

TRATAMENTO E ANÁLISE DE DADOS SOLARIMÉTRICOS DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DA EMC/UFG

Jéssica Alice Alves da Silva – jessicaalice0303@gmail.com

Bernardo Pinheiro de Alvarenga – bernardo@emc.ufg.br

Sérgio Pires Pimentel – pimentel.ufg@gmail.com

Enes Gonçalves Marra – enes@ufg.br

Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC

Universidade Federal de Goiás – UFG

Resumo. A expansão da energia solar fotovoltaica é uma alternativa cada dia mais viável para a matriz energética brasileira. No entanto, para que o investimento apresente maior produtividade e viabilidade financeira, é necessário um adequado dimensionamento do sistema que se torna mais preciso a partir de um estudo confiável do recurso solar, sua fonte primária de energia, com valores históricos pelo maior período possível. Neste estudo são apresentados os resultados obtidos a partir da medição e análise de dados meteorológicos medidos na estação meteorológica instalada na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC, da Universidade Federal de Goiás- UFG, no estado de Goiás, campus Colemar Natal e Silva, durante dois anos, agosto de 2015 a julho de 2016 e agosto de 2016 a julho de 2017. A partir das irradiâncias solares medidas, calculou-se a média de irradiância instantânea por minuto de cada mês e produziram-se curvas de dias médios mensais, bem como do dia médio anual. Calcularam-se as irradiações solares diárias do mês, a partir das quais foram produzidos histogramas com apresentação do valor diário de irradiação (kWh/m^2) e média mensal dos meses do período, bem como o mês diário anual e, por fim, a média global diária de irradiação do ano. Este estudo apresenta também os comportamentos da temperatura do ar, velocidade do vento, índice de precipitação pluviométrica e umidade relativa do ar, com médias mensais anuais e dias médios mensais anuais, a fim de estabelecer possíveis correlações entre estes diversos fatores climáticos no desempenho de um sistema fotovoltaico.

Palavras-chave: Irradiação solar, Irradiância solar, Energia fotovoltaica

1. INTRODUÇÃO

Recentemente o setor de energia elétrica mundial vem sofrendo mudanças de paradigmas tais como a inserção de geração distribuída (GD) e de fontes renováveis intermitentes de energia tais como eólica, solar fotovoltaica (FV) e solar heliotérmica. Associado a estas transformações, a evolução de novas tecnologias de geração têm possibilitado uma diversificação da matriz energética e posicionando estes empreendimentos como uma alternativa de complementação das fontes convencionais de energia elétrica, conforme aponta Polizel e Pelegrini (2007). No Brasil as fontes despacháveis de energia elétrica capazes de atender a demanda são as hidroelétricas e as termoelétricas a gás, a óleo, a carvão e nucleares.

Diversamente das fontes convencionais despacháveis de energia, a energia solar é intermitente e apresenta variabilidades temporal e espacial elevadas em razão de sua forte relação com o clima local e fatores tais como cobertura de nuvens, concentração de gases atmosféricos, sistemas sinóticos, entre outros fatores astronômicos associados aos movimentos orbital e de rotação da Terra (PEREIRA, 2017).

Assim, para a potencialização de projetos de aproveitamento de energia solar de um determinado local, é recomendável a realização de medições locais, procurando avaliar a radiação solar com variações anuais, sazonais, diárias e as influências climáticas. Uma análise do potencial do recurso solar requer um levantamento extenso dos níveis de radiação solar por meio de medições com instrumentos solarimétricos. Com o interesse de atender a essa necessidade, este trabalho busca tratar dados de irradiância solar, temperatura do ar, umidade relativa do ar, velocidade do vento e precipitação pluviométrica, medidos na estação meteorológica da EMC/UFG com intervalos de amostragem de um minuto no período de agosto de 2015 a julho de 2017.

2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica surge da conversão direta da radiação solar em energia elétrica. Isso ocorre devido à interação da radiação luminosa (fótons) na estrutura atômica de determinados materiais semicondutores que ao absorverem radiação solar produzem pares de portadores elétron-lacunas, denominado efeito fotoelétrico. O efeito fotoelétrico na região de cargas espaciais da junção semicondutora de materiais PN é denominado efeito fotovoltaico e é o princípio de funcionamento das células solares ou células fotovoltaicas.

A eficiência energética das células fotovoltaicas vem aumentando ao longo dos anos de seu desenvolvimento tecnológico. Atualmente encontram-se células fotovoltaicas com rendimento em ambiente de laboratório superior a

20%, havendo inclusive células fotovoltaicas com tecnologia de heterojunção associada à concentração solar por lentes com rendimento energético em laboratório de até 34% (VALLÊRA E BRITO, 2006).

A eficiência energética das células fotovoltaicas não depende somente de fatores intrínsecos tais como pureza do material, métodos de fabricação, mas também de fatores externos como chuva, sombreamento provocado por nuvens ou árvores, poeira, umidade relativa do ar, temperatura ambiente, velocidade do vento, poluentes dispersos no ar, entre outros fatores externos. Os fatores climáticos não são controláveis, embora relativamente previsíveis, e tornam necessária a determinação adequada dos fatores climáticos a fim de realizar projetos confiáveis.

2.1 Radiação solar

A radiação solar é uma forma de transferência de energia advinda do sol, por meio da propagação de ondas eletromagnéticas (ABNT, 2013). Assim sendo, a irradiância solar é a quantidade de energia solar que incide sobre uma superfície por unidade de área desta superfície e é medida em watts por metro quadrado (W/m^2). Já a grandeza irradiação solar é a irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo, geralmente dado em horas e é medida em watts vezes hora por metro quadrado (Wh/m^2).

A energia incidente sobre a superfície terrestre depende de condições atmosféricas, como também da latitude local, bem como do horário e da estação do ano. A Figura 1 ilustra de forma simplificada a interação da radiação solar com a atmosfera.

