

MODELO PARA ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA SOLAR INCIDENTE SOBRE O MÓDULO FOTOVOLTAICO INCLINADO UTILIZANDO DADOS DE IRRADIÂNCIA GLOBAL HORIZONTAL

Suellen Caroline Silva Costa – suellencscosta@gmail.com

Dênio Alves Cassini – dacassini@gmail.com

Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz – asacd@pucminas.br

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Pós-Graduação Engenharia Mecânica/GREEN PUC Minas, Brasil

Lawrence Lee Kazmerski – solarpvkaz@gmail.com

Universidade do Colorado/RASEI, National Renewable Energy Laboratory (NREL), EUA

Resumo. *A irradiação solar é a fonte primária de energia utilizada em sistemas fotovoltaicos para gerar energia elétrica. Dessa forma, o desempenho do fotovoltaico é afetado diretamente devido a variação deste fator meteorológico. Para estimar a produção de energia de um sistema fotovoltaico é imprescindível considerar os dados de irradiância solar para a localidade onde este será instalado. Porém, estes dados, normalmente, referem-se a medições realizadas por piranômetros (ou outro instrumento de medição) instalados em posição horizontal, desconsiderando os efeitos da inclinação como é determinado para instalação de módulos fotovoltaicos (locais com latitude > 0°). Neste cenário, este trabalho tem como objetivo estimar a irradiância solar incidente sobre um plano inclinado a partir de dados de irradiância global horizontal. Para isso, dados de irradiância global horizontal medidos por estação meteorológica instalada no GREEN/PUC Minas em Belo Horizonte/MG (Equatorial Tropical: 19,92° S, 43,99° O) e outra na área de teste da Universidade Federal de Santa Catarina em Brotas de Macaúbas/BA (Semi- Arid: 12,00° S, 42,63° O) foram utilizados como dados de entrada para o modelo matemático, e os resultados foram comparados com dados de irradiância solar medida em um plano inclinado orientado para o Norte Solar e com inclinação igual a latitude das respectivas localidades. Os resultados comparativos mostraram que a estimativa da irradiância solar incidente sobre um plano inclinado se aproxima da medida, apresentando diferenças que variaram de -27% a 43% para a cidade de Belo Horizonte/MG e de -8% a 8% para a cidade de Brotas de Macaúbas/BA. As maiores diferenças foram registradas nas estações de outono e inverno (menor altitude solar), sendo a diferença média para todo o período avaliado em torno de 4,42% para a cidade de Belo Horizonte/MG e -0,44% para Brotas de Macaúbas/BA. Já a comparação, entre a irradiância solar medida pela estação meteorológica e a medida pela célula fotovoltaica, indicou diferença mais elevada, em torno de 6%.*

Palavras-chave: *Modelo Transposição, Irradiância Global Horizontal (GHI), Irradiância Global Inclinada (G_T).*

1. INTRODUÇÃO

A produção de energia por sistemas fotovoltaicos (SFV) varia em função das condições meteorológicas, entre as principais: a irradiância solar. Li, Cheung e Lam (2005) monitoraram um sistema fotovoltaico instalado em Hong Kong, e observaram o impacto significativo da variação da irradiância solar no desempenho do sistema, já que a corrente de curto-circuito varia linearmente com o comportamento dessa variável meteorológica. O desempenho de sistemas fotovoltaicos pode ser caracterizado como uma função da eficiência dos seus componentes, das condições de instalação e das variáveis meteorológicas. Dessa forma, dados de irradiância solar, assim como parâmetros características dos componentes do SFV, são imprescindíveis para a estimativa da produção de energia por estes sistemas.

Dados de irradiância solar podem ser encontrados para diferentes localidades através do acesso a plataformas que disponibilizam dados medidos por estações meteorológicas e satélites. Porém, estes dados, normalmente, referem-se a condição de incidência sobre um plano horizontal, ou seja, inclinação igual a 0° ($\beta=0^\circ$), o que difere para a condição de módulos fotovoltaicos instalados em localidades situadas em latitudes maiores que 0°. Visando maximizar a produção de energia por sistemas fotovoltaicos, é recomendado, no caso do hemisfério Sul, que os módulos sejam instalados posicionados para o Norte Solar (ou seja, azimute igual a 0°) e com inclinação igual a latitude da localidade, condição essa que permite obter o maior fator de transposição (*transposition factors* – FT) que relaciona a irradiância incidente no plano do FV (G_T) e a irradiância horizontal.

A irradiância incidente no plano inclinado (G_T) é função do ângulo de incidência (θ) – ângulo formado entre a irradiância solar direta incidente no plano do módulo e a normal à superfície do módulo, sendo este dependente do ângulo de inclinação do módulo FV (β). De acordo com Sandia National Laboratories (2021), ao menos que os módulos fotovoltaicos sejam instalados utilizando sistema de rastreamento (*tracker*) de dois eixos, o ângulo de incidência para a componente direta da irradiação solar não será normal, exceto em alguns casos raros, dependendo da orientação (azimute).

