

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

VINÍCIUS AKIO MORITA

**SIMULAÇÃO DE PERDAS DE DESEMPENHO EM UM SISTEMA DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

MEDIANEIRA

2022

VINÍCIUS AKIO MORITA

**SIMULAÇÃO DE PERDAS DE DESEMPENHO EM UM SISTEMA DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Simulation of performance losses in photovoltaic generation

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Thiago Naufal Santelo.

MEDIANEIRA

2022



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

VINÍCIUS AKIO MORITA

**SIMULAÇÃO DE PERDAS DE DESEMPENHO EM UM SISTEMA DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 21/novembro/2022

Thiago Naufal Santelo
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Filipe Marangoni
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

José Airton Azevedo dos Santos
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MEDIANEIRA

2022

Dedico este trabalho à minha família, por
todo o apoio nessa trajetória.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha família, por todo apoio e suporte em todos estes anos, sem eles certamente não seria possível.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Thiago Naufal Santelo, por toda a ajuda nesta trajetória.

Aos amigos que fiz nessa caminhada, em especial ao time de handebol e aos irmãos da república.

A UTFPR, aos professores e servidores.

A Jéssica Daniele Costa Vieira, por todo o aprendizado.

E para finalizar, a todos aqueles que de alguma forma, contribuíram nesta caminhada.

RESUMO

Com a crescente demanda de energia ano após ano, há uma necessidade na busca de fontes de energia renováveis buscando sustentabilidade e menos impactos ambientais. A energia solar é uma das fontes renováveis com um alto potencial na captação de energia. Os sistemas fotovoltaicos possuem uma alta confiabilidade no desempenho a longo prazo, e essa confiabilidade depende do desempenho e vida útil dos módulos, relacionados diretamente com o retorno do alto investimento e custo de geração de energia. No Brasil, há um número crescente de sistema fotovoltaicos, com grande número de projetos residenciais sendo instalados, e com isso, surge a necessidade de estudar as perdas de geração derivadas de efeitos por más condições de projeto. Este trabalho tem como propósito analisar as perdas de geração, através de simulações condicionadas a alguns efeitos (sombreamento, temperatura, sujidade, orientação e inclinação) e comparar com um sistema nas melhores condições de instalação. E com isso, proporcionar melhores análises para a melhor elaboração de projeto, visando as melhores condições de instalação, para assim, ter a melhor eficiência na geração de energia.

Palavras-chave: energia solar; desempenho; rendimento; geração de energia fotovoltaica; simulação.

ABSTRACT

With the growing demand for energy year after year, there is a need in the search for renewable energy sources seeking sustainability and less environmental impacts. Solar energy is one of the renewable sources with a high potential for energy capture. Photovoltaic systems have a high reliability in long-term performance, and this reliability depends on the performance and useful life of the modules, directly related to the return on the high investment and cost of energy generation. In Brazil, there is a growing number of photovoltaic systems, with a large number of residential projects being installed, and with that, the need arises to study the generation losses derived from effects of bad project conditions. This work aims to analyze the generation losses, through simulations conditioned to some effects (shading, temperature, dirt, orientation and inclination) and compare with a system in the best installation conditions. And with that, to provide better analyzes for the best project elaboration, aiming at the best installation conditions, in order to have the best efficiency in energy generation.