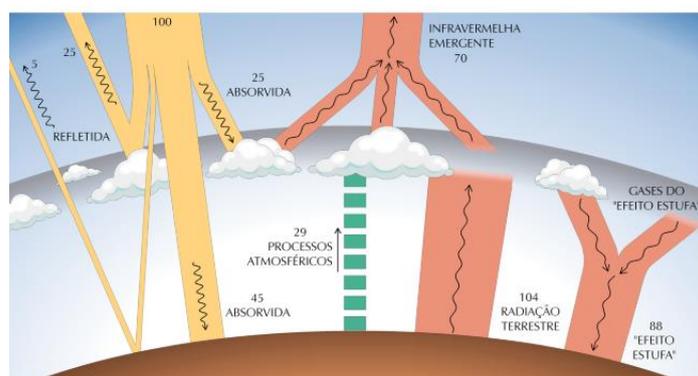


Figura 1- Imagem esquemática da fração de radiação solar em diversos processos de interação com constituintes atmosféricos. Fonte: (PEREIRA, 2017).

Observa-se então que a atmosfera terrestre age como um filtro que bloqueia e dispersa parte da irradiância solar incidente. Assim, a irradiância total, ou potência radiante solar total, é a junção de três componentes, a irradiância direta, difusa e de albedo. A irradiância direta é a irradiância solar que incide diretamente na superfície, sem sofrer reflexões. A irradiância difusa é a potência solar proveniente de reflexões provocadas pela atmosfera. Há também o albedo, que é a reflexão solar provocada pelo ambiente tais como solo, vegetação, edificações e outros. De acordo com Pinho e Galdino (2014), em um dia totalmente sem nuvens no mínimo 20% da irradiância que incide sobre uma superfície de captação é difusa, enquanto que em um dia totalmente nublado 100% da irradiação que incide sobre uma superfície de captação é difusa.

3. METODOLOGIA

3.1 Estação Meteorológica – EMC/UFG

Os dados utilizados nesse estudo foram medidos na estação meteorológica instalada na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), a uma latitude de $16,68^\circ$ Sul e uma longitude de $49,24^\circ$ Oeste. A estação está instalada sobre o telhado do Bloco B da EMC, no Campus Colemar Natal e Silva da Universidade Federal de Goiás (UFG) possui instrumento para registrar irradiância solar global (W/m^2) no plano horizontal, temperatura do ar ($^\circ C$), velocidade do vento (m/s), direção do vento ($^\circ$), índice de precipitação pluviométrico (mm), umidade relativa do ar (%) e pressão atmosférica (mBar), amostrados e registrados em períodos de 1 (um) minuto e disponibilizados para o público por este grupo de estudos da EMC/UFG através da página <http://sites.google.com/site/sfvemcufg> na internet desde julho do ano de 2015. As tabelas 1 e 2 apresentam as especificações técnicas dos instrumentos instalados na estação meteorológica da EMC/UFG ilustrada na Figura 2.

Tabela 1 – Especificações técnicas: piranômetro

Marca / Modelo	Hukseflux – LP02	Faixa de medição	0 a 2000 W/m^2
Grandeza medida	Radiação Solar	Classificação ISO	Segunda Classe
Faixa espectral	285 nm – 3000 nm	Sensibilidade (nominal)	$15\mu V / (W/m^2)$
Grau de incerteza	Verão: 6,2%; Inverno: 9,9%		

Tabela 2 – Especificações técnicas dos demais instrumentos

Grandeza	Marca / Modelo	Resolução	Precisão
Temperatura	Campbell - CS215	0,01 °C	± 0,4 °C (5 a 40 °C)
Umidade Relativa do ar		0,03 %	± 4 % (0% a 100%)
Precipitação Pluviométrica	Texas Electronics – TR25I	0,2 mm	1 % até 50 mm/hr
Velocidade do Vento	R M Young – 03002-5	-	± 0,5 m/s



Figura 2- Estação meteorológica da EMC/UFG (lat.: -16,68° e long.: -49,24°).

3.2 Tratamento e análise dos dados

Os dados de irradiância solar, assim como também os de temperatura, umidade relativa do ar, precipitação pluviométrica e velocidade do vento foram coletados via internet (<http://sites.google.com/site/sfvmecufg>). A Figura 3 apresenta a distribuição dos dados disponibilizados.

Instante da medida	Registro	Velocidade do vento	Direção do vento	Temp. Ambiente	Umid. Relat. do Ar	Índice Pluviométrico	Irradiância Solar	Press. Atmosférica
Measurement Time	RECORD	Wind Speed	Wind Direction	Air Temperature	Relative Humidity	Precipitation	Solar Irradiance	Atm. Pressure
mm/dd/aa hh:mm	#	m/s	° (0=North, CW)	°C	%	mm	W/m ² – Global	mBar
01/05/2017 00:00	743852	0.4083333	72.63	21.44	79.32	0	2.834926	941.43
01/05/2017 00:01	743853	0.5583333	131.53	21.4	79.57	0	2.902119	941.47
01/05/2017 00:02	743854	0.3083334	82.78	21.39	79.65	0	2.905319	941.56
01/05/2017 00:03	743855	0.75	100.34	21.36	79.65	0	2.906919	941.33
01/05/2017 00:04	743856	0.7666667	109.26	21.37	79.76	0	2.90052	941.43
01/05/2017 00:05	743857	0.225	68.7	21.35	79.78	0	2.778931	941.49
01/05/2017 00:06	743858	0.3958333	76.15	21.33	79.92	0	2.924517	941.39
01/05/2017 00:07	743859	0.3708333	111.23	21.32	79.95	0	2.79173	941.58

Figura 3 – Dados disponibilizados pela estação meteorológica

Após coleta dos dados, cada variável foi analisada separadamente, desta forma alocaram-se os dados em planilhas distintas no Excel, por variável e por mês, para o tratamento e análise. Considerou-se um período de amostragem de dois anos, envolvendo os meses de agosto de 2015 a julho de 2016 para o primeiro ano e agosto de 2016 a julho de 2017 para o segundo ano.