Quando o ângulo de incidência é maior que zero, há perdas ópticas devido ao aumento das reflexões causados pela superfície do módulo, sendo assim, essas perdas são função das características do material utilizado na superfície deste dispositivo. De acordo com Zorrilla-Casanova e outros (2011), as menores perdas de reflexão em módulos FV ocorrem em torno do meio-dia, quando o θ é mínimo. A Fig. 1 mostra a variação do ângulo de incidência ao longo do dia.

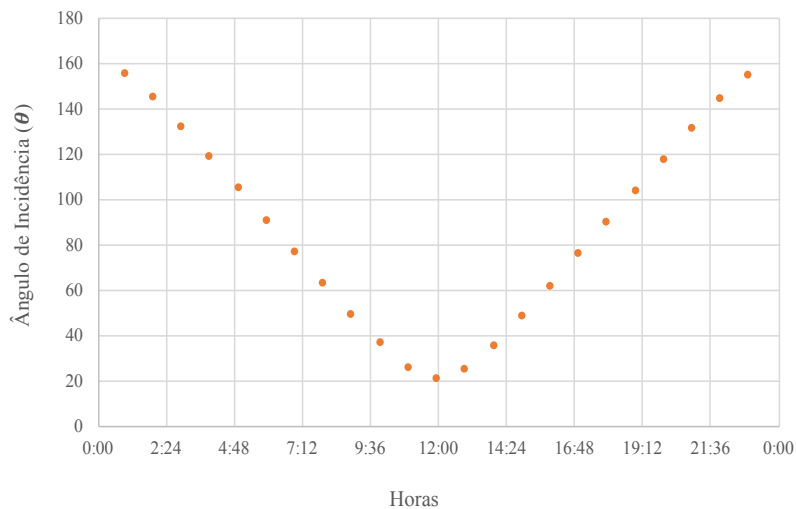


Figura 1 – Variação do ângulo de incidência para a cidade de Belo Horizonte/MG.

A irradiância (G_T) pode ser estimada através da aplicação de modelos de transposição utilizando dados de irradiância global horizontal medidos seja por satélite ou em solo. De acordo com Toledo e outros (2020), a modelagem de irradiância solar incidente sobre um plano inclinado (G_T) é importante não apenas no desenvolvimento de projeto arquitetônico, mas também na estimativa da produção de energia de sistemas fotovoltaicos. Na literatura podem ser identificados inúmeros trabalhos que apresentam modelos de transposição da irradiância solar global horizontal para inclinada, assim como a precisão destes como feito por Burger, Witmer e Brownson (2013). Os autores realizaram uma análise comparativa da irradiância solar incidente sobre um plano posicionado verticalmente (G_T) em diferentes orientações (leste, oeste e norte) medida na cidade da Filadélfia, com dados estimados de irradiância (G_T) obtidos no software TRNSYS utilizando dados de irradiância global horizontal monitorados a uma distância de aproximadamente 53 km do local. Os resultados mostraram que a média dos dados estimados de irradiância ao longo de cada hora comparados com a medida apresentou um erro médio ponderado de 36 W/m² ou 26%.

Lave e outros (2015) avaliaram a aplicação de modelos que estimam a irradiância G_T a partir de dados de irradiância horizontal global medida (GHI) em diferentes localidades dos Estados Unidos. Essa estimativa envolveu duas etapas: (i) decomposição do GHI em componentes direta e difusa; e (ii) transposição da irradiância horizontal direta e difusa para a irradiância G_T . Os resultados mostraram que quando dados medidos de GHI e as combinações de modelos de decomposição e transposição foram considerados, as menores diferenças médias foram encontradas. Além disso, os autores notaram que as diferenças obtidas entre G_T estimado e o medido dependem mais do modelo do que da localidade.

Os erros em modelos de transposição podem ser reduzidos descartando dados obtidos em períodos em que o ângulo de altitude solar é baixo como observado por Toledo e outros (2020), sendo que o erro diminui ligeiramente para dias claros, possivelmente devido a efeitos de sombreamento do entorno.

Gueymard (2009) comparou o resultado de dez modelos de transposição para estimar a irradiância global incidente sobre um plano inclinado (G_T) utilizando dados de entrada de irradiância horizontal (GHI) medidos em Golden, Colorado. Segundo análise do autor, quando apenas a GHI é conhecida, a precisão das previsões de G_T degradam significativamente, e é principalmente condicionada pelo desempenho do método de separação das componentes direta e difusa. Os resultados comparativos obtidos neste estudo mostraram que o modelo de Maxwell (1987) apresentou melhor desempenho para prever as componentes direta e difusa a partir de dados de irradiância global. Todos os outros métodos subestimaram significativamente a irradiância direta normal (DNI) e superestimaram a componente difusa em condições de céu claro.

