

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

VINÍCIUS MACIEL DA COSTA

**ASPECTOS DA VARIAÇÃO DO ÂNGULO ENTRE AS FOLHAS
EM UMA ÁRVORE SOLAR DE FILOTAXIA ESPIRALADA**

VIÇOSA
2022

VINÍCIUS MACIEL DA COSTA

**ASPECTOS DA VARIAÇÃO DO ÂNGULO ENTRE AS FOLHAS
EM UMA ÁRVORE SOLAR DE FILOTAXIA ESPIRALADA**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 402 – Projeto de Engenharia II – e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Delly Oliveira Filho.

VIÇOSA
2022

VINÍCIUS MACIEL DA COSTA

**ASPECTOS DA VARIAÇÃO DO ÂNGULO ENTRE AS FOLHAS
DE UMA ÁRVORE SOLAR DE FILOTAXIA ESPIRALADA**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 402 – Projeto de Engenharia II – em cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 19 de dezembro de 2022.

COMISSÃO EXAMINADORA

Delly Oliveira Filho

Prof. Dr. Delly Oliveira Filho - Orientador
Universidade Federal de Viçosa

J. V. Oliveira

Prof. Dr. João Victor Pereira Oliveira - Membro
Universidade Federal de Viçosa

Bem

M.e Leandro Gonçalves de Bem - Membro
Universidade Federal de Viçosa

*“Vai lutar
Vai sonhar
Vai sorrir
Vai viver
Vai e faz
Pois ninguém
Vai fazer por você”*

Thiago André Barbosa

À minha querida avó Inez (in memoriam)

Agradecimentos

Agradeço a Deus por ter proporcionado força a mim e aos meus pais durante todos esses anos.

Aos meus pais, Eliane e José Luiz, pela confiança, amor e determinação, cedendo em muitos momentos benefícios pessoais, em troca da possibilidade de chegar até a esse momento.

Ao meu irmão, Luiz Guilherme, e à minha namorada, Graziella, por todo o amor, companheirismo e suporte dado nos momentos que mais precisava.

À Universidade Federal de Viçosa, pela estrutura e qualidade oferecida durante todo esse processo de formação. Gratidão também a todos os colaboradores da instituição, pelo tratamento cordial que nos oferecem, em especial à Daniela do Programa de Tutoria, por ser essa pessoa incrível e adorável.

Ao meu orientador, Professor Delly Oliveira Filho, pelo empenho em sempre ajudar e por toda dedicação a esse trabalho.

Ao meu amigo, Felipe, por sempre estar disponível, pelas conversas e ajuda durante esses longos anos de amizade. E a todos amigos e colegas que a Universidade Federal de Viçosa me proporcionou e contribuíram de alguma maneira.

A todos meus outros familiares, que desde a matrícula, sempre estiveram dispostos a me ajudar a chegar nesse momento. Inclusive à minha avó Inez que infelizmente não consigo mais abraçar todas as vezes que retorno para Viçosa, mas sinto sua presença e amor no meu coração.

Resumo

O aumento no interesse por fontes renováveis de energia proporcionou um alto crescimento no setor da geração fotovoltaica no Brasil nos últimos anos. Em paralelo a isso, a crise hídrica que impactou na geração das hidroelétricas contribuiu para o aumento da tarifa de energia elétrica, contribuindo ainda mais uma maior implementação de micro e minigeração fotovoltaica. Além disso, destaca-se a necessidade de otimizar o uso de área na agropecuária, impactada pela consciência ambiental e pressão internacional para redução dos índices de desmatamento. Dessa forma, instalar grandes usinas fotovoltaicas demandam grande extensão de área e a instalação de árvores solares surgem como uma alternativa para esse problema. Entretanto, estudar a respeito dos efeitos do sombreamento e buscar topologias mais eficientes são fundamentais para avanços no desenvolvimento em larga escala desse tipo de instalação. Posto isso, esse trabalho analisou por meio de simulações, implementadas utilizando modelos disponíveis na literatura, o impacto do distanciamento angular entre folhas de uma árvore solar de filotaxia espiralada de 16 e 21 folhas, situada na cidade de Viçosa, Minas Gerais - Brasil, visando estudar os efeitos na radiação anual incidente na árvore solar e nas perdas por sombreamento. Verificou-se que o distanciamento angular de 180° otimizou a incidência de radiação anual, para ambas as árvores e resultou em menores perdas por sombreamento.

Palavras-Chave: Árvore solar, filotaxia espiralada, perdas por sombreamento, fontes renováveis de energia.

Abstract

The increase in interest in renewable energy sources has contributed to a high growth in the photovoltaic generation sector in Brazil, in the last years. In parallel to this, the hidric crisis that impacted the generation of hydroelectric plants and contributed to the increase in the electricity tariff, furthermore contributing to the installation of new photovoltaic micro and mini generation in the country. In addition, there is a need to optimize the land use in agriculture and livestock, impacted by environmental awareness and international pressure to reduce deforestation rates. Thus, installing large photovoltaic plants requires a large area and the installation of solar trees emerge as an alternative to this problem. However, studying the effects of shading and seeking more efficient topologies are fundamental for advances in the large-scale development of this type of installation. That said, this work analyzed through simulations, implemented using models available in the literature, the impact of the angular spacing between leaves of a spiral phyllotaxis solar tree with 16 and 21 leaves, located in the city of Viçosa, Minas Gerais - Brazil, aiming at study the effects on annual incident radiation and shading losses. It was found that the angular spacing of 180° optimized the annual radiation incidence for both trees and resulted in the lowest shading losses.

Keywords: Solar tree, spiral phyllotaxy, shading losses, renewable energy sources.

Sumário

1	Introdução	14
2	Objetivo Geral	22
3	Procedimentos Metodológicos	23
3.1	Características Físicas da Árvore	23
3.2	Radiação incidente sobre uma superfície inclinada	27
3.2.1	Radiação horária direta em uma superfície inclinada	32
3.2.2	Radiação horária refletida em uma superfície inclinada	33
3.2.3	Radiação horária difusa em uma superfície inclinada	33
3.2.4	Radiação horária total em uma superfície inclinada	36
3.3	Sombreamento entre células fotovoltaicas	37
3.4	Simulação.....	41
4	Resultados e Discussão	43
5	Conclusões.....	50
	Referências Bibliográficas.....	52
	Apêndice.....	56

Lista de Figuras

Figura 1: Participação de fontes de energia em micro e minigeração distribuída.	15
Figura 2: Árvore Solar <i>Museum for Angewandte Kunst</i> em Viena, Áustria.	17
Figura 3: Filotaxias básicas de plantas.	18
Figura 4: Padrão 2/5 - Distanciamento de 144° entre folhas subsequentes.	19
Figura 5: Componentes da radiação solar.	20
Figura 6: Detalhe de parte superior de uma árvore solar.	24
Figura 7: Árvores do modelo AS16 para diferentes valores de distanciamento angular.	26
Figura 8: Radiação direta, difusa e refletida em uma superfície inclinada.	27
Figura 9: Ângulos notáveis em energia solar.	29
Figura 10: (a) Projeção de sombra da célula FV superior na inferior.	39
Figura 11: Árvore Solar modelo AS16 e AS21, respectivamente, com distanciamento angular de 144° com ângulos β e γ otimizados.	43
Figura 12: Efeitos do distanciamento angular no Hanual de uma árvore de 16 folhas.	44
Figura 13: Comportamento do Hanual para a árvore AS16 com dang próximo de 180°.	45
Figura 14: Efeitos do distanciamento angular no Hanual de uma árvore solar de 21 folhas.	46
Figura 15: Comportamento do Hanual para a árvore AS21 com dang próximo de 180°.	47
Figura 16: Perdas por Sombreamento no modelo AS16.	48
Figura 17: Perdas por sombreamento no modelo AS21.	48

Lista de Tabelas

Tabela 1: Parâmetros Construtivos da Árvore Solar.....	23
Tabela 2: Definições para alguns ângulos notáveis em energia solar.	28
Tabela 3: Coeficientes de brilho para céu anisotrópico no modelo de Perez em função da claridade.....	36
Tabela 4: Radiação Anual Incidente para o modelo AS16.	56
Tabela 5: Radiação Anual Incidente para AS16 com distanciamento angular próximos de 180°.	56
Tabela 6: Radiação Anual Incidente para o modelo AS21.	57
Tabela 7: Radiação Anual Incidente para AS21 com distanciamento angular próximos de 180°.	57
Tabela 8: Perdas por sombreamento para o modelo AS16.	58
Tabela 9: Perdas por sombreamento para o modelo AS21.	59

Lista de siglas e abreviaturas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BEN	Balanço Energético Nacional
E3G	Third Generation Environmentalism (E3G)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
<i>IISD</i>	International Institute for Sustainable Development
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ODI	Overseas Development Institute
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OMM	Organização Meteorológica Mundial
ONU	Organização das Nações Unidas
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
SEI	Stockholm Environment Institute

1 Introdução

A busca para implantar mais fontes de energia renováveis é um tema recorrente em conferências internacionais sobre meio ambiente. Segundo a Organização Meteorológica Mundial (OMM), em 2021 a temperatura média global foi 1,11 °C acima do nível pré-industrial. Além disso, a agência afirma que há uma tendência de cada nova década ser mais quente que a anterior, dado que isso vem acontecendo desde 1980.

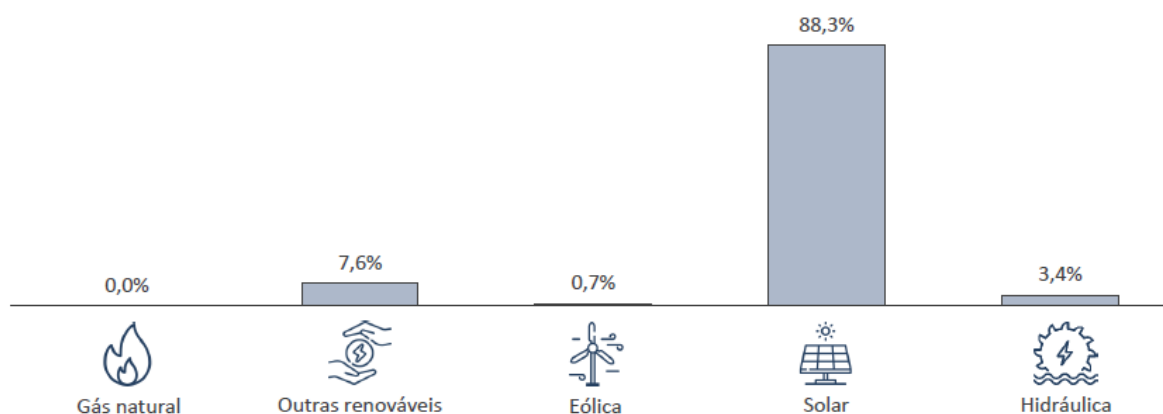
O *Production Gap Report 2020* produzido pelo Instituto Ambiental de Estocolmo (SEI), Instituto Internacional de Desenvolvimento Sustentável (IISD), *Overseas Development Institute* (ODI), *Third Generation Environmentalism* (E3G) e Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), afirma que o mundo precisará reduzir a produção de combustíveis fósseis em cerca de 6% ao ano entre 2020 e 2030, para que a temperatura média global não ultrapasse o valor de 1,5 °C em relação ao valor médio no período pré-industrial. No entanto, o relatório de 2021 indica um cenário no qual os países planejam até 2030 produzir mais que o dobro da quantidade de combustível fóssil que seria necessária para não exceder 1,5 °C.

A Organização das Nações Unidas (ONU), por meio dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), estipulou uma meta de até 2030 ampliar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global. Para o Brasil, a meta é manter elevada a participação de energias renováveis na matriz energética nacional, haja vista que esse valor já é bem alto, tanto em relação aos países mais desenvolvidos quanto em relação à média mundial.

Apesar da redução de 5,7%, no ano de 2021, da participação de energias renováveis na matriz energética nacional, o Brasil ainda é uma referência nesse quesito, uma vez que, segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a contribuição chega a 78,1%. Essa redução ocorreu devido à escassez hídrica de 2021, ocasionando um aumento de 24% na geração termelétrica. Ainda assim, esse valor é bem superior aos 26,6% quando se considera todos os países do mundo e também dos 30,8% quando se considera os países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), isto é, os países mais desenvolvidos do mundo.

O BEN de 2022, cujos dados são referentes ao ano de 2021, demonstra um aumento de 84% de microgeração e minigeração distribuída em relação à 2020. A Figura 1 exhibe a participação das fontes de energia em micro e minigeração em 2021, a qual se destaca a contribuição de 88,3% da energia solar.

Figura 1: Participação de fontes de energia em micro e minigeração distribuída.



Fonte: EPE, 2022.

A expansão da geração solar fotovoltaica é notória e contribui para aumentar a participação da energia solar na matriz energética, mas junto a isso traz à tona a preocupação com relação à disponibilidade de área para implementação desses sistemas. Segundo a fabricante de módulos fotovoltaicos *Canadian Solar*, o modelo MAXPOWER CS6-U330P lançado em 2016, atinge $330 W_p$ na *Standard Testing Conditions* (STC), possui uma eficiência de 18,8% e ocupa uma área próxima de $1,94 m^2$, resultando em aproximadamente $170,10 W_p/m^2$. Já o módulo fotovoltaico de modelo HiKu7 CS7N-660MS lançado em 2021, possui $660 W_p$ de máxima potência na STC e atinge uma eficiência de 21,4%, ocupando uma área próxima de $3,10 m^2$. Isso resulta em aproximadamente $212,90 W_p/m^2$, representando um aumento 25,16% na relação potência instalada por metro quadrado.