A fim de se produzirem curvas de dias médios teóricos típicos mensais de irradiância, calculou-se a média de irradiância solar instantânea por minuto de cada mês, com a metodologia mostrada na Eq. (1).

$$G_{mi} = \frac{\sum_{d=1}^n G_d}{n} \quad (1)$$

sendo G_{mi} é a irradiância média mensal instantânea (no instante 00:00, 00:01, 00:02...), G_d é a irradiância solar do instante para aquele dia em questão, n é a quantidade de dias do mês analisado. As curvas do dia médio teórico típico anual para os dois anos de medição foram calculadas a partir dos valores dos dias teóricos médios mensais por minuto de irradiância solar.

As irradiações médias diárias teóricas de cada mês foram calculadas a partir do método de integração numérica da curva de irradiância em watts por metro quadrado, a partir da aproximação da integral pela soma das irradiâncias instantâneas dos 1440 minutos que há em um dia, conforme Bomfim e Santos (2017) apresentam. A Eq. 2 ilustra esse método.

$$H = \int_a^b G(x)dx = \sum_{i=0}^n G_{mi} * \Delta x \quad (2)$$

onde G_{mi} é a irradiância média mensal instantânea encontrada pela Eq. (1), Δx é a variação do tempo, ou seja, um minuto. Uma vez conhecida a área sob a curva, tem-se a irradiação diária do período em questão. Assim produziram-se histogramas com apresentação da irradiação solar diária média mensal, bem como também a média global do mês em estudo para todos os meses analisados.

Os dados de temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar, seguem a mesma metodologia aplicada à irradiância solar, utilizando então a Equação 1. Portanto, calcula-se a média instantânea por minuto de cada mês para estas grandezas, permitindo a construção das curvas de dias médios mensais de temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar, para o período de medição.

O índice de precipitação pluviométrica foi calculado através da soma de todos os valores diários de precipitação. O índice é calculado em milímetros sendo que cada milímetro equivale a um litro de água por metro quadrado de superfície. Assim, produziram-se histogramas com o índice de precipitação pluviométrica média diária para cada mês e determinou-se também a respectiva média mensal. Foram também produzidos histogramas com o índice de precipitação pluviométrica total de cada mês do período.

Por fim, produziram-se gráficos relacionando os fatores climáticos analisados com o intuito de verificar se existe relação entre duas ou mais variáveis que interferem no desempenho de um sistema fotovoltaico. Com a finalidade de fundamentar essa relação utiliza-se da correlação estatística, Montgomery e Runger (2015) afirma que a correlação é uma medida de associação do grau de relacionamento entre duas variáveis, ela é calculada a partir da Eq. (2).

$$r = \frac{cov(x,y)}{S_x S_y} = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2)$$

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Produziram-se curvas de dias médios para todos os meses e do dia médio anual, para os dois anos analisados, agosto de 2015 a julho de 2016, e também agosto de 2016 a julho de 2017, bem como a curva com o dia médio para todo o período registrado. Foram também agrupados os meses semelhantes com a finalidade de observar a diferença do mesmo mês para diferentes anos.

Após cálculo de irradiação diária, produziram-se histogramas com apresentação da irradiação solar diária e sua respectiva média mensal para cada mês analisado. A Tabela 3 apresenta a irradiação média mensal para o período.

Tabela 3 – Irradiação média mensal em kWh/m²

Meses	Irradiação (kwh/m ²)	Meses	Irradiação (kwh/m ²)
Agosto/15	5,71	Agosto/16	5,23
Setembro/15	5,42	Setembro/16	5,95
Outubro/15	5,86	Outubro/16	5,73
Novembro/15	5,47	Novembro/16	4,52
Dezembro/15	5,43	Dezembro/16	5,58
Janeiro/16	4,11	Janeiro/17	5,57
Fevereiro/16	5,65	Fevereiro/17	5,13
Março/16	4,99	Março/17	5,10
Abril/16	5,56	Abril/17	4,97
Mai/16	4,75	Mai/17	4,86
Junho/16	4,76	Junho/17	4,75
Julho/16	5,16	Julho/17	5,32

Observa-se que para o ano de agosto de 2015 a julho de 2016 os meses que apresentaram maior e menor irradiação foram outubro e janeiro, respectivamente. No entanto, para o ano de agosto de 2016 a julho de 2017, os meses que apresentaram maior e menor irradiação foram setembro e novembro, respectivamente. Desta forma, a Figura 4 apresenta as curvas do dia médio mensal de irradiância solar para os meses que obtiveram os melhores e os piores índices de irradiação solar apresentados na Tabela 3 acima.