Tendo em vista a importância da aplicação de modelos de transposição devido a dificuldade em obter dados de G_T e a variabilidade quanto as diferenças obtidas em literatura, esse trabalho tem como objetivo apresentar a metodologia de um modelo de decomposição e transposição desenvolvido por Maxwell (1987) e Sandia National Laboratories (2021), e mostrar as diferenças obtidas neste modelo através da comparação entre irradiância solar incidente sobre o plano inclinado (G_T) estimado e medido para a cidade de Belo Horizonte/MG e Brotas de Macaúbas/BA.

2. METODOLOGIA

Nesta seção é apresentada a metodologia utilizada para estimar a irradiância G_T utilizando dados de GHI . O modelo matemático aplicado consiste na decomposição da GHI em componentes direta, refletida e difusa, e posteriormente, o

somatório da transposição destas é usado para obter a irradiância G_T . Também são apresentadas as características da célula de referência utilizada para medição da G_T , assim como informações relativas a localidade e condições de instalação.

2.1 Modelo de decomposição e transposição da irradiância

De acordo com a *Sandia National Laboratories* (2021), determinar a irradiância solar incidente sobre o plano do módulo fotovoltaico (G_T) em função do tempo é fundamental no cálculo do desempenho dessa tecnologia. A irradiância G_T depende de vários fatores como a posição do sol, orientação do módulo fotovoltaico (se há sistema de rastreamento do sol ou se é fixo), componentes da irradiância solar (difusa e direta), refletividade do solo (albedo), entre outras. Matematicamente, a irradiância G_T pode ser definida como (Sandia National Laboratories, 2021):

$$G_T = G_{b(T)} + G_{g(T)} + G_{d(T)} \quad (1)$$

onde $G_{b(T)}$, $G_{g(T)}$ e $G_{d(T)}$ são as componentes direta, refletida e difusa da irradiância solar G_T . A componente direta ($G_{b(T)}$) é calculada pelo ajuste da irradiância normal direta (DNI) pelo ângulo de incidência (θ), Eq. (2), formado entre a irradiância solar direta e a normal à superfície:

$$G_{b(T)} = DNI * \cos(\theta) \quad (2)$$

O ângulo de incidência (θ) para o hemisfério sul pode ser calculado pela expressão:

$$\cos \theta = \cos(\phi + \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi + \beta) \sin \delta \quad (3)$$

onde ϕ é a latitude geográfica, β é o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico, δ é a declinação solar, ω é o ângulo horário relativo ao deslocamento do Sol a partir do meio dia, contabilizando um deslocamento de 15° a cada uma hora.

A declinação solar (δ) referencia a posição angular do sol, ao meio dia, em relação ao plano do Equador:

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left[\frac{360^\circ}{365} (n_{dia} + 284) \right] \quad (4)$$

onde n_{dia} é o dia do ano, variando de 1 a 365.

De acordo com Maxwell (1987), a irradiância normal direta pode ser calculada como:

$$DNI = H_0 * K_n \quad (5)$$

onde H_0 é a irradiância extraterrestre definida por:

$$H_0 = \frac{24 * 3600 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 n_{dia}}{365} \right) * \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \sin \phi \sin \delta \right) \quad (6)$$

onde G_{sc} é a constante solar (1367 W/m²), que representa a energia solar por unidade de tempo, incidente em uma área unitária de uma superfície e perpendicular à direção de propagação da irradiação, a uma distância média entre a Terra e o Sol, fora da atmosfera, e ω_s é o ângulo horário do pôr-do-sol.

O ângulo horário do pôr-do-sol (ω_s) é definido por Duffie e Beckman (2006), como sendo uma relação entre a latitude geográfica (ϕ) e a declinação solar (δ):

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (7)$$

O fator K_n é estimado através da relação entre outros dois coeficientes K_{nc} e ΔK_n (Maxwell, 1987):

$$K_n = K_{n_c} - \Delta K_n \quad (8)$$

onde o K_{n_c} e ΔK_n variam em relação ao índice de claridade atmosférica (K_T) definido por Maxweel (1987) como:

$$K_T = \frac{GHI}{G_{sc} \cos \theta_z} \quad (9)$$

onde GHI é a irradiância solar global total incidente sobre uma superfície horizontal e θ_z é o ângulo zênite formado entre a vertical e a irradiância solar direta, ou seja, o ângulo de incidência da irradiância solar direta sobre uma superfície horizontal. Duffie e Beckman (2006) definem o ângulo de zênite (θ_z) como:

$$\theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (10)$$

O fator K_{n_c} é calculado através da Eq. (11) para $K_T > 0$. Em casos em que o $K_T < 0$, K_{n_c} é definido como zero:

$$K_{n_c} = 0,886 - 0,122 * (AM) + 0,0121 * (AM)^2 - 0,000653 * (AM)^3 + 0,000014 * (AM)^4 \quad (11)$$

onde AM é a massa de ar, que pode ser definida como sendo uma porção de ar com propriedades físicas específicas, sendo uma medida relativa do comprimento óptico da atmosfera. Ao nível do mar, quando o sol está diretamente acima ($\theta_z=0$), a massa de ar é igual a um. À medida que o ângulo de zênite aumenta, o percurso da irradiância solar até a atmosfera aumenta; aumentando, conseqüentemente, a massa de ar. A massa de ar pode ser definida por (Soto, Klein e Beckman, 2006):

