

SIMULAÇÕES NUMÉRICAS PARA DETERMINAÇÃO DE INCLINAÇÕES ÓTIMAS PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Josué Miguel Sehnem – josue@sehnem.com

Universidade Federal de Santa Maria, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Leandro Michels – michels@gepoc.ufsm.br

Universidade Federal de Santa Maria, Departamento de Processamento de Energia Elétrica

Hans Rogério Zimmermann – zrhans@gmail.com

Universidade Federal de Santa Maria, Departamento de Física

Resumo. *Alguns sistemas fotovoltaicos não podem ser posicionados para o máximo aproveitamento solar, e, muitas vezes não fica claro qual será o real desempenho do sistema quando instalado fora do ponto ótimo ou o ganho pelo uso de estruturas para correção da inclinação. Neste sentido, este trabalho avalia quatro modelos para a estimação da irradiância no plano do painel, são eles os modelos, isotrópico, Hay-Davies, Reindl e Perez, com simulações realizadas para todas as inclinações e azimutes possíveis para a cidade de Santa Maria, RS. Este trabalho procura mostrar a importância do uso de modelos mais complexos que incluem as principais componentes da irradiância difusa, muitas vezes desconsideradas. Para realizar a simulação foram utilizados registros horários de irradiância direta e difusa, além de dados de temperatura e velocidade do vento obtidos do banco de dados da Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA). Os resultados mostram que a produção fotovoltaica, quando modelada considerando modelos mais complexos da irradiância difusa, produz resultados de produção fotovoltaica visivelmente diferentes, e, conforme validado em outros trabalhos, mais precisos (Loutzenhiser et al., 2007). Quando considerada a máxima produção anual, módulos com inclinações entre 17° e 35° mostraram resultados muito próximos da máxima produção anual e desvios azimutais de até 20° em relação ao norte geográfico pouca influência sobre eficiência do sistema. No mês de menor incidência solar, inclinações do módulo entre 45° e 65° mostraram resultados próximos à inclinação que possui a máxima geração, no entanto, desvios azimutais maiores que 10° em relação ao norte geográfico mostraram significativo impacto sobre a eficiência do sistema.*

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica, Estimativa de irradiância, Simulação de desempenho.

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica possui como um diferencial a viabilidade econômica mesmo em instalações de pequena escala. A possibilidade de instalação sobre áreas construídas faz dela uma fonte de energia viável mesmo em áreas urbanas, densamente povoadas, pois não requer a alocação de uma área específica para a finalidade. Grande parte dos locais de instalação de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte são telhados de casas ou edifícios. Esses telhados, em geral, não são projetados para a instalação de sistemas fotovoltaicos e muitas vezes não apresentam um posicionamento ou inclinação ideal para a produção deste tipo de energia. Por esse motivo, muitos projetos consideram o uso de estruturas metálicas para mudança do posicionamento dos módulos fotovoltaicos com relação à superfície de instalação. Uma outra aplicação, as construções fotovoltaicas, onde o módulo fotovoltaico é incorporado a materiais utilizados na construção, como vidraças, telhados e outros blocos construtivos, por questões construtivas e/ou estéticas podem ter seus módulos fotovoltaicos posicionados em posições não ideais.

A determinação da irradiância incidente no plano do painel a partir de medidas da irradiância global horizontal é de difícil obtenção. A irradiância solar é composta pelas componentes direta, difusa e refletida. Dentre essas, a irradiância difusa é a componente solar de determinação mais complexa. Alguns autores consideram a irradiância refletida como parte da irradiância difusa, neste trabalho, no entanto, elas serão abordadas separadamente. Os primeiros modelos de radiação difusa a consideravam isotrópica, sendo igual em todo céu, independente de translações do plano observacional (Hay, 1993), e ignorando outras componentes. Posteriormente surgiram modelos mais complexos que incluíam outras componentes da irradiância difusa. Apesar da existência de modelos mais complexos, hoje alguns softwares comerciais ainda utilizam modelos isotrópicos para obterem estimativas de geração de instalações fotovoltaicas (Loutzenhiser et al., 2007). Poucos trabalhos consideram modelos mais avançados para cálculo da irradiância difusa, que costumam gerar estimativas melhores da irradiância incidente.

O posicionamento dos painéis em um sistema fotovoltaico buscando o máximo aproveitamento é feito para o norte, no caso do hemisfério sul, com uma inclinação próxima à latitude local, ou seguindo regras simples baseadas na latitude (Orehounig et al., 2014; Bosch, 2013; Gunerhan and Hepbasli, 2007; Lave and Kleissl, 2011). Porém, são poucos trabalhos que abordam de forma mais ampla o posicionamento ótimo de um sistema fotovoltaico, considerando todas as inclinações e azimutes possíveis, com base em modelos mais avançados de irradiância solar.

Este trabalho propõe o uso de resultados de simulações com base em modelos mais detalhados da irradiância difusa para avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaico para a cidade de Santa Maria-RS, localizada no centro do estado do Rio Grande do Sul, (lat. -29,7; lon. -53,7; alt. 114m) considerando diferentes orientações, com relação ao norte verdadeiro, e inclinação. Para tanto, foram empregados quatro modelos diferentes para obtenção da irradiância no plano do painel, posteriormente aplicados a um modelo para simulação da geração de energia de um painel de silício cristalino, considerando outros valores ambientais como velocidade do vento e temperatura a fim de obter estimativas o mais próximo do desempenho real.