Embora a tecnologia envolvida na fabricação dos módulos esteja se desenvolvendo, a implementação de energia solar fotovoltaica continua enfrentando problemas devido a demanda por áreas disponíveis, tanto no ambiente urbano quanto no rural. No cenário urbano, a conscientização a respeito da redução de gases de efeito estufa e a redução no custo para instalação de sistemas aumentaram a demanda por energia solar fotovoltaica de forma significativa (RACHCHH et al., 2016). Além do mais, o uso múltiplo do espaço para produção agrícola acarreta uma visão sustentável para defrontar a competição pelo uso da terra com o aumento da demanda energética e de alimentos (ADEH et al., 2019).

Esse uso múltiplo pode ser feito, por exemplo, em canais de irrigação e reservatórios de água, contribuindo para redução da evaporação e principalmente para o aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos devido a temperatura ser mais amena. Outras aplicações são em estufas, onde o controle da radiação incidente sobre a cultura pode ser realizado cobrindo a parte superior da estufa com módulos fotovoltaicos. Ainda é possível citar os módulos fotovoltaicos que são instalados de forma a criar um abrigo para animais ou até mesmo para veículos em estacionamentos. Nessas situações o objetivo é maximizar a geração de energia pelo custo de implementação do sistema.

Uma alternativa ao sistema tradicional fotovoltaico é a árvore solar, que busca otimizar geração por área ocupada e relacionar conceitos da energia solar com a filotaxia de plantas, dispondo células fotovoltaicas com diferentes ângulos de inclinação e azimute, podendo ser distribuídas seguindo a sequência de Fibonacci (espiral), semicúpula esférica, tronco único com galhos, entre outros (DEEP; MISHRA; AGARWAL, 2020).

A Figura 2 exibe uma aplicação de árvore solar. Essa árvore foi projetada pelo designer galês Ross Lovegrove e está localizada em Viena, Áustria. Os 10 módulos fotovoltaicos carregam baterias durante o dia e ao anoitecer automaticamente aciona a iluminação realizada por 20 lâmpadas LED.

Figura 2: Árvore Solar *Museum for Angewandte Kunst* em Viena, Áustria.



Fonte: HYDER, 2018

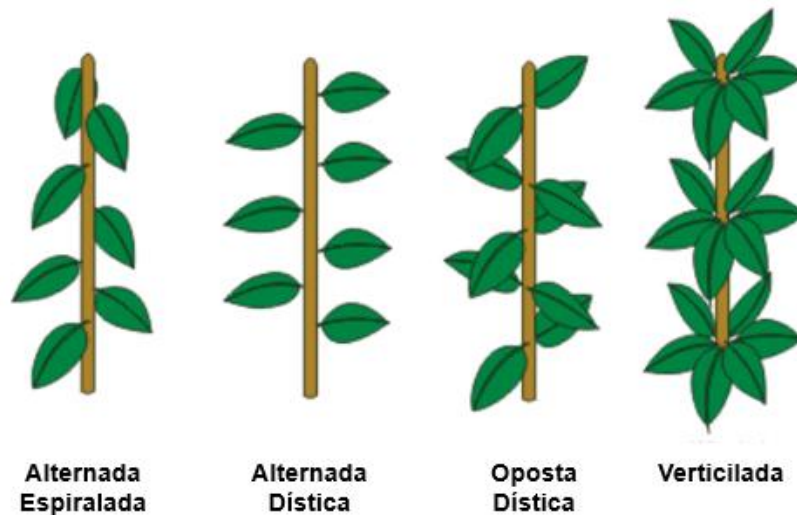
Lo Piano (2017) afirma que a árvore solar pode ser uma solução para contornar a restrição de espaço em áreas urbanas, uma vez que o consumo médio residencial varia entre 200 a 400 kWh/mês. Hyder (2018) vai além e propõe a possibilidade de implementá-las para a iluminação em vias públicas, carregamento de veículos elétricos em estacionamentos e carregamento de celulares e *notebooks* em aeroportos e parques, tendo em vista que são lugares que o design da árvore seria bem aceito pelo público e pela demanda por espaço ser maior, pode vir a ser uma solução adequada para os proprietários.

A maioria das árvores solares encontradas atualmente têm por objetivo conscientizar da necessidade de buscar fontes de energia sustentáveis e contemplar questões artísticas e urbanísticas. O avanço de estudos visando suprir a demanda da maximização da geração por área pode apresentar uma possível alternativa para finalmente tornar o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos em formato de árvore escalável.

A disposição das folhas onde ocorre a fixação das células fotovoltaicas (FV) na árvore solar é frequentemente inspirada em árvores naturais, de forma a obter o máximo de radiação incidente. Essa disposição é chamada de filotaxia, podendo seguir o padrão alternado, oposto e verticilado (GANGWAR, 2018). Na natureza, a

filotaxia verticilada é incomum, enquanto que alternada é encontrada em cerca de 80% das espécies vegetais (SINGH, RAWAT E SRIVASTAVA, 2019). A Figura 3 exemplifica esses tipos de filotaxia.

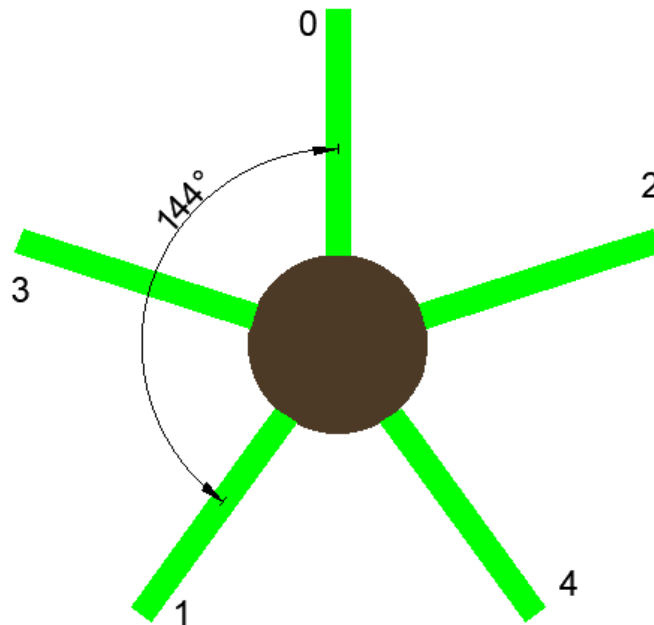
Figura 3: Filotaxias básicas de plantas.



Fonte: SINGH, RAWAT E SRIVASTAVA (2019)

Na literatura encontra-se alguns modelos testados com a filotaxia espiralada e em sua maioria seguem a sequência de Fibonacci para determinar o distanciamento angular entre as folhas. Essa sequência tem o primeiro termo $F_0 = 0$ e o segundo termo $F_1 = 1$. A partir do terceiro, todos os termos podem ser obtidos somando os dois anteriores ($F_{i+2} = F_i + F_{i+1}$, com $i \in \mathbb{N}$). Assim, os primeiros termos da sequência de Fibonacci podem ser expressados por $F = \{0, 1, 1, 2, 3, 5, 8, 13, 21, 34, 55, 89, 144, 233, \dots\}$ (MOURA, 2021).

Considerando os termos da sequência de Fibonacci, quanto maior o valor de i , mais a razão entre F_{i+1} e F_i se aproxima da razão áurea (MOURA, 2021). Com base nesse conhecimento, para encontrar o distanciamento angular entre folhas subsequentes, alguns autores como Singh, Rawat e Srivastava (2019) projetaram uma árvore utilizando o distanciamento angular entre folhas subsequentes de 144° . Esse ângulo corresponde ao padrão $2/5$, isto é, são necessárias duas voltas completas para que a sexta folha (a de número 5) fique exatamente sobreposta à primeira folha (a de número 0), conforme apresentado na Figura 4.

Figura 4: Padrão 2/5 - Distanciamento de 144° entre folhas subsequentes.

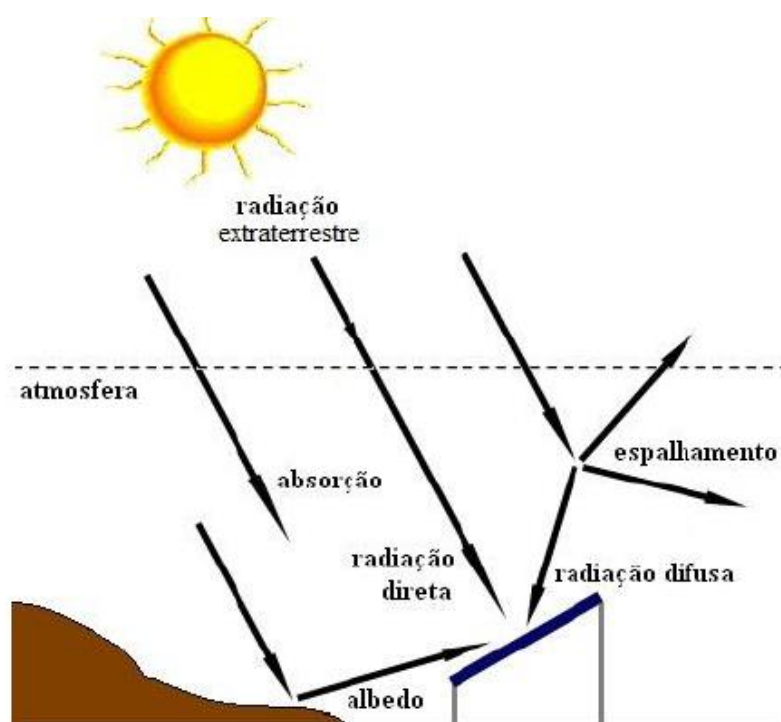
Vyas (2022) simulou e comparou a geração de energia por área ocupada de quatro arranjos de árvores fotovoltaicas com um sistema convencional montado no solo, utilizando os *softwares* Sketchup Pro e PVSyst. Os quatro modelos de árvores foram inspirados em flores sendo elas: Tulipa, Girassol, Calêndula e Margarida. Ele considerou uma capacidade instalada de módulos FV de $22,8 \text{ kW}_p$ e 20 kW de potência de inversores em todos os casos. Todas as árvores solares apresentaram resultados de geração por área ocupada superiores ao sistema convencional, variando entre 84,57% a 91,46% a redução com os gastos de área para uma mesma geração.

Segundo Dey e Pessala (2020) para executar o projeto de uma árvore solar eletricamente e estruturalmente otimizada deve-se orientar as células fotovoltaicas de forma a maximizar a geração anual, posicioná-las de forma a reduzir as perdas por sombreamento e otimizar o arranjo da árvore solar de forma a também contribuir para minimizar essas perdas e reduzir os custos com a parte estrutural. Esses pontos mencionados por Dey e Pessala (2020) são relevantes para um projeto, visto que a incidência de radiação sobre as células fotovoltaicas irá influenciar diretamente na corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico e por consequência proporcionará

um deslocamento no ponto de máxima potência, afetando a geração de energia (PINHO e GALDINO, 2014).

A radiação solar que chega à superfície terrestre é composta por sua componente que vem diretamente do sol e produz sombras nítidas (direta) e as componentes que sofreram espalhamento devido a atmosfera (difusa). Além disso, em superfícies inclinadas atua a componente refletida, seja pelo solo, rochas ou vegetação presentes no ambiente, conforme apresentado na Figura 5 (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 5: Componentes da radiação solar.



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

Bem (2021) utilizando o *software* MATLAB, modelou e simulou árvores com 16, 21, 25, 31, 41 e 61 folhas, considerando 2 filotaxias (alternada espiralada e conífera - verticilada) e três cidades do Brasil (Viçosa- MG, Chuí - RS e Boa Vista - RR). Otimizando o ângulo de inclinação de cada célula, observou-se que na conífera, quanto mais camadas, menores foram as perdas por sombreamento e que maiores latitudes (em módulo), implicam em menores perdas por sombreamento. Além disso,

quando aumentou o número de folhas da árvore solar de 41 para 61, houve uma redução no ganho de incidência de radiação por área ocupada. Já para a espiralada, aumentar o número de células ampliou a incidência de radiação, mas por consequência elevou as perdas por sombreamento, reduzindo a radiação média por célula FV.

Bem (2021) ainda concluiu que a árvore conífera (verticilada) de 31 células e 6 camadas apresenta maior geração de energia por célula entre as árvores, entretanto em alguns casos o sistema tradicional é mais vantajoso. Ainda se constatou que a árvore espiralada de 31 células apresenta melhor geração por área ocupada. Todavia, nesta pesquisa, para a filotaxia espiralada, foi considerada um distanciamento angular fixo de $137,5^\circ$ entre folhas, a partir da otimização do ângulo de azimute da célula solar com maior altura em relação ao solo.

2 Objetivo Geral

Esse trabalho tem como objetivo analisar o impacto da variação do distanciamento angular na radiação incidente em uma árvore solar de filotaxia espiralada de 16 e 21 folhas.

Baseado no objetivo geral, têm-se como objetivos específicos:

- Determinar qual o valor de distanciamento angular entre folhas que otimiza a incidência de radiação anual considerando a árvore espiralada com 16 e 21 folhas.
- Analisar como a variação do distanciamento angular entre as folhas irá influenciar nas perdas por sombreamento.