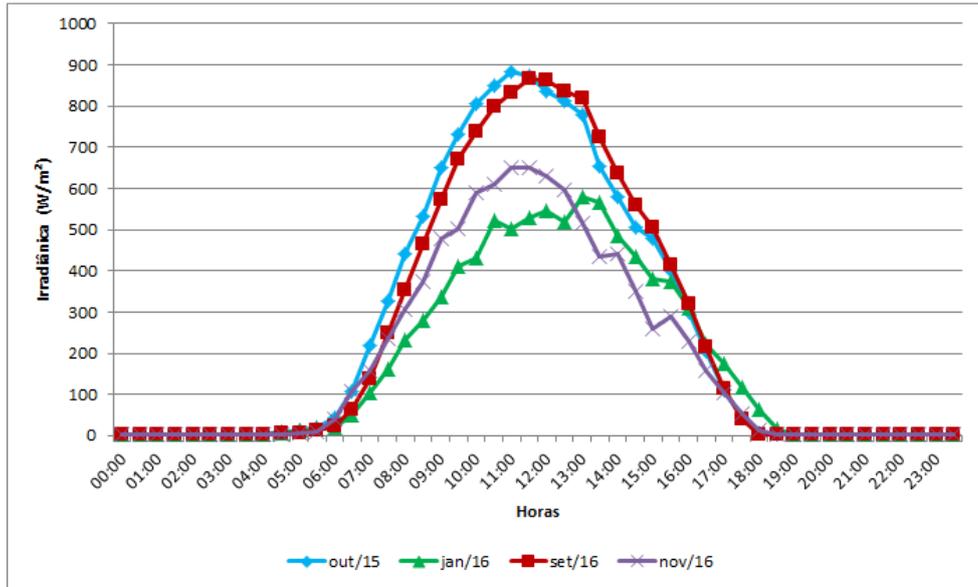


Figura 4 – Curvas do dia médio mensal de irradiância para os melhores e os piores meses analisados.

Nota-se que o desempenho das curvas para outubro de 2015 e setembro de 2016 foram próximos, mesmo se tratando de anos diferentes. Observa-se que as curvas de janeiro de 2016 e novembro de 2016 foram bem instáveis mesmo se tratando de curvas de irradiância solar média mensal, isso se justifica pelas intensas variações climáticas destes meses, que apresentam dias chuvosos ou ensolarados.

A Figura 5 apresenta uma comparação entre três curvas de dias médios mensal e anual de irradiância solar para o período em estudo.

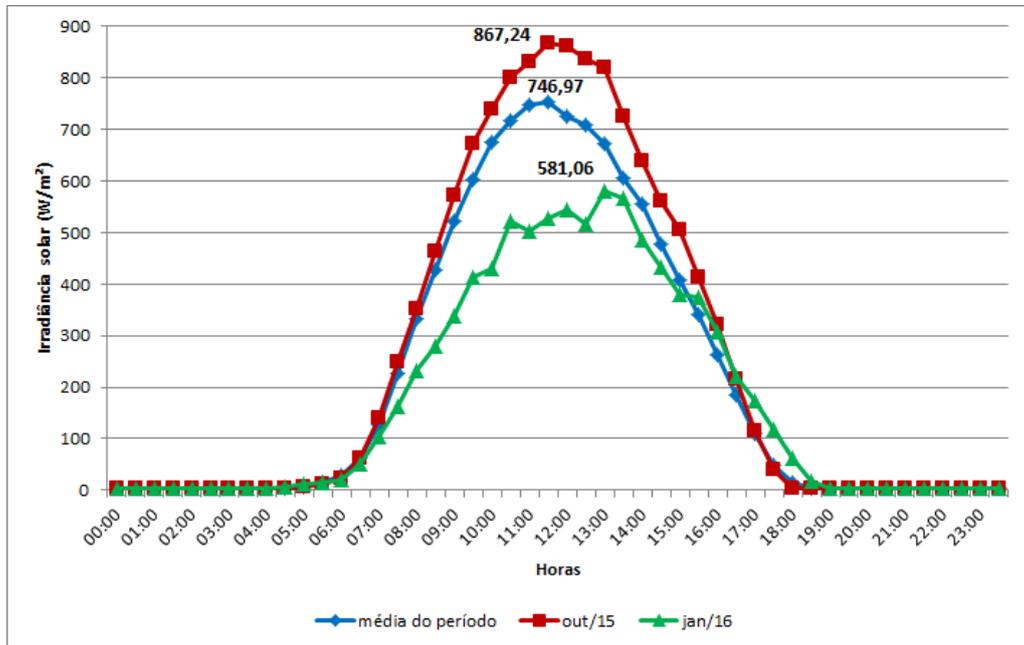


Figura 5- Comparação entre curvas do dia médio de irradiância solar.

O critério adotado para selecionar os meses utilizados na Figura 5 foi aquele que obteve maior e menor pico de irradiância solar dentre os meses analisados. Sendo assim, observa-se que a curva que possui maior irradiância solar equivale ao mês de outubro de 2015, na qual tem um pico de irradiância por volta das 12 (doze) horas, com valor de 867,24 W/m². A curva do meio representa o dia médio dos dois anos analisados, este possui um pico de irradiância por volta 12 (doze) horas, com valor de 746,97 W/m². A curva que possui menor irradiância solar equivale ao mês de janeiro de 2016, que possui um pico de irradiância solar por volta das 13 horas e 30 minutos aproximadamente, com valor de 581,06 W/m².

Para os meses analisados acima se produziram também os histogramas de irradiação solar média diária e sua respectiva média mensal. A Figura 6 apresenta este histograma.