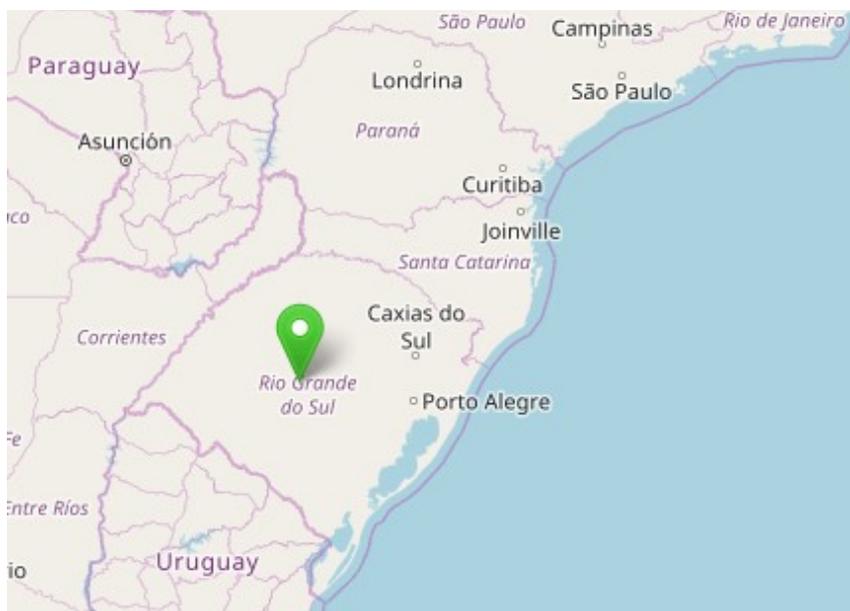


Figura 1 – Localização da cidade de Santa Maria-RS.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Informações de irradiâncias para a cidade de Santa Maria foram obtidas por meio do banco de dados do *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA) que acompanha o software *System Advisor Model* (SAM) desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). O banco de dados utilizado possui registros horários de irradiância direta, difusa, temperatura, velocidade e direção do vento e pressão de períodos selecionados entre o ano de 1980 e 2000.

Realizou-se um controle de qualidade dos dados utilizando como referência radiação de céu limpo simulada, multiplicada pelo fator 1,2 e considerando que a irradiância medida nunca pudesse ser superior a esta (Shafer et al., 2000). Essa validação também é útil para a verificação de possíveis desvios na hora da medida que podem trazer interferências nas simulações pois essas utilizam dados de posicionamento solar, que são obtidos a partir da latitude, longitude e horário. A simulação de irradiância céu limpo utilizou o modelo de Ineichen (2008) com de índice de turbidez de Linke igual a 3.

Todos os modelos de irradiância no plano do painel assim como o processo de validação dos dados necessitam de dados da posição solar. O algoritmo de Reda e Andreas (2004) cuja versão em linguagem C é disponibilizada no site do NREL foi utilizado por possuir incertezas de até $\pm 0.0003^\circ$ para anos entre 2000 A.C. e 6000 D.C. o que garante alto nível de precisão da posição solar nas simulações.

O modelo para simulação do módulo fotovoltaico utilizou o *Sandia PV Array Performance Model* (SAPM) (King et al., 2004). A escolha do SAPM sobre o método de diodo único se deu pela maior precisão do SAPM em módulos de silício (Stein et al., 2013). Considera-se neste trabalho que o módulo sempre está operando em seu ponto de máxima potência. As simulações foram realizadas com os dados de um painel policristalino da *Canadian Solar* modelo CS6X 300M disponibilizado pela SANDIA em seu site¹. Estes dados são baseados em testes de performance realizados em área externa. O uso de dados de um módulo fotovoltaico nesta análise busca a obtenção de resultados o mais próximo possível dos obtidos na prática.

Para a realização das simulações utilizou-se a biblioteca *pvl-lib-python*² (Holmgren et al., 2015) que teve seu código revisado e comparado com a literatura a fim de garantir o correto funcionamento do modelo. Todas as validações, simulações e gráficos gerados neste trabalho utilizaram a linguagem Python e uma vasta lista de bibliotecas.

¹ <http://www.sandia.gov/pv>

² <https://github.com/pvl-lib/python>

3. MODELAGEM DA IRRADIÂNCIA NO PLANO DO PAINEL

A irradiância total I_{TP} incidente sobre um painel fotovoltaico é descrita por:

$$I_{TP} = I_{BP} + I_{DP} + I_{RP} \quad (1)$$

onde I_{BP} , I_{DP} , I_{RP} são as componentes direta, difusa e refletida da irradiância, respectivamente.

3.1 Componente direta da irradiância no plano do painel

A componente direta da irradiância no plano do painel é a parcela do feixe emitido pelo sol que não sofre nenhum espalhamento, é predominante em dias de céu limpo. Para períodos curtos de tempo, uma hora ou menos, a radiação direta em uma superfície pode ser obtida por uma simples relação geométrica (Hay, 1993). Em todos os modelos analisados neste trabalho, a componente direta da irradiância no plano do painel é dada por:

$$I_{BP} = I_{NB} \times R_B \quad (2)$$

onde I_{NB} é radiação normal direta e R_B a razão de projeção, que é o ângulo entre o feixe solar e o posicionamento do módulo. A razão de projeção é obtida por meio de uma relação trigonométrica entre a inclinação do módulo β zênite solar θ_s , azimute solar ϕ_s e azimute do painel ϕ :

$$R_b = \frac{\cos(\beta) \cos(\theta_s) + \sin(\beta) \sin(\theta_s) \cos(\phi_s - \phi)}{\cos(\theta_s)} \quad (3)$$

3.2 Componente refletida da irradiância solar no plano do painel

A irradiância refletida no plano do painel I_{RP} também pode ser modelado com boa precisão com o uso de relações geométricas da irradiância global horizontal I_{GH} e do albedo da superfície α_s com relação à inclinação do painel β através da expressão:

$$I_{RP} = I_{GH} \alpha_s \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (4)$$

Esta equação considera que a superfície ao redor do painel é plana. Grande parte das instalações realizadas sobre construções envolvem geometrias e padrões de albedo complexos e cuja modelagem é inviável. A irradiância refletida é uma característica própria de cada instalação e não pode ser tratada de forma generalista. No entanto, no caso do Brasil, por estar situado em latitudes menores, a inclinação dos módulos fotovoltaicos costuma ser baixa, e conseqüentemente, a irradiância refletida tem pouca influência na quantidade total de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos.