3 Procedimentos Metodológicos

Visando simular o efeito da escolha do ângulo de distanciamento entre duas folhas subsequentes que compõe uma árvore solar de filotaxia espiralada, sobre a radiação incidente sobre as células FV e nas perdas por sombreamento, aplicou-se o procedimento metodológico implementado por Bem (2021) para verificar o comportamento para as árvores com 16 e 21 folhas.

Bem (2021) propõe que a modelagem seja dividida determinando a radiação solar em uma superfície inclinada, as características construtivas das árvores fotovoltaicas e o sombreamento entre folhas. Neste trabalho será adotada essa mesma divisão, por fracionar a complexibilidade do algoritmo empregado na simulação. Dessa forma, na Seção 3.1 serão tratadas as características construtivas das árvores, a Seção 3.2 tem como foco a modelagem da radiação total incidente em uma superfície inclinada e a Seção 3.3 a modelagem dos eclipses entre folhas.

3.1 Características Físicas da Árvore

O objeto de estudo desse trabalho é uma árvore solar de filotaxia espiralada e características construtivas conforme a apresentado na Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros Construtivos da Árvore Solar.

Características Construtiva	Valor (cm)
Altura útil da árvore (h_a)	60
Raio do tronco (R_t)	0,8
Comprimento célula fotovoltaica (L)	5,3
Largura célula fotovoltaica (W)	1,8

Esses valores foram definidos com a finalidade de estabelecer uma relação comparativa entre os resultados obtidos com os de Pinto (2018) e Bem (2021). À vista disso, a filotaxia espiralada foi escolhida, sendo uma árvore com 16 folhas e a outra com 21 folhas. Cada folha é composta por uma célula FV de comprimento L e largura W , tendo uma área de $9,54 \text{ cm}^2$. A altura útil é definida como o comprimento vertical disponível no tronco da árvore para distribuir as folhas, desprezando a base da estrutura. Posto isto, todos esses parâmetros iniciais foram mantidos constantes e apenas o distanciamento angular (d_{ang}) entre as folhas foi alterado.

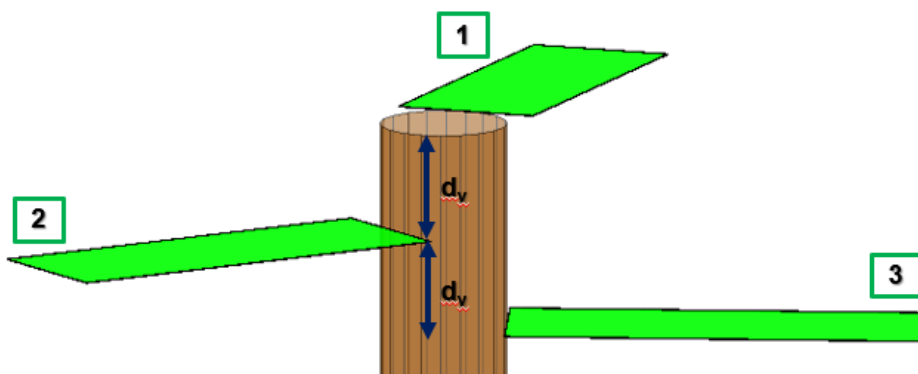
As células FV foram fixadas diretamente ao tronco e a orientação destas foram determinadas utilizando o ângulo de inclinação (β) e o ângulo de azimute (γ). Cada célula foi enumerada com uma referência de 1 a 16 para a árvore solar de 16 folhas (AS16) e de 1 a 21 para a árvore solar de 21 folhas (AS21). A célula 1 é a célula que possui maior altura em relação ao solo e à medida que a enumeração de referência aumenta, mais próximo da base da árvore estará a célula.

O distanciamento vertical (d_v) entre as folhas depende do número de folhas da árvore. Esse parâmetro pode ser obtido em metros utilizando a Equação 1:

$$d_v = \frac{h_a}{n^{\circ} \text{ folhas} - 1} \quad (1)$$

A Figura 6 exibe os detalhes das três primeiras folhas de uma árvore com 16 folhas e d_{ang} de 144° . Para essa situação o distanciamento vertical é igual a $0,04 \text{ m}$, enquanto que para a árvore de 21 folhas esse distanciamento é de $0,03 \text{ m}$.

Figura 6: Detalhe de parte superior de uma árvore solar.



Assim como Bem (2021), o ângulo β foi otimizado para todas as células FV, enquanto que o ângulo γ foi otimizado somente para a célula 1. O ângulo γ das células subsequentes dependem do valor definido para o distanciamento angular e do γ obtido para a primeira folha, podendo ser calculados conforme apresentado na Equação 2:

$$\gamma_{\text{célula } K} = \gamma_{\text{célula } 1} + (K - 1)d_{\text{ang}}$$

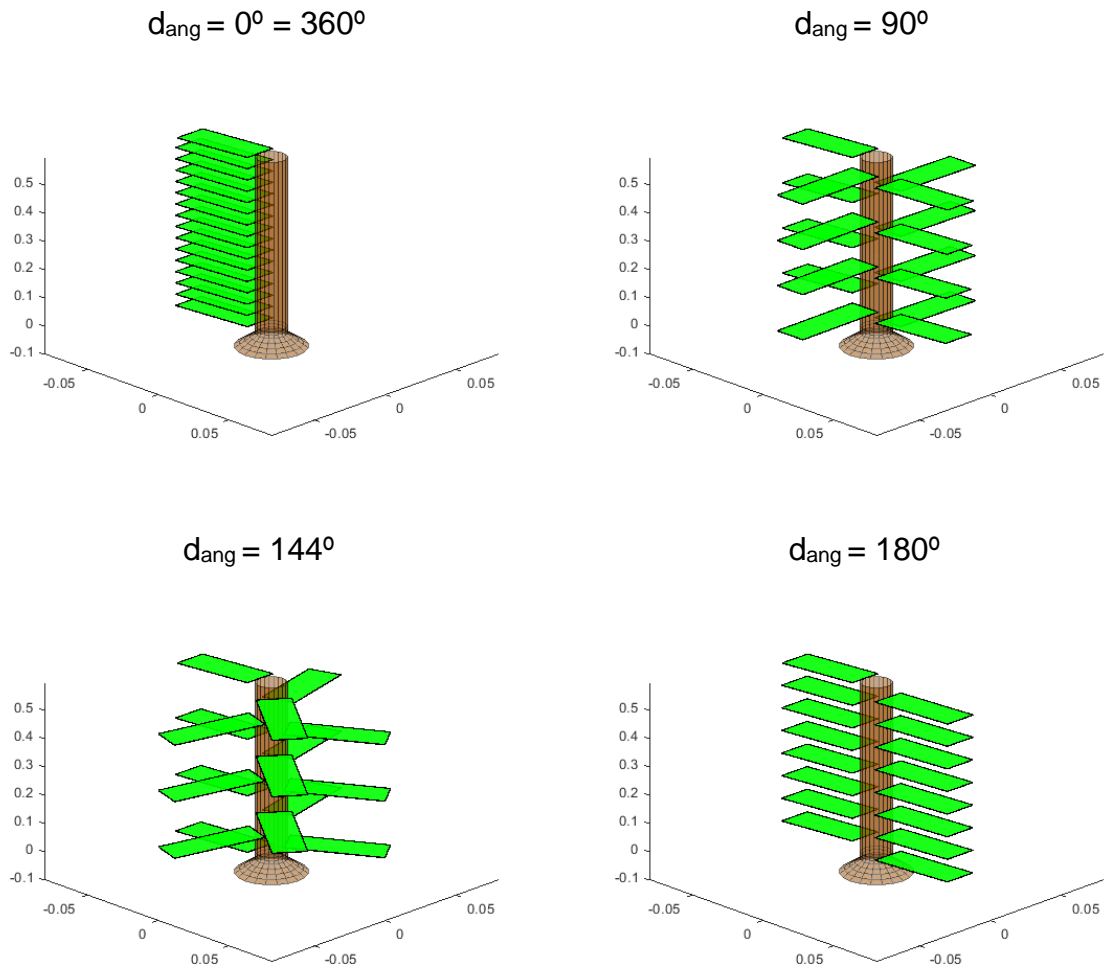
$$K = 2, 3, \dots, 16 \text{ (para AS16)} \quad (2)$$

$$K = 2, 3, \dots, 21 \text{ (para AS21)}$$

O ângulo de azimute determina para qual direção horizontal a célula FV estará orientada, sendo que 180° indica uma orientação para o norte e 0° significa uma orientação para o sul (DEY; LAKSHMANAN; PESALA, 2020; DUFFIE; BECKMAN, 2020). Por sua vez, a Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, através da NBR 10899:2013, define o ângulo de azimute da superfície como sendo o ângulo entre o norte geográfico e a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal, com faixa de variação $-180^\circ \leq \gamma \leq +180^\circ$ e, por convenção, positivo no sentido leste, com norte igual a 0° .

Dessa maneira, iniciou-se com o valor para o distanciamento angular igual a 0° e para cada iteração d_{ang} sofreu um incremento em 5° , até atingir o valor de 360° . Na Figura 7 é possível observar quatro árvores de 16 folhas e diferentes valores para o distanciamento angular. Considerando os ângulos de 0° e 180° , não é possível observar uma característica de espiral, uma vez que com 0° todas as folhas ficam sobrepostas e com 180° é possível observar uma característica de alternância entre as folhas, apresentando uma filotaxia alternada dística. Por sua vez, com d_{ang} de 90° a árvore apresenta características semelhantes à filotaxia oposta cruzada, assim como apresentado na Figura 3.

Figura 7: Árvores do modelo AS16 para diferentes valores de distanciamento angular.



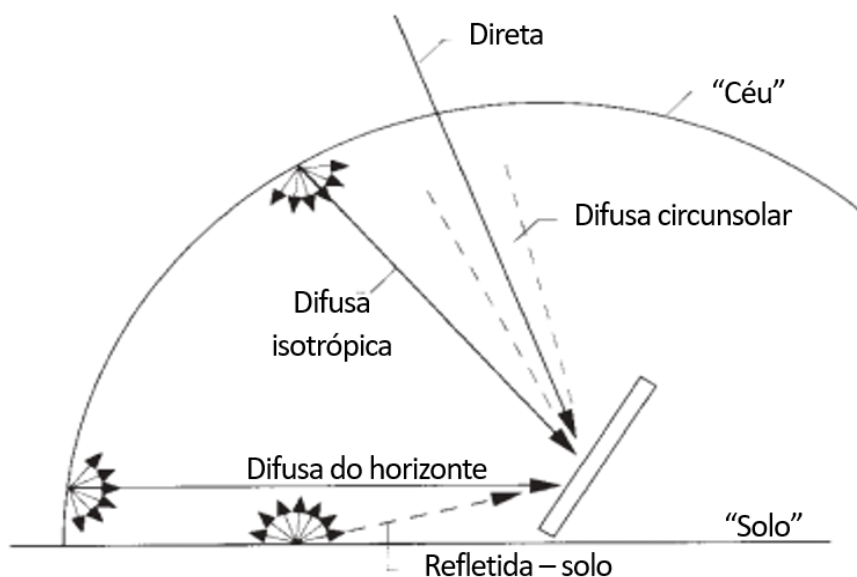
3.2 Radiação incidente sobre uma superfície inclinada

Essa etapa consiste em obter um modelo para a incidência de radiação solar em uma superfície com um ângulo de inclinação e ângulo de azimute. A incidência total dependerá da soma das três componentes de radiação: direta, difusa e refletida conforme Equação 3 (BEM, 2021).

$$I_T = I_{\text{direta,inc}} + I_{\text{difusa,inc}} + I_{\text{refletida,inc}} \quad (3)$$

Na Figura 8 é possível observar essas componentes atingindo uma superfície inclinada.

Figura 8: Radiação direta, difusa e refletida em uma superfície inclinada.



Fonte: Duffie e Beckman (2020).

O cálculo da radiação solar direta depende da posição do sol na abóbada celeste que é determinada considerando parâmetros como a latitude (φ), declinação solar (δ), zenital (θ_z), ângulo de altura solar (α) e ângulo de azimute solar (γ_s) (DUFFIE e BECKMAN, 2020). A Tabela 2 apresenta as definições estabelecidas pela NBR 10899:2013: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia para esses ângulos em energia solar.

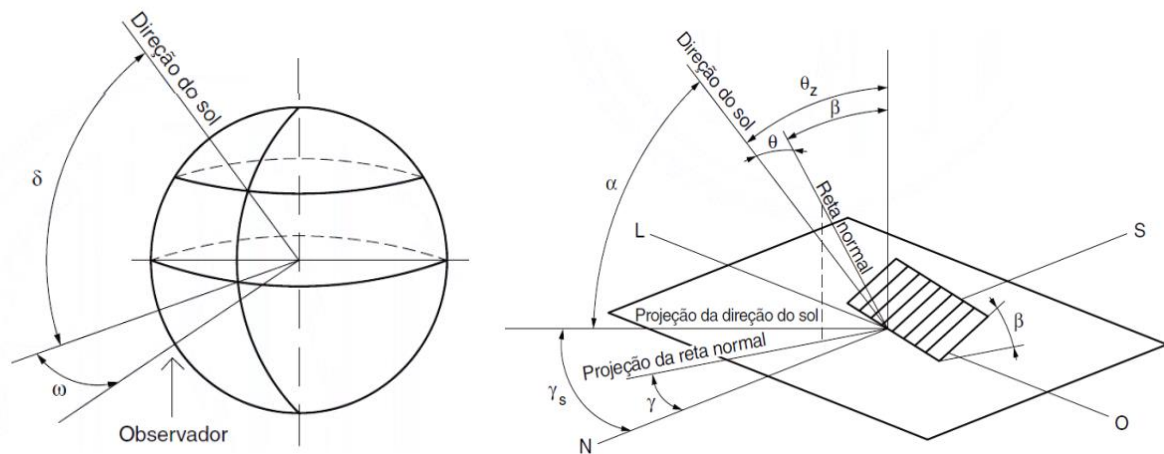
Tabela 2: Definições para alguns ângulos notáveis em energia solar.