Keywords: solar energy; performance; yield; photovoltaic energy generation; simulation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Ilustração do funcionamento do diodo de <i>by-pass</i>	16
Figura 2 - Esquema de ligação dos diodos de <i>by-pass</i>	17
Figura 3 - Efeito da variação de temperatura das células fotovoltaicas sobre a curva I - V.	18
Figura 4 - Vista da instalação dos módulos na residência	23
Figura 5 - Vista lateral da residência	24
Figura 6 - Vista de cima da residência	24
Figura 7 - Dimensões da vista lateral	25
Figura 8 - Estimativa de geração de energia anual em kWh	26
Figura 9 - Deposição de sombras por platibanda, edifício próximo e árvores	28
Figura 10 - Variação das orientações da instalação dos módulos	29
Figura 11 - Variação do ângulo de inclinação dos módulos	29
Figura 12 - Página inicial do software	30
Figura 13 - Dados iniciais	31
Figura 14 - Localização do projeto	31
Figura 15 - Modelagem da residencia 2D	32
Figura 16 - Modelagem 3D.....	33
Figura 17 - Alocação dos módulos	34
Figura 18 - Irradiance View	34
Figura 19 - Escolha do módulo.....	35
Figura 20 - Escolha do inversor.....	36
Figura 21 - Relatório do projeto.....	37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Desempenho por perdas de sombreamento	37
Tabela 2 - Desempenho por perdas de orientação	38
Tabela 3 - Desempenho por perdas sob orientação a 0°	39
Tabela 4 - Desempenho por perdas sob orientação a 30°	39
Tabela 5 - Desempenho por perdas sob orientação a 60°	39
Tabela 6 - Desempenho por perdas sob orientação a 90°	40
Tabela 7 - Desempenho por perdas sob orientação a 120°	40
Tabela 8 - Desempenho por perdas sob orientação a 150°	40
Tabela 9 - Desempenho por perdas sob orientação a 180°	41
Tabela 10 - Desempenho por perdas sob orientação a 210°	41
Tabela 11 - Desempenho por perdas sob orientação a 240°	41
Tabela 12 - Desempenho por perdas sob orientação a 270°	41
Tabela 13 - Desempenho por perdas sob orientação a 300°	42
Tabela 14 - Desempenho por perdas sob orientação a 330°	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

NBR	Normas Brasileiras
PR	Paraná
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
Wp	Watt-pico
kWh	Quilowatt-hora
°C	Graus Celsius
°	Graus
m	Metros
m ²	Metros quadrados

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa.....	13
2	OBJETIVO	14
2.1	Objetivos Específicos	14
3	REFERENCIAL TEÓRICO	15
3.1	Sombreamento	15
3.1.1	Sombreamento parcial	15
3.1.2	Diodo de <i>by-pass</i> e pontos quentes	16
3.2	Temperatura.....	17
3.3	Queda de tensão.....	18
3.4	Sujidade	19
3.5	Orientação e inclinação	20
3.6	Degradação dos módulos.....	21
4	METODOLOGIA	23
4.1	Estrutura do projeto	23
4.2	Projeto base	25
4.3	Geração	26
4.4	Estimativa de perdas.....	27
4.4.1	Sombreamento	27
4.4.2	Orientação e inclinação	28
5	DESENVOLVIMENTO	30
5.1	Modelo Didático	30
5.1.1	Criação do projeto	30
5.1.2	Modelagem:.....	31
5.1.3	Alocação dos módulos	34
5.1.4	Arranjos	36
5.2	Resultados das simulações.....	37
5.2.1	Sombreamento	37
5.2.2	Orientação	38
5.2.3	Inclinação	39
6	CONCLUSÃO	44
	REFERÊNCIAS	45
	ANEXO A - Datasheet dos Módulos Canadian CS3Y-500MS	51

ANEXO B - Datasheet Inversor Solar Edge SE6000H	52
APÊNDICE A - Média mensal com influência de diferentes tipos de sombreamento	53
APÊNDICE B - Média mensal com variação do ângulo azimutal (kWh)	54
APÊNDICE C - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 0° (kWh)	55
APÊNDICE D - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 30° (kWh)	56
APÊNDICE E - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 60° (kWh)	57
APÊNDICE F - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 90° (kWh)	58
APÊNDICE G - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 120° (kWh)	59
APÊNDICE H - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 150° (kWh)	60
APÊNDICE I - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 180° (kWh)	61
APÊNDICE J - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 210° (kWh)	62
APÊNDICE K - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 240° (kWh)	63
APÊNDICE L - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 270° (kWh)	64
APÊNDICE M - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 300° (kWh)	65
APÊNDICE N - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 330° (kWh)	66