3.3 Componente difusa da irradiância no plano do painel

Conforme Loutzenhiser et al. (2007) a irradiância difusa incidente sobre um módulo fotovoltaico pode ser decomposta em três parcelas, componente difusa isotrópica I_{DPiso} , uniforme em todo o céu, difusa circunsolar I_{DPcs} , formada pela dispersão da radiação que ocorre ao redor do círculo solar, e componente de brilho horizontal I_{DPbh} , concentrada em uma faixa próxima ao horizonte e mais presente em condições de céu limpo. Podemos escrever a irradiância difusa no plano do painel da seguinte forma:

$$I_{DP} = I_{DPiso} + I_{DPcs} + I_{DPbh} \quad (5)$$

A seguir são descritos em detalhes os modelos para obtenção da irradiância difusa utilizados neste trabalho.

Modelo Isotrópico. Nesse trabalho considerou-se um dos principais modelos isotrópicos, proposto por Hottel e Whillier (1955). Esse modelo é o mais antigo modelo de irradiância para o plano inclinado entre os avaliados neste trabalho e é um dos modelos isotrópicos mais utilizados atualmente (Loutzenhiser et al., 2007). O modelo isotrópico considera o céu como uma fonte uniforme de irradiância difusa, ele foi desenvolvido inicialmente para aplicação em coletores solares para aquecimento tendo origem anterior ao uso em grande escala de painéis fotovoltaicos. Os parâmetros de entrada deste modelo são a irradiância difusa horizontal I_{DH} e a inclinação do painel β :

$$I_{DP} = I_{DH} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (6)$$

Modelo Hay-Davies. O modelo de Hay e Davies (1980) considera a componente circunsolar a fim de melhorar a precisão do modelo isotrópico. A componente circunsolar da irradiância difusa pode ser vista no modelo pela inclusão da razão de projeção R_B e pela transmitância da atmosfera A . O modelo de Hay-Davies é dado por:

$$I_{DP} = I_{DH} \left(A R_b + (A - 1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \right) \quad (7)$$

a transmitância atmosférica A é dada pela relação entre a irradiância normal direta I_{BNe} e irradiância normal direta extraterrestre (incidente sobre o topo da atmosfera) I_{BN} :

$$A = \frac{I_{BN}}{I_{BNe}} \quad (8)$$

O modelo de irradiância sob o topo da atmosfera empregado é o de Spencer (1971) que a descreve por meio de uma série de Fourier.

Modelo Reindl. Reindl et al. (1990) estendeu o modelo Hay-Davies incluindo no modelo a irradiância difusa advinda do brilho horizontal:

$$I_{DP} = I_{DH} \left(A R_b + (A - 1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \right) \left(1 + \sqrt{\frac{I_{BN}}{I_{GH}}} \text{sen}^3(\beta/2) \right) \quad (9)$$

O cálculo da razão de projeção R_B e da transmitância da atmosfera A utilizam a Eq. (3) e a Eq. (4) respectivamente.

Modelo Perez. Diferentemente dos outros modelos abordados o modelo Perez é um modelo que utiliza coeficientes empíricos (Perez et al., 1990, 1987). Este modelo é mais complexo computacionalmente e envolve um complexo sistema de calibração com coeficientes para diversas condições de cobertura do céu. A equação a seguir descreve o modelo para obtenção da irradiância difusa:

$$I_{DP} = I_{DH} \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \text{sen} \beta \right] \quad (10)$$

Os termos a e b descrevem, respetivamente, a posição solar e ângulo de incidência, sendo calculados por:

$$a = \max[\cos(\beta) \cos(\theta_s) + \text{sen}(\beta) \text{sen}(\theta_s) \cos(\phi_s - \phi), 0] \quad (11)$$

$$b = \max[\cos(\theta_s), \cos(85^\circ)] \quad (12)$$

onde β é a inclinação do módulo, θ_s o zênite solar, ϕ_s o azimute solar e ϕ o azimute do painel. Os termos F_1 e F_2 são termos que dependem das condições do céu:

$$F_1 = \max \left[0, \left(f_{11} + f_{22} \Delta + f_{13} \frac{\pi \theta_s}{180} \right) \right] \quad (13)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22} \Delta + f_{23} \frac{\pi \theta_s}{180} \quad (14)$$

onde Δ é o coeficiente de brilho do céu, e f_{11}, f_{12}, f_{13} e f_{21}, f_{22}, f_{23} são coeficientes pré-definidos para cada um dos índices de cobertura céu, que é obtido com base na Tabela 1 a partir da determinação do nível de cobertura ε :

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_{DH} + I_{BN} + \kappa \theta_s}{I_{DH}}}{1 + \kappa \theta_s} \quad (15)$$

com $\kappa = 5,535 \times 10^{-6}$ para o zênite em graus. Perez et al. (1987) define uma escala que vai de 1 até 8 para a cobertura do céu, cujo valor 1 corresponde a céu totalmente coberto e 8 para céu limpo. A correspondência entre o nível de cobertura ε e o índice é dado na Tabela 1. Neste trabalho foi utilizada a tabela de coeficientes obtida por Perez et al., (1990) que é baseada em calibrações realizadas para diversas localizações na tentativa de ser o mais genérico possível.