α - Elevação ou altura solar	Ângulo de vértice no observador, formado pelas semirretas definidas pela direção do sol e pela projeção da direção do sol no plano horizontal
δ - Declinação solar	Ângulo de vértice no centro da Terra, formado pelas semirretas definidas pela direção do sol e pelo plano do Equador, com faixa de variação $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$ e, por convenção, positivo, quando estiver no hemisfério Norte.
θ_z - Ângulo zenital	Ângulo de vértice no observador, formado pelas semirretas definidas pela direção do sol e a vertical
γ_s - Ângulo azimutal do Sol	Ângulo entre o norte geográfico e a projeção do raio solar (direção do sol) no plano horizontal, com faixa de variação $-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$ e, por convenção, positivo no sentido leste, com norte igual a 0°
ω - Ângulo horário solar	Ângulo diedro com aresta no eixo de rotação da Terra, formado pelo semiplano que contém o sol e o semiplano que contém o meridiano local, com faixa de variação $-180^\circ \leq \omega \leq 180^\circ$ e, por convenção, positivo no período da tarde. O horário solar não corresponde, necessariamente, ao horário civil.
θ - Ângulo de incidência	Ângulo entre o raio solar incidente (direção do sol) e a reta normal à superfície
ϕ - Ângulo de Latitude	Com faixa de variação $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$, sendo negativo para o Sul (S) do Equador terrestre e positiva a Norte (N).

Fonte: ABNT NBR 10899:2013

A Figura 9 ilustra os ângulos citados na Tabela 2 e outros citados anteriormente como o ângulo de azimute e inclinação da superfície.

Figura 9: Ângulos notáveis em energia solar.



Fonte: ABNT NBR 10899:2013

O ângulo horário solar (ω) representa o deslocamento angular do sol, sendo que às 12 horas $\omega = 0^\circ$ e sofre um acréscimo em $+15^\circ$ por hora pela tarde e -15° por hora pela manhã. O ângulo horário solar do pôr do sol (ω_s) pode ser calculado por meio da Equação 4 e para tal é necessário determinar a declinação solar utilizando a Equação 5 (DUFFIE e BECKMAN, 2020).

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (4)$$

$$\delta = \frac{180}{\pi} (0,006918 - 0,399912 \cos B + 0,070257 \sen B - 0,006758 \cos 2B + 0,000907 \sen 2B - 0,002697 \cos 3B + 0,00148 \sen 3B) \quad (5)$$

Em que B é uma variável auxiliar que é calculada conforme Equação 6 utilizando o n-ésimo dia do ano (n), ou seja, $1 \leq n \leq 365$.

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (6)$$

Após obter o valor de ω_s , torna-se exequível os cálculos dos seguintes ângulos: zenital (θ_z), elevação solar (α_s) e de azimute solar (γ_s). Assim, utilizando as Equações 7, 8 e 9 é possível determinar a posição do sol na abóbada celeste.

$$\theta_z = \cos^{-1}(\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta) \quad (7)$$

$$\alpha_s = 90 - \theta_z \quad (8)$$

$$\gamma_s = \text{sinal}(\omega) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right| \quad (9)$$

A radiação extraterrestre horária I_o , que é definida como a radiação solar horária que incide em um plano horizontal fora da atmosfera, pode ser obtida em J/m^2 utilizando a Equação 10. A constante solar G_{sc} equivale a 1367 W/m^2 e expressa a densidade de fluxo de radiação em uma superfície perpendicular aos raios solares, acima da atmosfera. Os ângulos horários ω_1 e ω_2 ($\omega_2 > \omega_1$) correspondem a dois ângulos específicos que determinam um período em que se deseja calcular I_o (DUFFIE e BECKMAN, 2020).

$$I_o = \frac{12 \times 3600 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (10)$$

Duffie e Beckman (2020) propõe, assim como apresentado na Equação 11, uma maneira para determinar a radiação solar horária I , a partir dos dados de radiação solar diária H para uma determinada localidade e de r_t que é uma grandeza adimensional que define a razão da radiação solar horária e a radiação solar diária.

$$I = H r_t \quad (11)$$

O valor de r_t pode ser calculado pela Equação 12 no qual os coeficientes a e b são valores adimensionais definidos em função do ângulo horário do pôr do sol, como mostram as Equações 13 e 14 (COLLARES-PEREIRA e RABL, 1979).

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad (12)$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin(\omega_s - 60) \quad (13)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin(\omega_s - 60) \quad (14)$$

O índice de claridade horário k_T , adimensional, é a razão entre a radiação horária incidente em uma superfície horizontal e a radiação horária extraterrestre. Esse índice pode ser calculado de acordo com a Equação 15 (DUFFIE e BECKMAN, 2020).

$$k_T = \frac{I}{I_o} \quad (15)$$

Dessa forma, em conformidade com a Equação 16, tornou-se possível determinar a componente difusa da radiação solar horária, I_{difusa} , em uma superfície horizontal (ERBS, KLEIN e DUFFIE, 1982).

$$\frac{I_{\text{difusa}}}{I} = \begin{cases} 1,0 - 0,09 k_T & \text{para } k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604 k_T + 4,388 k_T^2 - 16,638 k_T^3 + 12,336 k_T^4 & \text{para } 0,22 < k_T \leq 0,8 \\ 0,165 & \text{para } k_T > 0,8 \end{cases} \quad (16)$$

3.2.1 Radiação horária direta em uma superfície inclinada

A radiação horária direta (I_{direta}) em uma superfície horizontal pode ser calculada subtraindo-se I_{difusa} de I (OLIVEIRA JR., 2015). Com a intenção de identificar a radiação horária direta em uma superfície de inclinação β , utilizou-se o fator geométrico R_b , adimensional, que foi determinado por meio da Equação 17 (DUFFIE e BECKMAN, 2020).

$$R_b = \frac{a_1}{a_2} \quad (17)$$

Em que a_1 e a_2 foram calculados de acordo com as Equações 18 e 19.

$$a_1 = (\text{sen } \delta \text{ sen } \phi \text{ cos } \beta - \text{sen } \delta \text{ cos } \phi \text{ sen } \beta \text{ cos } \gamma) \frac{1}{180} (\omega_2 - \omega_1) + (\text{cos } \delta \text{ cos } \phi \text{ cos } \beta + \text{cos } \delta \text{ sen } \phi \text{ sen } \beta \text{ cos } \gamma) (\text{sen } \omega_2 - \text{sen } \omega_1) - (\text{cos } \delta \text{ sen } \beta \text{ sen } \gamma) (\text{cos } \omega_2 - \text{cos } \omega_1) \quad (18)$$

$$a_2 = (\text{cos } \phi \text{ cos } \delta) (\text{sen } \omega_2 - \text{sen } \omega_1) + (\text{sen } \phi \text{ sen } \delta) \frac{1}{180} (\omega_2 - \omega_1) \pi \quad (19)$$

Portanto, a componente referente à radiação horária direta em uma superfície inclinada, $I_{\text{direta,inc}}$, foi determinada como mostrado na Equação 20.

$$I_{\text{direta,inc}} = I_{\text{direta}} R_b \quad (20)$$

3.2.2 Radiação horária refletida em uma superfície inclinada

A radiação horária refletida sobre uma superfície inclinada, $I_{\text{refletida,inc}}$, foi calculada considerando uma superfície horizontal, de grande extensão e difusamente refletiva, com refletividade (ρ_g) igual a 0,2, que dava origem a essa componente. Assim sendo, para uma superfície com inclinação β , a componente refletida pode ser calculada por meio da Equação 21.

$$I_{\text{refletida,inc}} = I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (21)$$

3.2.3 Radiação horária difusa em uma superfície inclinada

Da mesma forma que o proposto por Bem (2021), para determinar a radiação difusa em uma superfície inclinada, $I_{\text{difusa,inc}}$, foi aplicado o modelo anisotrópico desenvolvido por Perez et al. (1990). Dessa maneira, a radiação difusa será analisada em termos das componentes difusa isotrópica, difusa circunsolar e difusa do horizonte, como apresentado na Equação 22.

$$I_{\text{difusa,inc}} = I_{\text{difusa}} \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{c_1}{c_2} + F_2 \sin \beta \right] \quad (22)$$

Nessa última equação, F_1 e F_2 são coeficientes de brilho circunsolar e de horizonte. Os termos c_1 e c_2 são relacionados aos ângulos de incidência do cone de radiação circunsolar, como pode ser observado pelas Equações 23 e 24 (PEREZ et al., 1990).

$$c_1 = (0, \cos \theta) \quad (23)$$

$$c_2 = \max (\cos 85, \cos \theta_z) \quad (24)$$

Os valores de F_1 e F_2 foram calculados a partir de parâmetros como o ângulo zenital (θ_z), claridade (ε) e brilho (Δ).

A claridade pode ser calculada conforme a Equação 25 (PEREZ et al., 1988). Para tal é necessário o valor de $I_{\text{direta,n}}$, que é a radiação horária direta sobre uma superfície normal aos raios solares, dada em J/m^2 , que pode ser obtido aplicando a Equação 26 (DUFFIE e BECKMAN, 2020).

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_{\text{difusa}} + I_{\text{direta,n}}}{I_{\text{difusa}}} + 5,535 \times 10^{-6} \theta_z^3}{1 + 5,535 \times 10^{-6} \theta_z^3} \quad (25)$$

$$I_{\text{direta,n}} = \frac{I_{\text{direta}}}{\cos \theta_z} \quad (26)$$

Para o cálculo do parâmetro Δ faz-se necessário determinar a radiação extraterrestre horária de incidência no plano normal aos raios solares, I_{on} , dada em J/m^2 , que pode ser calculada pela Equação 27 (SPENCER, 1971; IQBAL, 1983).

$$I_{on} = 3600 G_{sc}(1,000110 + 0,034221 \cos B + 0,001280 \sin B + 0,000719 \cos 2B + 0,000077 \sin 2B) \quad (27)$$

Além disso, é necessário determinar o valor de m que é a razão da massa de ar atmosférico que a radiação solar direta atravessa sobre a massa que iria atravessar caso o sol estivesse no zênite. De acordo com Kasten e Young (1989) o valor de m é dado em função da altitude h e do θ_z e pode ser calculado através da Equação 28.

$$m = \frac{\exp(-0,0001184 h)}{\cos \theta_z + 0,5057(96,080 - \theta_z)^{-1,634}} \quad (28)$$

Diante disso, o brilho é dado pela Equação 29 (PEREZ et al., 1988).

$$\Delta = m \frac{I_{difusa}}{I_{on}} \quad (29)$$

Por fim, F_1 e F_2 foram determinados de acordo com as Equações 30 e 31, em que os coeficientes $f_{11}, f_{12}, f_{13}, f_{21}, f_{22}$ e f_{23} estão dispostos na Tabela 3 e são dados de acordo com os intervalos de valores de ε (PEREZ et al., 1990).

$$F_1 = \left[0, \left(f_{11} + f_{12}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180} f_{13} \right) \right] \quad (30)$$

$$F_2 = \left(f_{21} + f_{22}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180} f_{23} \right) \quad (31)$$

Tabela 3: Coeficientes de brilho para céu anisotrópico no modelo de Perez em função da claridade.

Faixa de ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1,000 – 1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,060	0,072	-0,022
1,065 – 1,230	0,130	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
1,230 – 1,500	0,330	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
1,500 – 1,950	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	0,014
1,950 – 2,800	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
2,800 – 4,500	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
4,500 – 6,200	1,060	-1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
6,200 – ∞	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

Fonte: (PEREZ et al., 1990).

3.2.4 Radiação horária total em uma superfície inclinada

A radiação horária total em uma superfície livre de sombreamento, com inclinação igual a β foi determinada substituindo as Equações 20, 21 e 22 na Equação 3. Isto é, a radiação horária total é a soma das componentes direta, refletida e difusa, conforme a apresentado na Equação 32.

$$I_T = I_{\text{direta}} R_b + I_{\text{difusa}} \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{c_1}{c_2} + F_2 \sin \beta \right] + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (32)$$

3.3 Sombreamento entre células fotovoltaicas

Assim como o realizado por Bem (2021), foram analisados somente os sombreamentos gerados entre as células FV, portanto não foram consideradas as perdas por sombreamento do tronco, galhos ou qualquer outro objeto capaz de afetar a incidência de radiação sobre as folhas. Posto isso, fez-se necessário identificar a maneira com que as células FV estão localizadas no espaço.

Um sistema de coordenadas cartesiano foi definido e a partir dele o ponto de origem de uma célula n (O_n) foi determinado considerando o raio do tronco (R_t), o distanciamento angular (d_{ang}) e o distanciamento vertical (d_v) entre as células FV subsequentes. A origem do sistema de coordenadas foi definida no ponto central do tronco em que d_{ang} e a altura útil (h_a) são iguais a zero.