1 INTRODUÇÃO

A demanda de energia cresce ano após ano em todo mundo devido ao crescimento populacional e novas tecnologias. No cenário atual essa demanda ainda é suprida através de combustíveis fósseis, que impactam no meio ambiente e podem se esgotar em um futuro próximo. Deste modo, há uma necessidade para buscar fontes alternativas de energias renováveis visando sustentabilidade e menos impactos ambientais.

O recurso solar é uma alternativa de fonte de energia renovável, a radiação solar se torna uma fonte inesgotável de energia, havendo um grande potencial para se utilizar através da captação e conversão em outra forma de energia, como a elétrica (PINHO & GALDINO, 2014).

Desta forma, a geração de eletricidade fotovoltaica depende da confiabilidade, desempenho e vida útil do módulo, que tem relação direta no tempo de retorno do investimento e o custo da geração de energia (KUMAR & KUMAR, 2017).

As novas tecnologias fotovoltaicas possuem uma confiabilidade em seu desempenho a longo prazo, e esse desempenho necessita ser avaliado devido a degradação ao longo do tempo, pois o funcionamento dos módulos fotovoltaicos varia conforme as condições climáticas, se deteriorando com o passar do tempo (NDIAYE et al., 2014).

Em 2020 o Brasil liderou como maior instalador de energia solar na região da América Latina, encerrando o ano com uma capacidade de 7,7 gigawatts, um crescimento de 68,6% em relação ao ano de 2019. A maior parte das instalações foram realizadas por sistema residenciais com 74,4% das instalações (REN21, 2021).

1.1 Justificativa

O presente trabalho tem por motivação a importância do tema na atualidade, a evolução do mercado solar brasileiro exige maior atenção nas instalações fotovoltaicas.

Segundo a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a geração das usinas fotovoltaicas aumentou 64,5% no mês de março de 2022 com relação ao mesmo mês em 2021, e 65,9% em abril de 2022 com relação ao mesmo mês de 2021.

Dessa maneira, propõe-se analisar as perdas de geração em projetos de microgeração, buscando conscientizar a sociedade com o melhor cenário para a instalação, visto que as perdas de eficiência têm influência significativa na produção de energia.

2 OBJETIVO

Este trabalho tem como propósito analisar as perdas de geração, através de simulações condicionadas a alguns efeitos (sombreamento, temperatura, sujidade, orientação e inclinação) e comparar com um sistema nas melhores condições de instalação.

2.1 Objetivos Específicos

- Analisar as perdas de desempenho na geração por más condições de instalação segundo NBR16690;
- Criar um projeto referência nas melhores condições;
- Simular o projeto referência utilizando software Designer Solar Edge;
- Modelagem didática do projeto referência;
- Simulação das perdas por sombreamento, orientação e inclinação utilizando software;
- Quantificar as perdas de geração do sistema sobre efeito de sombreamento, orientação e inclinação em kWh;

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Sombreamento

O sombreamento é uma das principais preocupações para a instalação do sistema fotovoltaico e pode causar perdas significativas na produção de energia.

3.1.1 Sombreamento parcial

Um dos grandes problemas encontrados na instalação das usinas fotovoltaicas são causadas pela presença do sombreamento parcial nos módulos, o que pode reduzir drasticamente a produção de energia, podem ser divididos como (DGS, 2008):