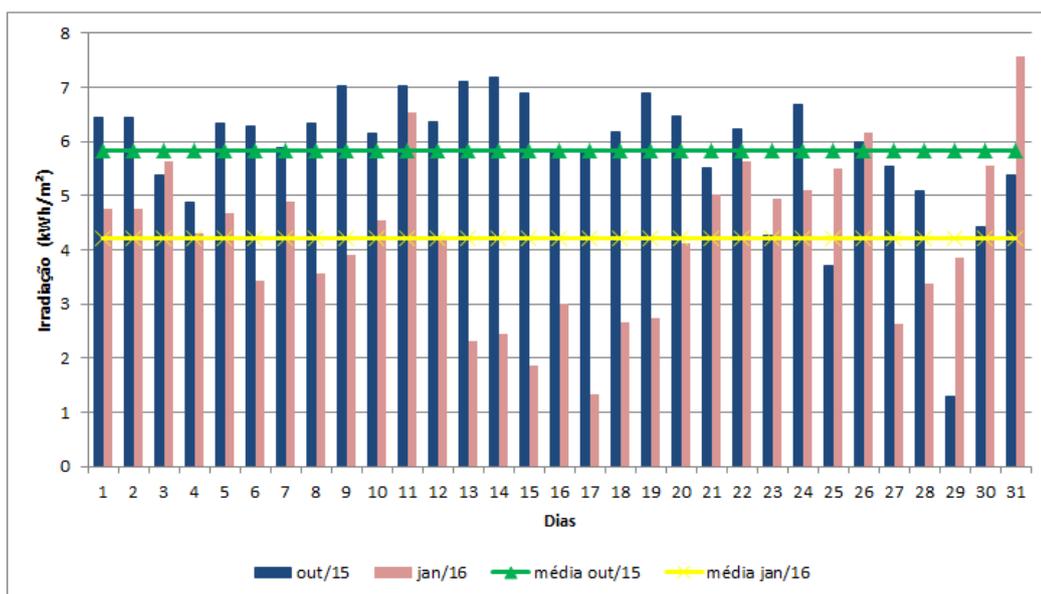


Figura 6 - Irradiação diária para outubro de 2015 e janeiro de 2016 com suas respectivas médias mensais.

O mês de janeiro em Goiânia é marcado por chuvas frequentes, localizadas em dias de sol com nuvens, característica do verão local, o que corrobora com os índices de irradiação solar diários de janeiro do ano de 2016, apresentados na Figura 6, tendo apresentado a menor média mensal. Por outro lado, o mês de outubro encontra-se entre o final do inverno e início de primavera, o qual é marcado por bastante sol, o que justifica os resultados encontrados para os maiores índices de irradiação solar diária da figura acima para o mês de outubro do ano de 2015.

Com a finalidade de relacionar alguns outros fatores climáticos que influenciam no desempenho dos painéis fotovoltaicos com a incidência de radiação solar, em Goiânia, seguem-se algumas relações realizadas entre os fatores climáticos analisados.

De acordo com Cantor (2017), a umidade relativa do ar está relacionada com a quantidade de água dispersa como suspensão na atmosfera. Quando a radiação solar atinge uma gota de água no ar, esta pode sofrer reflexão, refração ou difração, desta forma a quantidade de radiação direta que atinge uma superfície será menor no período seco (baixa umidade relativa do ar). Deste modo, a Figura 7 relaciona a irradiância solar (W/m^2) com a umidade relativa do ar (%) para os meses de janeiro de 2016 e outubro de 2015.

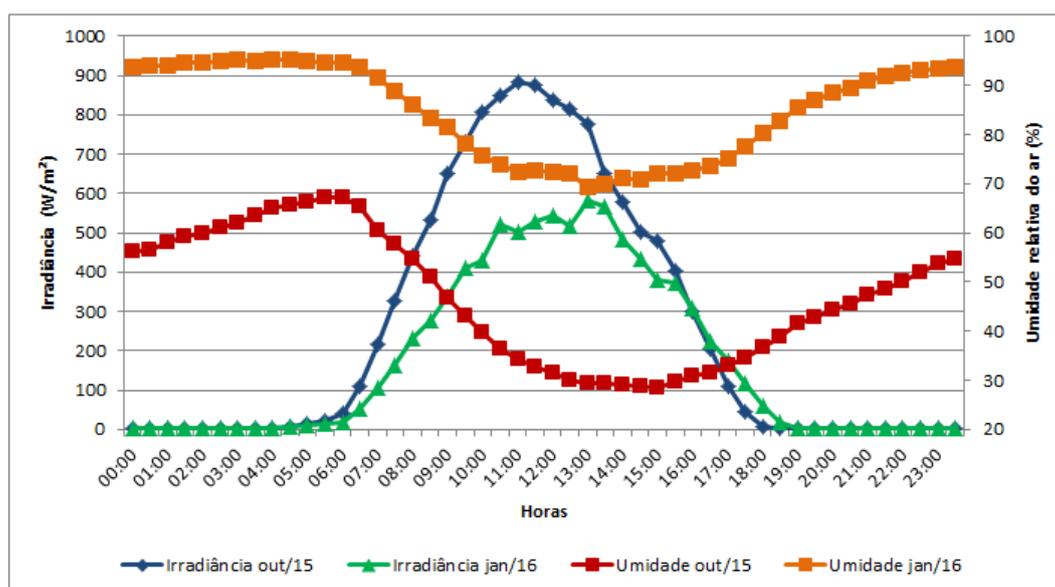


Figura 7 - Irradiância solar (W/m^2) e umidade relativa do ar (%) para os meses de outubro de 2015 e janeiro de 2016.

A Figura 7 demonstra então que o aumento da umidade reduz a irradiância, consequentemente a potência de saída do sistema fotovoltaico. Observa-se que o mês de outubro possui uma curva de irradiância elevada, em contrapartida a umidade relativa do ar atingiu até 30% no período de maior irradiância. Já o mês de janeiro possui uma curva de irradiância menor, no entanto a umidade relativa do ar foi elevada durante todo o dia típico para este mês. A Figura 8 apresenta uma comparação entre a irradiância média mensal (kWh/m²) com a umidade relativa do ar média (%).

