irradiância, CHOW (2011) realizou previsões de GHI em horizontes de tempo de até 15 minutos, CRISPIM (2008) utilizou inteligência artificial para classificação de nuvens e com isso fazer previsões, FERREIRA (2012) criou o próprio TSI portátil para revisões de 5min a 4h. Esse presente trabalho foi realizado tomando como base MARQUEZ e COIMBRA (2012) que utilizaram imagens do TSI e a técnica de velocimetria por imagem de partículas para fazer previsões de irradiância direta normal.

2.7.5 Outros Métodos de Previsão de Irradiância

Existem diversos métodos desenvolvidos para previsão de radiação solar, como os métodos regressivos, inteligência artificial, sensoriamento remoto, sensoriamento local e sistemas híbridos. Cada um desses métodos foram desenvolvidos para diferentes horizontes de tempo e são limitados pelo tipo de informação que utilizam e o período que são atualizados. Uma excelente revisão sobre métodos de previsão foi publicada por INMAN et al. (2013).

O método regressivo se baseia na extrapolação de dados coletados por um longo período de tempo, além de dados obtidos por modelos estáticos, que descrevem apenas as mudanças sazonais e diárias. Alguns trabalhos como o de LANDSBERG (1961) utilizaram dados de diversos locais no mundo para calcular uma média de energia solar que chega a superfície da Terra. Outros como SWARTMAN (1967) e LUND (1968) utilizando dados como luz do dia, umidade, cobertura de neve, índice de céu limpo, pressão e precipitação correlacionaram esses dados para estimar GHI. Entretanto, esse método não consegue determinar as variações rápidas de DNI causadas pela movimentação das nuvens, por isso alguns métodos estocásticos lineares são utilizados YULE (1927).

A utilização de inteligência artificial para previsões de radiação solar baseia-se na utilização de programas que podem aprender e se adaptarem as constantes variações climáticas. Esses programas são inicialmente treinados com dados já coletados para que obtenham os resultados desejados. Alguns pesquisadores defendem que os sistemas de inteligência artificial devem ser moldados tomando como base organismos vivos, como as redes neurais (ANNs). Um método muito utilizado é o k-NN, do

inglês *k-nearest neighbors*, que é um conjunto de programas de classificação e reconhecimento de padrões. O k-NN é um dos algoritmos mais simples de inteligência artificial, sendo muito utilizado para previsões climáticas. Esse programa procura no banco de dados condições climáticas parecidas com as condições atuais e utiliza esses dados para a previsão.

Todos os métodos descritos acima necessitam de dados com medições precisas sendo imprescindível mão de obra qualificada para manter os sistemas de medição ajustados e fazer coleta contínua de dados. Por isso, nem todas as regiões possuem coletas de dados, obrigando a se fazer extrapolações, utilizando dados de regiões próximas, o que gera vários erros de previsão (PEREZ, 1994). Uma alternativa é a utilização do sensoriamento remoto que é feito através de satélites. Esses dados de satélite são utilizados para previsões meteorológicas e também para previsões de irradiação. Nesse caso, o maior problema é a resolução dos dados, que para satélites geoestacionários está na faixa de 3-5 km.

Os métodos híbridos são a combinação de dois ou mais métodos de previsão, os quais utilizam as qualidades de cada um, melhorando assim a habilidade de previsão. Um exemplo seria a utilização de imagens recolhidas em solo pelo TSI combinadas com ANN e também com imagens de satélites (MARQUEZ et al. 2013). Com a melhoria das previsões que utilizam a câmera de segurança, esse método pode ser integrado ao método híbrido, principalmente para realizar previsões de curto horizonte de tempo quando houver uma alta quantidade de nuvens no céu.

2.7.6 Formas de Avaliação dos Métodos de Previsão

Como a irradiância solar prevista pelos diferentes modelos, representado por \hat{I} , depende da geografia do local, época do ano e clima, existe uma dificuldade para comparar e verificar a qualidade desses modelos. Vários métodos tradicionais para caracterizar a qualidade do modelo são utilizados como o Coeficiente de Determinação (R^2), Erro Médio Absoluto (MAE) e o Coeficiente de Correlação (ρ).

Recentemente a Agencia Internacional de Energia, começou a recomendar para a divulgação de resultados de modelos de irradiância, a utilização de três métricas de validação: Raiz do Erro Médio Quadrático (RMSE), Erro Médio do Viés (MBE) e Integral de Kolmogorov-Smirnov (KSI) equações (5), (6) e (7) respectivamente. O RMSE é uma medida da média do espaçamento dos erros, MBE é uma medida da média do viés do modelo e o KSI é utilizado para quantificar a habilidade do modelo em reproduzir distribuições estatísticas observadas (INMAN et al., 2013).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (\hat{I}_t - I_t)^2} \quad (5)$$

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (\hat{I}_t - I_t) \quad (6)$$

$$KSI = \int_{x_{min}}^{x_{max}} D_n dx \quad (7)$$

Em que N é o número de previsões, \hat{I} é a irradiâncias prevista pelo modelo, I a irradiância medida em campo e D_n é a diferença entre duas funções de distribuição.

Outra métrica, proposta por MARQUEZ e COIMBRA (2013), para avaliar a desempenho do algoritmo de previsão é denominada por eles de “habilidade de previsão” (s) em inglês *forecasting skill*, pode ser visto na equação (8),

$$s = 1 - \frac{U}{V} \quad (8)$$

onde U e V são as equações (9) e (10)

$$U = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left(\frac{\hat{I}_t - I_t}{I_t^{clr}} \right)^2} \quad (9)$$

$$V = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left(\frac{I_t}{I_t^{clr}} - \frac{I_{t-\Delta t}}{I_{t-\Delta t}^{clr}} \right)^2} \quad (10)$$

Um valor de habilidade de previsão igual a um ($s = 1$), indica que a irradiância solar é perfeitamente previsível e quando $s = 0$ a variabilidade da irradiância solar não é de nenhuma forma previsível. Se o valor $s < 0$ o modelo de previsão de irradiância solar atua de forma pior que o modelo persistente o que acaba sendo uma previsão aleatória. Logo a habilidade de previsão, s , dos modelos de irradiância solar devem estar entre 0 e 1 e quanto maior o valor, melhor a previsão.

Uma maneira aproximada de se medir o valor de s é utilizando a equação (11), essa forma pode ser utilizada quando só se tem disponível os valores de $RMSE$ do modelo de previsão e $RMSE_p$ do método persistente, equação (12),

$$s \cong 1 - \frac{RMSE}{RMSE_p} \quad (11)$$

$$RMSE_p = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (k_{t-\Delta t} \cdot I_t^{clr} - I_{t-\Delta t})^2} \quad (12)$$

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 MODIFICAÇÕES E ADAPTAÇÕES DOS PROGRAMAS

Esse presente trabalho foi baseado no artigo do MARQUEZ e COIMBRA (2012) e vários dos programas foram fornecidos pelo grupo de pesquisa *Coimbra Energy Group* <<http://coimbra.ucsd.edu>>.

A primeira etapa desse trabalho constituiu na adaptação dos programas para utilizar as imagens da câmera de segurança FE8171V da Vivotek (Anexo II), substituindo as imagens produzidas pelo equipamento TSI-440 Total Sky Imager da Yesinc (Anexo III).

Os programas originais foram todos desenvolvidos no software de programação MATLAB® por possuir várias funções implementadas, um grande banco de dados de sub-rotinas já desenvolvidos, além de ser uma linguagem que facilita o desenvolvimento de programas complexos e ferramentas para apresentação dos resultados. Sua desvantagem é o longo tempo de processamento, por ser uma linguagem interpretada. No presente trabalho todas as análises, modificações de programas e resultados foram obtidos pelo MATLAB®.

Os programas para previsão de irradiância solar, fornecidos pelo grupo de pesquisa *Coimbra Energy Group*, utilizam imagens retiradas a cada 1 minuto para detectar as nuvens e o sentido em que estão se movimentando. A partir desses dados é realizada uma previsão de quando o sol será encoberto pela nuvem e a queda de irradiância direta normal resultante. O programa é dividido em algumas etapas descritas abaixo e na Figura 12.

- 1) Uma imagem do céu é baixada do servidor em que está armazenada juntamente com a data e horário que foi capturada.
- 2) É localizado o centro do sol na imagem utilizando as coordenadas geográficas do equipamento, a data e hora.
- 3) Imagem é planificada para coordenadas retangulares para que seja possível detectar a direção em que as nuvens estão se movimentando.
- 4) Nuvens são identificadas na imagem e os dados são armazenados em forma de matriz binária.
- 5) A imagem passa por um programa de Velocimetria por Imagem de Partículas (PIV), utilizando uma segunda imagem retirada no minuto anterior e também planificada. O programa de PIV compara as duas imagens gerando um campo de velocidade indicando o sentido quem que as nuvens estão se movimentando.
- 6) É gerada uma escada com vários setores, com origem no sol, crescendo no sentido oposto do fluxo das nuvens.
- 7) Em cada setor é calculado a fração de nuvens em relação ao céu.

- 8) Previsão de irradiância é realizada. São utilizados os setores mais próximos do sol para previsões em curto prazo 1 a 5 minutos, e setores mais distantes para previsões de 5 a 20 minutos.

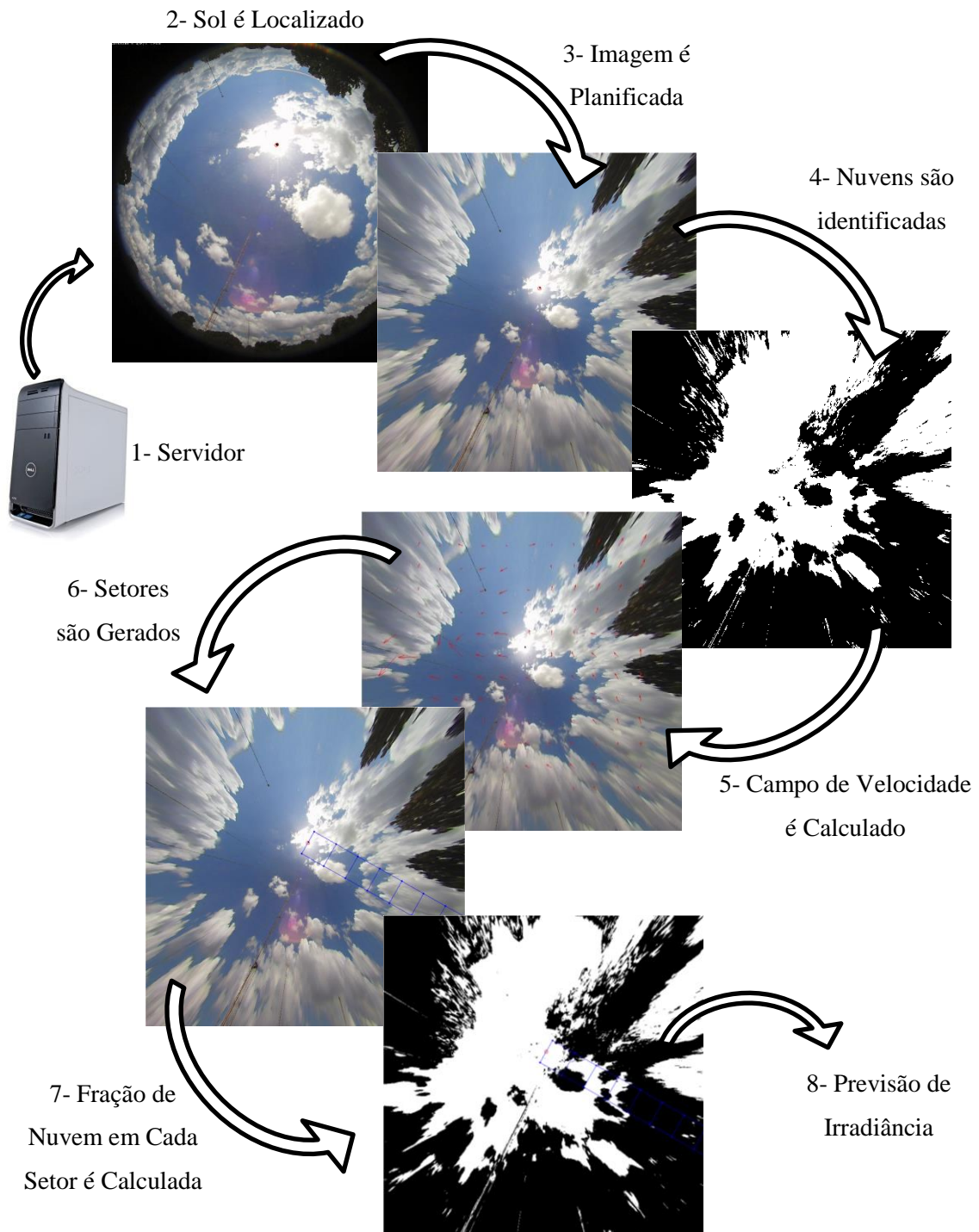


Figura 12: Etapas do programa de previsão de irradiância solar.

3.2 INSTALAÇÃO DO PIRANÔMETRO E DA CÂMERA DE SEGURANÇA NA FACULDADE DE TECNOLOGIA - UNB

A segunda etapa desse trabalho foi a instalação de uma câmera segurança, modelo FE8171V fabricante Vivotek, na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília (UnB), para realizar previsões de irradiação. Idealmente, uma instalação permanente da câmera em uma estação de medição meteorológica que possuísse equipamentos realizando medições de irradiância solar direta, difusa e global seria desejável. Porém, tal estação ainda não está disponível. Outra opção seria instalar a câmera junto a estações meteorológicas convencionais onde radiação global é medida rotineiramente. No entanto, essas estações normalmente fornecem valores médios temporais e não medições de radiação instantânea necessárias para esse trabalho.

A solução encontrada foi de realizar as previsões na Faculdade de Tecnologia (FT) da UnB por um pequeno período de tempo mostrando a viabilidade de previsões de irradiância em Brasília. Como não se tinha disponível um pireliômetro nem um rastreador solar, foi utilizado um piranômetro e foi realizado previsões de irradiância global horizontal no lugar de irradiância normal direta.

Os seguintes equipamentos foram utilizados:

- Piranômetro PSP da Eppley Figura 13 e Anexo IV.

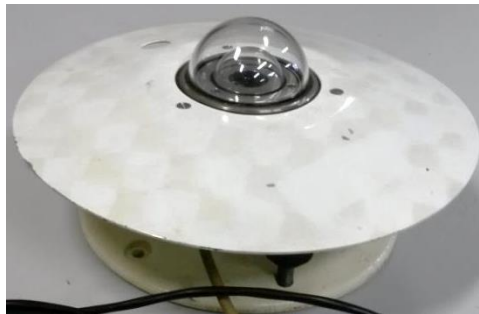


Figura 13: Piranômetro, PSP da Eppley, utilizado para aquisição de dados.

- Câmera de Segurança FE8171V da Vivotek, Figura 14 e Anexo II.



Figura 14: Câmera de Segurança FE8171V da Vivotek usada para coleta de imagens do céu

- Datalogger CR1000 da Campbell Scientific (Figura 15)



Figura 15: Datalogger CR 1000 com cabo para coleta de dados.

- Conectores *Power Over Ethernet (PoE)*, Figura 16.