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0,5057(96,080 - \theta_z)^{-1,634}} \quad (12)$$

O fator ΔK_n , definido por Maxwell (1987), é indicado na Eq. (13), e os coeficientes a , b e c variam de acordo com o valor do índice de claridade atmosférica (K_T):

$$\Delta K_n = a + b e^{(c*AM)} \quad (13)$$

se $K_T \leq 0,60$

$$a = 0,512 - 1,56(K_T) + 2,286(K_T)^2 - 2,222(K_T)^3 \quad (13.1)$$

$$b = 0,370 + 0,962(K_T) \quad (13.2)$$

$$c = -0,280 + 0,932(K_T) - 2,048(K_T)^2 \quad (13.3)$$

se $K_T > 0,60$

$$a = -5,743 + 21,77(K_T) - 27,49(K_T)^2 + 11,562,222(K_T)^3 \quad (13.4)$$

$$b = 41,40 - 118,5(K_T) + 66,05(K_T)^2 + 31,90(K_T)^3 \quad (13.5)$$

$$c = -47,01 + 184,2(K_T) - 222,0(K_T)^2 + 73,81(K_T)^3 \quad (13.6)$$

A componente da irradiância refletida ($G_{g(T)}$) é estimada considerando a influência da inclinação do módulo fotovoltaico e do albedo, fração da irradiância solar global incidente sobre um plano horizontal que é refletida – refletividade do solo (Sandia National Laboratories, 2021):

$$G_{g(T)} = GHI * albedo * \frac{(1 - \cos(\beta))}{2} \quad (14)$$

De acordo com a Sandia National Laboratories (2021), a componente difusa ($G_{d(T)}$) é dividida em várias componentes: i) componente isotrópica, que representa a irradiância uniforme da abóbada celeste, ii) componente difusa circunsolar, representa o espalhamento da irradiância concentrada na área que circunda o sol, iii) componente de brilho do horizonte. O modelo difuso de céu isotrópico é o mais utilizado, por ser um dos modelos mais simples para estimar a irradiância solar difusa incidente sobre um plano inclinado, além de possuir elevada precisão. Este modelo assume que a irradiância solar difusa atinge uniformemente a abóbada celeste, podendo ser calculada como:

$$G_{d(T)} = DHI * \frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \quad (15)$$

onde DHI é a irradiância solar difusa horizontal recebida por uma superfície horizontal espalhada ou difundida pela atmosfera. A irradiância DHI é definida por (PVPMC/Sandia, 2017):

$$DHI = GHI - DNI * \cos(\theta_z) \quad (16)$$

Para desenvolvimento dos cálculos foi utilizado o software *Spyder*, disponibilizado pelo *Anaconda Cloud* que possui um pacote de softwares integrados, que podem ser obtidos gratuitamente. A linguagem utilizada no *Spyder* foi o Python versão 3.2.3 criado por Guido Van Rossum no início dos anos 90, que permite a criação de códigos que transcreve matematicamente as equações, possuindo uma ampla biblioteca de funções especializadas (módulos), que permitem expandir as capacidades base da linguagem. Entre as funções encontradas na biblioteca do Python, a função para cálculo dos ângulos de incidência, zênite, azimute, desenvolvida pela Sandia National Laboratories, podem ser integradas no software *Spyder*, como utilizado no desenvolvimento deste trabalho.

2.2 Dados experimentais de irradiância solar GHI e G_T

A aplicação do modelo matemático de transposição, apresentado na seção 2.1, requer a indicação de dados de entrada de irradiância global horizontal (GHI) medido em solo ou por satélite. Para este trabalho, os dados de GHI foram coletados na cidade de Belo Horizonte/MG, no Grupo de Estudos em Energia – GREEN da PUC Minas, por um piranômetro do fabricante Kipp&Zonen, modelo CM 6B de primeira classe segundo a norma ISO 9060, fornecendo dados em intervalos de um segundo. O datalogger do fabricante Campbell modelo CR1000, foi utilizado para coletar e armazenar os dados. Já na cidade de Brotas de Macaúbas, os dados de GHI foram coletados na área de teste pertencente a Universidade Federal de Santa Catarina através de um piranômetro de padrão secundário conforme ISO 9060 do fabricante Kipp&Zonen, modelo CMP11, em um intervalo de tempo de um segundo, como os obtidos para Belo Horizonte. A Figura 2 ilustra os piranômetros instalados em Belo Horizonte/MG e em Brotas de Macaúbas/BA.