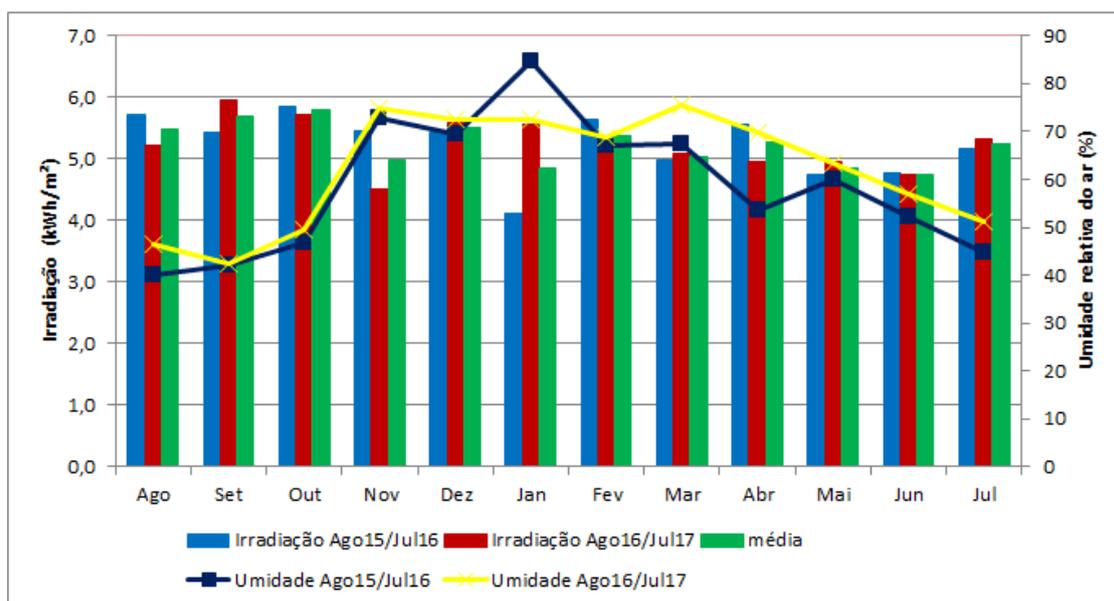


Figura 8 - Irradiação solar média mensal e umidade relativa do ar média mensal para os meses de agosto de 2015 a julho de 2017.

A Figura 8 indica que os meses de agosto, setembro e outubro apresentaram índices de umidade relativa do ar inferiores aos demais, de outro modo a irradiância foi superior. Além disso, o mês de janeiro exibe uma grande diferença entre os dois anos analisados tanto para irradiância como para a umidade relativa do ar, indicando a variação climática local ao longo dos anos, havendo verões mais chuvosos com temperaturas mais amenas e verões menos chuvosos com temperaturas mais elevadas.

A Figura 9 ilustra os resultados da precipitação pluviométrica total (mm) e a temperatura média (°C) por mês.

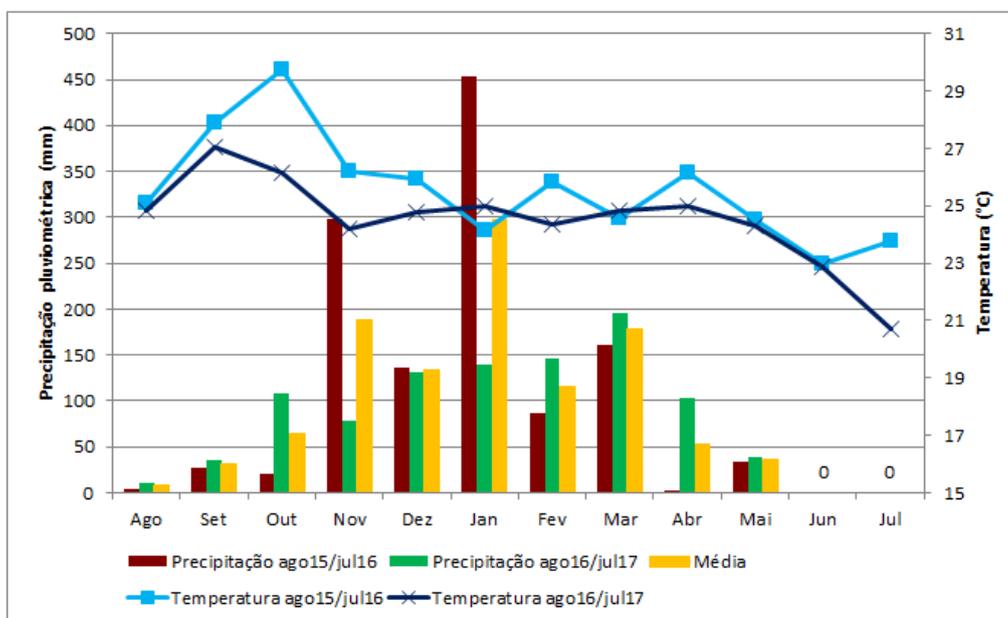


Figura 9 – Precipitação total mensal e temperatura média mensal para o período de agosto de 2015 a julho de 2017.

Observa-se que a temperatura média mensal varia em torno de nove graus durante o ano. Os meses de junho e julho apresentam as temperaturas mais baixas do ano, tempo seco e escassez de chuvas.

Outra variável climática que interfere no desempenho do sistema fotovoltaico é o vento. Este atua em processos de troca de calor com o ambiente, consequentemente reduzindo a temperatura de módulos fotovoltaicos. Quanto maior for a velocidade do vento, maior será a troca de calor por convecção na superfície de um módulo. Segundo TamizhMani (2003), a temperatura do módulo pode ser reduzida cerca de 1,45°C por cada m/s de velocidade do vento.

Assim a Figura 10 apresenta a velocidade do vento e a temperatura do ar. Pode-se observar que os índices de velocidade do vento do período de agosto de 2016 a julho de 2017 foram maiores e como consequência os índices de temperatura ao longo do dia foram inferiores ao período de agosto de 2015 a julho de 2016.