Figura 16: Conectores PoE

- Fonte de corrente contínua 12V - 1,5^a, com adaptador para fornecer tensão ao datalogger e à câmera (Figura 17).

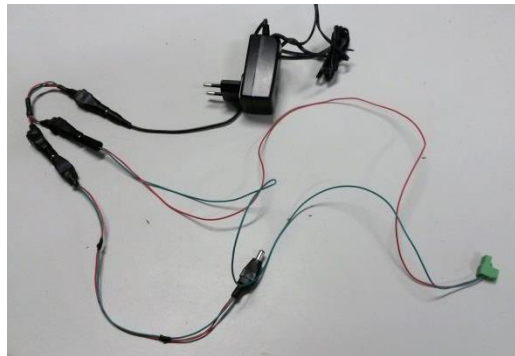


Figura 17: Fonte de tensão 12V conectado a um adaptador.

- 2 Suportes de equipamento
- Computador Desktop do fabricante *Lenovo*
- Cabo de rede (12 metros)
- Cabo duplo com blindagem simples (12 metros)
- Roteador

O piranômetro e a câmera foram instalados no telhado do segundo piso da FT (15,763° Sul e 47,872° Oeste), próximo à secretaria da Engenharia Mecânica. O local foi escolhido por ser elevado,

ser fácil o acesso, possuir poucas árvores grandes ao seu redor e principalmente por possibilitar que o cabo de rede tivesse acesso ao computador, que foi instalado na secretaria da Engenharia Mecânica. Os dois equipamentos foram fixados em suportes de aço, desenvolvidos e construídos para esse propósito. Para evitar a necessidade de furar a laje de cobertura do prédio, foram utilizados sacos de areia para firmar os suportes ao teto, evitando que saíssem do lugar com uma rajada de vento (Figura 18).



Figura 18: Instalação da Câmera e Piranômetro na cobertura da Faculdade de Tecnologia - UnB

A alimentação e a transmissão das imagens da câmera Vivotek foram realizadas por meio de um cabo de rede e 2 conectores PoE (Power Over Ethernet) passivos. Uma ponta do cabo de rede foi ligada ao conector PoE, o qual uma parte é ligado ao roteador e a outra é conectado a fonte externa (12 volts e 1,5 amperes). A tensão é transmitida pelo cabo de rede por dois fios não utilizados pela conexão de rede. Na outra ponta do cabo de rede outro conector POE é encaixado, esse possui uma saída para fonte de tensão e outra para internet, ambos foram conectados à câmera.

Um computador com processador Intel i5, 2 GB de memória, 500 GB de disco, com sistema operacional Windows 7 foi utilizado como servidor (Figura 19). Nele foi instalado um software de servidor FTP gratuito, *FileZilla Server v0.9.45*, por onde a câmera enviava as imagens capturadas. O Datalogger CR1000 permaneceu conectado ao computador durante todo o período de aquisição e foi programado, utilizando o software LoggerNet (Campbell Scientific), para armazenar a cada minuto os dados de irradiância global horizontal. O esquema de como os equipamentos foram conectados pode ser visto na Figura 20.



Figura 19: Servidor, datalogger e roteadores instalados na secretaria da Engenharia Mecânica da FT.

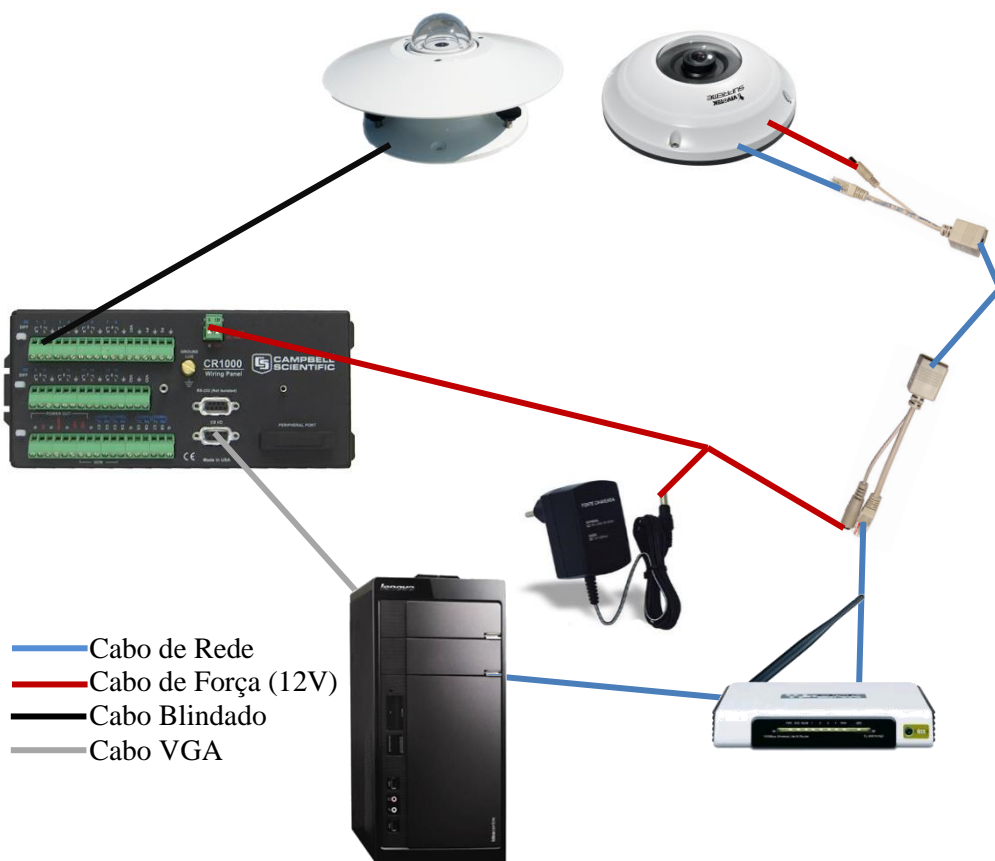


Figura 20: Esquema da instalação dos equipamentos na Faculdade de Tecnologia - UnB.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 MODIFICAÇÕES REALIZADAS NOS PROGRAMAS

A seguir é descrito o funcionamento e as adaptações realizadas nos programas fornecidos pelo grupo de pesquisa *Coimbra Energy Group*, para tratamento das imagens provenientes da câmera de segurança “Vivotek FE8171V”. Também são apresentados e discutidos os resultados de cada etapa.

Na primeira etapa desse projeto foram utilizadas imagens da câmera de segurança “Vivotek FE8171V”, coletadas pelo grupo de pesquisa *Coimbra Energy Group* do professor Carlos F.M. Coimbra da Universidade da Califórnia San Diego. A câmera esta instalada em Folsom-CA nos Estados Unidos. Suas imagens foram utilizadas porque ainda não havia se instalado os equipamentos em Brasília e o grupo já possuía dados coletados por um longo período. Além disso, o tipo de formação de nuvens em Folsom é semelhante às formações que ocorrem no Distrito Federal durante a época chuvosa.

4.1.1 Localização do Sol

As imagens possuem uma resolução de 1536 x 1536 pixels, com três camadas de cores, vermelho, verde e azul com 8 bits (256 cores) por cor por pixel. Observando as imagens percebe-se um ponto preto em cima do sol, esse ponto é criado pela câmera em um ponto de saturação máxima da imagem que se localiza próximo do centro do sol (Figura 21.a), quando o sol esta encoberto pelas nuvens esse ponto de saturação não aparece (Figura 21.b).

O primeiro passo é a localização do sol nas imagens. Foi desenvolvido uma função para MATLAB® que determina a posição do sol na imagem utilizando apenas o horário que a imagem foi registrada e as coordenadas geográficas (latitude e longitude) da câmera. Com esses dois dados é possível encontrar o ângulo zenital e o ângulo de azimute do sol, utilizando as equações clássicas de astrologia (STJARNHIMLEN, 2013). Outro dado importante é em que direção à parte superior da câmera está apontada e se ela está perfeitamente plana em relação ao horizonte.

A câmera possui uma lente “olho de peixe” o que possibilita fotos de 360°, porém causando uma distorção na imagem. Devido à essa distorção não se pode utilizar diretamente os ângulos zenital e azimute para localizar o sol, sendo necessário uma correção. Caso a imagem não fosse distorcida pela lente olho de peixe e a câmera estivesse perfeitamente alinhada com o norte sobre uma superfície plana, a posição do sol poderia ser calculada conforme as equações (13) e (14).

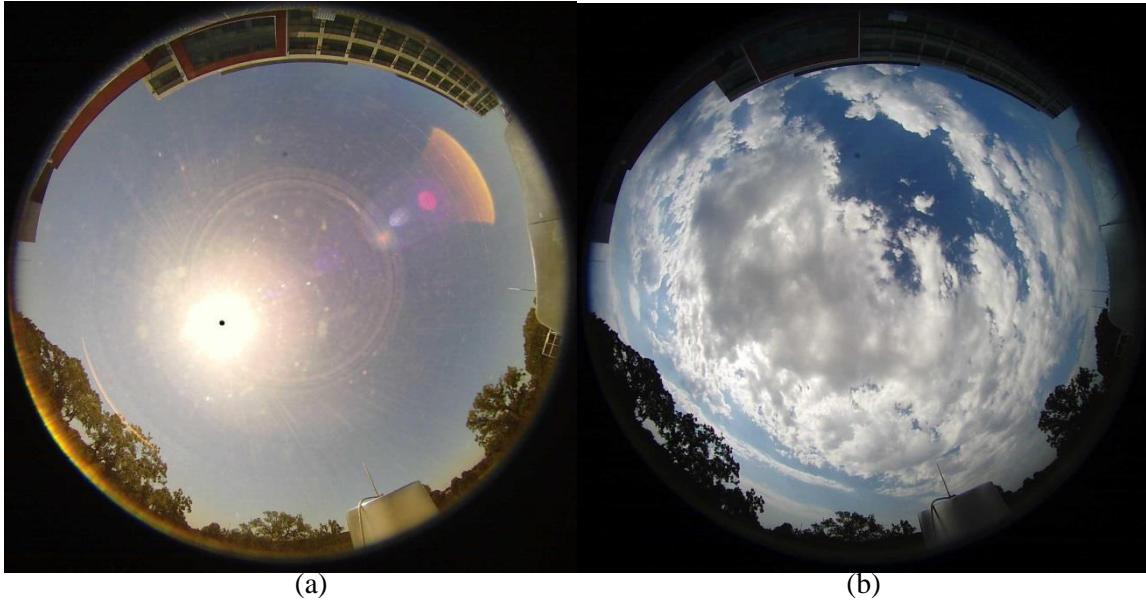


Figura 21: (a) Ponto de saturação em cima do sol criado pelo software da câmera. (b) Ponto não aparente quando o brilho não é intenso. (fonte: *Coimbra Energy Group*)

$$x = r \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{sen}(\alpha) + c_{imx} \quad (13)$$

$$y = r \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{cos}(\alpha) + c_{imy} \quad (14)$$

onde θ e α são os ângulos zenital e azimute respectivamente, c_{imx} e c_{imy} são as coordenadas do centro da imagem considerando que a origem está localizada no ponto inferior a esquerda e r é o raio do campo de visão, a Figura 22 exemplifica a situação.

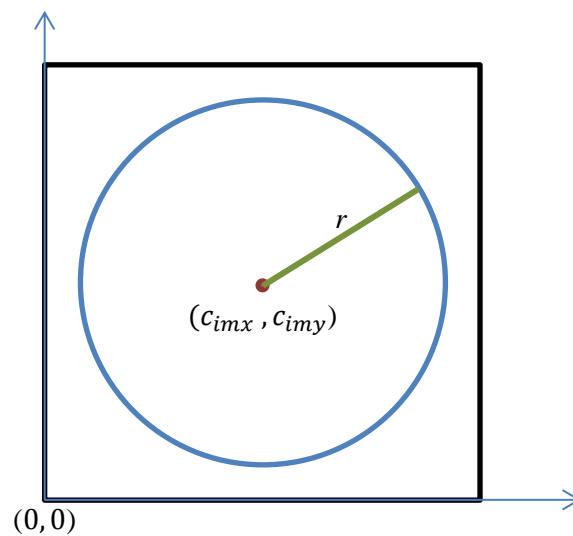


Figura 22: Esquema da modelagem para definição da posição do sol.

A lente “olho de peixe” faz com que os objetos muito distantes aparentem estar mais próximos do que realmente estão. Um exemplo para explicar esse efeito ótico é se a câmera estivesse filmando um pássaro que voa do centro da câmera para o horizonte com uma velocidade constante. Reproduzindo o vídeo seria possível perceber que conforme o pássaro se afasta do centro ele se desloca cada mais devagar. Para corrigir esse efeito, a variável r na equação (13) e (14) foi substituído por uma função ($f(d)$) que varia conforme a distancia sol (d) em relação centro da imagem (c_{imx}, c_{imy}) equações (15) e (16).

$$xr = f(d) \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{sen}(\alpha) + c_{imx} \quad (15)$$

$$yr = f(d) \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{cos}(\alpha) + c_{imy} \quad (16)$$

A função $f(d)$ pode ser observada na equação (17),

$$f(d) = a1 \cdot \exp(a2 \cdot d) + a3 \cdot \exp(a4 \cdot d) \quad (17)$$

onde $a1$, $a2$, $a3$ e $a4$ são coeficientes obtidos através da regressão entre o valor real de “ $f(d)$ ” e a distância obtida pela equação (18).

$$d = \sqrt{(\text{sen}(\theta) \cdot \text{sen}(\alpha))^2 + (\text{sen}(\theta) \cdot \text{cos}(\alpha))^2} \quad (18)$$

Para encontrar o valor real dos pontos $f(d)$ foi criado um programa em que o usuário manualmente seleciona o centro do sol para adquirir o valor $f(d)$ real. Foram utilizadas 70 imagens de diferentes dias e horários para obter os resultados apresentado na Figura 23.

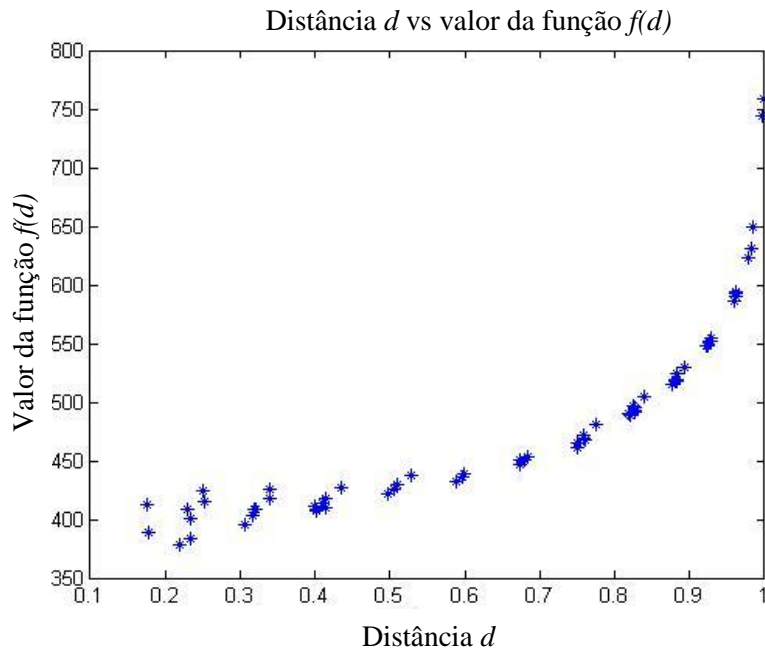


Figura 23: Relação entre a função $f(d)$ e o valor d

A partir dos valores de $f(d)$ foi realizado uma regressão exponencial para obter das constantes $a1$, $a2$, $a3$ e $a4$. A regressão que mais se aproximou dos pontos tendo um erro menor que 2% foi uma regressão exponencial utilizando dois termos obtendo a equação (17).