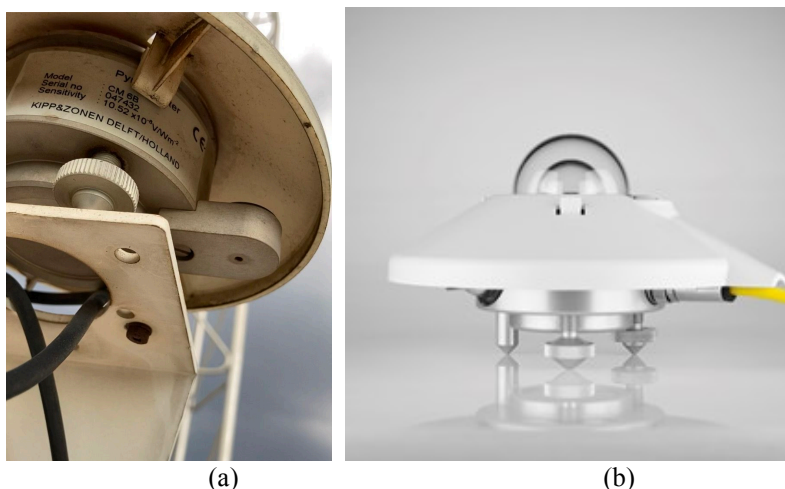


Figura 2 – Sensores de medição irradiância GHI : (a) Piranômetro (modelo CM 6B, fabricante Kipp&Zonen) instalada em Belo Horizonte/MG e (b) piranômetro (modelo CMP11, fabricante Kipp&Zonen) instalado em Brotas de Macaúbas/BA.

Já os dados de irradiância G_T utilizados para validar os dados obtidos no modelo de transposição foram medidos por uma célula de referência de silício policristalino de 0,0584 Wp , instalada em Belo Horizonte próxima a estação meteorológica, orientada para o Norte Solar e com inclinação de 20°. Essa célula de referência faz parte da bancada de monitoramento de sujidade, possuindo um sistema de lavagem automática, que utiliza água destilada, que é ativado diariamente visando manter este dispositivo sempre limpo. As medições de irradiância são coletadas automaticamente a

cada minuto por um sistema de controle (RDE300), como mostrado na Figura 3. Vale ressaltar, que os piranômetros de precisão calibrados foram usados para validar a integridade das células de referência. Além disso, o GREEN é credenciado pela ISO 17025, sendo responsável pela validação de que os instrumentos foram calibrados.

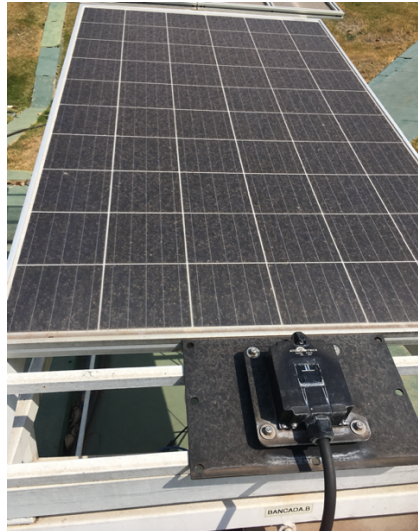


Figura 3 – Célula de referência utilizada para medição da irradiância G_T , instalada no GREEN/PUCMinas.

Em Brotas de Macaúbas, os dados de irradiância G_T foram obtidos a partir de um piranômetro do mesmo modelo utilizado para monitoramento da GHI (CMP11), sendo este posicionado com orientação para o Norte Verdadeiro e com a mesma inclinação dos módulos FV instalados na área de teste da UFSC ($\beta=12^\circ$).

3. RESULTADOS

A Figura 4 mostra a comparação entre (i) a média diária da irradiância GHI medida na estação meteorológica instalada no GREEN/PUC Minas em Belo Horizonte; (ii) a média diária da irradiância solar medida pela célula fotovoltaica ($G_T ref$), instalada junto a estação meteorológica com inclinação de 20° e azimute igual a 0° ; e (iii) a média diária da irradiância estimada incidente sobre um plano com inclinação de 20° e azimute igual a 0° (G_T). Os dados referem-se ao período de julho de 2017 a outubro de 2018.

Pode ser observado que a estimativa da irradiância (G_T) se aproxima da irradiância solar medida pela célula referência ($G_T ref$), apresentando diferenças que variaram em torno de -27% a 43% , resultando em uma diferença média para todo o período avaliado em torno de 4% .