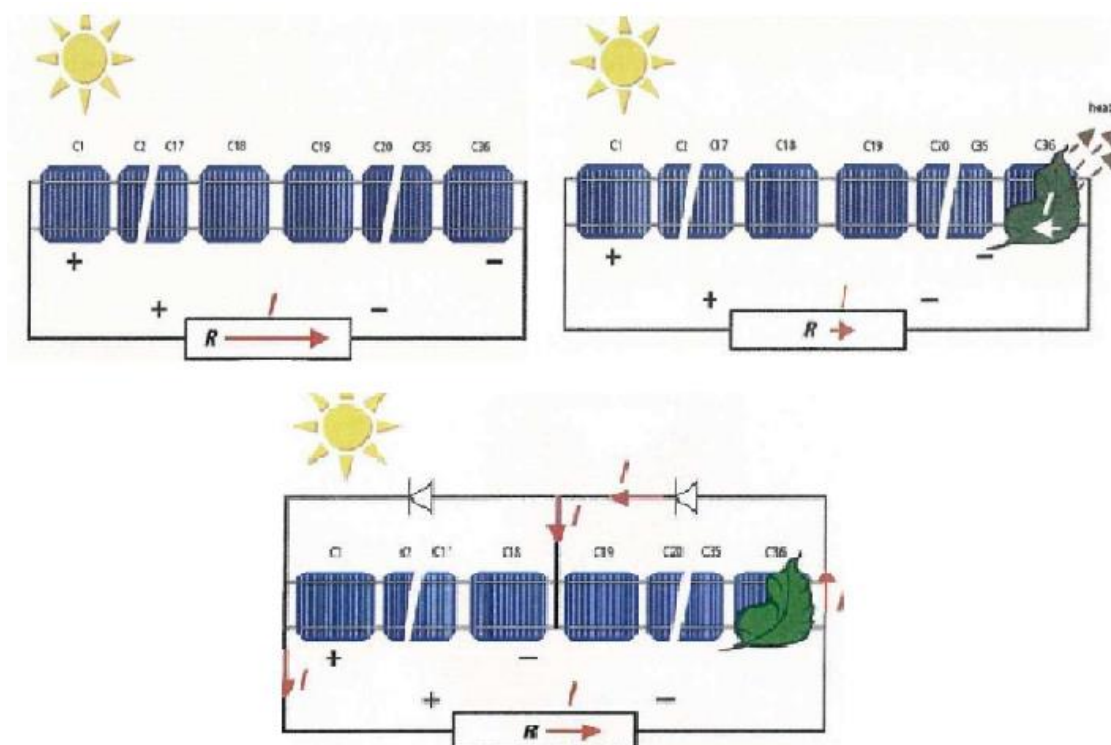
- Sombreamento temporário: inclui fatores como folhas, excrementos de pássaros, poeira e outros tipos de sujeira. Caso o sistema for muito afetado, a limpeza dos módulos deverá ser o suficiente para aumentar o rendimento do sistema.
- Sombreamento resultante da localização: deve-se ao sombreamento produzido pelos arredores, prédios vizinhos, árvores e até mesmo edifícios mais altos podem sombrear ao longo do dia. Há também o crescimento da vegetação, que podem sombrear após alguns anos. E também o sistema de cabeamento elétrico, apesar de produzir uma sombra pequena, têm efeitos negativos.
- Sombreamento resultante da edificação: as sombras são causadas pela própria arquitetura do edifício, levando em conta alguns elementos como chaminés, antenas, para-raios, entre outras. Algumas sombras podem ser evitadas movendo os módulos ou o objeto causador, caso não for possível, o impacto pode ser minimizado com a escolha dos módulos e a configuração nas conexões.
- Auto-sombreamento: é a sombra causada pelo mal planejamento do sistema, ocasionando sombra entre os módulos. Podem ser minimizados mediante a otimização do ângulo de inclinação e distância entre os módulos.

- Sombreamento direto: quanto mais próximo o objeto de sombreamento estiver do sistema, mais escura será a sombra, reduzindo a radiação e consequentemente o desempenho do sistema.