Caso a câmera instalada não esteja alinhada com o norte verdadeiro, se faz necessário uma correção adicionando β nas equações (15) e (16), em que β é o ângulo entre o norte verdadeiro e o eixo y , equação (19) e (20).

$$xr = f(d) \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{sen}(\alpha + \beta) + c_{imx} \quad (19)$$

$$yr = f(d) \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{cos}(\alpha + \beta) + c_{imy} \quad (20)$$

Outra correção necessária é quando a câmera não esta perfeitamente na horizontal, que pode ser geralmente corrigido alterando os valores de c_{imx} e c_{imy} . A Figura 24 apresenta os resultados obtidos na localização do sol nas imagens, o circulo vermelho indica a posição calculada do sol.

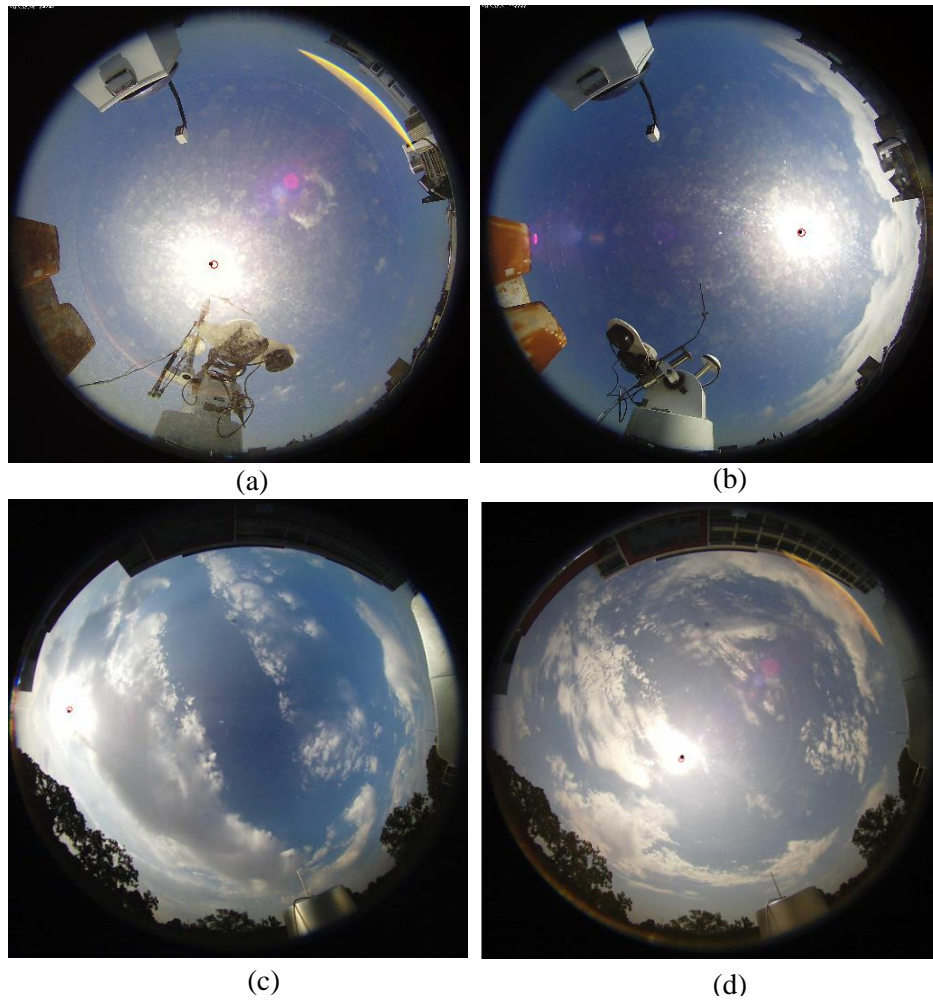


Figura 24: Imagens do céu nas quais os círculos vermelhos indicam a posição calculada do sol. (a) e (b) céu de San Diego-CA em dias diferentes, (c) e (d) céu de Folsom-CA em horários diferentes. (fonte: *Coimbra Energy Group*)

4.1.2 Projeção da Imagem Para Coordenadas Retangulares

Devido o uso do método de Velocimetria por Imagem de Partículas (PIV, do inglês *particle image velocimetry*) para prever o sentido em que as nuvens se movimentam, é necessário planificar a imagem para que se tenha uma melhor definição do campo de velocidade. Para esse processo foi feito uma pequena alteração nas equações e programa desenvolvido por MARQUEZ e COIMBRA, 2012.

A transformação proposta por MARQUEZ segue da seguinte forma, o local dos pixels da imagem são primeiramente representados em coordenadas polares conforme a equação (21), em que r_1 é a distância do centro da imagem até a coordenada $[x_1, y_1]$.

$$x_1 = r_1 \cdot \cos(\alpha), \quad y_1 = r_1 \cdot \sin(\alpha) \quad (21)$$

A imagem projetada também é similarmente representada, onde r_s é a distância radial para as coordenadas retangulares, equação (22). Com isso o mapeamento é determinado pela relação entre r_s e r_1 que é obtido através do ângulo azimute, equação (23).

$$x_s = r_s \cdot \cos(\alpha), \quad y_s = r_s \cdot \sin(\alpha) \quad (22)$$

$$\theta = \tan^{-1}(r_s) \quad (23)$$

Por fim a relação entre r_s e r_1 é obtida por uma regressão. Diferente do que feito por MARQUEZ, observou-se que a equação (24), se adaptou melhor aos resultados não necessitando de uma regressão cubica polinomial.

$$r_1 = \text{sen}(\theta \cdot 0,5) \quad (24)$$

Alguns testes visuais foram realizados para verificar se a transformação ocorreu conforme esperado. O resultado pode ser visto na Figura 25, as linhas do papel quadriculado estão retas o que era esperado. O problema de se realizar essa etapa é que a imagem perde informação principalmente nos cantos, o que dificulta na identificação das nuvens.

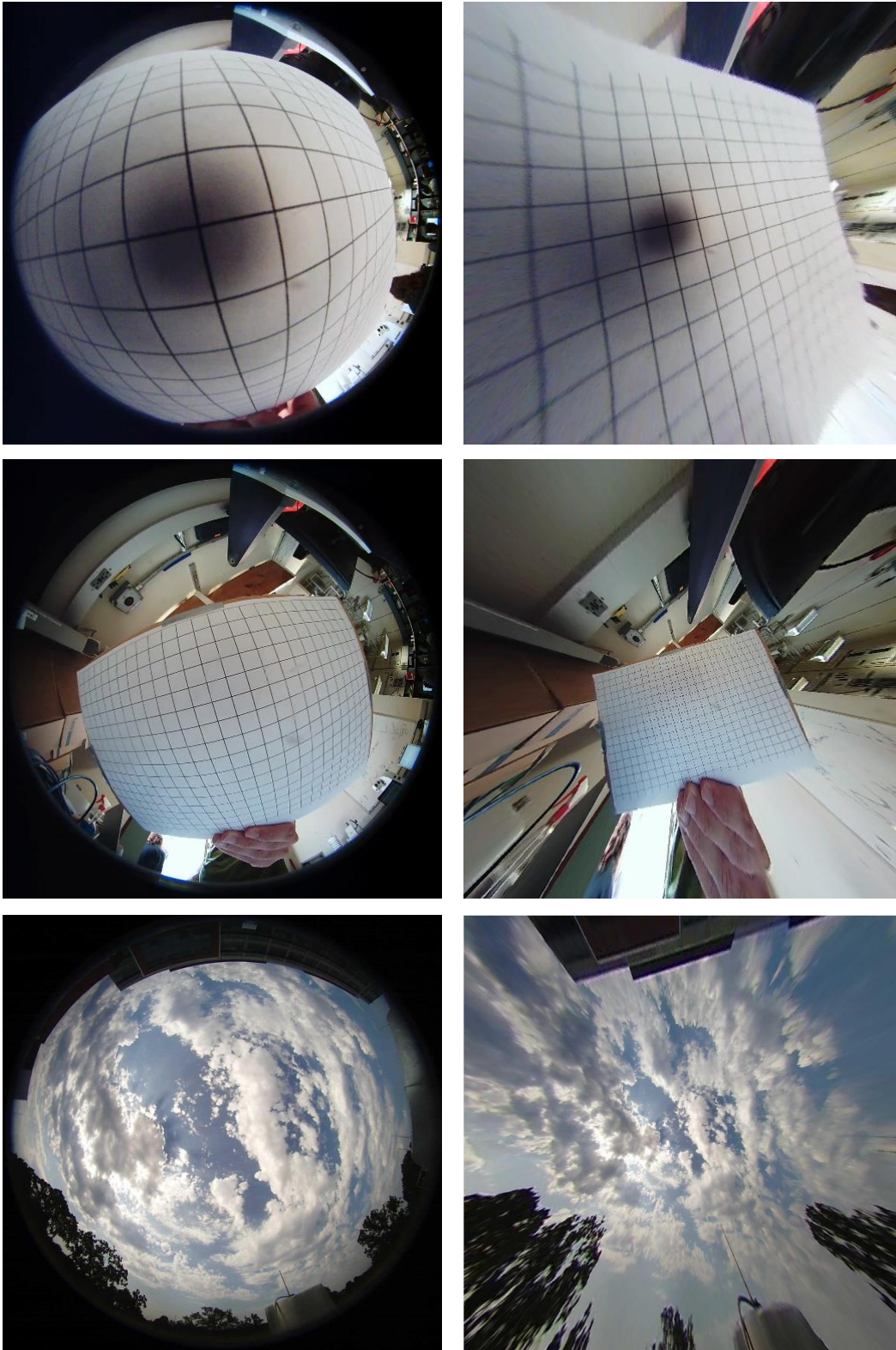


Figura 25: Resultados da projeção das imagens para coordenadas retangulares, na esquerda estão as imagens originais, e a direita as imagens projetadas. (fonte: *Coimbra Energy Group*)

4.1.3 Identificação das Nuvens

O passo mais importante do método de previsão de irradiância solar por câmeras é determinar onde estão localizadas as nuvens. Este passo também é o mais complexo, devido a grande quantidade de variáveis que alteram a imagem. O maior problema encontrado na utilização da câmera de segurança FE8171V é quando o sol não está encoberto pelas nuvens, ocorrendo vários pontos de reflexo na imagem, esses pontos são muito claros e acabam sendo classificados como nuvens prejudicando a previsão.

A identificação das nuvens pode ser feita utilizando os canais vermelho e azul de acordo LONG, (2006). Um dia sem nuvens é caracterizado por uma alta intensidade de pixels azul b e baixa intensidade de pixels vermelhos r , enquanto os pixels das nuvens se caracterizam por terem alta intensidade dos dois canais. MARQUEZ e COIMBRA (2012) utilizaram o método desenvolvido por Li (2011), que utiliza uma razão normalizada, equação (25), e um limite que varia e classifica o pixel em nuvem ou céu.

$$\lambda_n = \frac{b - r}{b + r} \quad (25)$$

A maior diferença entre a câmera de segurança da Vivotek e o TSI, está no sistema de espelho rotativo com uma faixa de sombra que o TSI possui. Essa faixa de sombra reduz a irradiância direta recebida pela câmera e reduzindo assim o brilho excessivo em torno do sol. Além disso, câmera de segurança possui uma resolução maior que o “Total Sky Imager”. Devido a esses fatores, os programas desenvolvidos por MARQUEZ e COIMBRA (2012) não funcionaram bem classificando as nuvens e por isso outros programas tiveram que ser desenvolvidos.

Foi desenvolvido um novo programa para identificação das nuvens, tomando como base a equação (25). Para cada imagem é calculado o valor de λ_n para todos os pixels, resultando em uma matriz com valores variando de -1 a 1 (Figura 26.c). Estipulando um valor limite λ_{clas} é possível classificar os pixels como nuvem para todo $\lambda_n > \lambda_{clas}$, porém quanto mais próximo ao sol mais esbranquiçado fica a imagem o que acaba classificando toda essa região como nuvem. Para contornar esse problema criou-se um círculo em degrade centrado no sol, equação (26), para reduzir o brilho próximo ao sol, o círculo pode ser visto na Figura 26.d.

$$I(i, j) = \frac{\sqrt{(i - x_s)^2 + (j - y_s)^2}}{1536 \cdot 2} \quad (26)$$

Outra etapa do processamento da imagem desenvolvido foi uma máscara que exclui os prédios e árvores da imagem. Isso é feito removendo os pixels que possui $b < 80$, $r < 80$ e $g < 80$ ou pixels que $g > 120$, $r > 120$ e $b < 50$ ou pixels que $\frac{g+b}{2} > b$. A máscara pode ser visto na Figura 26.e.

Por fim é calculado λ_{clas} , equação (27), e são definidos como nuvem todos os pixels que possuem valor $\lambda_{clas} > 0.485$, a Figura 26 expõem a matriz lógica com a seleção das nuvens (preto).

$$\lambda_{clas} = \lambda_n \cdot \frac{I(i,j)}{5} + 0,4 \quad (27)$$

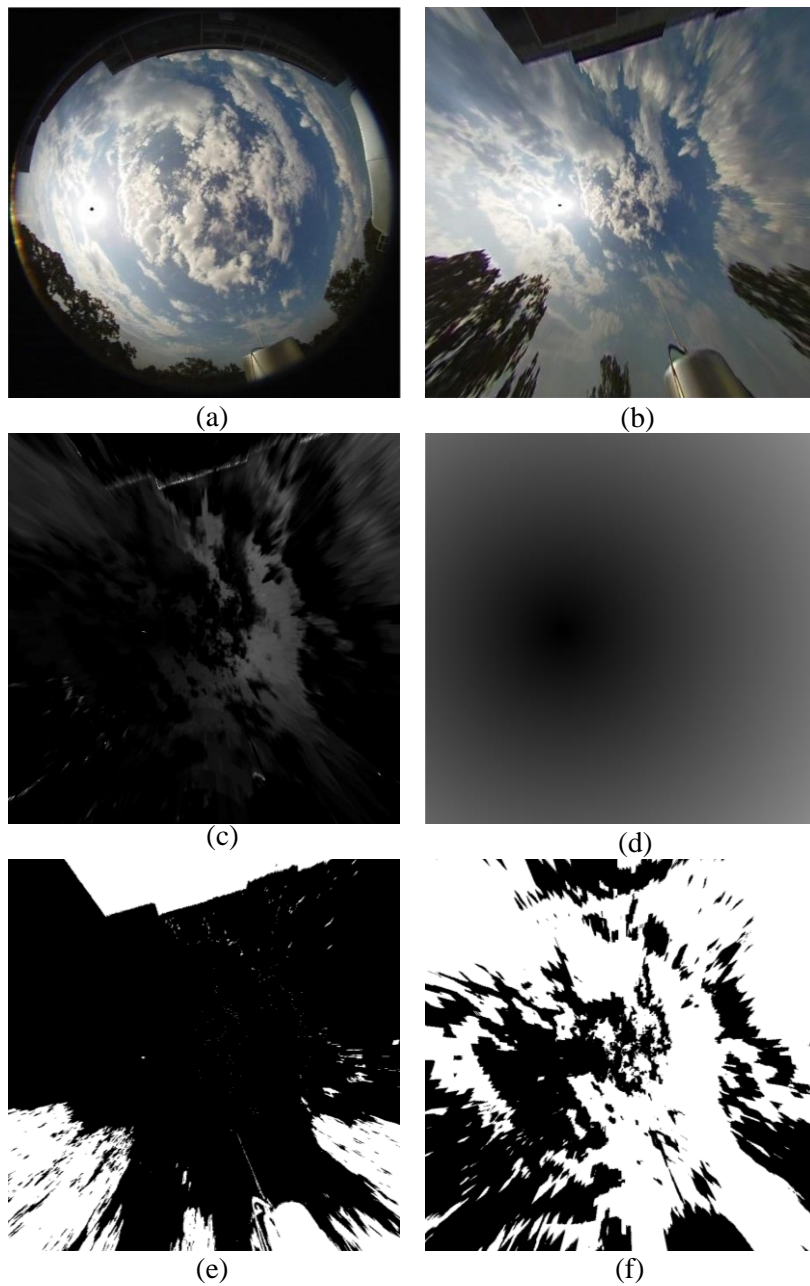


Figura 26: (a) imagem original (fonte: Coimbra Energy Group), (b) imagem projetada, (c) resultado da razão λ_n , (d) círculo com gradiente para uniformizar λ_n , (e) máscara dos prédios e árvores e (f) resultado final da identificação das nuvens (preto) e céu (branco).