Seguindo a enumeração descrita na Seção 3.1 deste trabalho, a célula FV 1 tem o ponto de origem dado por $O_1 (R_t, 0, 60)$. O ponto de origem de cada célula seguinte foi rotacionado no sentido horário em torno do eixo z de acordo com d_{ang} , e sua componente em z foi reduzida no valor equivalente à d_v (BEM, 2021). Assim o ponto de origem da célula n pode ser calculado com a Equação 33.

$$O_n (R_t \cos[d_{ang}(n - 1)], R_t \sen[d_{ang}(n - 1)], 60 - (n - 1)d_v) \quad (33)$$

Ainda em conformidade com Bem (2021), considerou-se que uma célula poderia ser submetida a um sombreamento somente por células com h_a maior que o dela, isto é, por células que estão localizadas em uma altura superior à célula em análise. Por exemplo, a célula 4 poderia ser sombreada apenas pela célula 1, 2 e 3. Além disso, a célula 1 é a única que não estaria sujeita a ser sombreada, haja vista que não existem outras células com maior altura.

A área sombreada da célula n em um determinado instante pode ser estimada considerando a área sombreada gerada pela célula 1 na célula n . Esse valor é subtraído da área útil da célula n . Repete-se o mesmo procedimento com a célula 2 em relação a célula n , também subtraindo a área útil líquida da célula n pela área

sombreada gerada. Este processo foi repetido até se obter a área final sem sombreamento da célula n . A célula FV m ($m < n$) que origina a sombra foi representada pelos vértices P_A, P_B, P_C e P_D . A célula FV n , a qual desejava-se saber a área sombreada, foi representada pelos vértices P_P, P_Q, P_R e P_S . (BEM, 2021)

Dey e Pesala (2020) estabeleceram uma metodologia para determinar os vértices P_A, P_B, P_C, P_D , em coordenadas retangulares, de uma célula FV m geradora de sombra, com orientação (β_m, γ_m) , ponto de origem O_m , comprimento (L) e largura (W). Além disso os vértices P_P, P_Q, P_R e P_S da célula FV n , a qual desejava-se saber a área sombreada, com ponto de origem O_n , orientação (β_n, γ_n) . As Equações 34, 35, 36 e 37 foram utilizadas para determinar cada um desses vértices.

$$P_A \left[\left(O_{m,x} - \left(\frac{W}{2} \right) \cos(\gamma_m + 180) \right), \left(O_{m,y} - \left(\frac{W}{2} \right) \sin(\gamma_m + 180) \right), (O_{m,z}) \right] \quad (34)$$

$$P_B \left[\left(P_{A,x} + L \cos(\beta_n) \sin(\gamma_n + 180) \right), \left(P_{A,y} + L \cos(\beta_n) \cos(\gamma_n + 180) \right), (P_{A,z} + L(\beta_n)) \right] \quad (35)$$

$$P_C \left[\left(P_{A,x} - W \cos(\gamma_n + 180) \right), \left(P_{A,y} + W \sin(\gamma_n + 180) \right), (P_{A,z}) \right] \quad (36)$$

$$P_D \left[\left(P_{C,x} + L \cos(\beta_n) \sin(\gamma_n + 180) \right), \left(P_{C,y} + L \cos(\beta_n) \cos(\gamma_n + 180) \right), (P_{C,z} + L(\beta_n)) \right] \quad (37)$$

Utilizando a Equação 38, determinou-se o vetor dos raios solares \vec{s} para cada hora do dia, de acordo com os ângulos relacionados ao posicionamento do sol: ângulo de altitude solar (α_s) e ângulo de azimute solar (γ_s) (DEY, LAKSHMANAN e PESALA,

2018). Dey e Pesala (2020) propõe que um segmento de reta seja criado, seguindo a direção do vetor \vec{s} e passando pelo vértice P_A . Para encontrar um segundo ponto desse segmento de reta, aplicou-se a Equação 39, em que k é um número inteiro constante.

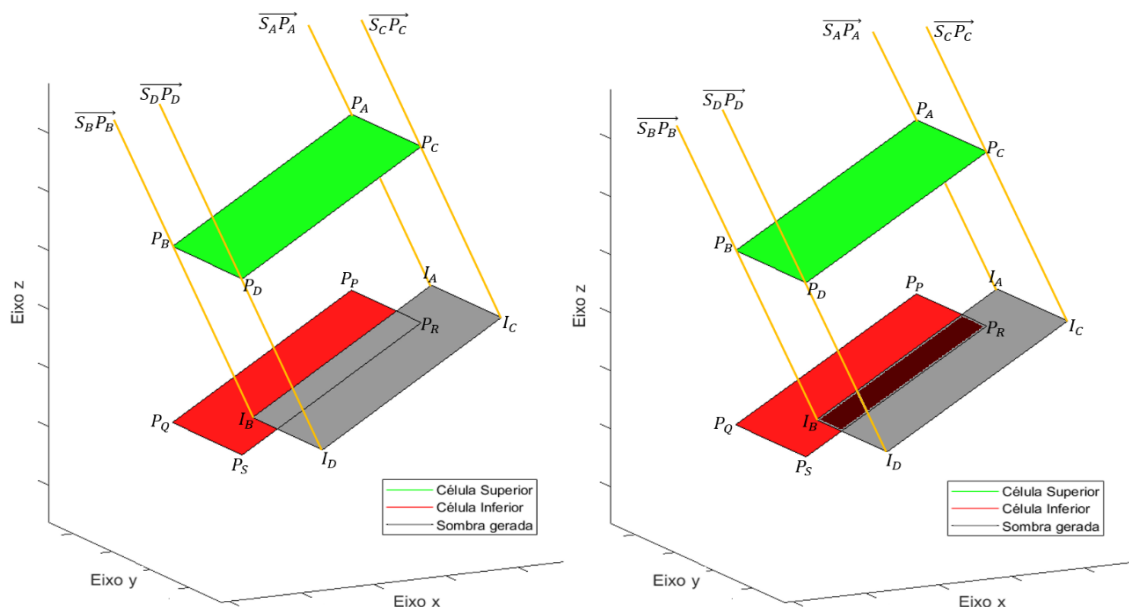
$$\vec{s} = [\cos\gamma_s \cos\alpha_s, \quad \text{sen}\gamma_s \cos\alpha_s, \quad \text{sen}\alpha_s] \quad (38)$$

$$S_A = P_A + k\vec{s} \quad (39)$$

O segmento de reta dos raios solares que passam pelo ponto P_A pode ser expresso por $\overline{S_A P_A}$. De forma análoga, para os vértices P_B, P_C, P_D , pode-se determinar $\overline{S_B P_B}$, $\overline{S_C P_C}$ e $\overline{S_D P_D}$. Baseado nesses segmentos de reta obtidos é possível projetar a sombra da célula FV superior no plano da célula inferior e determinar os vértices da sombra gerada (I_A, I_B, I_C, I_D), como pode ser visualizado na Figura 10 (DEY e PESALA, 2020).

Figura 10: (a) Projeção de sombra da célula FV superior na inferior.

(b) Determinação da área sombreada



Fonte: BEM (2021)

Para calcular os vértices da sombra I_A , fez necessário determinar um vetor normal (\vec{n}) à célula inferior utilizando a Equação 40 e dois vetores auxiliares, \vec{u} e \vec{w} , dados pelas Equações 41 e 42, em que 0 é o ponto de origem de coordenadas (0,0,0) (DEY e PESALA, 2020).

$$\vec{n} = \overrightarrow{P_P P_Q} \times \overrightarrow{P_P P_R} \quad (40)$$

$$\vec{u} = \overrightarrow{O P_A} - \overrightarrow{O S_A} \quad (41)$$

$$\vec{w} = \overrightarrow{O S_A} - \overrightarrow{O P_P} \quad (42)$$

Com a finalidade de verificar se o segmento de reta era paralelo com o plano da superfície da célula FV, calculou-se, conforme Equação 43, o produto escalar entre o vetor normal do plano e o vetor \vec{u} . Se $D = 0$, o segmento de reta era paralelo à superfície, logo, não haveria sombra na célula FV inferior. Caso $D \neq 0$, os elementos não eram paralelos (DEY e PESALA, 2020).

$$D = \vec{n} \cdot \vec{u} \quad (43)$$

Por meio da Equação 44, determinou-se o valor de N. Em posse dessa informação, as coordenadas do vértice I_A foram calculadas como mostrado nas Equações 45, 46 e 47. Da mesma forma, é possível estabelecer as coordenadas retangulares dos pontos I_B, I_C, I_D (DEY e PESALA, 2020).

$$N = -(\vec{n} \cdot \vec{w}) \quad (44)$$

$$I_{Ax} = S_{Ax} + \left(\frac{N}{D} \times u_x\right) \quad (45)$$

$$I_{Ay} = S_{Ay} + \left(\frac{N}{D} \times u_y\right) \quad (46)$$

$$I_{Az} = S_{Az} + \left(\frac{N}{D} \times u_z\right) \quad (47)$$

Aplicando esse procedimento metodológico foi possível determinar a área sombreada da célula FV inferior calculando a área de interseção entre ela e a sombra gerada. Após analisar todas as células acima e de mesma altura da célula n, calculou-se o percentual da área final sombreada da célula n (S) (BEM, 2021).

Segundo Dey e Pesala (2020), a área sombreada interfere apenas a componente direta da radiação incidente na superfície do gerador fotovoltaico. Por consequência, considerando as células retangulares, com comprimento L e largura W, é possível determinar a radiação incidente em cada célula FV considerando o sombreamento por meio da Equação 48.

$$I_T = L W \left\{ I_b R_b (1 - S) + I_d \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{c_1}{c_2} + F_2 \operatorname{sen} \beta \right] + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right\} \quad (48)$$

3.4 Simulação

As simulações da árvore solar considerando 16 folhas e 21 folhas foram realizadas por meio do MATLAB Online, da MathWorks, considerando a cidade de Viçosa em Minas Gerais. Essa cidade possui altitude de 659 m e está localiza na latitude 20° 45' 14" S e longitude 42° 52' 54" O.

Bem (2021) verificou que utilizar dados horários proporciona uma diferença de 5,13% na radiação anual total em relação aos dados mensais, todavia houve um aumento considerável no tempo necessário para concluir uma simulação. Posto isso, nesse trabalho foram utilizados os dados médios mensais da radiação solar diária típica (H) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), dado o elevado número de simulações realizadas.

O valor do deslocamento angular (d_{ang}) que foi alterado com incrementos de 5° , sendo que $0^\circ \leq d_{ang} \leq 360^\circ$. Exceto isso, o algoritmo aplicado na simulação segue o estabelecido por Bem (2021). O número de células, distanciamento vertical entre folhas, raio do tronco, comprimento e largura das células, altitude, latitude, longitude e dados de radiação de Viçosa são os parâmetros de entrada.

Para determinar o ângulo de azimute otimizado (γ_{otm}) da célula FV 1 de cada árvore, aplicou-se incrementos de 1° , com $\gamma \in [-180^\circ, 180^\circ]$. A partir disso, as células FV subsequentes eram acrescidas do valor do deslocamento angular.

O ângulo de inclinação otimizado (β_{otm}) de cada célula foi determinado aplicando-se incrementos de 1° , com $\beta \in [-90^\circ, 90^\circ]$. Para cada incremento de γ , são verificadas todas as possibilidades β , até encontrar qual o valor otimiza a incidência de radiação em cada célula FV.

Para a isso, são aplicadas as Equações 4 até a 32, com a finalidade de encontrar as componentes direta, difusa e refletida em uma superfície inclinada. Com as Equações 33 até a 47 é possível determinar a área sem sombreamento da célula fotovoltaica. A partir disso, calcula-se com a Equação 48 a radiação horária total considerando o sombreamento. Por fim é realizado o somatório das componentes horárias, definindo assim a radiação anual e verifica-se qual o valor de γ_{otm} e β_{otm} para cada célula FV.

As perdas por sombreamento foram calculadas comparando os resultados encontrados para a radiação anual incidente sobre a árvore solar, com os resultados da radiação anual incidente desconsiderando o percentual de sombreamento em uma árvore com γ_{otm} e β_{otm} para todas as folhas.

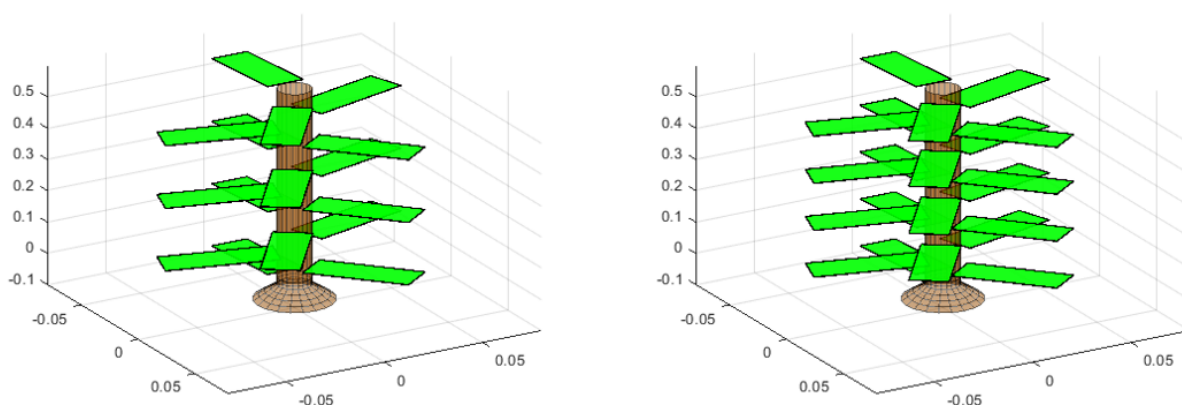
Esse algoritmo foi validado comparando os resultados aos obtidos por Bem, 2021, considerando $d_{ang} = 137,5^\circ$ para a árvore de 16 e 21 folhas.