As maiores diferenças foram registradas nas estações de inverno, nos meses de julho, agosto e setembro de 2017. No dia 1° de setembro de 2017, a célula fotovoltaica mediu uma irradiância $G_T ref$ em torno de $982,7 \text{ W/m}^2$, enquanto a estimada (G_T) indicou valores em torno de $891,8 \text{ W/m}^2$, resultando em uma diferença de aproximadamente $90,8 \text{ W/m}^2$. Já a estação meteorológica registrou valores de GHI em torno de $820,5 \text{ W/m}^2$ para o mesmo dia. No dia 27 de outubro do mesmo ano, na primavera, foi observado uma diferença entre a irradiância solar estimada e a medida em torno de $2,4 \text{ W/m}^2$, e de $\sim 3,8 \text{ W/m}^2$ em relação a global horizontal.

O período de inverno apresenta menor ângulo de altitude solar e maior ângulo de incidência (inversamente proporcional), resultando em maiores perdas ópticas, ou seja, maior a parcela da irradiância que será refletida, sendo que a estimativa dessas perdas pode ser considerada como um importante fator para geração de erros provenientes de modelos matemáticos. Além disso, no modelo matemático foi usado um valor fixo de albedo ($0,22$ para condições de área urbana), podendo aumentar os erros do modelo por ser um fator variável ao longo do dia e do ano (Gueymard, 2009). Na literatura há discussões quanto a influência destes ângulos na estimativa da irradiância G_T através de modelos de transposição de irradiância, como observado por Toledo e outros (2020), mostrando que as incertezas do modelo podem ser diminuídas quando são considerados apenas período que apresentam maior ângulo de altitude solar. Além disso, estes modelos costumam superestimar a componente difusa em condições de céu claro (inverno $>$ índice claridade atmosférica), contribuindo para o aumento dos erros no período de inverno (Gueymard, 2009).

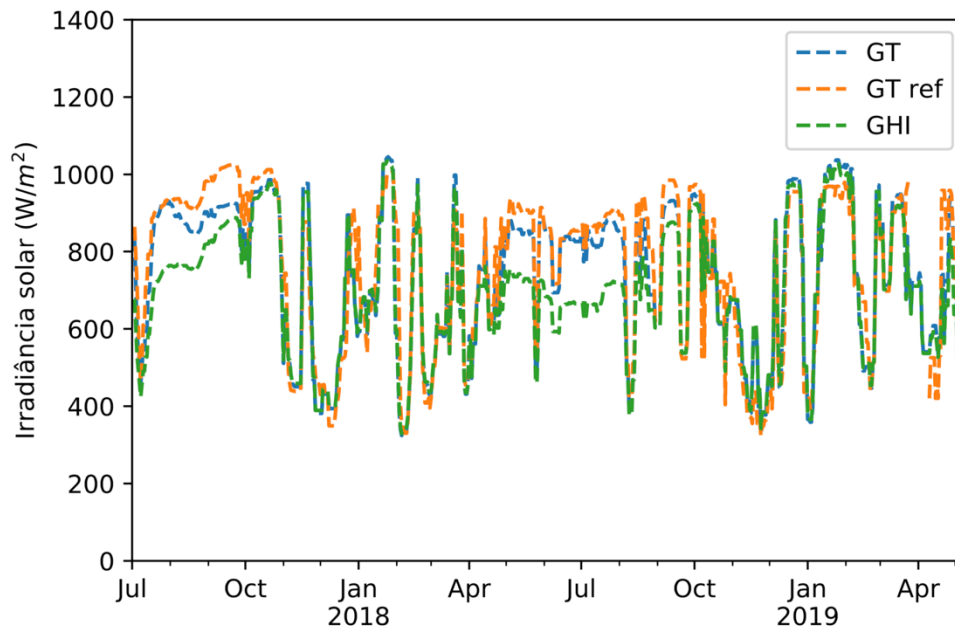


Figura 4 - Comparação entre a irradiância global horizontal (GHI), a incidente sobre um plano inclinado medida pela célula de referência ($G_T ref$) e a estimada (G_T) para a cidade de Belo Horizonte/MG.

A comparação entre a irradiância global horizontal (GHI) medida pela estação meteorológica e a medida pela célula fotovoltaica ($G_T ref$) indicou uma diferença mais elevada, em torno de 12% para o mesmo período, mostrando a relevância quanto a aplicação do modelo de transposição, apesar dos erros obtidos no processo desta estimativa.

Outra observação que pode ser feita consiste na menor diferença obtida entre G_T (estimada) e $G_T ref$ (medida) no período de inverno do ano de 2018. Essa diferença notada entre anos pode ser justificada devido à variação da distância Terra-Sol, que varia continuamente ao longo do ano e de um ano para outro, influenciando diretamente na irradiância solar. Por este motivo, a utilização de dados de um ano padrão (*Typical Meteorological Year* – TMY) no processo de estimativa de produção de energia por sistemas fotovoltaicos é recomendado.