4.1.4 Cálculo da Velocidade e Sentido das Nuvens

Para o cálculo do campo de velocidade das nuvens, foram utilizados os mesmos programas e configurações descritas por MARQUEZ e COIMBRA (2012). Que utilizou o software “MPIV” de velocimetria por imagem de partículas desenvolvido por MORI e CHANG (2003).

O programa recebe duas imagens capturadas com uma diferença de 1 minuto entre elas, e são divididas em várias janelas de interrogação de mesmo tamanho e posicionadas na mesma região das duas imagens. Para cada janela de interrogação é gerado um vetor na direção que os pixels se locomovem. Isso é feito a partir do método de correlação cruzada, buscando a região de maior correlação entre as duas janelas de interrogação, de intervalo de tempo diferente. As configurações utilizadas foram: janela de interrogação definida com 32x32 pixels, sobreposição entre as janelas de 50% e deslocamento máximo de 20 pixels. A partir do campo de velocidade utiliza-se o método k-means, que selecionado o vetor que melhor representa todos os outros vetores.

A única modificação realizada para adaptação do TSI para a câmera Vivotek, foi a redução da imagem para 15% do tamanho original antes de rodar o programa MPIV, isso acelerou o processamento em mais de 3 vezes e manteve a mesma qualidade dos resultados. Foram realizados alguns testes aumentando a dimensão das janelas de interrogação, resultando em um menor tempo de processamento, porém houve uma redução da qualidade dos resultados.

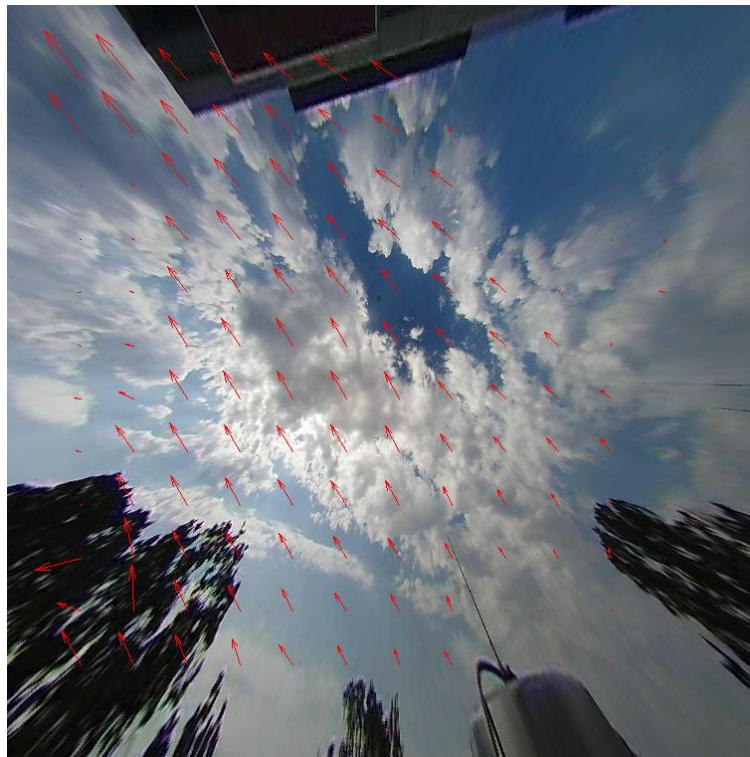


Figura 27: Campo de velocidade (fonte: *Coimbra Energy Group*).

4.1.5 Fração de Nuvens nos Elementos Quadrículados

Com o vetor representativo do campo de velocidade das nuvens, MARQUEZ e COIMBRA (2012) criam uma série de elementos quadrículados arranjados em forma de coluna, originando se no sol e seguindo em direção oposto ao fluxo das nuvens, como visto na Figura 28. Cada setor possui um tamanho de 85 x 85 pixels e dentro de cada um é somado todos os pixels classificados como nuvens (calculado na parte de identificação de nuvens). Depois esse valor é dividido pelo número total de pixels dentro de cada setor, menos a quantidade de pixels classificados como prédios ou árvores, obtendo-se a fração de nuvem em cada setor denominado de X_c .

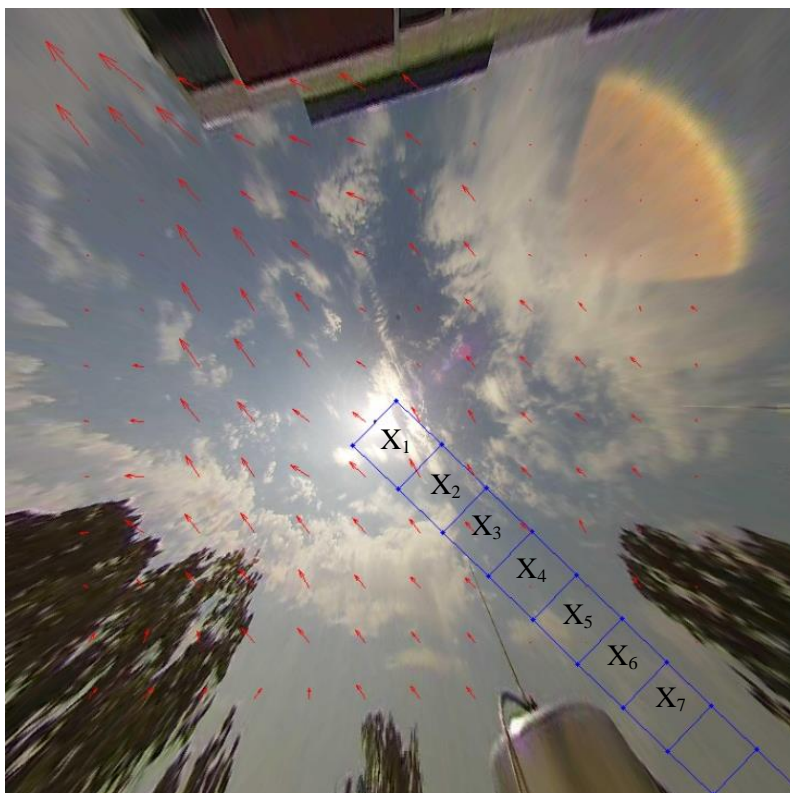


Figura 28: Campo de velocidade e elementos quadrículados utilizados para determinar a fração de nuvem chegando ao sol. (fonte: Coimbra Energy Group)

4.1.6 Previsão de Irradiância

A forma como os elementos estão orientados, permite que se possam fazer previsões para diferentes horizontes de tempo. Isso é feito com os dados de fração de nuvens, X_c , cada setor “c” é multiplicado pela irradiância calculada para céu limpo, I_t^{clr} , como visto na equação.

$$\hat{I}_t = I_t^{clr} \cdot X_c \quad (28)$$

Os resultados são comparados com os dados reais coletados em solo.

4.1.7 Teste das Modificações Realizadas: Previsão de DNI em Folsom – CA

Para testar as modificações realizadas nos programas, decidiu-se fazer previsão para a irradiância direta normal DNI, já que MARQUEZ e COIMBRA (2012) também realizaram a previsão para DNI. Para calcular os valores de irradiância direta normal para um dia de céu sem nuvens, $I_t^{clr} = DNI_{clr}$, foi utilizado um programa desenvolvido pelo grupo de pesquisa *Coimbra Energy Group*, que utiliza o modelo baseado nas publicações de INEICHEN (2002, 2006 e 2008).

Foram selecionados vários dias aleatórios contendo dias ensolarados, parcialmente cobertos e dias completamente nublados. Para previsão nos horizontes de 5, 10, 15, 20, 25 e 30 minutos. Foram utilizadas duas imagens a cada 5 minutos com um intervalo de 1 minuto entre elas.

As adaptações nos programas funcionaram como esperado, o programa localiza corretamente a posição do sol, as imagens são planificadas, porém o programa desenvolvido de classificação das nuvens não correspondeu com as expectativas. A classificação ocorre corretamente somente com condições de nuvens bem específicas, quando céu está limpo ou apresentam nuvens muito finas. A Figura 29 exemplifica os erros de classificação encontrados que causaram os ruins resultados.

Foi feito então uma restrição nos dias analisados, selecionando apenas horários e dias com uma grande quantidade de nuvens, esses resultados mostraram serem promissores obtendo valores $s > 0$, Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5.

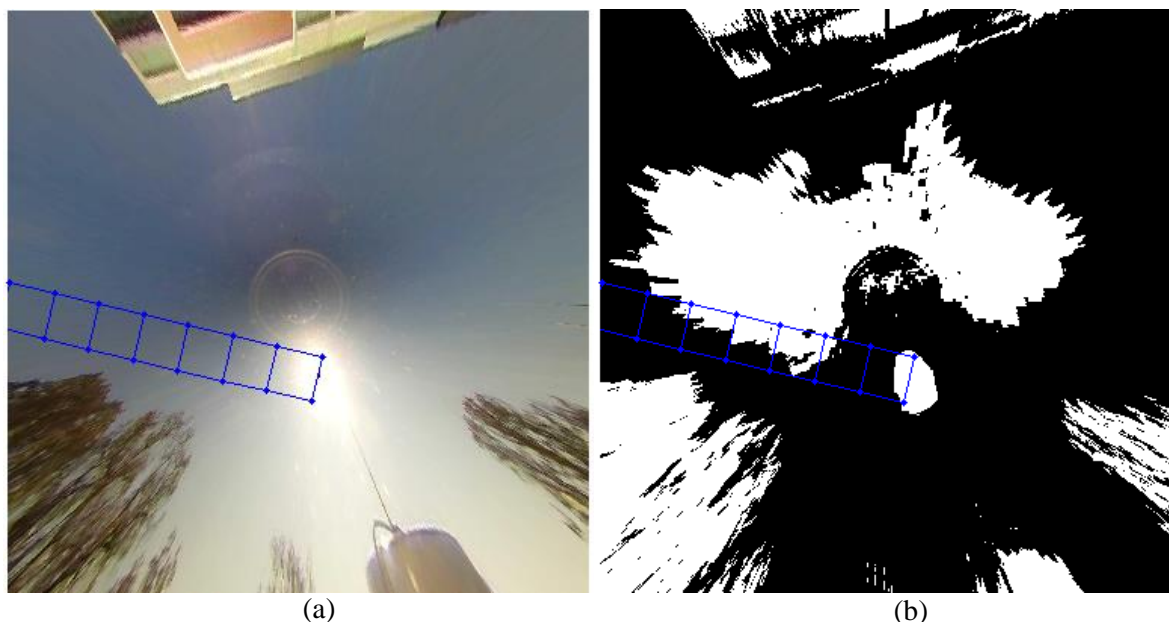


Figura 29: Problema com a identificação das nuvens quando o céu está limpo. (a) imagem projetada do céu, (b) classificação das nuvens, regiões pretas indicam nuvens. (fonte: *Coimbra Energy Group*)

Tabela 3: Resultados da previsão de DNI para o dia 14/11/2013 das 16h às 20h UTC para cada 5 minutos.

Horizonte de previsão	RMSE [W/m^2]							Melhor <i>s</i>
	Persistente	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	
5 min	193	317	283	260	336	480	562	-0,34
10 min	232	329	280	201	283	458	543	0,13
15 min	298	335	299	224	249	412	514	0,24
20 min	323	349	318	270	319	445	518	0,16
25 min	334	355	328	280	321	427	512	0,16
30 min	341	350	339	314	370	443	512	0,07

Tabela 4: Resultados da previsão de DNI para o dia 07/01/2013 das 16h às 20h UTC para cada 5 minutos.

Horizonte de previsão	RMSE [W/m^2]							Melhor <i>s</i>
	Persistente	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	
5 min	71	57	64	159	536	750	653	0,18
10 min	67	56	62	158	536	746	647	0,16
15 min	69	57	62	160	540	746	648	0,17
20 min	74	56	63	159	538	748	656	0,24
25 min	75	51	56	158	531	737	644	0,31
30 min	74	55	64	156	533	737	649	0,26

Tabela 5: Resultados da previsão de DNI para o dia 10/01/2013 das 16h às 20h UTC para cada 5 minutos.

Horizonte de previsão	RMSE [W/m^2]							Melhor <i>s</i>
	Persistente	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	
5 min	299	675	251	205	217	214	204	0,31
10 min	233	676	210	175	201	216	225	0,21
15 min	294	671	247	229	194	207	196	0,36
20 min	281	681	232	177	212	216	221	0,36
25 min	297	671	225	235	185	209	189	0,37
30 min	273	682	245	218	210	216	220	0,21

Dos resultados acima, foi selecionado o período que o método melhor se adaptou, dia 10 de janeiro de 2013 das 20h às 21h UTC, para fazer a previsão novamente agora utilizando o menor intervalo de tempo possível, o de 1 minuto. Os resultados apresentados na Tabela 6 mostram ser aceitáveis, com habilidade de previsão $s = 0,37$. Analisando as imagens durante o processamento dos resultados (ex. Figura 30), percebe-se que o método funcionou muito bem para esse período por algumas razões:

- Bom contraste entre o céu limpo e as nuvens.
- Nuvens densas encobrendo o sol por completo.
- As nuvens aproximaram do sol pela região mais aberta da imagem (sem prédios ou árvores por perto).

Um melhor entendimento dos resultados observando na Figura 31. Ela indica que é realizada uma correta previsão de algumas das quedas de irradiância direta normal, enquanto o método persistente não. Além disso foi possível prever situações onde o sol não estava encoberto. A diferença entre o que foi previsto e os valores reais medidos podem ser vistos na Figura 32.