Tabela 1 – Índice de cobertura de Perez et al. (1987)

Nível	Índice
$\varepsilon < 1,065$	1
$1,065 \leq \varepsilon < 1,23$	2
$1,23 \leq \varepsilon < 1,5$	3
$1,5 \leq \varepsilon < 1,95$	4
$1,95 \leq \varepsilon < 2,8$	5
$2,8 \leq \varepsilon < 4,5$	6
$4,5 \leq \varepsilon < 6,2$	7
$\varepsilon > 6,2$	8

O coeficiente de brilho do céu Δ é dado pela relação:

$$\Delta = m \frac{I_{DH}}{I_{BN}} \quad (16)$$

onde m é a massa de ar que foi obtida utilizando o modelo proposto por Kasten (1965) mostrado abaixo:

$$m = \frac{1}{\cos \theta_s + 0,15(93,885 - \theta_s)^{-1,235}} \quad (17)$$

O modelo de Perez apresenta melhores resultados com coeficientes específicos calibrados para uma localização porém ainda não existem trabalhos que determinem tais coeficientes para o local estudado.

4. RESULTADOS

Todos os resultados deste trabalho são mostrados em termos percentuais com relação ao melhor desempenho obtido para cada um dos modelos simulados. Para cada um dos modelos é apresentado uma figura com os resultados de simulações normalizados com relação à irradiância máxima, apresentando na respectiva sub-figura:

- Eficiência anual normalizada em função da inclinação para módulos alinhados com o norte verdadeiro (azimute 0°).
- Eficiência mensal normalizada em função da inclinação para módulos alinhados com o norte verdadeiro (azimute 0°).
- Mapa de calor da eficiência anual para todos os azimutes em função da inclinação com base na média anual.
- Mapa de calor da eficiência anual para todos os azimutes em função da média do mês de menor produção do ano.

4.1 Resultados para o Modelo Isotrópico

O modelo isotrópico, como discutido anteriormente, é o mais simples dos modelos para a obtenção da irradiância difusa. Os resultados de sua simulação são mostrados na Figura 2.

Como se observa na Figura 2 para apontamento norte, qualquer inclinação entre 0° e 45° resulta em uma eficiência acima de 95%. Este modelo, no entanto, por não considerar a irradiância difusa circumsolar tem a tendência de subestimar resultados nos pontos de pico da geração³ causando o aumento relativo de eficiência nos demais pontos.

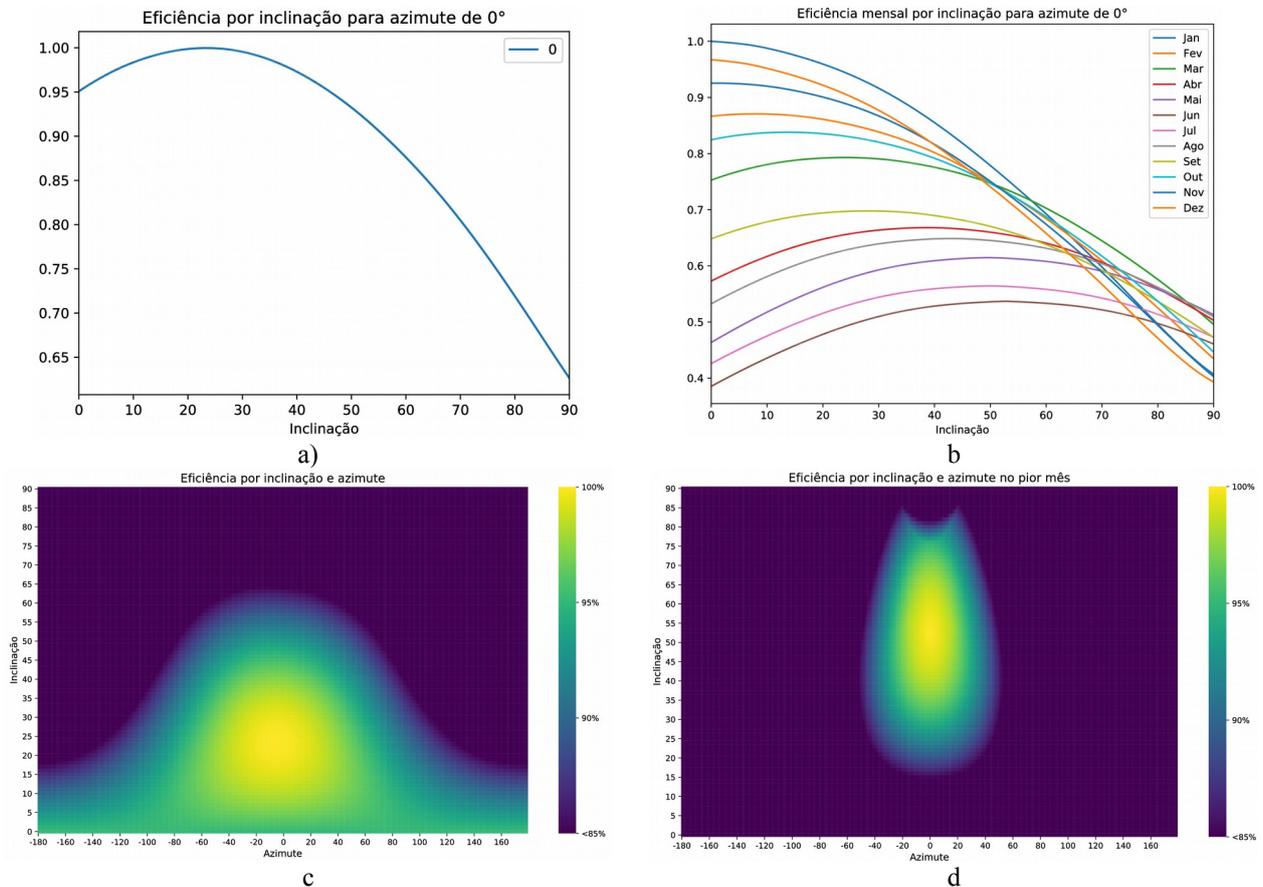


Figura 2 - Resultado obtido na simulação do modelo isotrópico. a) Eficiência anual em função da inclinação para azimute 0°. b) Eficiência mensal em função da inclinação para azimute 0°. c) Eficiência anual para todos os azimutes em função da inclinação. d) Eficiência anual para todos os azimutes em função da inclinação no mês de menor produção do ano.