Os resultados obtidos no modelo de transposição para a cidade de Brotas de Macaúbas/BA são apresentados na Figura 5 para o período entre fevereiro e maio de 2019. Este modelo não foi aplicado para um período maior de tempo, devido a problemas identificados nos sensores de medição, impedindo a continuidade do processo de monitoramento dos dados de irradiância GHI e G_T . Pode ser notado que a G_T estimada aproxima da medida pelo piranômetro com inclinação igual a 12° , apresentando diferenças que variaram entre -8% a 8%. A diferença entre as irradiâncias (G_T) estimada e medida foram menores para a cidade de Brotas de Macaúbas se comparado com os resultados obtidos para Belo Horizonte. Isso pode ser justificado, devido a dois fatores: (i) o monitoramento dos dados de irradiância na cidade de Brotas de Macaúbas foi feito durante dois meses e meio, não incluindo o período de inverno que é suscetível a maior geração de erros no modelo de transposição devido o menor ângulo de altitude solar e maior ângulo de incidência; (ii) o menor ângulo relativo a latitude, e conseqüentemente, menor ângulo de inclinação ($\beta=\phi$), contribui para a redução dos erros provenientes do modelo matemático, como observado por Gueymard (2009).

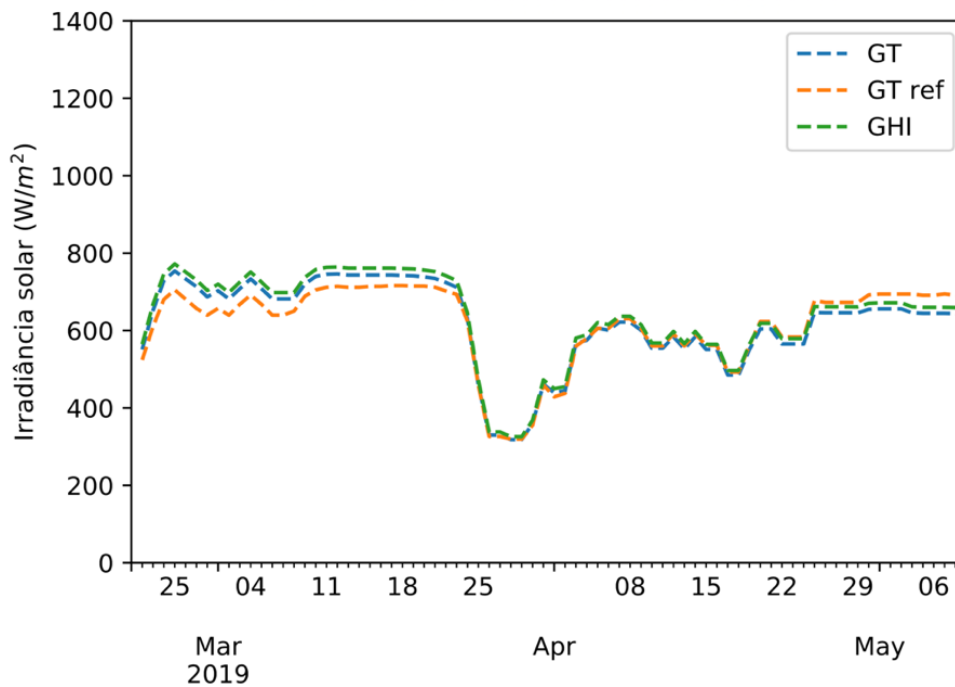


Figura 5 - Comparação entre a irradiância global horizontal (GHI), a incidente sobre um plano inclinado medida pela célula de referência ($G_T ref$) e a estimada (G_T) para a cidade de Brotas de Macaúbas/BA.

Para avaliar se a latitude (inclinação do FV) possui potencial para geração de erros através do modelo de transposição, os dados medidos e estimados entre o período de 21 de fevereiro e 9 de maio de 2019 para as duas cidades foram comparados, mostrando que a média da diferença entre G_T estimada e a medida na cidade de Belo Horizonte foi em torno de -0,76%, enquanto para Brotas de Macaúbas, a média foi menor do que -0,44%, indicando uma pequena diferença que pode ser justificada devido a menor inclinação do FV em Brotas de Macaúbas, como discutido por Gueymard (2009).

4. CONCLUSÃO

A aplicação de modelos de transposição é importante para a área solar fotovoltaica, uma vez que, as estimativas de produção por estes sistemas variam diretamente com a irradiância G_T , como é feito por softwares comerciais mundialmente conhecidos. Existem várias estações meteorológicas instaladas em diversas regiões do país, porém, estas normalmente monitoram dados de irradiância GHI , assim como dados provenientes de satélites. Neste cenário, esse trabalho apresentou um modelo matemático para transposição da irradiância horizontal (GHI) em irradiância incidente sobre um plano inclinado (G_T). Para isso, o modelo de decomposição e transposição desenvolvido por Maxwell (1987) e Sandia National Laboratories (2021) foi aplicado, usando dados de GHI medidos em intervalos de um minuto em estações meteorológicas instaladas nas cidades de Belo Horizonte/MG e Brotas de Macaúbas/BA.