Tabela 6: Resultados da previsão de DNI para o dia 10/01/2013 das 20h às 21h UTC para cada minuto.

Horizonte de previsão	RMSE [W/m^2]						Melhor s	
	Persistente	X_1	X_2	X_3	X_4	X_6		
1 min	310	358	375	386	374	382	390	-0,15
2 min	417	357	383	384	373	381	380	0,14
3 min	454	373	383	386	381	383	384	0,17
4 min	457	374	346	365	378	368	365	0,24
5 min	458	365	320	366	383	370	361	0,30
6 min	462	335	311	369	382	372	382	0,32
10 min	426	332	276	311	349	348	378	0,35
15 min	496	338	346	348	328	343	348	0,37
20 min	442	338	337	330	349	358	372	0,30
25 min	493	308	309	364	322	330	307	0,37

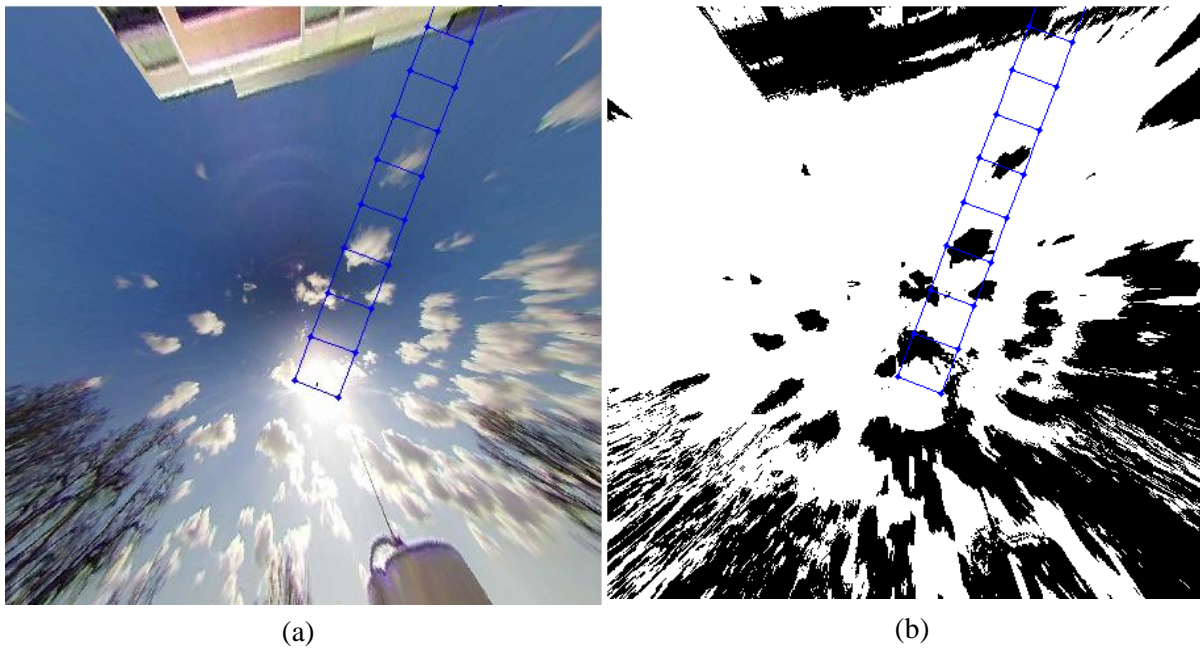


Figura 30: (a) imagem do dia 10/01/2013 (fonte: *Coimbra Energy Group*). (b) identificação das nuvens, regiões pretas representam as nuvens.

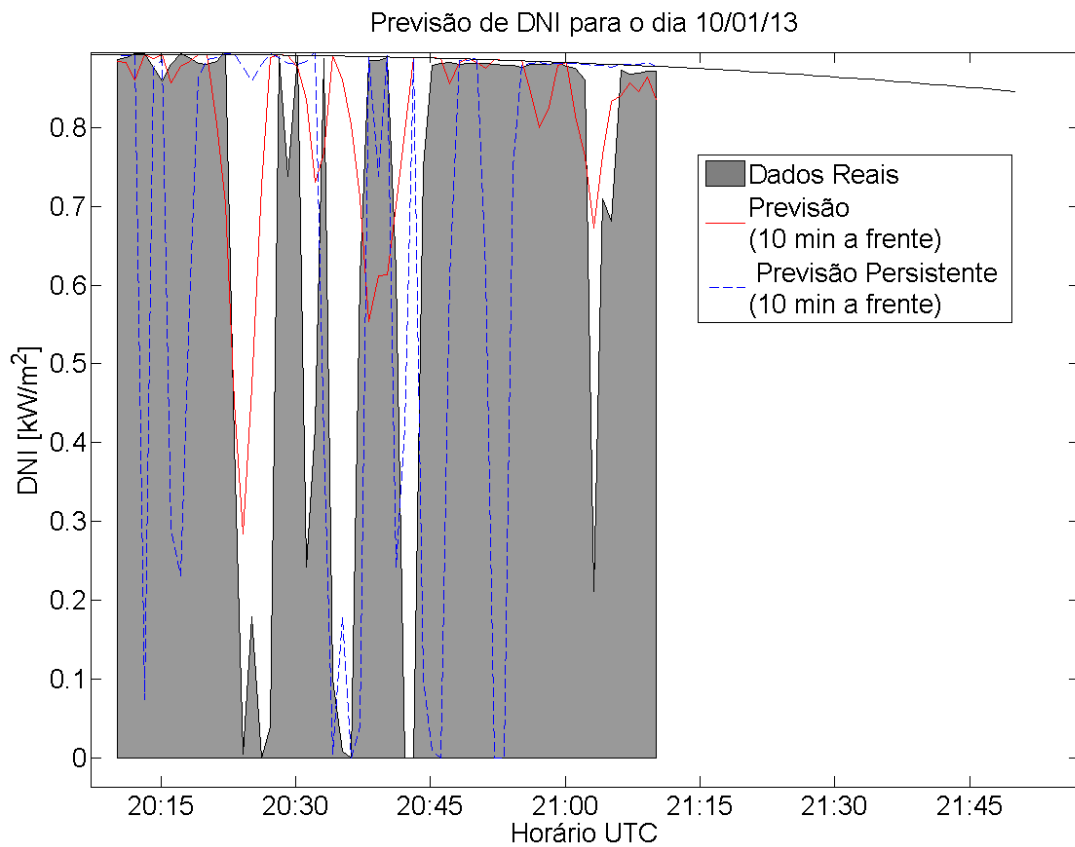


Figura 31: Resultados da previsão de irradiância direta normal ($\hat{I}_t = DNI_t$) para horizonte de previsão de 10 minutos 10/01/13.

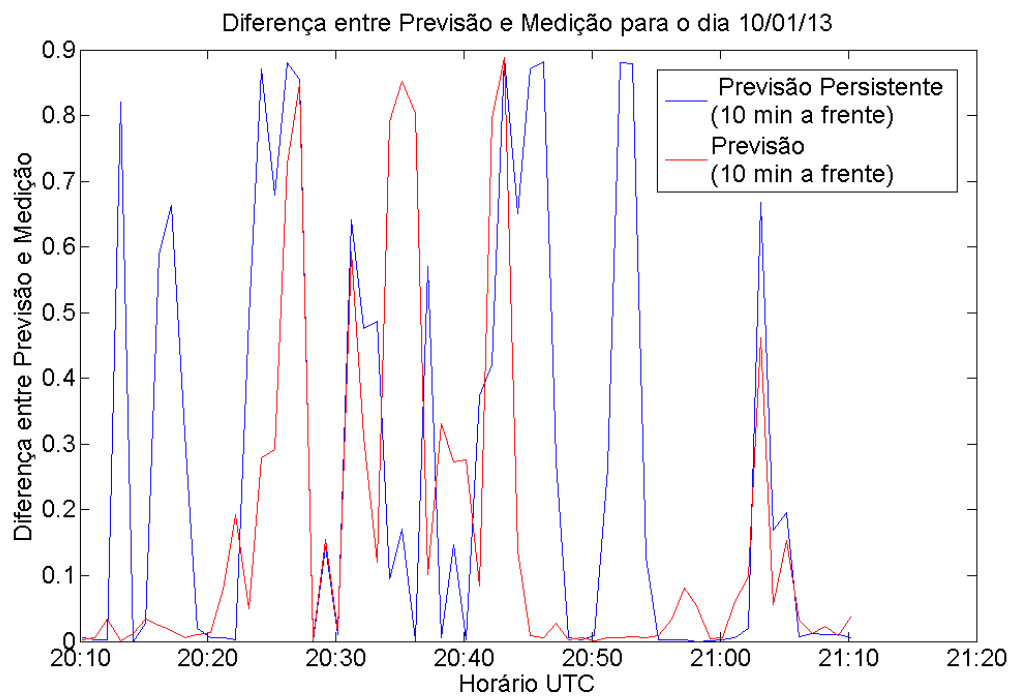


Figura 32: Diferença entre previsão e a medição para o dia 10/01/13, horizonte de previsão de 10 minutos. A previsão realizada resulta em um erro muito menor do que a previsão persistente.

Comparando com os resultados obtidos da Tabela 6 com os resultados do MARQUEZ e COIMBRA (2012) (Figura 33), percebe-se que a adaptação desenvolvida para a câmera de segurança Vivotek possui resultados da habilidade de previsão próximos. A diferença entre os dois resultados é que MARQUEZ e COIMBRA (2012) obtiveram uma melhor habilidade de previsão (s) quando fazendo previsão para 5 minutos à frente, enquanto os melhores resultados desse projeto foram para previsão há 15 minutos à frente. Um motivo que explica o ocorrido é porque para horizontes de tempo pequenos, entre 1 a 6 minutos, os setores X_1 e X_2 deveriam apresentar melhores resultados. Porém como o brilho do sol é mais intenso próximo a esses dois setores ocorrem muitos erros na identificação das nuvens, causando uma pior habilidade de previsão nesses dois setores.

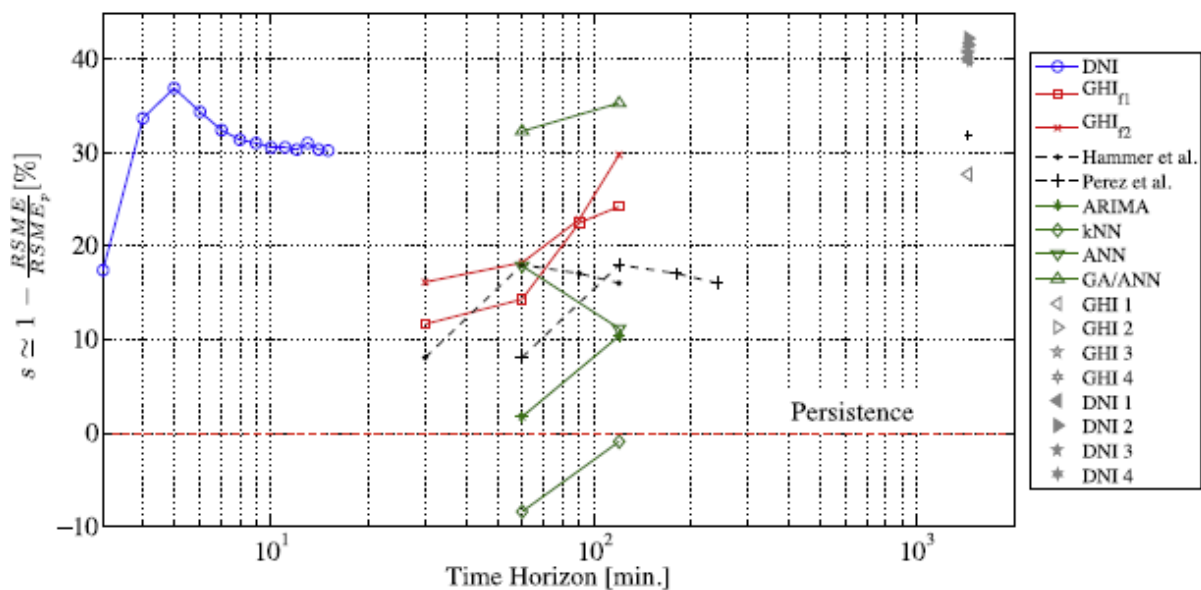


Figura 33: Comparação da habilidade de previsão de vários métodos de previsão de irradiância solar. Os dados em azul são referentes aos resultados obtidos por MARQUEZ e COIMBRA (2012). (fonte: INMAN et al.,2013)

4.2 INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTOS, COLETA DE DADOS E PREVISÃO DE GHI NA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

4.2.1 Instalação dos Equipamentos e Coleta de Dados

Antes de instalar os equipamentos na cobertura, foram realizados testes para verificar se a montagem estava funcionando como esperado. O comprimento do cabo de rede possibilitou o suprimento de energia e transferência dos dados da câmera corretamente. A câmera foi configurada para capturar uma imagem a cada minuto e envia-la ao servidor FTP, todos os dias entre 6h e 18h horário de Brasília. No piranômetro teve que ser emendado um cabo blindado de 12 metros, pois o tamanho do cabo original era insuficiente para alcançar o servidor. Pelos testes realizados a extensão do cabo não trouxe prejuízo na medição dos dados. O datalogger foi programado para cada minuto

armazenar a diferença de potencial medida, gerada pelo piranômetro. Essa diferença de potencial foi convertida para irradiância utilizando a constante de calibração do piranômetro dada pelo fabricante, $10,56 \cdot 10^{-6} V/Wm^{-2}$.

A instalação dos equipamentos na cobertura da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília ocorreu no dia 9 de maio de 2014 e permaneceram lá até o dia 28 de maio (Figura 34). Durante esse período 6.400 imagens, cerca de 1Gb, foram armazenadas. Deste período, devido a dificuldades operacionais e de falta de energia, alguns dados foram descartados ou não coletados. No total, 5 dias com bons dados de irradiância solar e imagens do céu foram adquiridos, possibilitando realizar previsões de irradiância global horizontal.



Figura 34: Piranômetro e câmera de segurança instalados na cobertura da Faculdade de Tecnologia

Algumas imagens capturadas em diferentes dias e horários podem ser observadas na Figura 35. E a Figura 36 mostra os dados de irradiância global horizontal solar coletados.