4 Resultados e Discussão

As simulações, para todos os casos analisados, indicaram que a célula FV 1 estaria orientada completamente para o norte, ou seja, segundo a ABNT NBR 10899:2013, $\gamma_{otm} = 0^\circ$. Outros trabalhos como Santos e R  ther (2014), Ullah et al. (2019), Abdallah et al. (2020) e Bem (2021), têm constataram que para cidades localizadas no hemisfério sul o ângulo de azimute otimizado    orientado para o norte. Além disso, o β_{otm} para a célula 1 de todas as simula  es corresponde a 21° , sendo igual ao valor absoluto da latitude da cidade de Viçosa – MG. Entretanto, devido a fatores como o sombreamento, esse valor de β_{otm} não    necessariamente idêntico para todas as folhas.

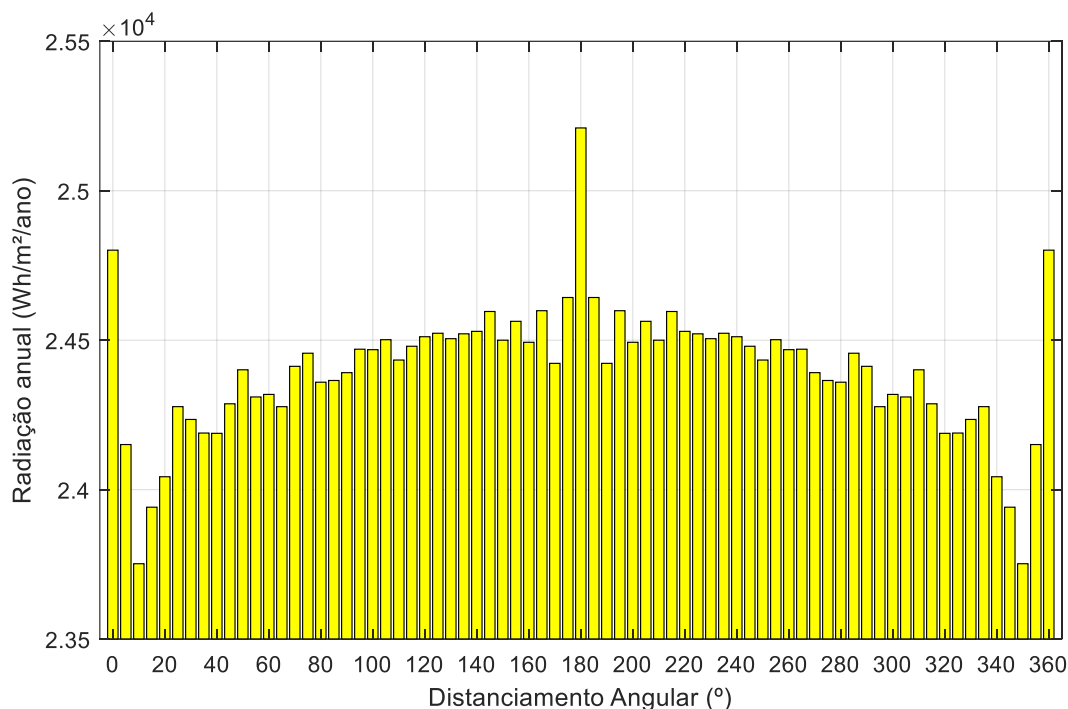
A Figura 11 apresenta duas árvores simuladas, ambas com distanciamento angular de 144° , uma do modelo AS16 (16 folhas) e outra do modelo AS21 (21 folhas), com ângulo de azimute e inclina  o otimizados.

Figura 11:   rvore Solar modelo AS16 e AS21, respectivamente, com distanciamento angular de 144° com ângulos β e γ otimizados.



Os resultados para o comportamento da radia  o anual incidente a partir da altera  o do distanciamento angular da árvore do modelo AS16 são exibidos na Figura 12. A Tabela 4, disponível do Apêndice, apresenta todos os valores obtidos de radia  o incidente para o modelo AS16 com incrementos de 5° no distanciamento angular.

Figura 12: Efeitos do distanciamento angular no H_{anual} de uma árvore de 16 folhas.



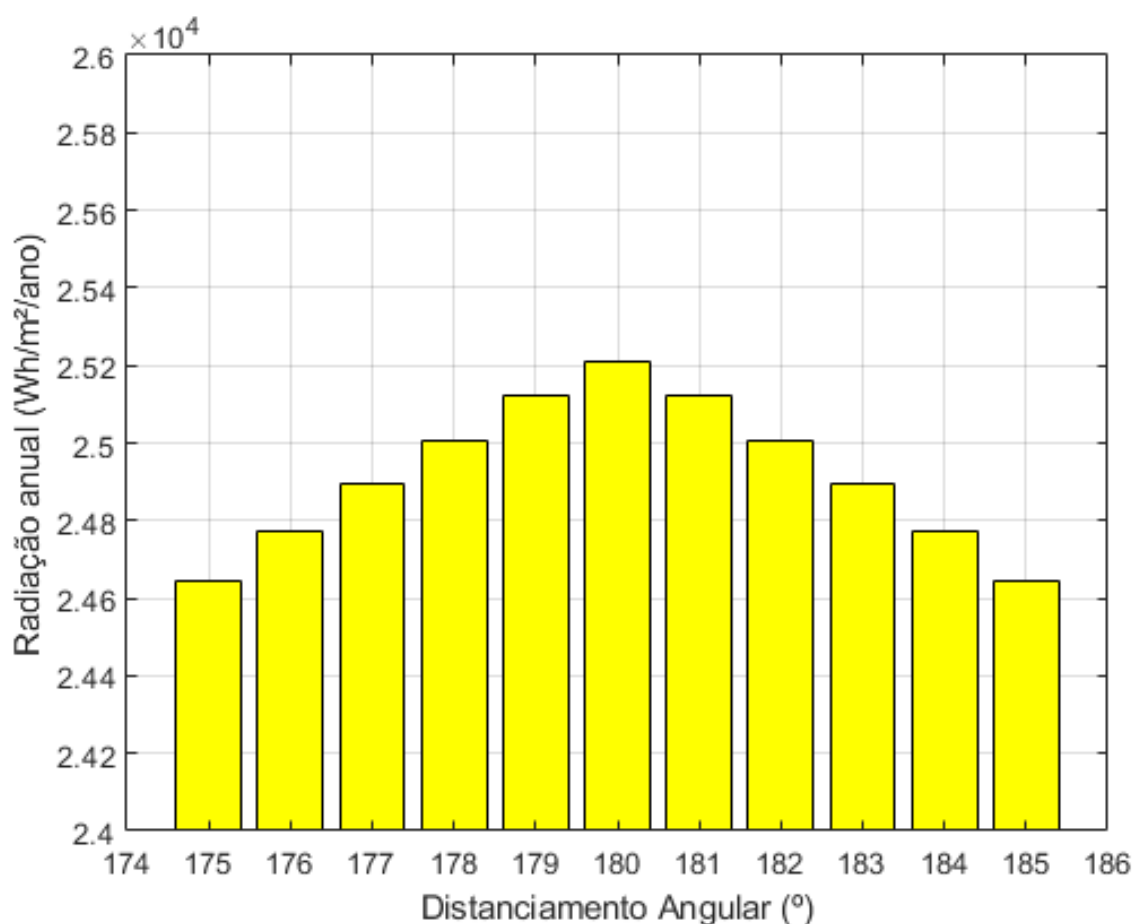
A partir destes foi possível constatar que $d_{\text{ang}} = 180^\circ$ proporcionou uma radiação anual incidente (H_{anual}) sobre a árvore de 25.210,17 Wh/m²/ano, o que equivale a 1.575,64 Wh/m²/ano em média por célula FV. Ademais, esse valor angular funciona como um eixo de simetria, isto é, os resultados para H_{anual} não se alteram para valores equidistantes de 180° . A título de exemplo é possível verificar que os resultados para $d_{\text{ang}} = 170^\circ$ são iguais aos obtidos para $d_{\text{ang}} = 190^\circ$.

Essa simetria nos resultados indica que não há alteração na radiação incidente sobre a árvore, seja distribuindo os módulos com $0^\circ \leq d_{\text{ang}} \leq 180^\circ$ (sentido horário), ou com $180^\circ \leq d_{\text{ang}} \leq 360^\circ$, que equivale a um mesmo posicionamento caso $-180^\circ \leq d_{\text{ang}} \leq 0^\circ$ (sentido anti-horário), haja vista que, por exemplo, a escolha de $d_{\text{ang}} = 270^\circ$ resulta em um posicionamento igual a $d_{\text{ang}} = -90^\circ$.

O distanciamento angular entre folhas de $\pm 10^\circ$ proporcionou o menor valor para H_{anual} . Esse valor corresponde a 23.752,16 Wh/m²/ano e representa uma redução de 5,78% em relação à maior radiação anual incidente encontrada.

Com a finalidade de observar o comportamento da radiação incidente para valores de d_{ang} próximos a 180° , foram realizadas simulações alterando o distanciamento entre 176° a 184° com incremento de 1° . Os resultados são exibidos na Figura 13 e maiores detalhes nos valores podem ser consultados no Apêndice através da Tabela 5.

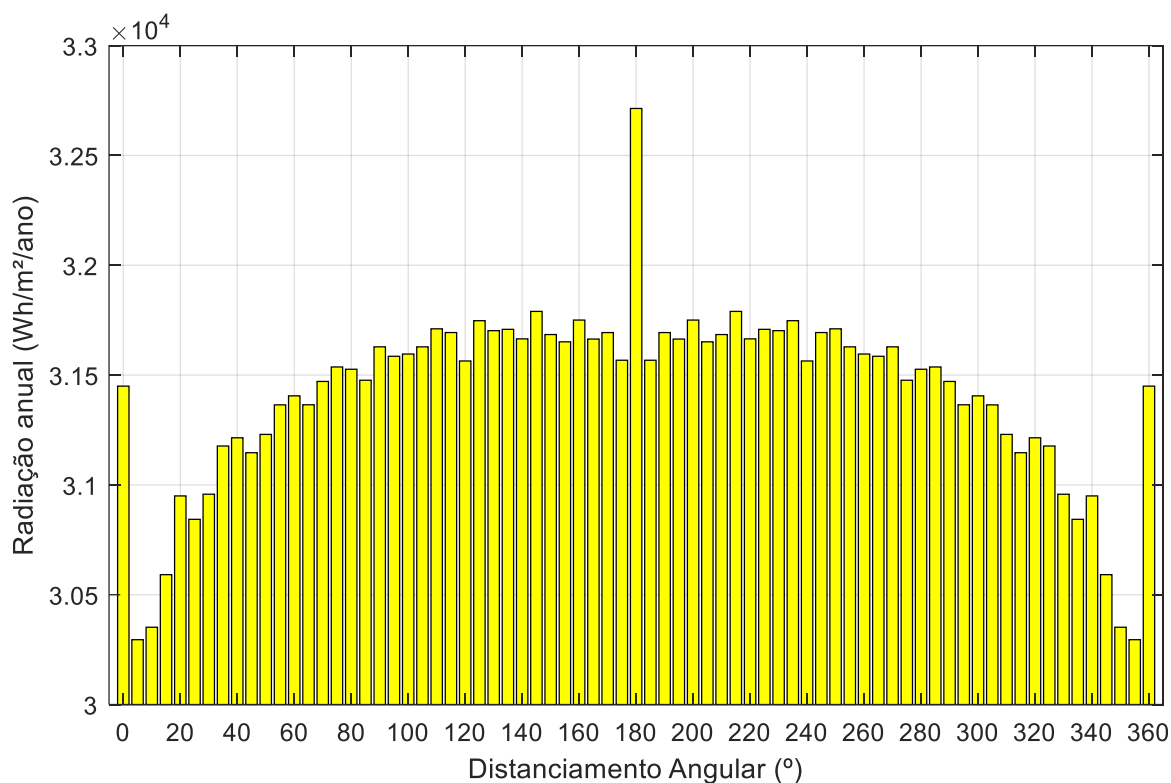
Figura 13: Comportamento do H_{anual} para a árvore AS16 com d_{ang} próximo de 180° .



Analisando a Figura 12 e Figura 13 verifica-se que apenas para o distanciamento de 176° e 184° que o valor de radiação anual incidente não é superior ao de 0° , ainda que esses valores estejam entre os maiores obtidos nas simulações. Isso indica que, com esses valores, todas as células FV que compõe a árvore irão tender a ficar completamente orientadas para o norte, de maneira simular como a primeira célula. Na Figura 7, apresentada na Seção 3.1 é possível observar esse comportamento.

Por sua vez, os resultados para o comportamento da radiação anual incidente a partir da alteração do distanciamento angular da árvore do modelo AS21 são exibidos na Figura 14. Os valores obtidos são apresentados na Tabela 6, que pode ser consultado no Apêndice.

Figura 14: Efeitos do distanciamento angular no H_{anual} de uma árvore solar de 21 folhas.