Os resultados obtidos no modelo foram comparados com dados G_T medidos nas respectivas cidades, sendo observado uma diferença que pode ser justificada devido a: (i) erros do próprio modelo, uma vez que apenas valores de GHI foram utilizados como dados de entrada, o que pode impactar o desempenho do método devido o processo de separação das componentes direta e difusa; (ii) albedo fixo, não variando ao longo do ano e do dia, como ocorre normalmente; (iii) ângulo de incidência, causando maior probabilidade de erros durante o período do inverno. Além disso, o menor ângulo de inclinação pode reduzir os erros do modelo, como observado por Gueymard (2009).

Agradecimentos

Os autores agradecem a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e as instituições internacionais NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) e RASEI/CU (*Renewable and Sustainable Energy Institute/University of Colorado*) pelo apoio ao desenvolvimento desta pesquisa. Os autores também agradecem a parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina.

REFERÊNCIAS

- Burger, S.; Witmer, L.; Brownson, J.R.S. Irradiance modeling variance on vertical plane of array surfaces. 42nd American Solar Energy Society Meeting, Maryland, 2013.
- Duffie, J.A.; Beckman, W.A. Solar engineering of thermal processes. 3 ed. New York: John Wiley & Sons, 2006.
- Gueymard, C. A. Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications. Solar Energy, vol. 83, pp. 432-444, 2009.

- Lave, M.; Hayes, W.; Pohl, A.; Hansen, C. W. Evaluation of global horizontal irradiance to plane of array irradiance models at locations across the United States. *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, pp. 597-606.
- Li, D. H. W.; Cheung, G. H. W.; Lam, J. C. Analysis of the operational performance and efficiency characteristic for photovoltaic system in Hong Kong. *Energy Conversion and Management*, v. 46, p. 1107 – 1118, 2005.
- Maxell, E.L. A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation. Technical Report No. SERI/TR-215-3087, Golden, Solar Energy Research Institute, 1987.
- Sandia National Laboratories. PVPerformance Modeling Collaborative (PVPMC). Disponível em: <<https://pvpmc.sandia.gov/>>. Acessado em: 07 dez. 2021.
- Soto, W.; Klein, S. A.; Beckman, W. A. Improvement and validation of a model for a photovoltaic array performance. *Solar Energy*, v. 80, p. 78 – 88, 2006.
- Toledo, C.; Amillo, A. M. G.; Bardizza, G.; Abad, J.; Urbina, A. Evaluation of solar radiation transposition models for passive energy management and building integrated photovoltaics. *Energies*, vol. 13, 2020.
- Zorrilla-Casanova, J.; Piliouguine, M.; Carretero, J.; Bernaola, P.; Carpena, P.; Mora-López, L.; Sidrach-de-Cardona, M. Analysis of dust losses in photovoltaic modules. World Renewable Energy Congress, Sweden, 2011.

MODEL FOR ESTIMATION OF PLANE OF ARRAY IRRADIANCE USING GLOBAL HORIZONTAL IRRADIANCE DATA

Abstract. *Solar irradiation is the primary source of energy used in photovoltaic systems to generate electrical energy. Thus, the photovoltaic performance is directly affected due to the variation of this meteorological factor. To estimate the energy production of a photovoltaic system, it is essential to consider the solar irradiance data for the location where it will be installed. However, these data usually refer to measurements done by pyranometers (or other measuring instrument) installed in a horizontal position, disregarding the effects of inclination as determined for the installation of photovoltaic modules (locations with latitude > 0°). In this scenario, this work aims to estimate the plane of array irradiance from horizontal global irradiance data. For this, global horizontal irradiance data measured by a meteorological station installed at GREEN/PUC Minas in Belo Horizonte/MG (Equatorial Tropical: 19.92° S, 43.99° W) and another in the test area of the Federal University of Santa Catarina in Brotas de Macaúbas/BA (Semi-Arid: 12.00° S, 42.63° W) were used as input data for the mathematical model, and the results were compared with plane of array irradiance measured oriented to the Solar North and with an inclination equal to the latitude of the respective locations. The comparative results showed that the estimate of the plane of array irradiance is close to the measurement, with differences ranging from -27 to 43% for the city of Belo Horizonte/MG and from -8 to 8% for the city of Brotas of Macaúbas/BA. The biggest differences were registered in the autumn and winter seasons (lower solar altitude), with the average difference for the entire period evaluated around 4.42% for the city of Belo Horizonte/MG and -0.44% for Brotas de Macaúbas/BA. The comparison, between the solar irradiance measured by the meteorological station and that measured by the photovoltaic cell (inclined), indicated a higher difference, around 6%.*

Key words: *Transposition Model, Global Horizontal Irradiance (GHI), Plane of Array Irradiance (G_T).*