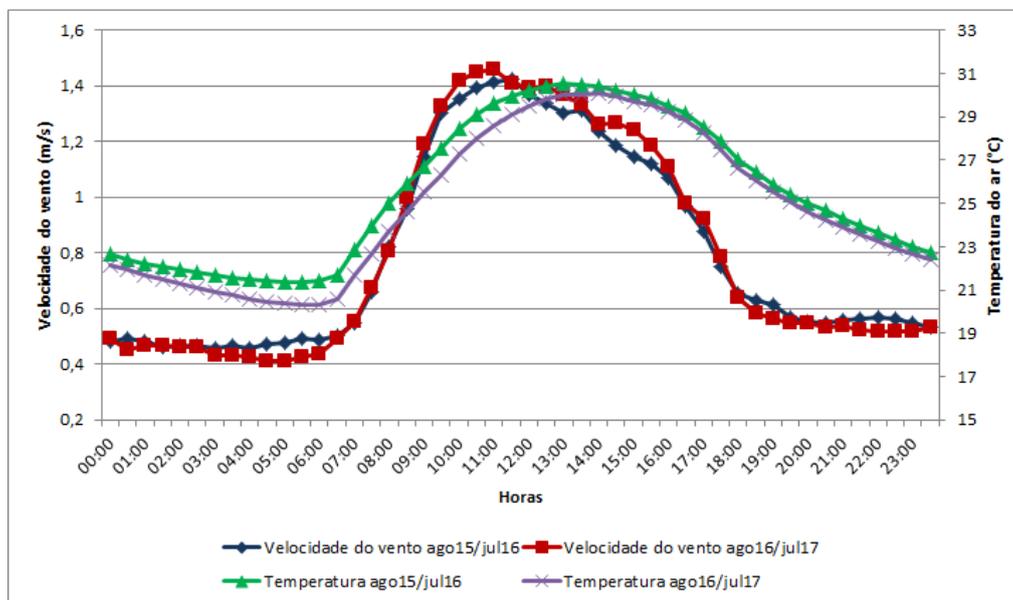


Figura 10 – Velocidade do vento em m/s: dia médio anual para os períodos de agosto de 2015 a julho de 2016 e agosto de 2016 a julho de 2017.

Todo o tratamento e análise de dados, com suas respectivas curvas e histogramas estão disponibilizados através da página <https://sites.google.com/site/tratamentoeanalisededados/home> na internet.

4.1 Validação dos resultados encontrados

A fim de se validar as comparações realizadas entre os dados observados associados aos gráficos mostrados neste trabalho seguem-se os índices de correlação calculados e alguns diagramas de dispersão. A Tabela 4 apresenta a correlação das variáveis com dados do dia médio anual, ou seja, uma análise ao longo de um dia típico do ano.

Tabela 4 – Correlação: dia médio anual

Correlação	Irradiância (W/m ²)	Velocidade do vento (m/s)
Temperatura (°C)	0,7738	0,8981
Umidade relativa do ar (%)	-0,7220	-0,8603

Por outro lado a Tabela 5 apresenta índices de correlação calculados através das médias mensais das variáveis.

Tabela 5 – Correlação: média mensal

Correlação	Irradiação (kWh/m ²)
Temperatura (°C)	0,577901303
Precipitação pluviométrica (mm)	-0,331035996

Segundo Cohen (1988), citado por Figueiredo Filho e Júnior (2009), valores entre 0,10 a 0,29 podem ser considerados como pequenos; de 0,30 a 0,49 podem ser considerados como médios, e valores entre 0,50 e 1,0 podem ser interpretados como grandes dependências estatísticas lineares entre as variáveis. Assim percebe-se que para a análise do dia típico anual todas variáveis tem grande relação estatística. Por outro lado, na Tabela 5 a precipitação pluviométrica apresenta uma média dependência, o que pode ser justificado pela grande variabilidade climática do local.

Para a construção dos diagramas de dispersão considerou-se o dia médio anual para cada variável analisada. A Figura 12 apresenta estes diagramas.

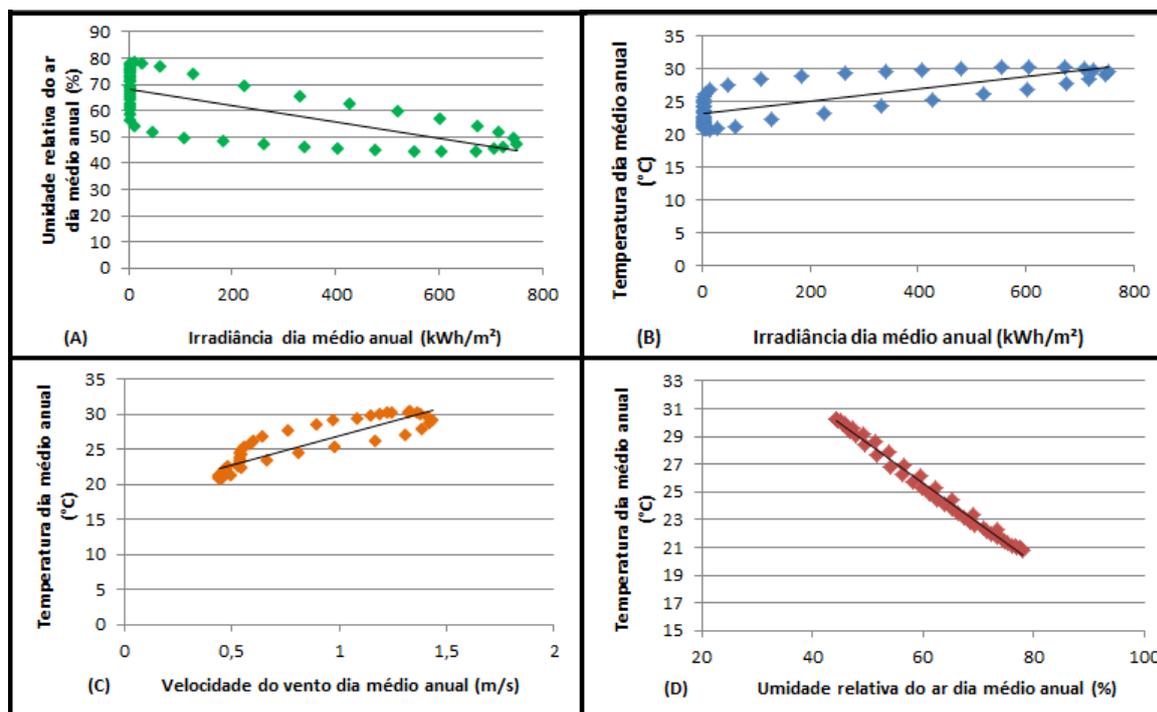


Figura 12 – Diagramas de dispersão associando algumas variáveis analisadas.