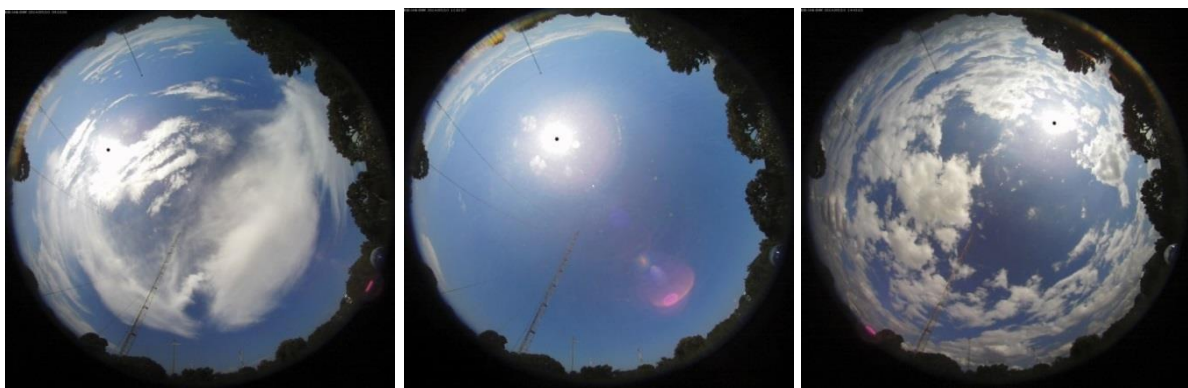


Figura 35: Imagens da câmera de segurança instalada na Faculdade de Tecnologia em diferentes dias e horários

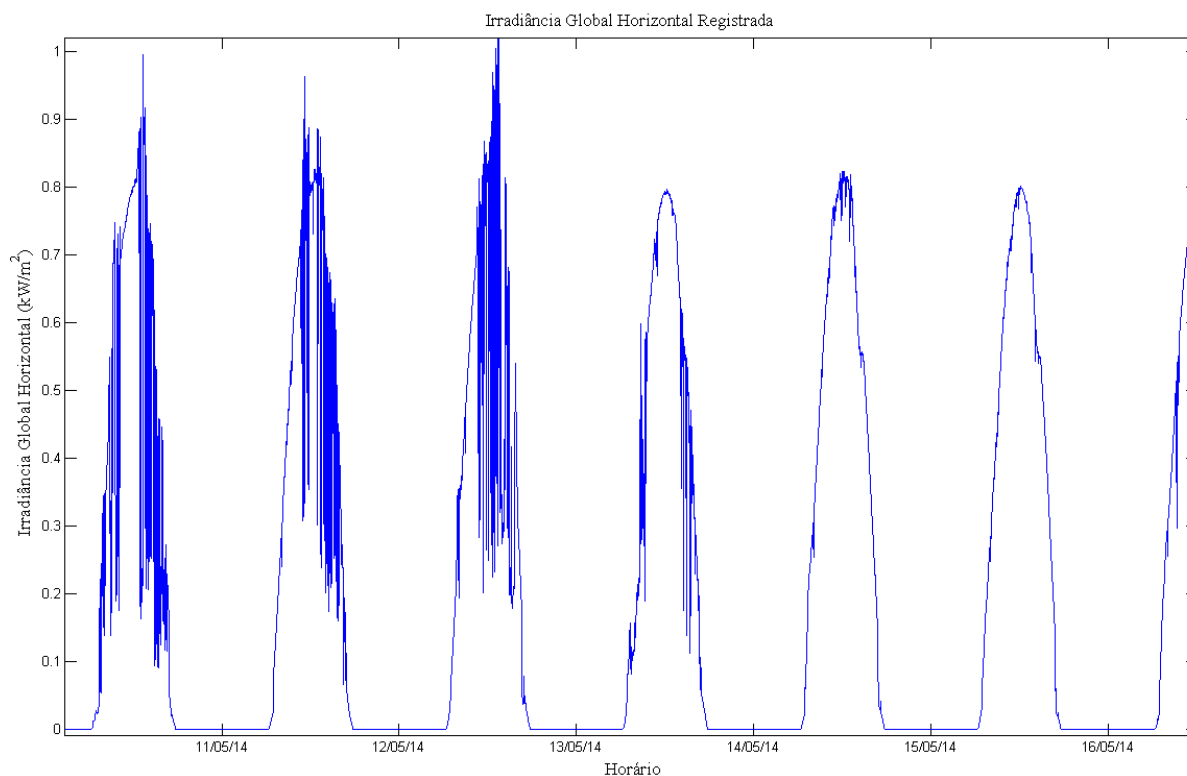


Figura 36: Irradiância Global Horizontal registrado na Faculdade de Tecnologia – UnB

4.2.2 Modificações no Programa

Poucas modificações tiveram que ser realizadas nos programas para realizar previsões com os dados coletados na Faculdade de Tecnologia da UnB. A primeira modificação foi alterar a forma de como os dados e imagens são passadas para o MATLAB. Em vez de baixar de um servidor on-line os valores de irradiância, foi criado um programa para abrir e utilizar os dados, salvos localmente, que foram gerados pelo datalogger. Também houve a necessidade de implementar uma função para localizar no arquivo a imagem capturada em um determinado horário e dia.

O próximo passo foi ajustar o programa de localização do sol. Para isso foi inserida a posição geografia que a câmera estava instalada, latitude $-15,763^\circ$ e longitude $-47,872^\circ$, dados aproximados obtidos a partir do Google Maps. Para corrigir a direção que a câmera estava direcionada foi modificado o valor de β das equações (19) e (20). O resultado da localização do sol pode ser visualizado na Figura 37.



Figura 37: Posição do sol calculada na Faculdade de Tecnologia. Posição indicada pelo círculo vermelho.

Foram realizados alguns ajustes no programa de identificação das nuvens, sua sensibilidade ao brilho do sol foi reduzida alterando-se a intensidade do círculo em degradê substituindo a equação (26) pela equação (29) e também a equação (27) pela equação (30). Foram definidos como nuvem todos os pixels que possuem valor $\lambda_{clas} > 0.00792$.

$$I(i, j) = \frac{\sqrt{(i - x_s)^2 + (j - y_s)^2}}{1536 \cdot 1,7} \quad (29)$$

$$\lambda_{clas} = \lambda_n - \frac{I(i, j)}{8} \quad (30)$$

Por fim, como o programa utilizado foi desenvolvido para previsões de irradiância solar direta e só se possuía dados de irradiância global horizontal, decidiu-se substituir diretamente os dados de entrada de irradiância direta normal pela irradiância global horizontal, já que a DNI é uma componente contida no GHI.

Para a estiva de GHI em um dia de céu limpo, foi utilizado o programa fornecido pelo *Coimbra Energy Group*, baseado nas publicações de INEICHEN (2002, 2006 e 2008), que utiliza como parâmetro de entrada data, hora, coordenadas geográficas, altitude e a turbidez atmosférica. Como não se possuía valor de turbidez atmosférica recentes, foi realizado um ajuste de escala dos valores calculados para que se aproximassem dos dados reais (Figura 38). Isso pôde ser realizado porque o valor médio do fator de turbidez de Linke varia pouco, podendo ser atualizado a cada mês.

Para que a irradiância prevista pelo programa não fosse zero quando uma nuvem passasse em frente ao sol, o que acontece com DNI e que não ocorre com GHI por causa da componente difusa da

radiação, foi estipulado nessas ocasiões um valor mínimo de 30% da irradiância global horizontal de céu limpo.

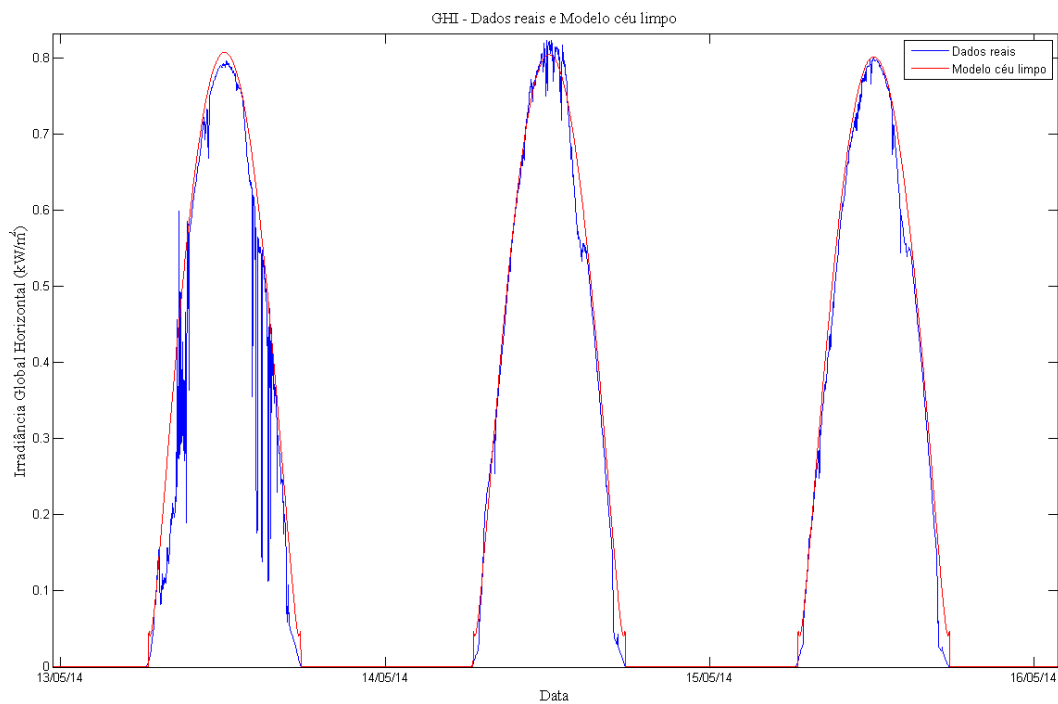


Figura 38: Ajuste do modelo de céu limpo sobre os dados reais.

4.2.3 Previsão de Irradiância na Faculdade de Tecnologia – UnB

Foram selecionados cinco dias para realizar as previsões de irradiância. Os dias 10, 11 e 12 de maio, com o céu parcialmente coberto, e os dias 14 e 15 de maio que permaneceram sem nuvens do nascer ao pôr do sol. Para esses dias foram realizadas previsões de GHI a cada 5 minutos nos horizontes de previsão de 1, 5, 10, 15, 20 e 25 minutos.

As previsões do dia 10 de maio foram as que obtiveram melhores resultados, particularmente com 20 a 25 minutos à frente cujos valores de s alcançaram 0,29 como mostrado na Tabela 7. As nuvens mais espaçadas e densas que ocorreram nesse dia possibilitaram uma melhor identificação e previsão de GHI, o método também identificou corretamente a ausência de nuvens no período entre 10h e 12h30 (Figura 39).

Tabela 7: Previsão de GHI para o dia 10/05/2014 das 8h às 17h, horário de Brasília a cada 5 minutos.

Horizonte de previsão	RMSE [W/m^2]							Melhor s
	Persistente	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	
1 min	135	302	225	238	222	202	236	-0,66
5 min	180	299	202	217	216	207	229	-0,11
10 min	229	309	216	186	206	210	247	0,18
15 min	270	318	209	216	205	216	244	0,24
20 min	256	299	192	225	213	180	216	0,29
25 min	243	303	209	235	234	170	192	0,29
30 min	239	297	214	200	225	192	188	0,21

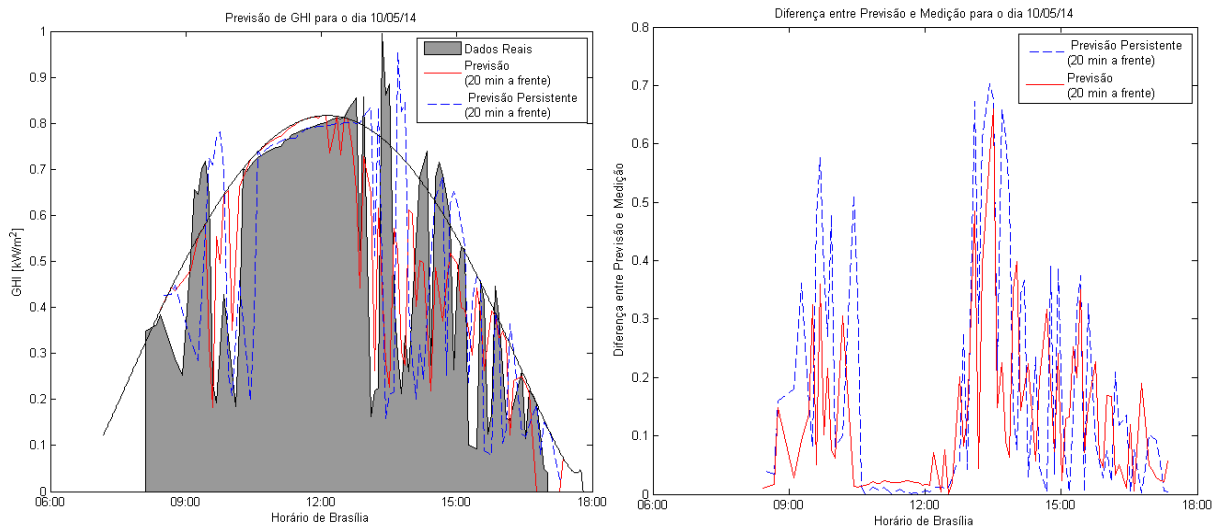


Figura 39: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 10/05/2014 8h às 17h. Previsões a cada 5 minutos.

O dia 11 de maio apresentou uma grande quantidade de nuvens finas e compridas/aglomeradas principalmente na parte da tarde. A presença de nuvens finas prejudica as previsões principalmente de GHI, porque ao passar na frente do sol não causam uma grande queda de irradiância. Isso pode ser visto no primeiro gráfico da Figura 40 entre 10h30 e 12h horas, onde foi previsto uma queda de irradiância maior do que realmente ocorreu. Para todos os horizontes de previsão o programa obteve resultados piores ou muito próximos do modelo persistente (Tabela 8).

Tabela 8: Previsão de GHI para o dia 11/05/2014 das 8h às 17h, horário de Brasília a cada 5 minutos.

Horizonte de previsão	RMSE [W/m^2]							Melhor s
	Persistente	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	
1 min	126	329	235	263	252	240	245	-0,86
5 min	187	315	192	220	233	234	218	-0,02
10 min	192	320	224	202	229	229	225	-0,05
15 min	190	328	224	221	217	234	229	-0,13
20 min	172	320	227	215	197	234	234	-0,14
25 min	196	322	313	227	215	237	234	-0,09

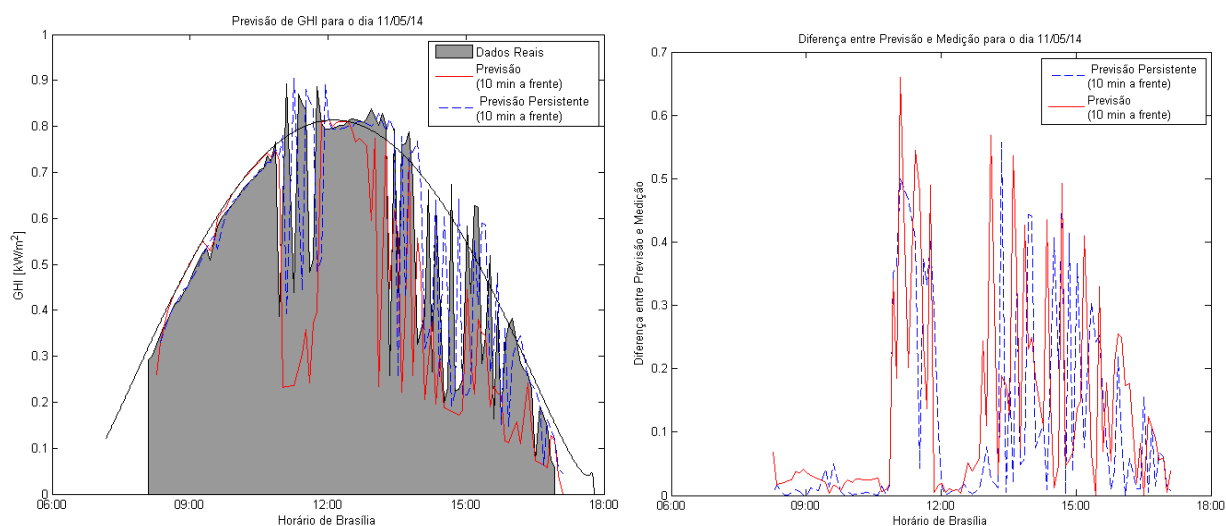


Figura 40: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 11/05/2014 8h às 17h. Previsões a cada 5 minutos.