3.1.2 Diodo de *by-pass* e pontos quentes

Um ponto quente é, sob algumas condições, quando uma célula solar é sombreada e aquece tanto que o material é danificado. Um exemplo é quando uma corrente reversa relativamente alta flui mediante a célula solar apagada. Um ponto quente reduz a potência da célula parcialmente, desde que nenhuma tira de contato esteja destruída. Porém, há a possibilidade de falha da célula, consequentemente, falha no módulo (DGS, 2008).

Figura 1 - Ilustração do funcionamento do diodo de *by-pass*



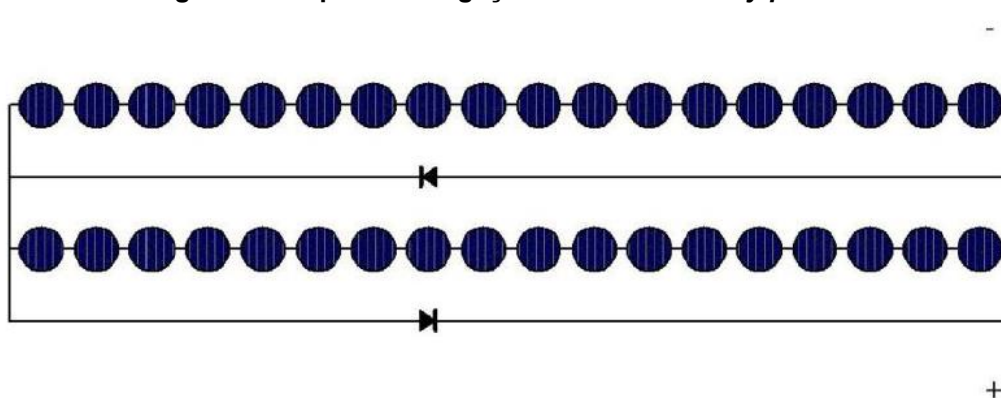
Fonte: DGS (2008)

Quando uma folha cai sob um módulo na qual a célula fique escurecida, esta se torna uma carga de eletricidade. Não há geração de corrente, a célula passa a consumir a corrente das outras células, invertendo a direção da tensão na célula sombreada. A corrente das outras células é conduzida mediante a célula escurecida,

o fluxo de corrente é convertido em calor, e caso haja uma corrente alta o suficiente, pode causar o efeito de ponto quente (DGS, 2008).

Uma maneira de evitar a criação de pontos quentes é a inserção de diodos de *by-pass*. O diodo de *by-pass* desvia a corrente das células sombreadas, impedindo que grandes tensões se acumulem nas células inversamente polarizadas. O ideal seria a conexão de diodos de *by-pass* em todas as células solares, porém, na prática os diodos são conectados em conjuntos de células por motivos de fabricação (DGS,2008).

Figura 2 - Esquema de ligação dos diodos de *by-pass*



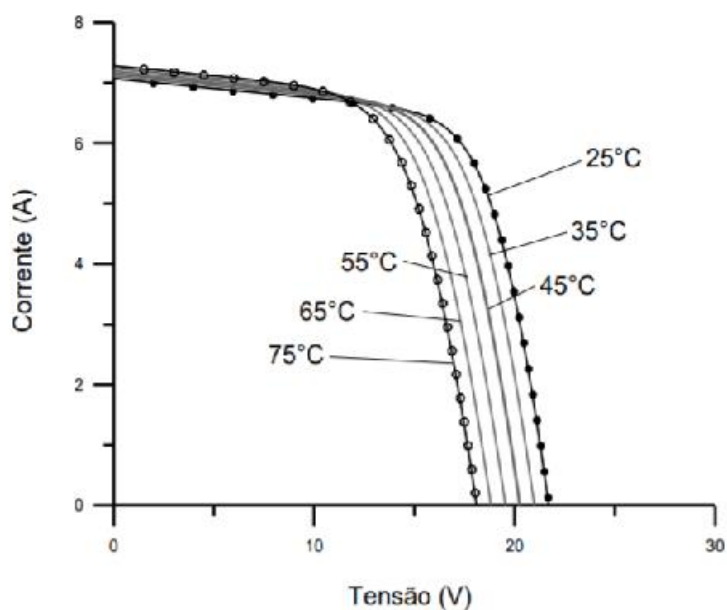
Fonte: CRESESB (2008)