Com relação ao mapa de calor para um ano típico, observa-se que existe um círculo um pouco com margens nas inclinações de 12° e 35° e azimutes 40° e 37° que possui uma eficiência acima de 97%. No mês de menor incidência solar se constata reduções consideráveis de produção devido a desvios azimutais com relação ao norte. Para as inclinações na faixa entre 45° e 65°, considerando o apontamento para o norte, obtém-se eficiência muito próxima à máxima.

4.2 Resultados para o Modelo de Hay-Davies

O modelo Hay-Davies, que complementa o modelo isotrópico inserindo a componente circunsolar da irradiância difusa, apresenta os resultados mostrados na Figura 3.

O modelo Hay-Davies apresenta uma alteração visível em seus resultados diminuindo a faixa de inclinações com uma eficiência próxima da máxima. Para apontamento norte, a faixa de ângulos para eficiência acima de 95% fica entre 5° e 45°. Estudos como o de Loutzenhiser et al. (2007) mostram que o modelo de Hay-Davies possui resultados mais próximos dos reais.

Com relação ao mapa de calor para um ano típico, ocorre uma pequena diminuição do círculo amarelo, onde a eficiência é superior à 97% que agora ocorre no intervalo de inclinações entre 15° e 35° e azimutes entre aproximadamente 40° e 38°. No mês de menor incidência a faixa de eficiências entre 85 e 95% é menor, quando comparado ao modelo isotrópico, a faixa de posicionamentos com eficiência acima de 97%, porém, permanecem aproximadamente a mesma.

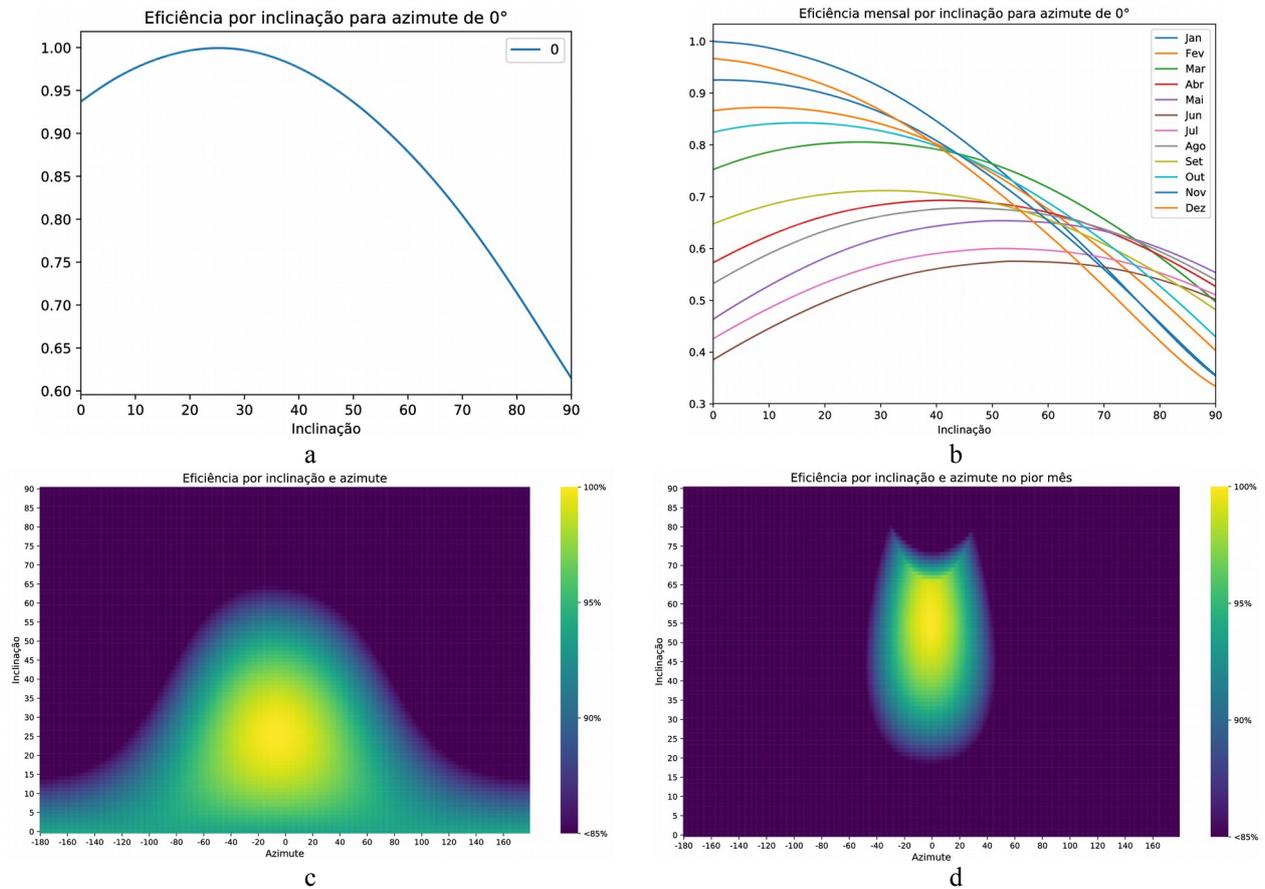
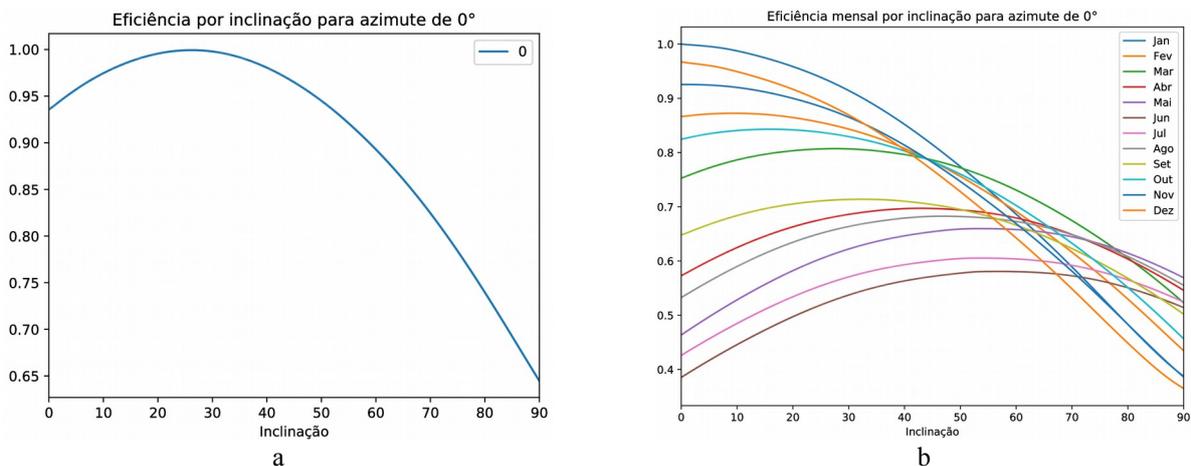