O dia 12 de maio amanheceu sem nuvens e permaneceu assim até próximo ao meio dia, após esse horário uma quantidade grande de nuvens mais densas começou a se formar. Os resultados da previsão superaram um pouco as previsões persistentes chegando a $s=0,11$ para uma previsão de 10 minutos a frente (Tabela 9). Como visto na Figura 41, os maiores erros ocorreram quando o céu estava aberto, o programa identificou as nuvens corretamente, porém elas passaram próximas ao sol sem encobri-lo o que não causando uma queda e irradiância.

Tabela 9: Previsão de GHI para o dia 12/05/2014 das 8h as 17h horário de Brasília a cada 5 minutos.

Horizonte de previsão	RMSE [W/m^2]							Melhor s
	Persistente	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	
1 min	136	288	212	225	203	199	208	-0,45
5 min	193	340	185	196	220	221	237	0,04
10 min	203	326	212	180	181	186	230	0,11
15 min	204	359	222	226	209	222	234	-0,02
20 min	208	343	229	227	195	208	249	0,06
25 min	194	338	204	206	214	202	226	-0,04

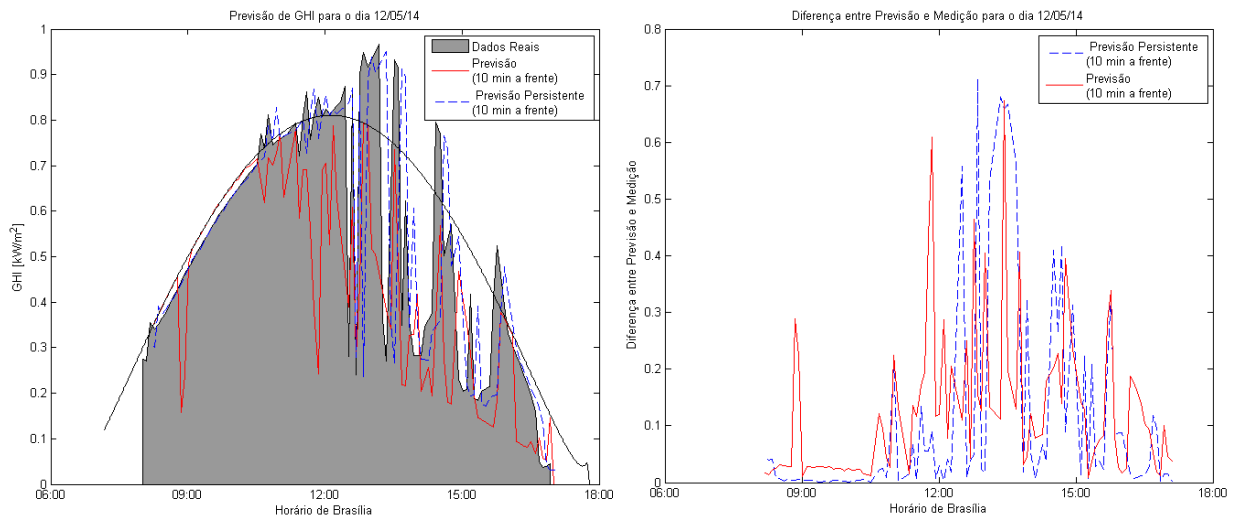


Figura 41: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 12/05/2014 8h às 17h. Previsões a cada 5 minutos.

Os dias 14 e 15 de maio foram dias ensolarados sem presença de nuvens. Essas condições são difíceis de superar o modelo persistente de previsão, que considera estável o tempo ensolarado. Os erros RMSE se tornam muito baixos, menores que 40 W/m^2 , Tabela 10 e Tabela 11.

O programa consegue em grande parte prever céu aberto, porém algumas vezes o intenso brilho do sol é considerado como nuvem, Figura 42 e Figura 43. Além disso, como não há nuvens se movimentando o programa de PIV retorna vetores com sentido aleatórios o também afeta negativamente os resultados.

Tabela 10: Previsão de GHI para o dia 14/05/2014 das 13h às 17h, horário de Brasília a cada 5 minutos.

Horizonte de previsão	Persistente	RMSE [W/m^2]						Melhor <i>s</i>
		X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	
1 min	4	350	168	133	103	91	159	-19
5 min	18	344	161	127	96	86	151	-3,0
10 min	23	334	152	121	89	80	142	-2,3
15 min	29	324	143	116	83	77	135	-1,8
20 min	33	314	136	109	78	75	128	-1,2
25 min	37	304	128	104	75	74	120	-0,9

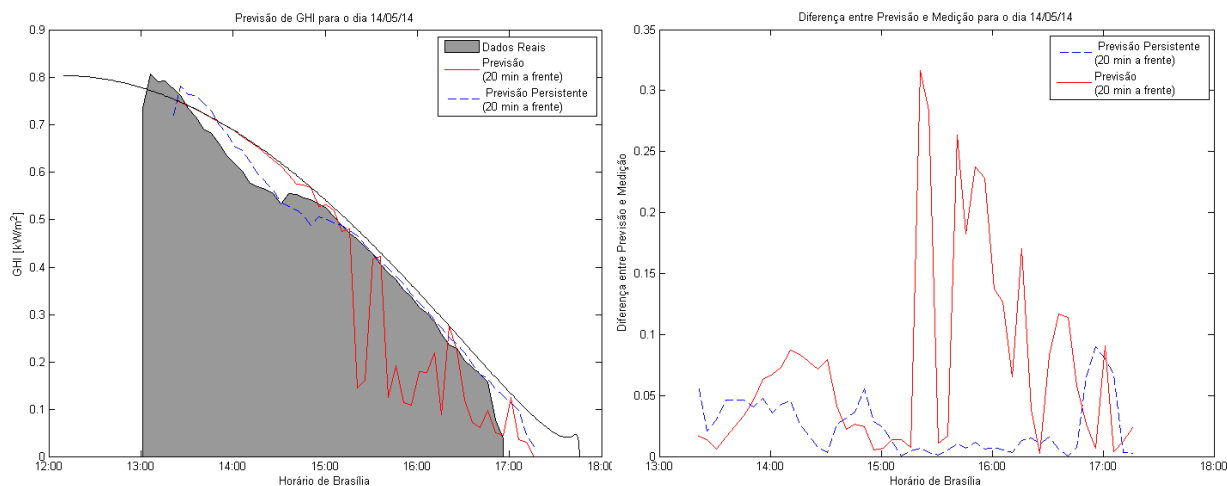


Figura 42: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 14/05/2014 13h às 17h. Previsões a cada 5 minutos.

Tabela 11: Previsão de GHI para o dia 15/05/2014 das 8h às 17h, horário de Brasília a cada 5 minutos.

Horizonte de previsão	RMSE [W/m^2]							Melhor s
	Persistente	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	
1 min	5	325	100	83	87	87	108	-14
5 min	17	324	99	83	83	82	104	-3,7
10 min	19	325	99	84	85	80	100	-3,2
15 min	23	324	99	85	85	80	96	-2,6
20 min	24	324	98	85	84	78	92	-2,5
25 min	28	322	99	87	86	78	89	-1,8

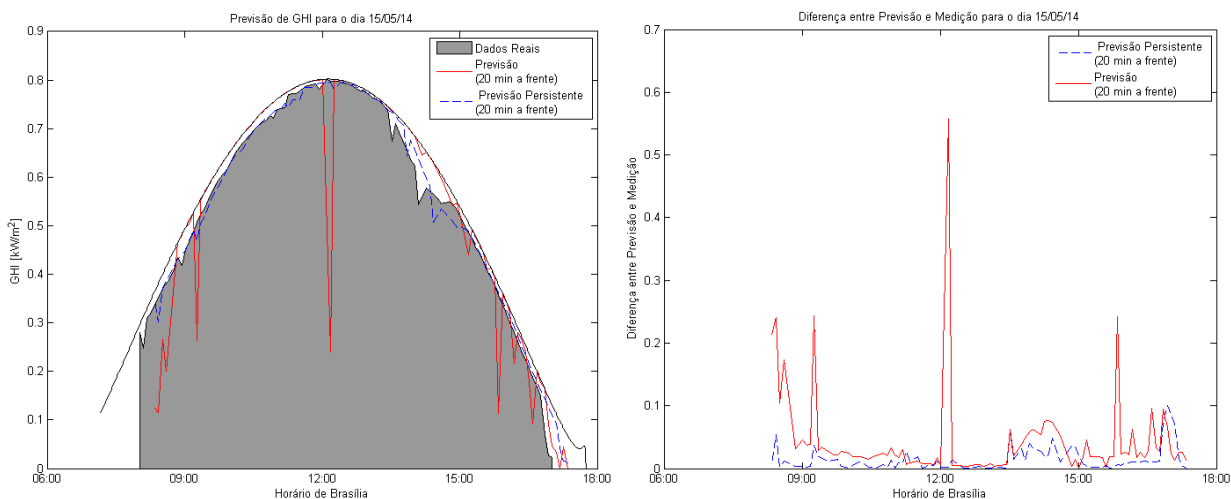


Figura 43: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 15/05/2014 8h às 17h. Previsões a cada 5 minutos.

Para aumentar a resolução do resultado foi realizado também uma previsão a cada minuto do dia 10/05/2014 das 8h às 17h (Tabela 12). Comparando com a previsão a cada 5 minutos, percebe-se que os resultados são muito similares. Foi possível comprovar que o programa conseguiu prever quedas de irradiância bem próximas de quando elas realmente aconteceram.

Tabela 12: Previsão GHI para o dia 10/05/2014 8h às 17h para cada minuto

Horizonte de previsão	RMSE [W/m^2]						Melhor s	
	Persistente	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5		X_6
1 min	116	299	220	230	217	211	251	-0,82
5 min	201	300	204	220	224	209	243	-0,01
10 min	246	316	224	195	228	214	242	0,21
15 min	276	324	226	225	207	214	236	0,25
20 min	266	324	215	241	224	191	225	0,28
25 min	245	320	224	247	239	177	198	0,27
30 min	246	314	229	218	227	204	197	0,19

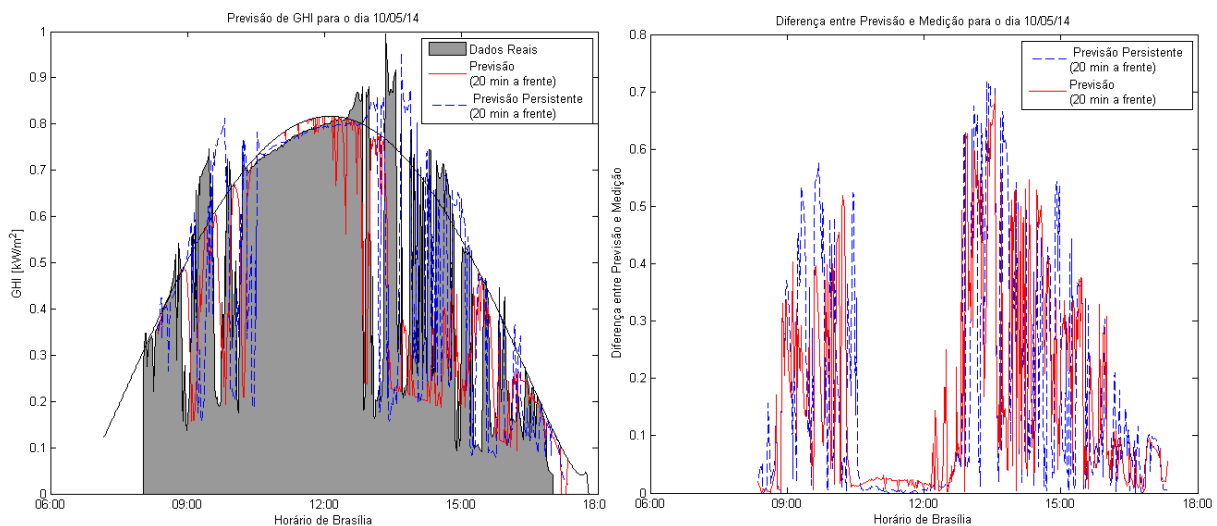


Figura 44: Melhor resultados da previsão de irradiância global horizontal dia 10/05/2014 8h às 17h. Previsões a cada minuto.

Percebe-se que as previsões realizadas durante dias parcialmente encobertos resultaram em melhor habilidade de previsão (s), principalmente em horizonte de previsão de 10 e 15 minutos. Os maiores erros de previsão em relação aos erros do modelo persistente ocorreram nos dias sem nuvens.

Existe uma tendência clara dos setores que devem ser utilizados para cada horizonte de previsão. Para previsões de 5 minutos a frente deve-se utilizar o setor 2 (X_2), para 10 minutos a frente o setor 3 (X_3), de 15 e 20 minutos a frente o setor 4 (X_4) e para 25 minutos o setor 5 (X_5). O setor 1 (X_1) não deve ser utilizado pois em todas as previsões tiveram o pior resultado, isso pode ser explicado porque essa região está muito próxima ao sol, e por ser muito clara é identificada pelo programa como nuvem.

5 CONCLUSÃO

Os resultados obtidos mostram que a adaptação realizada no método de previsão de irradiância solar, desenvolvido por MARQUEZ e COIMBRA (2012), para a utilização da câmera de segurança Vivotek FE8171V foram satisfatórios. A instalação dos equipamentos, piranômetro e a câmera de segurança, na cobertura do prédio da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília foram realizadas com sucesso. Com os dados coletados foi possível realizar previsões de Irradiância Global Horizontal.

As adaptações nos programas funcionaram como o esperado, o programa localiza corretamente a posição do sol, as imagens são planificadas e é detectado o sentido em que as nuvens estão se movimentando. Porém, o programa desenvolvido para identificar as nuvens e o céu, necessita de pequenos ajustes, pois classifica incorretamente, como nuvens, regiões muito brilhantes. Essas regiões muito brilhantes estão próximas ao sol e a ausência de uma banda de sombra na câmera de segurança prejudica a análise. Outro problema são as nuvens finas que, embora identificadas corretamente como nuvens, não provocam grande diminuição da irradiância. Como o método desenvolvido neste projeto utiliza uma classificação binária (presença ou ausência de nuvem), considera que as nuvens finas provocam um bloqueio total da irradiância direta e não um bloqueio parcial, como realmente acontece. Nessas duas situações a previsão realizada por esse novo método é inferior a previsão realizada pelo método persistente. Entretanto, as previsões em dias sem nuvens não são tão essenciais, porque nesses dias a flutuação de energia gerada é mínima e portanto, não impacta negativamente a rede elétrica.

O programa desenvolvido neste trabalho supera as previsões do modelo persistente quando o céu está parcialmente encoberto, com nuvens densas e espaçadas. A habilidade de previsão (s) neste caso, frequentemente ultrapassa 0,10 chegando até a 0,29 nos testes realizados em Brasília e 0,37 nos testes em Folsom .