3.2 Temperatura

Outro fator que modifica a eficiência do sistema é a temperatura de operação do módulo fotovoltaico. Podemos citar alguns parâmetros como: material encapsulante do módulo; propriedades de dissipação e absorção térmica; condição normal de operação dos módulos; condições de instalação e parâmetros atmosféricos (nível de irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento) (GARCÍA e BALENZATEGUI, 2004).

A variação de temperatura nas células dos módulos é resultante da variação da radiação solar e temperatura ambiente. Com o aumento da temperatura na célula, há uma evidente queda de tensão, ocasionando em um pequeno aumento de corrente, na qual não compensa a diminuição da tensão (PINHO e GALDINO, 2014), conforme a Figura 3.

Figura 3 - Efeito da variação de temperatura das células fotovoltaicas sobre a curva I-V.



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Para Hersch (1982), dois efeitos físicos predominam na redução da eficiência à medida que a temperatura aumenta, o primeiro é o aumento da vibração da rede do semicondutor, que influencia na passagem livre dos portadores de carga, e o segundo é a junção que perde o poder de separar cargas. O primeiro pode ocorrer mesmo em temperaturas ambientes, o segundo apenas em temperaturas elevadas (aproximadamente 300°C).

Ruviera et al. (2018) fizeram um estudo da variação da eficiência do módulo em função da temperatura. As células fotovoltaicas raramente funcionam em condições nominais, os fatores de operação dependem da temperatura incidente e radiação solar, sendo assim, os aspectos climáticos devem ser considerados na geração do projeto, pois as estações do ano influenciam nas condições climáticas, bem como a temperatura.

3.3 Queda de tensão

Pode-se definir a queda de tensão como a diferença de tensão entre dois pontos de uma linha elétrica num dado instante. Para instalações de baixa tensão, a NBR 5410:2004 é a norma que estabelece as condições de instalações elétricas.

Segundo a NBR54010:2004 apresentada no item 6.2.7, a queda de tensão referente ao valor de tensão nominal da instalação não pode ser superior aos valores (NBR,5410, 2004):

- 7% a partir dos terminais secundários do transformador de MT/BT, no caso de transformadores instalados na unidade consumidora ou a ponto de entrega.
- 5% a partir do ponto de entrega, com fornecimento em tensão secundária.
- 7% a partir dos terminais do gerador, no caso de gerador próprio.
- A queda de tensão nos terminais do circuito não pode ser superior a 4% em nenhum dos casos.
- A corrente de circuito do projeto deve ser utilizada para o cálculo da queda de tensão.

No caso de instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, quem estabelece os requisitos de projeto é a NBR 16690, que segundo o item 4.3.10, em relação a queda de tensão, recomenda-se que a queda de tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência não seja superior a 3% (NBR16690, 2019).

Para níveis anormais das tensões de alimentação, pode ocorrer alguns efeitos nas instalações, como sendo:

- A queda de tensão nos circuitos terminais e alimentadores produz efeitos que possibilitam a redução na vida útil de equipamentos, ou até mesmo a falha.
- Impactar o desempenho de equipamentos pois estes recebem tensão inferior aos valores nominais.

3.4 Sujidade

O chamado efeito de sujeira refere-se à contaminação de partículas nos módulos, na qual impacta de forma significativa nas perdas de absorção e dispersão da luz (SAYYAH; HORENSTEIN; MAZUMDER, 2014).

O efeito de sujeira inclui acúmulo de poeira, contaminação por produtos vegetais, fuligem, sal, excrementos de pássaros e crescimento de fungos, prejudicando o desempenho do sistema (SAYYAH; HORENSTEIN; MAZUMDER, 2014).