5. CONCLUSÕES

Apesar da relevância do assunto, os resultados obtidos constituem apenas uma etapa inicial da análise de dados da Estação Solarimétrica da EMC/UFG. Tendo em vista os resultados expostos, conclui-se que há variação climática com potencial para exercer significativa influência sobre o desempenho de sistemas fotovoltaicos. A irradiação, irradiância, temperatura do ar, umidade relativa do ar, precipitação pluviométrica e velocidade do vento variaram de modo simultâneo e interrelacionado. O melhor desempenho do sistema seria potencialmente atingido sob condições de maior irradiância solar, menor precipitação pluviométrica, menor temperatura, maior velocidade do vento e menor umidade relativa do ar.

No local de coleta dos dados analisados, observou-se que quanto maior for a umidade relativa do ar, menores serão o índice de claridade e a irradiância direta sobre a superfície de captação, acarretando redução da produtividade do sistema. Ademais, o aumento da umidade no ar produz maior precipitação pluviométrica e reduz a irradiância direta.

A velocidade do vento acarreta deslocamento de massas de ar e redução da umidade relativa. Por outro lado, o vento favorece a redução na temperatura dos módulos fotovoltaicos através da troca de calor, elevando a produtividade.

Por fim, a análise indicou uma irradiação solar global média diária de 5,24 kWh/m², equivalente a um período diário médio de aproximadamente 5,24 horas de sol pleno (HSP) ao longo do período avaliado na estação meteorológica da EMC/UFG em Goiânia-GO, Brasil.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq pela concessão da bolsa de mestrado para Jéssica A. A. da Silva. Este trabalho foi desenvolvido através do Projeto de P&D ANEEL número PD-3033-002/2014 financiado pelas Empresas: Espora Energética S/A; Transenergia Renovável S/A (TER), Transenergia São Paulo S/A (TSP) e Caldas Novas Transmissão (CNT).

REFERÊNCIAS

- Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). NBR 10899: Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia. 2ª ed. Rio de Janeiro: 2013. 11 p.
- Bomfim, H. V.; Santos, S. F. D. Utilização de Conceitos de Cálculo para Verificação da Eficiência de uma Placa Solar. Revista Ciências exatas e tecnológicas, Aracaju, v. 4, n. 1, p. 29-34, 2017.

- Cantor, G. A. R. Influência dos Fatores Climáticos no Desempenho de Módulos Fotovoltaicos em Regiões de Clima Tropical. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Energias Renováveis. Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2017.
- Figueiredo Filho, D. B.; Silva Júnior, J. A. Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson (r). Revista Política Hoje, Pernambuco, v. 18, n. 1, 2009.
- Hukseflux, Thermal Sensors. User Manual LP02: Second class pyranometer. Disponível em: <https://www.hukseflux.com/sites/default/files/product_manual/LP02_manual_v1606.pdf>. Acesso em: 21 set. 2017.
- Montgomery, D. C.; Runger, G. C. Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros. 5ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015. 522p.
- Pereira, E. B. et al (Coord). Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2ª ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p.
- Pinho, J. T.; Galdino, M. A. (Org.). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel - Cresesb, 2014. 530 p.
- Polizel, L. H.; Pelegrini, M. A.; Espaço e Entraves Regulatórios da Inserção de Geração Distribuída no Sistema Elétrico Brasileiro. Congresso Brasileiro de Regulação. Recife. 2007.
- TamizhMani, G. Et al. Photovoltaic module thermal/Wind performance: Long – Term Monitoring and Model Development Fot Energy Rating. Arizona State University East, Photovoltaic Testing Laboratory, NCPV and Solar Program Review Meeting. Meza, Arizona. 2003.
- Vallêra, A. M.; Brito, M. C. Meio Século de História Fotovoltaica. 2006. Disponível em: <<http://solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2017.

PROCESSING AND ANALYSIS OF SOLAR DATA COLLECTED AT EMC/UFG WEATHER STATION

Abstract. *Photovoltaic (PV) solar energy has been a more viable alternative to Brazilian energy matrix composition due to its each day growing use. Nevertheless, a suitable and accurate system design is required in order increase productivity and financial viability to investment. Reliable photovoltaic system sizing is as accurate as better solar resource is assessed from long term reliable historical values once that is the primary resource for PV energy. This text presents results from solar irradiance processing and analysis of data measured for two years, from August 2015 to July 2017, at a weather station installed in Campus Colemar Natal e Silva, at the School of Electrical, Mechanical and Computer Engineering (EMC) at the Federal University of Goiás (UFG), at City of Goiania, Goias State, Brazil. The minute-to-minute average solar irradiance of theoretical equivalent days for each month over the year were calculated from one-minute sampled irradiance measurements for each day of a given month. Moreover, minute-to-minute average solar irradiance of a theoretical equivalent day over a year was calculated from average equivalent days of each month of a year. Additionally, typical daily solar irradiances (kWh/m^2) for each month over a year were calculated and presented as daily stem-plots of months as well as the average daily irradiation for each month over the measured period. Furthermore, a theoretical average month over a year was calculated from typical monthly days and the average daily irradiance over a year was assessed. This work also presents month average values over a year for air temperature in Celsius degrees, wind speed, rainfall quantities and air humidity in order to figure out possible correlation among these diverse weather quantities and PV system performance.*

Key words: Solar Irradiation, Solar Irradiance, Photovoltaic Energy