Figura 3 - Resultado obtido na simulação do modelo Hay-Davies. a) Eficiência anual em função da inclinação para azimute 0°. b) Eficiência mensal em função da inclinação para azimute 0°. c) Eficiência anual para todos os azimutes em função da inclinação. d) Eficiência anual para todos os azimutes em função da inclinação no mês de menor produção do ano.

4.3 Resultados para o Modelo de Reindl

Reindl em seu modelo adiciona a componente de brilho horizontal, essa componente é mais presente em dias de céu limpo no horizonte e é bastante sutil. A Figura 4 mostra o resultado da simulação para este modelo.

Os resultados obtidos pelo modelo de Reindl são praticamente idênticos aos obtidos pelo modelo Hay-Davies. A diferença significativa entre os dois modelos ocorre principalmente em inclinações do painel próximas a 90°, onde o fenômeno do brilho horizontal ocorre. Loutzenhiser et al. (2007) mostrou em seu estudo que o modelo de Reindl costuma superestimar a produção e que pode produzir resultados piores que o modelo de Hay-Davis.



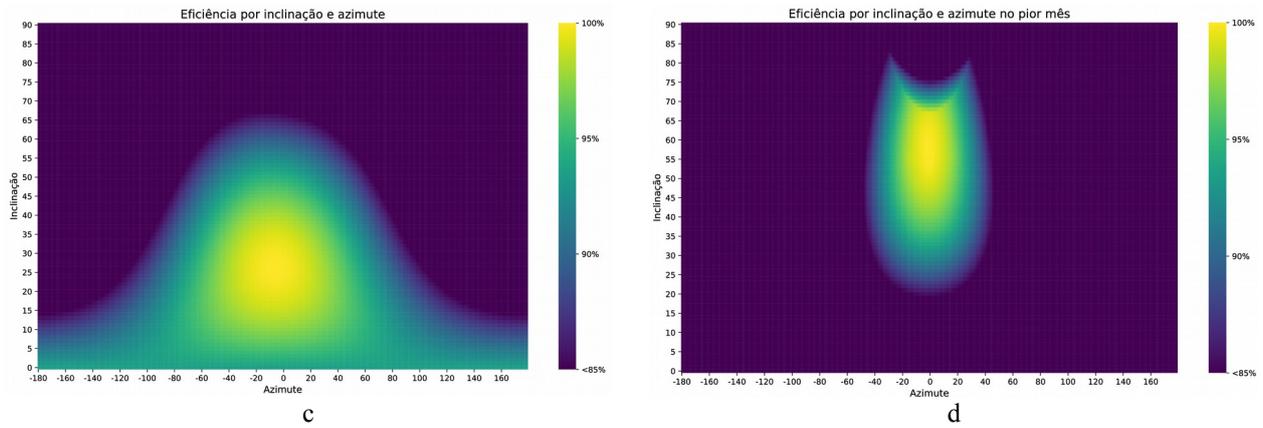


Figura 4 - Resultado obtido na simulação do modelo Reindl. a) Eficiência anual em função da inclinação para azimute 0° . b) Eficiência mensal em função da inclinação para azimute 0° . c) Eficiência anual para todos os azimutes em função da inclinação. d) Eficiência anual para todos os azimutes em função da inclinação no mês de menor produção do ano.

4.4 Resultados para o Modelo de Perez

O modelo de Perez é o mais complexo entre os comparados neste trabalho e depende de coeficientes empíricos. A Figura 5 mostra os resultados obtidos para este modelo. Observa-se neste modelo que a faixa de inclinações com eficiência superior à 95% para o apontamento norte vai de 7° a 50° um pequeno deslocamento, se comparado aos modelos de Reindl e Hay-Davies.