Assim como o modelo AS16, os resultados do modelo AS21 também apresentam simetria em relação a $d_{\text{ang}} = 180^\circ$ e indicam que esse valor também proporciona uma maior incidência de radiação por ano para a árvore de 21 folhas. Nessas condições, a árvore atingiu um H_{anual} de 32.713,94 Wh/m²/ano, ou ainda 1.557,81 Wh/m²/ano em média por célula FV, que representa uma redução de 1,13% em comparação com a média por célula FV da árvore de 16 folhas.

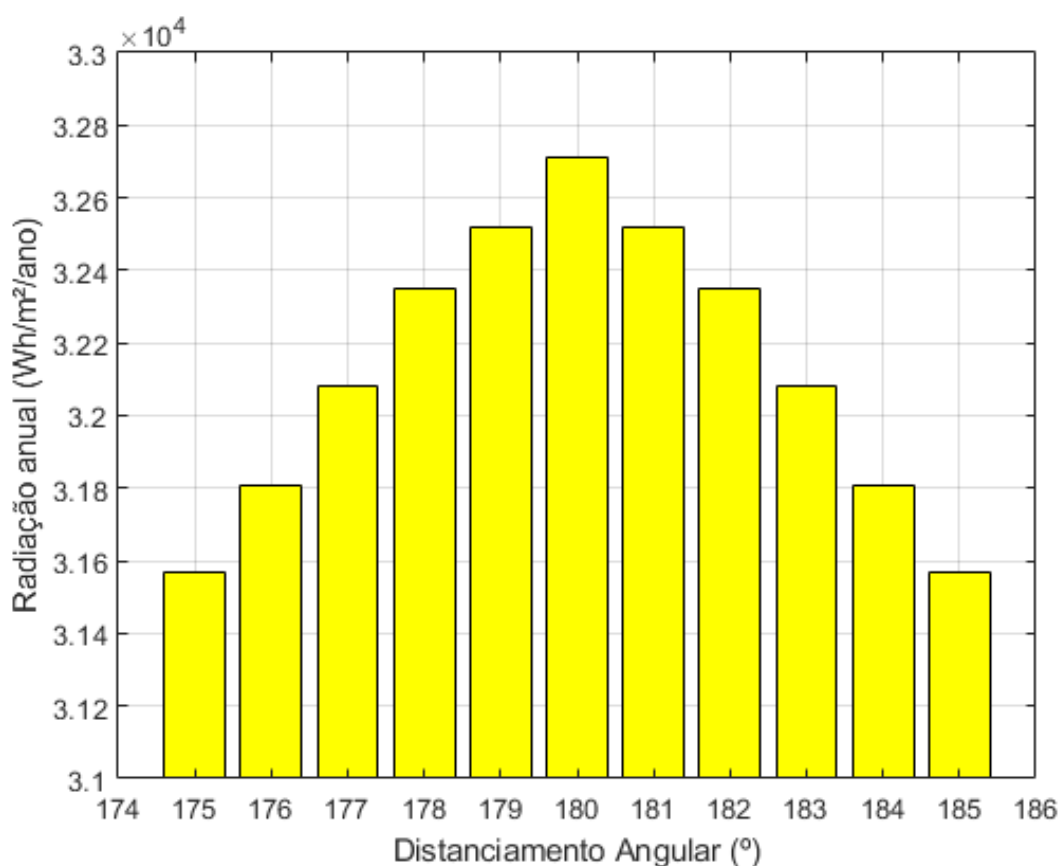
O menor valor de H_{anual} , para os casos simulados, corresponde a 30.295,39 Wh/m²/ano e ocorre quando o distanciamento angular é igual a $\pm 5^\circ$. Isso representa uma redução de 7,39% em relação ao maior encontrado. Assim como na árvore de modelo AS16, constatou-se que à medida que o d_{ang} assume valores pequenos, o

valor de radiação incidente sobre a árvore é reduzido, o que pode ser justificado pela proximidade entre as células e, conseqüentemente, pelo sombreamento gerado entre elas.

Observa-se ainda que por possuir mais folhas, quando $d_{ang} = 0^\circ$, apresenta proporcionalmente em relação a $d_{ang} = 180^\circ$, um valor menor para a árvore de modelo AS21 (96,14%) do que na de modelo AS16 (98,38%). Por conseqüência, considerando somente a radiação anual incidente e ressaltando que nessa pesquisa não foram considerados aspectos relacionados à parte estrutural da árvore, projetar uma árvore com distanciamento angular igual a 0° será mais vantajoso para a árvore de 16 folhas do que para a árvore de 21 folhas.

Da mesma forma e com a mesma finalidade que foi realizada para o modelo AS16, foram realizadas simulações alterando o distanciamento entre 176° a 184° com incremento de 1° . Os resultados são exibidos na Figura 15 e os valores detalhados podem ser consultados no Apêndice por meio da Tabela 7.

Figura 15: Comportamento do H_{anual} para a árvore AS21 com d_{ang} próximo de 180° .



Avaliando esses resultados observa-se que se $176^\circ \leq d_{\text{ang}} \leq 184^\circ$ irá resultar em um H_{anual} superior a todos os outros valores. Assim constatou-se que para o modelo AS21 também existe uma maior incidência anual de radiação para as condições em que as células FV tendem a estarem orientadas para o norte.

A partir dos dados referentes às perdas por sombreamento, foi constatado novamente a existência de simetria, para os dados, de forma similar ao que acontece para o H_{anual} . Dessa forma os dados referentes às perdas por sombreamento, foram plotados apenas para $0 \leq d_{\text{ang}} \leq 180^\circ$ e podem ser visualizadas por meio das Figuras 16 e 17.

Figura 16: Perdas por Sombreamento no modelo AS16.

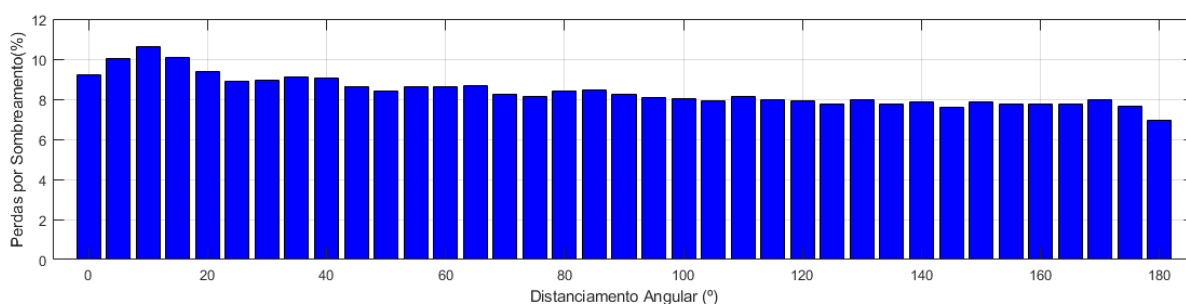
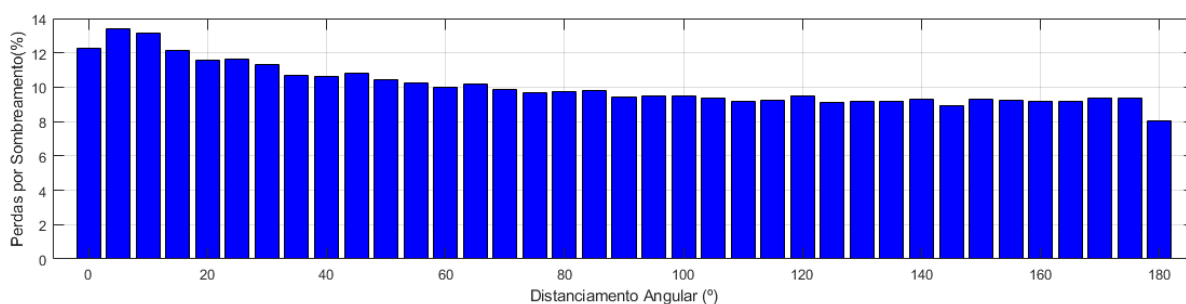


Figura 17: Perdas por sombreamento no modelo AS21.



Na Tabela 8 e na Tabela 9, disponibilizada no Apêndice, são apresentados com detalhamento os valores percentuais das perdas por sombreamento para os valores de distanciamento angular simulados para as árvores solares de 16 e 21 folhas, respectivamente.

Tanto para o modelo AS16, quanto para o modelo AS21, as perdas são maiores para valores menores de d_{ang} . Uma vez que esse menor distanciamento angular entre as células FV proporcionaria uma alta concentração de folhas em um lado da árvore solar, ficando em muitos casos sobrepostas e por consequência aumentando o sombreamento.

As semelhanças entre os resultados dos dois modelos também estão presentes ao identificar que em para ambos, o $d_{ang} = 180^\circ$ proporciona as menores perdas por sombreamento. Isso indica que não somente o fato do ângulo de azimute de todas as células FV ficarem voltadas ao norte, ou seja, tendendo ao γ_{otm} , contribui para que esse valor de distanciamento angular atinja o maior valor de radiação anual incidente, mas também com esse valor de d_{ang} , ocorrem as menores perdas por sombreamento.

As perdas por sombreamento para o modelo AS16, variaram entre 6,97% e 10,59%. Sendo que o pior cenário foi observado para o distanciamento angular de $\pm 10^\circ$. Ressalta-se ainda que apesar dessas perdas para $d_{ang} = 0^\circ$ serem relativamente mais elevada do que para inúmeros outros valores simulados, a radiação anual incidente é elevada devido as células estarem todas com o γ_{otm} .

As perdas para o modelo AS21 variaram entre 8,05% e 13,41%. A maior perda acontece quando o distanciamento angular é igual a $\pm 5^\circ$. Em relação ao $d_{ang} = 0^\circ$ verifica-se que comparando esse modelo com o AS16, houve um aumento de 3,08% nas perdas por sombreamento, enquanto que para $d_{ang} = 180^\circ$, houve um aumento de 1,08%. Haja vista que com distanciamento angular menor a árvore solar tende a concentrar as folhas em apenas um lado e além disso, a árvore de 21 folhas apresenta o distanciamento vertical entre células FV inferior ao outro modelo analisado, essa perda foi bem mais acentuada para a árvore com mais folhas, justificando assim a o valor proporcional inferior de H_{anual} quando se compara o distanciamento angular de 0° e 180° .

5 Conclusões

Por meio das simulações realizadas nesse trabalho foi possível analisar como o distanciamento angular entre folhas afetou na radiação incidente sobre as árvores e os efeitos sobre as perdas por sombreamento.

O ângulo de azimute otimizado para as condições simuladas indica que a célula fotovoltaica deve estar orientada para o norte e o ângulo de inclinação otimizado encontrado foi igual ao módulo da latitude da cidade de Viçosa – MG. Além disso, considerando dados mensais e que o ângulo de azimute da célula FV 1 está otimizado, não foram identificadas diferenças na radiação anual incidente e nas perdas por sombreamento, seja distribuindo as outras $n - 1$ células FV subsequentes no sentido horário ou anti-horário, visto que os resultados encontrados apresentam simetria. Dessa forma, por exemplo, instalar a segunda célula FV com distanciamento de 20° no sentido horário, ou 340° que equivale a 20° no sentido anti-horário, não apresentou diferença nos resultados.

Foi constatado que o distanciamento angular entre folhas de 180° proporciona a maior radiação incidente sobre as árvores e as menores perdas por sombreamento. A escolha de outro valor de d_{ang} proporcionou uma redução de até 3,63% na radiação anual incidente para a árvore de 16 folhas, enquanto que na árvore de 21 folhas essa perda chegou a até 5,36%. Com esses dados ainda é possível verificar que o aumento do número de folhas, deixou H_{anual} cerca de 47% mais susceptível a variação devido ao d_{ang} .

Em relação ao maior valor de radiação anual incidente, que decorreu de um $d_{ang} = 180^\circ$, verificou-se um aumento de 31,35% no número de células fotovoltaicas que compõe a árvore solar, atingindo um crescimento de cerca de 29,76% no H_{anual} . Além disso, devido ao fato desse valor de distanciamento angular coincidir com o valor de ângulo de azimute otimizado, há indícios que essa configuração irá minimizar os efeitos do sombreamento do tronco sobre as folhas, de forma similar ao que acontece em sistemas fotovoltaicos tradicionais com objetos localizados a frente ou atrás da estrutura, todavia é necessário o desenvolvimento de outras pesquisas para constatar esse efeito.

As perdas por sombreamento foram mais acentuadas nas duas árvores quando o distanciamento angular de folhas é pequeno, indicando que devido as células FV ficarem sobrepostas as perdas por sombreamento aumentam. Entretanto, ao analisar o $d_{ang} = 0^\circ$ verificou-se que o valor de H_{anual} não é tão afetado como para outros ângulos pequenos. Isso indica que pelo fato da primeira célula estar com ângulo de azimute otimizado, com esse valor de distanciamento todas as outras células subsequentes também ficaram com orientação otimizada, compensando de certa forma o fato de as folhas terem ficado sobrepostas.

Conclui-se então que ao se optar por implementar uma árvore solar com distanciamento angular fixo, a escolha desse valor irá afetar na radiação anual incidente, uma vez que irá afetar no ângulo de azimute das outras células FV que compõe a árvore solar. Ademais, essa escolha também afeta nas perdas por sombreamento, visto que pode ocasionar uma concentração de folhas em uma pequena região da árvore, aumentando de forma significativa essas perdas. Portanto, evidencia-se assim, que a escolha do distanciamento angular proporciona consequências na radiação anual incidente sobre a árvore solar projetada.