Esses resultados abrem caminho para novos estudos e instalações permanentes em Brasília o que certamente auxiliará no desenvolvimento de novas tecnologias que ampliará o aproveitamento da energia solar.

6 PERSPECTIVAS

O aumento da demanda por energia elétrica e a procura por energia renovável, fez surgir uma grande demanda de novas tecnologias que aprimore e expanda a utilização da energia solar. Esse trabalho é um primeiro passo para que novas pesquisas de previsão de radiação solar sejam realizadas na Universidade de Brasília.

Diversas áreas podem ser exploradas, como as previsões utilizando imagens de satélite em horizontes de previsões mais longos, modelos híbridos de previsão que utilizam dados meteorológicos, coletados em várias regiões próximas e também melhorias nas previsões de curto prazo utilizando câmeras de segurança.

Para que esses estudos possam ser realizados, a primeira etapa é possuir informações de radiação para que os modelos criados possam ser comparados com dados reais. As instalações de equipamentos realizadas para esse trabalho podem ser utilizadas em instalações permanentes. Para reduzir o custo de uma estação de medição pode-se utilizar um Arduino no lugar de um datalogger. Essa possibilidade foi estudada nesse trabalho, mas não foi levada a frente por necessitar de um estudo mais aprofundado em amplificadores de sinal instrumental e mais tempo para implementá-lo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ABBOTT, D., 2010. "Keeping the energy debate clean: How do we supply the world's energy needs?". Proceedings of the IEEE, 42-66.
- ANTÓN, M., GIL J., CAZORLA A., FERNÁNDEZ G. J., et al., 2011. "Short-term variability of experimental ultraviolet and total solar irradiance in Southeastern Spain". Atmospheric Environment. 45, 4815-4821.
- CODDINGTON, M., MATHER, B., KROPSKI, B., et al, 2012. "Updating Interconnection Screens for PV System Integration". Technical Paper, NREL/TP.
- CHOW, C. W., URQUHART B., LAVE M., DOMINGUEZ A., KLEISSL J., SHIELDS J., et al., 2011. "Intrahour forecasting with a total sky imager at the UC San Diego solar energy testbed". Solar Energy. 85, 2881-2893.
- CRISPIM, E. M. , FERREIRA P. M., RUANO A.E.,2008. "Prediction of the solar radiation evolution using computational intelligence techniques and cloudiness indices". International Journal of Innovative Computing Information and Control.4, 1121-1133.
- EKINS-DAUKES, N.J., 2009. "Solar energy for heat and electricity: the potential for mitigating climate change". Briefing Paper No, 1-12.
- FERREIRA, P., GOMES J., MARTINS I., RUANO A.,2012. "A neural network based intelligent predictive sensor for cloudiness, solar radiation and air temperature". Sensors. 12, 15750-15777.
- FORSBERG, C. W., PETERSON, P. F. e ZHAO, H., 2007. "High-temperature liquid-fluoride-salt closed-Brayton-cycle solar power towers". Transactions-American Society of Mechanical Engineers Journal of Solar Energy Engineering, 129.2, 141.
- FRAIDENRAICH, N. e LYRA F, 1995. "ENERGIA SOLAR: Fundamentos e tecnologia de conversão heliotermoeletrica e fotovoltaica". Editora Universitária da UFPE.
- INEICHEN, P. e PEREZ R., 2002."A new airmass independent formulation for the Linke turbidity coefficient." Solar Energy. 151-157.
- INEICHEN, P., 2006." Comparison of eight clear sky broadband models against 16 independent data banks." Solar Energy. 468-478.
- INEICHEN, P., 2008." Conversion function between the Linke turbidity and the atmospheric water vapor and aerosol content". Solar Energy. 1095-1097.
- INMAN, R. H., PEDRO, H. T. e COIMBRA, C. F., 2013. "Solar forecasting methods for renewable energy integration". Progress in Energy and Combustion Science.
- JACKSON, F., 2007. "Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers". 2. Ed. Berlin.
- KALISCH, J., MACKE A.,2008. "Estimation of the total cloud cover with high temporal resolution and parametrization of short-term fluctuations of sea surface insolation". Meteorologische Zeitschrift. 603-611.
- LANDSBERG, H.,1961. "Solar radiation at the earth's surface". Solar Energy. 5, 95-98.
- LEW, D., PIWKO, R., 2010. "Western wind and solar integration study". NREL National Renewable Energy Laboratory. Disponível em: < <http://www.nrel.gov/> >. Acesso em: 24/11/2013.
- LI, Q., LU, W., YANG, J., 2011. "A hybrid thresholding algorithm for cloud detection on ground-based color images". Journal of Atmospheric and Oceanic Technology. 1286-1296.
- LONG, C. N., ACERMAN, T.P., GAUSTAD, K.L., COLE, J. N. S., 2006. "Estimation of fractional sky cover from broadband shortwave radiometer measurements". Journal of Geophysical Research. 111.
- LUND, I. A., 1968. "Relationships between insolation and other surface weather observations at Blue Hill Massachusetts". Solar Energy. 12, 95-106.
- MACIEL, N. F., 2008. "Energia solar para o meio rural: fornecimento de eletricidade". UFV:CPT.MARQUEZ, R e COIMBRA, C. F., 2013. "Proposed Metric for Evaluation of Solar Forecasting Models". Journal of solar energy engineering, 135.
- MARQUEZ, R. e COIMBRA, C. F., 2012. "Intra-hour DNI forecasting based on cloud tracking image analysis". Solar Energy. 91, 327-336
- MARQUEZ, R., PEDRO, H. T. C., COIMBRA, C. F. M., 2013. "Hybrid solar forecasting method uses satellite imaging and ground telemetry as inputs to ANNs". Solar Energy 2013. 92, 176-188.

- MARTÍNEZ, C. M., BATLLES F., BOSCH J., 2011. “Cloud classification in a Mediterranean location using radiation data and sky images”. *Energy*. 36, 4055-4062.
- MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B., ECHER, M. S., 2004. “Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com emprego de satélite geoestacionário: o Projeto Swera”. *Revista Brasileira de Ensino de Física*. 26, 145-159.
- MILLS, D., 2004. “Advances in solar thermal electricity technology”. *Solar Energy*, 76.1, 19-31.
- MORI, N., CHANG, K. A., 2003. “Introduction to MPIV” Disponível em: < <http://www.nrel.gov/ncpv/> >. Acesso em: 20/11/2013.
- MUHAMMAD-SUKKI, F., et al, 2010. “Solar Concentrator”. *International Journal of Applied Sciences (IJAS)*, 1.1, 1-15.
- National Center for Photovoltaics, 2013. Disponível em: < <http://www.nrel.gov/ncpv/> >. Acesso em: 16/11/2013.
- PEREZ, R., SEALS, R., STEWART, R., ZELENKA, A., 1994. “Using satellite-derived insolation data for the site/time specific simulations of solar energy systems”. *Solar Energy*. 53, 491-495.
- QUASCHNING, V., 2003. “Technology fundamentals – The sun as an energy resource”. *Renewable Energy World*. 90-93.
- REN21, 2013a. “Renewables 2013 Global Status Report”. Paris: REN21 Secretariat. Disponível em: < <http://www.ren21.net/gsr> >. Acesso em: 13/11/2013.
- REN21, 2013b. “Renewables Global Futures Report”. Paris: REN21 Secretariat. Disponível em: < <http://www.ren21.net/gsr> >. Acesso em: 13/11/2013.
- SRoeCo Solar, 2013. “Solar Efficiency Basics”. Disponível em: < <http://sroeco.com/solar/solar-efficiency-basics> >. Acesso em: 16/11/2013.
- State Energy Conservation Office, 2013. “Energy Efficiency: Texas Newest Energy Resource”. Disponível em: < <http://www.seco.cpa.state.tx.us/publications/renewenergy/solarenergy.php> >. Acesso em: 26/11/2013.
- STJARNHIMLEN, 2013. “Computing planetary positions – a tutorial with worked examples”. Disponível em: < <http://stjarnhimlen.se/comp/tutorial.html#5> >. Acesso em: 26/11/2013.
- SWARTMAN, R., OGUNLADE O., 1967. “A statistical relationship between solar radiation, sunshine and relative humidity in the tropics”. *Atmosphere*. 5, 25-34
- U.S. Energy Information Administration, 2013a. “International Energy Outlook 2013”. Disponível em: < <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/> >. Acesso em: 13/11/2013.
- U.S. Energy Information Administration, 2013b. “Solar Thermal Collector Manufacturing Activities”. Disponível em: < http://www.eia.gov/renewable/annual/solar_thermal/ >. Acesso em: 16/11/2013.
- U.S. Energy Information Administration, 2013c. “Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013”. Disponível em: < <http://www.eia.gov> >. Acesso em: 19/11/2013.
- YULE, G.U., 1927. “On a method of investigating periodicities in disturbed series, with special reference to Wolfer’s sunspot numbers”. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London Series A-Containing Papers of a Mathematical or Physical Character*. 226, 267-298.
- XU, ZHAOYI, et al. “Air pollution and daily mortality in Shenyang, China”. *Archives of Environmental Health: Na International Journal* 55.2, 115-120.

ANEXOS

		Pág.
Anexo I	Exemplo de uso do modelo persistente para previsão de irradiância	57
Anexo II	Especificações da Camera de Segurança FE8171V - Vivotek	58
Anexo III	Especificações do Total Sky Imager 440 - Yesinc	60
Anexo IV	Especificações do Pirâmetro PSP - Eppley	61

ANEXO I: Exemplo de uso do modelo persistente para previsão de irradiância

Considere que se deseja prever a irradiância solar para 15 minutos a frente do instante t utilizando o método persistente. A irradiância medida no instante t é de 600W/m^2 e a irradiância pelo modelo de céu limpo é de 900W/m^2 e 920W/m^2 para o instante t e $t + 15\text{min}$ respectivamente. Resolução:

$$\hat{I}_{t+15\text{min}}^{\text{per}} = k_t \cdot I_{t+15\text{min}}^{\text{clr}} = \frac{I_t}{I_t^{\text{clr}}} \cdot I_{t+15\text{min}}^{\text{clr}} = \frac{600}{900} \cdot 920 = 0,67 \cdot 920 = 613,3 \text{ W/m}^2$$

Resultado: A irradiância prevista para 15 minutos a frente do instante t utilizando o modelo persistente é de $613,3 \text{ W/m}^2$.

ANEXO II: Especificações da Camera de Segurança FE8171V - Vivotek

Lente	f=1.27 mm F 2.8 Board lens Fixa Filtro IR-cut removível para opções de dia e noite
Campo de Visão	180°
Velocidade do Obturador	1/5 ~ 1/32,000 seg.
Sensor de Imagem	1/2" CMOS – Resolução 2048x1536
Iluminação mínima	1.17 Lux @ F2.8 (Cor) 0.2 Lux @ F2.8 (P/B)
Vídeo	Compressão: H.264, MPEG-4 & MJPEG Streaming: Multiplos streamings simultâneos H.264 streaming por UDP, TCP, HTTP or HTTPS H.264/MPEG-4 multicast streaming MPEG-4 streaming por UDP, TCP, HTTP or HTTPS MJPEG streaming por HTTP or HTTPS Suporta ePTZ para eficiência de dados Suporta 3GPP vigilância por celular Frame rates: H.264: até 15 fps em 1536x1536 MPEG-4: até 15 fps em 1536x1536 MJPEG: até 15 fps em 1536x1536
Configurações de Imagem	Ajustes: tamanho de imagem, qualidade e bit rate Sobreposição de título, horário e data Flip & mirror Ajuste de brilho, contraste, saturação, nitidez, balance de branco, e controle de exposição AGC AWB AES Modo dia/noite: automático, manual ou programável Suporta mascara de privacidade BLC (Compensação de luz de fundo)
Áudio	Compressão GSM-AMR, bit rate: 4.75 kbps to 12.2 kbps MPEG-4 AAC, bit rate: 16 kbps to 128 kbps G.711, bit rate: 64 kbps, μ -Law or A-Law Interface: Microfone integrado Entrada de microfone externo Saída de áudio
Internet	10/100 Mbps Ethernet, RJ-45 suporte ONVIF Protocolos: IPv4, IPv6, TCP/IP, HTTP, HTTPS, UPnP,

	RTSP/RTP/RTCP, IGMP, SMTP, FTP, DHCP, NTP, DNS, DDNS, PPPoE, CoS, QoS, SNMP and 802.1X
Cartão de Memória	Entrada de cartão MicroSD/SDHC/SDXC Armazena imagens e vídeos
Segurança	Acesso multi-nível com usuário e senha Filtro de IP Transmissão de dados criptografados HTTPS 802.1X
Usuário	Visualização ao vivo para 10 clientes
Dimensão	Ø: 145mm x 52 mm
Peso	566 g
Indicador LED	Indicador de estatuas da fonte Indicador de internet
Fonte	12V DC Consumo: Max. 3.84 W 802.3af Power-over-Ethernet (Class 2)
Carcaça	Proteção contra o tempo IP66-rated housing Proteção contra vandalism IK10-rated metal housing
Certificados	CE C-Tick FCC LVD VCCI EN50155
Limites de Operação	Temperatura: -25°C ~ 50°C (-13°F ~ 122°F) Umidade: 90% RH
Sistema Requerido	OS: Microsoft Windows 7 / Vista / XP / 2000 Browser: Mozilla Firefox Browser: Internet Explorer 7.x or above VLC: 10.5 or above QuickTime: 6.5 or above Cell phone: 3GPP player Real Player 10.5 or above

ANEXO III: Especificações do Total Sky Imager 440 - Yesinc

Resolução da Imagem	352x288 colorida, 24-bit, Espelho rotativo controlado automaticamente por computador
Tempo de Amostragem	Variável, com um mínimo de 1 imagem a cada 30 segundos
Peso	20kg
Tamanho	41cm x 76cm
Fonte	115/230 V AC; Ciclo de aquecimento variando com a temperatura do ar: 600watts com aquecedor ligado, 50 watts desligado
Sistema Requerido	Software compatível com Windows 9x/NT
Armazenamento de Dados	Disco do Servidor Local
Internet	10 - T/RJ45 (15m)

ANEXO IV: Especificações do Pirâmetro PSP - Eppley

Tempo de Resposta	<15s
Zero Offset a)	$\pm 7 \text{ Wm}^{-2}$
Zero Offset b)	$\pm 2 \text{ Wm}^{-2}$
Não estabilidade	$\pm 0,8\%$
Não Linearidade	$\pm 0,5\%$
Resposta Direcional	$\pm 10 \text{ Wm}^{-2}$
Seletividade Espectral	$\pm 3\%$
Resposta de Temperatura	$\pm 2\%$
Classificação	SECONDARY STANDAR/ HIGH QUALITY
Sensibilidade	$8 \mu\text{V/Wm}^{-2}$
Impedância	700Ω
Incerteza de Calibração	< 1%
Incerteza de Medição Instantânea	< 10 Wm^{-2}
Incerteza de Medição por Hora	< 2%
Incerteza de Medição Diária	< 1%

CONSTANTE DE CALIBRAÇÃO DO EQUIPAMENTO

$$10,56 \cdot 10^{-6} \frac{\text{V}}{\text{W/m}^2}$$