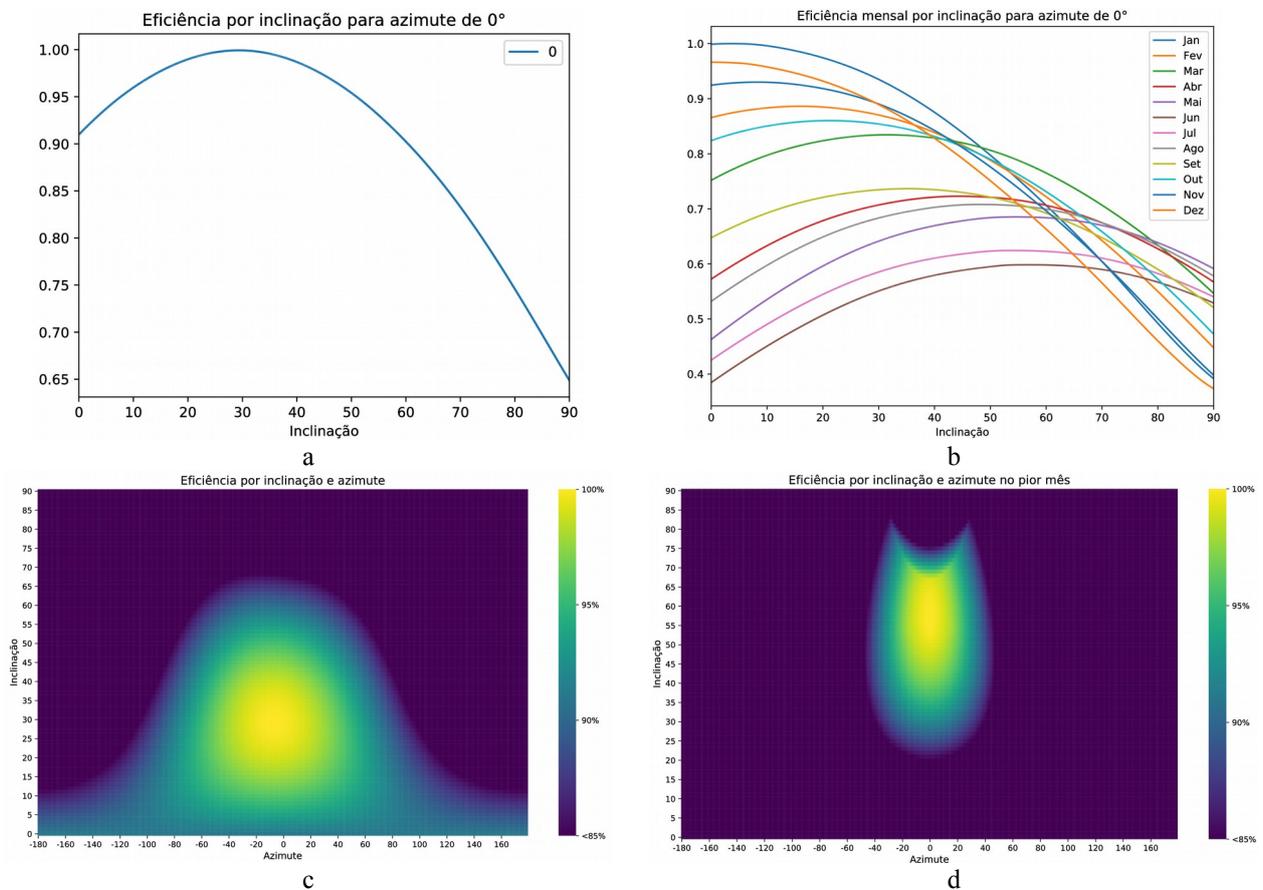


Figura 5 - Resultado obtido na simulação do modelo Perez. a) Eficiência anual em função da inclinação para azimute 0° . b) Eficiência mensal em função da inclinação para azimute 0° . c) Eficiência anual para todos os azimutes em função da inclinação. d) Eficiência anual para todos os azimutes em função da inclinação no mês de menor produção do ano.

O mapa de calor também mostra um deslocamento do círculo amarelo, que indica eficiência próxima à máxima, que agora ocorre entre 17° e 40° . Não houve mudança significativa da resposta com relação ao azimute se comparados aos modelos de Hay-Davies e Reindl. O modelo de Perez costuma apresentar resultados muito precisos, porém, dependendo do conjunto de coeficiente de calibração utilizados podem ocorrer desvios significativos. Os coeficientes

utilizados nessa simulação foram os que mostram melhor resultado no trabalho de Loutzenhiser et al. (2007) que compara diferentes modelos.

5. CONCLUSÕES

Abordando de forma mais ampla a questão do posicionamento ótimo do sistema fotovoltaico, considerando todas as inclinações e azimutes possíveis, com base em modelos avançados de irradiância solar, este trabalho usou resultados de simulações com base em modelos mais detalhados da radiação difusa para avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaico para a cidade de Santa Maria-RS, para diferentes orientações e inclinação com relação ao norte verdadeiro.

As simulações realizadas neste trabalho mostraram resultados consistentes de acordo com o esperado tendo em vista seu equacionamento para a obtenção da irradiância difusa, sendo possível visualizar a relevância de cada componente da irradiância nas simulações. No caso de Santa Maria pode-se concluir que para a máxima geração anual para ângulos entre 17° e 35° será muito próxima da máxima geração e que desvios azimutais de até 20° em relação ao norte geográfico tem pouca influência sobre eficiência do sistema. No caso do mês de menor incidência solar, inclinações do módulo entre 45° e 65° possuem resultados próximos à máxima geração, neste caso, desvios azimutais maiores que 10° em relação ao norte geográfico tem impacto significativo sobre a eficiência do sistema.