Sugere-se para pesquisas futuras: analisar a otimização da radiação incidente sobre a árvore solar por área ocupada, para instalação de outras árvores próximas e até situações de “floresta”; modelar o sombreamento causado pelo tronco e galhos; e modelar outras filotaxias de árvore solar, como por exemplo a semicúpula esférica.

Referências Bibliográficas

ADEH, E. H., GOOD, S. P., CALAF, M., & HIGGINS, C. W. Solar PV power potential is greatest over croplands. **Scientific Reports**, v. 9, n. 11442, 2019. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-47803-3>. Acesso em: 23 jul. 2022.

ABDALLAH, R.; JUAIDI, A.; ABDEL-FATTAH, S.; AGUGLIARO, F. M. Estimating the optimum tilt angles for south-facing surfaces in Palestine. **Energies**, Palestine, v. 13, n. 623, p. 1-29, February 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en13030623>. Acesso em: 16 nov. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 10899/2013: Energia solar fotovoltaica - Terminologia**. ABNT, 2013.

BEM, L. G. **Modelagem, simulação e desenvolvimento de protótipos de árvore solar fotovoltaica** Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola). Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.47328/ufvbbt.2022.039>. Acesso em: 23 jul. 2022.

CANADIAN SOLAR, **Datasheet: MAXPOWER CS6U-P**, 2016. Disponível em: <https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto34226IdArquivo4451.pdf> . Acesso em: 10 nov. 2022.

CANADIAN SOLAR, **Datasheet: HiKu7 CS7N-MS**, 2022. Disponível em: <https://www.csisolar.com/downloads/> . Acesso em: 10 nov. 2022.

COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The average distribution of solar radiation - correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. **Solar Energy**, v. 2, p. 155, 1979. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90100-2](https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90100-2). Acesso em: 12 nov. 2022.

DEEP, R.; MISHRA, A.; AGARWAL, A. Comparative analysis of solar panel output power: matrix vs tree form. **MATEC Web of Conferences**, n. 307, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1051/matecconf/202030701002>. Acesso em: 12 nov. 2022.

DEY, S.; LAKSHMANAN, M. K.; PESALA, B. Optimal solar tree design for increased flexibility in seasonal energy. **Renewable Energy**, India, n. 125, p. 1038-1048, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.017>. Acesso em: 19 nov. 2022.

DEY, S.; LAKSHMANAN, M. K.; PESALA, B. Tuning the solar power generation curve by optimal design of solar tree orientations. **Advances in Energy Research**, India, v. 1, p. 461-469, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-981-15-2666-4_45. Acesso em: 15 jul. 2022.

DEY, S.; PESALA, B. Solar tree design framework for maximized power generation with minimized structural cost. **Renewable Energy**, India, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.035>. Acesso em: 16 jul. 2022.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind**. 5th. ed. Wiley, 2020.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional - BEN. Relatório Síntese**. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em: 20 jul. 2022.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly - average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, p. 293-302, 1982. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4). Acesso em: 02 jul. 2021.

GANGWAR, P.; SINGH, R.; TRIPATHI, R. P.; SINGH, A. K. Effective solar power harnessing using a few novel solar tree designs and their performance assessment. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental**, p. 1-10, Nov 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/15567036.2018.1549162>. Acesso em: 03 jul. 2022.

GUPTA, S. Quantum solar tree-design and production for domestic applications and future trends. **International Journal of Applied Research**, n. 3, p. 439-444, 2017. Disponível em: <https://www.allresearchjournal.com/archives/?year=2017&vol=3&issue=3&part=G&ArticleId=3400> . Acesso em: 20 ago. 2022.

HYDER, F.; SUDHAKAR, K.; MAMAT, R. Solar PV tree design: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 1079-1096, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.025>. Acesso em: 23 ago. 2022.

INMET. Instituto Nacional de Meteorologia. Arquivos climáticos INMET 2016. Disponível em: <https://labeee.ufsc.br/downloads/arquivos-climaticos/inmet2016>. Acesso em: 15 ago. 2022.

IQBAL, M. An introduction to solar radiation. Toronto, Canada: **Academic Press**, 1983. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-373750-2.X5001-0>. Acesso em: 24 out. 2022.

KASTEN, F.; YOUNG, A. T. Revised optical air mass tables and approximation formula. **Applied Optics**, v. 28, p. 1-4, 1989. Disponível em: <https://doi.org/10.1364/AO.28.004735>. Acesso em: 09 set. 2022.

OLIVEIRA JR., M. M. **Avaliação por simulação de projetos para sistemas fotovoltaicos**. Universidade Federal de Viçosa. Viçosa. (Dissertação), p. 95. 2015. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/bitstream/123456789/7328/1/texto%20completo.pdf>. Acesso em: 08 ago. 2022.

MOURA, Y. T. A razão áurea e os números de Fibonacci. **Revista Professor de Matemática Online - PMO da Sociedade Brasileira de Matemática – SBM**, v.9, n.2, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.21711/2319023x2021/pmo926>. Acesso em: 23 nov. 2022.

PEREZ, R.; STEWART, R.; SEALS, R.; GUERTIN, T. The development and verification of the Perez Diffuse Radiation Model. Albany, p. 1-176. 1988. Disponível em: <https://doi.org/10.2172/7024029>. Acesso em: 25 jun. 2022.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; J., MICHALSKY; R., STEWART. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v. 44, p. 271-289, 1990. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90055-H](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H). Acesso em: 15 nov. 2022.

PINTO, A. C. V. **Desenvolvimento de um protótipo de árvore fotovoltaica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola). Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2018. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/handle/123456789/22199>. Acesso em: 06 out. 2022.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, p. 1-529. 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/Manual_de_Engenharia_FV_2014. Acesso em: 10 nov. 2022.

RACHCHH R, KUMAR M, TRIPATHI B. Solar photovoltaic system design optimization by shading analysis to maximize energy generation from limited urban area. **Energy Convers and Manag**, v. 115, p. 244-252, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.02.059>. Acesso em 23 jul. 2022.

SANTOS, I. P.; RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. **Renewable Energy**, v. 63, p. 116-124, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.09.008>. Acesso em: 12 set. 2022.

SINGH, R.; RAWAT, N.; SRIVASTAVA, R. Performance evaluation of a solar tree design and a fixed solar panel for effective solar power harnessing. **International Journal of Applied Engineering Research**, v. 14, n. 11, p. 2616-2621, 2019. Disponível em: https://www.ripublication.com/ijaer19/ijaerv14n11_13.pdf . Acesso em: 20 ago. 2022.

SPENCER, J. W. Fourier series representation of the position of the sun. **Search**, v. 2, p. 172, 1971.

UNEP - United Nations Environment Programme. **Production Gap Report 2020**. Disponível em: <https://www.unep.org/resources/report/production-gap-2020>. Acesso em: 20 jul. 2022.

ULLAH, A.; IMRAN, H.; MAQSOOD, Z.; BUTT, N. Z. Investigation of optimal tilt angles and effects of soiling production in Pakistan. **Renewable Energy**, n. 139, p. 830-843, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.114>. Acesso em: 23 ago. 2022.

VYAS, M.; CHOWDHURY S.; VERMA A., JAIN V.K. Solar Photovoltaic Tree: Urban PV Power Plants to Increase Power to Land Occupancy Ratio. **Renewable Energy**, v. 190, p. 283-93, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.03.129>. Acesso em: 10 nov. 2022.

Apêndice

Tabela 4: Radiação Anual Incidente para o modelo AS16.

d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)	d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)	d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)
0	24801,26	125	24523,24	250	24433,65
5	24150,90	130	24505,13	255	24501,71
10	23752,16	135	24521,32	260	24468,36
15	23941,30	140	24529,55	265	24469,89
20	24043,15	145	24596,09	270	24391,43
25	24277,69	150	24500,07	275	24365,20
30	24234,86	155	24563,19	280	24359,47
35	24189,38	160	24493,08	285	24456,45
40	24188,43	165	24598,67	290	24412,61
45	24287,28	170	24422,51	295	24277,59
50	24401,01	175	24642,89	300	24318,61
55	24310,08	180	25210,17	305	24310,08
60	24318,61	185	24642,89	310	24401,01
65	24277,59	190	24422,51	315	24287,28
70	24412,61	195	24598,67	320	24188,43
75	24456,45	200	24493,08	325	24189,38
80	24359,47	205	24563,19	330	24234,86
85	24365,20	210	24500,07	335	24277,69
90	24391,43	215	24596,09	340	24043,15
95	24469,89	220	24529,55	345	23941,30
100	24468,36	225	24521,32	350	23752,16
105	24501,71	230	24505,13	355	24150,90
110	24433,65	235	24523,24	360	24801,26
115	24479,75	240	24511,61		
120	24511,61	245	24479,75		

Tabela 5: Radiação Anual Incidente para AS16 com distanciamento angular próximos de 180 $^{\circ}$.

d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)	d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)
176	24769,75	181	25120,92
177	24893,53	182	25004,06
178	25004,06	183	24893,53
179	25120,92	184	24769,75
180	25210,17		

Tabela 6: Radiação Anual Incidente para o modelo AS21.

d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)	d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)	d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)
0	31449,81	125	31747,78	250	31710,68
5	30295,39	130	31702,45	255	31628,55
10	30352,11	135	31708,34	260	31595,96
15	30591,43	140	31664,97	265	31585,67
20	30949,96	145	31790,00	270	31628,69
25	30843,38	150	31684,67	275	31476,64
30	30957,68	155	31651,57	280	31526,65
35	31177,14	160	31750,51	285	31537,07
40	31214,62	165	31664,19	290	31471,17
45	31146,69	170	31693,64	295	31364,89
50	31230,03	175	31567,75	300	31405,45
55	31364,42	180	32713,94	305	31364,42
60	31405,45	185	31567,75	310	31230,03
65	31364,89	190	31693,64	315	31146,69
70	31471,17	195	31664,19	320	31214,62
75	31537,07	200	31750,51	325	31177,14
80	31526,65	205	31651,57	330	30957,68
85	31476,64	210	31684,67	335	30843,38
90	31628,69	215	31790,00	340	30949,96
95	31585,67	220	31664,97	345	30591,43
100	31595,96	225	31708,34	350	30352,11
105	31628,55	230	31702,45	355	30295,39
110	31710,68	235	31747,78	360	31449,81
115	31693,73	240	31564,29		
120	31564,29	245	31693,73		

Tabela 7: Radiação Anual Incidente para AS21 com distanciamento angular próximos de 180^o.

d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)	d_{ang} ($^{\circ}$)	H_{anual} (Wh/m ² /ano)
176	31808,87	181	32517,93
177	32079,71	182	32347,75
178	32347,75	183	32079,71
179	32517,93	184	31808,87
180	32713,94		

Tabela 8: Perdas por sombreamento para o modelo AS16.

d _{ang} (°)	Perdas por sombreamento (%)	d _{ang} (°)	Perdas por sombreamento (%)	d _{ang} (°)	Perdas por sombreamento (%)
0	9,19	125	7,78	250	8,14
5	10,02	130	7,95	255	7,92
10	10,59	135	7,76	260	8,03
15	10,08	140	7,84	265	8,10
20	9,37	145	7,58	270	8,22
25	8,91	150	7,86	275	8,45
30	8,94	155	7,76	280	8,42
35	9,09	160	7,76	285	8,13
40	9,05	165	7,77	290	8,25
45	8,64	170	7,98	295	8,67
50	8,40	175	7,65	300	8,63
55	8,60	180	6,97	305	8,60
60	8,63	185	7,65	310	8,40
65	8,67	190	7,98	315	8,64
70	8,25	195	7,77	320	9,05
75	8,13	200	7,76	325	9,09
80	8,42	205	7,76	330	8,94
85	8,45	210	7,86	335	8,91
90	8,22	215	7,58	340	9,37
95	8,10	220	7,84	345	10,08
100	8,03	225	7,76	350	10,59
105	7,92	230	7,95	355	10,02
110	8,14	235	7,78	360	9,19
115	7,95	240	7,93		
120	7,93	245	7,95		

Tabela 9: Perdas por sombreamento para o modelo AS21.

d _{ang} (°)	Perdas por sombreamento (%)	d _{ang} (°)	Perdas por sombreamento (%)	d _{ang} (°)	Perdas por sombreamento (%)
0	12,27	125	9,13	250	9,19
5	13,41	130	9,16	255	9,39
10	13,16	135	9,21	260	9,50
15	12,12	140	9,28	265	9,50
20	11,55	145	8,95	270	9,44
25	11,61	150	9,28	275	9,78
30	11,30	155	9,24	280	9,72
35	10,69	160	9,19	285	9,69
40	10,62	165	9,16	290	9,85
45	10,81	170	9,39	295	10,16
50	10,46	175	9,37	300	10,02
55	10,24	180	8,05	305	10,24
60	10,02	185	9,37	310	10,46
65	10,16	190	9,39	315	10,81
70	9,85	195	9,16	320	10,62
75	9,69	200	9,19	325	10,69
80	9,72	205	9,24	330	11,30
85	9,78	210	9,28	335	11,61
90	9,44	215	8,95	340	11,55
95	9,50	220	9,28	345	12,12
100	9,50	225	9,21	350	13,16
105	9,39	230	9,16	355	13,41
110	9,19	235	9,13	360	12,27
115	9,24	240	9,51		
120	9,51	245	9,24		