Os resultados obtidos neste trabalho podem auxiliar no projeto de sistemas fotovoltaicos dado subsídios para que os projetistas possam estimar o ganho de produção de energia obtido pela utilização de estruturas para correção da inclinação de módulos fotovoltaicos, e, conseqüentemente, na tomada de decisões sobre as possíveis vantagens financeiras do projeto aplicado.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil), e da CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior). Leandro Michels é bolsista DT-1D do CNPq – Brasil (308812/2015-8).

REFERÊNCIAS

- Bosch, 2013. Installation and Safety Manual for the c-Si M60 (S) NA 30117 and NA 42117 Families of Crystalline Photovoltaic Modules.
- Gunerhan, H., Hepbasli, A., 2007. Determination of the optimum tilt angle of solar collectors for building applications. *Build. Environ.* 42, 779–783. doi:10.1016/j.buildenv.2005.09.012
- Hay, J.E., 1993. Calculating solar radiation for inclined surfaces: Practical approaches. *Renew. Energy* 3, 373–380. doi:10.1016/0960-1481(93)90104-O
- Hay, J.E., Davies, J.A., 1980. Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface. *Proc. First Can. Sol. Radiat. Data Work.*
- Holmgren, W.F., Andrews, R.W., Lorenzo, A.T., Stein, J.S., 2015. PVLIB Python 2015, in: 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015. doi:10.1109/PVSC.2015.7356005
- Hottel, H.C., Whillier, A., 1955. Evaluation of flat-plate solar collector performance, in: *Transcript of the Conference on the Use of Solar Energy, The Scientific Basis, Vol. II, Part 1, Section A.* pp. 74–104.
- Ineichen, P., 2008. A broadband simplified version of the Solis clear sky model. *Sol. Energy* 82, 758–762. doi:10.1016/j.solener.2008.02.009
- Kasten, F., 1965. A new table and approximation formula for the relative optical air mass. *Arch. für Meteorol. Geophys. und Bioklimatologie Ser. B* 14, 206–223. doi:10.1007/BF02248840
- King, D.L., Boyson, W.E., Kratochvil, J.A., 2004. Photovoltaic array performance model. *Sandia Rep. No.* 2004-3535 8, 1–19. doi:10.2172/919131
- Lave, M., Kleissl, J., 2011. Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States. *Renew. Energy* 36, 1145–1152. doi:10.1016/j.renene.2010.07.032
- Loutzenhiser, P.G., Manz, H., Felsmann, C., Strachan, P.A., Frank, T., Maxwell, G.M., 2007. Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation. *Sol. Energy* 81, 254–267. doi:10.1016/j.solener.2006.03.009
- Orehounig, K., Dervishi, S., Mahdavi, A., 2014. Computational derivation of irradiance on building surfaces: An empirically-based model comparison. *Renew. Energy* 71, 185–192. doi:10.1016/j.renene.2014.05.015
- Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J., Stewart, R., 1990. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Sol. Energy* 44, 271–289. doi:10.1016/0038-092X(90)90055-H
- Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., Menicucci, D., 1987. A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Sol. Energy* 39, 221–231. doi:10.1016/S0038-092X(87)80031-2

- Reda, I., Andreas, A., 2004. Solar position algorithm for solar radiation applications. *Sol. Energy* 76, 577–589. doi:10.1016/j.solener.2003.12.003
- Reindl, D.T., Beckman, W.A., Duffie, J.A., 1990. Diffuse fraction correlations. *Sol. Energy* 45, 1–7. doi:10.1016/0038-092X(90)90060-P
- Shafer, M.A., Fiebrich, C.A., Arndt, D.S., Fredrickson, S.E., Hughes, T.W., 2000. Quality assurance procedures in the Oklahoma Mesonet. *J. Atmos. Ocean. Technol.* 17, 474–494. doi:10.1175/1520-0426(2000)017<0474:QAPITO>2.0.CO;2
- Spencer, J.W., 1971. Fourier series representation of the position of the sun. *Search* 2, 172.
- Stein, J.S., Sutterlueti, J., Ransome, S., Hansen, C.W., King, B.H., 2013. Outdoor PV Performance Evaluation of Three Different Models: Single-Diode, SAPM and Loss Factor Model, in: 28th European PV Solar Energy Conference. Paris, France.

NUMERICAL SIMULATIONS FOR THE DETERMINATION OF THE BEST TILT ANGLES FOR PHOTOVOLTAIC MODULES

Abstract. *Many photovoltaic systems can not be positioned for maximum solar utilization, and it is often unclear what will be the actual system performance when the installation occurs out of optimum position, or the gain by using tilt correction structures. This work evaluates four models for the estimation of the irradiance in inclined surfaces, the models evaluated are the isotropic, Hay-Davies, Reindl and Perez, with simulations performed for all tilts and azimuths in the city of Santa Maria, RS. This work tries to show the importance of the use of more complex models that include the main components of diffuse irradiance, often disregarded. For this purpose, hourly direct and diffuse irradiation data were used, as well as temperature and wind speed obtained from the Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) database. The results show that diffuse irradiance, when modeled in terms of more than one component, results in different, and, as validated in other studies, more accurate results (Loutzenhiser et al., 2007). Tilts angles between 17° and 35° showed results very close to the maximum annual production and azimuthal deviations of up to 20° in relation to geographic north had little to no influence on efficiency of the system. When considered the month of lower solar incidence, the module's tilt angles between 45° and 65° do not show substantial differences when compared to the tilt angle that has the maximum generation, however, azimuthal deviations greater than 10° in relation to geographic north have a significant impact on the efficiency of the system.*

Key words: *Photovoltaic energy, Irradiance estimation, Performance simulation.*