Referente a poeira, denominada como qualquer substância que se espalha pelo ar, formada por substâncias orgânicas e inorgânicas, como partículas de solo,

poeira suspensa, fuligem, neblina, bactérias, pólen, incêndios florestais, tempestades de areia e vapores de vulcões (KAZEM; CHAICHAN; KAZEM, 2014).

Ahmed, Kazem, Sopiano (2013) investigaram o efeito das propriedades do pó no desempenho fotovoltaico e separaram em dois pontos. O primeiro é acumulação de poeira, na qual o acúmulo de poeira na superfície reduz a área disponível de transmissão de fótons de forma exponencial. O segundo é o poluente da poeira que degrada o desempenho fotovoltaico pelo acúmulo de partículas que variam em tipo, composição e forma.

Rezende, Zilles (2018) quantificaram as perdas de produtividade de um sistema fotovoltaico devido a sujidade acumulada situado no Instituto de Energia e Ambiente na Universidade de São Paulo. Para o estudo foram utilizados 60 módulos de silício monocristalino com potência de 260 Wp, divididos em 10 mesas mas selecionando apenas oito para o estudo. Das 8 mesas, apenas uma era limpa 1 vez ao mês, outra limpa a cada 3 meses, a cada 6 meses, a cada 9 meses, a cada 12 meses, a cada 15 meses, a cada 18 meses e a última manteve sempre suja. No decorrer do estudo, no primeiro mês foi constatado uma perda de até 0,6%, no sétimo mês a 4%, e para períodos mais longos as perdas podem chegar à 10%.

Junior et al. (2021) realizaram um estudo comparativo do impacto na produtividade de um sistema por falta de limpeza e acúmulo de sujeira, executando métodos de limpeza para a obtenção de resultados de geração antes e depois da limpeza, localizado em um mosteiro nas proximidades de Anápolis. O sistema contém 136 módulos fotovoltaicos de 240 W de potência. O estudo foi realizado em um período de 10 meses, dividindo entre um período de 5 meses antes da limpeza e 5 meses após a limpeza. Os resultados obtidos no estudo constataram um percentual de 12,08% de rendimento após a limpeza das placas, contudo no decorrer dos meses o acúmulo de sujeira resulta em uma perda no rendimento de 7,56% no final dos 10 meses.

3.5 Orientação e inclinação

Geralmente os painéis solares são orientados para o equador, hemisfério norte orientado para o sul e sul para o norte, porém, a radiação solar local específica com variações diurnas, mensais, sazonais e anuais, assim sendo, o ângulo de

inclinação para obter a máxima radiação solar também varia para cada local (YADAV & CHANDEL, 2013).

Para um melhor desempenho do sistema, de forma geral os painéis são orientados para o equador com inclinação próxima a latitude. Alguns fatores como sazonalidade, sombreamento, e segurança estrutural podem influenciar na definição da orientação e inclinação (NBR16690, 2019).

Alguns fatores são importantes para determinar o ângulo de inclinação ideal dos sistemas fotovoltaicos, como técnicas de montagem, topografia do terreno e condições climáticas (BABATUNDE; ABBASOGLU; SENNOL, 2017).

Para obter a máxima geração do sistema, o ângulo de inclinação deve ser igual a latitude do local a ser instalado, porém, variações dentro de 10° em relação a latitude resultam em mínimas mudanças na geração (PINHO & GALDINO, 2014).

No caso do favorecimento da autolimpeza dos módulos pela ação da chuva, indica-se uma inclinação mínima de 10° em áreas muito próximas do equador com latitude variando entre -10° e 10° (PINHO e GALDINO, 2014).

Kormann et al. (2014) avaliaram o desempenho energético de um sistema fotovoltaico em duas regiões com perfis de radiações distintos no Brasil, Florianópolis e Petrolina, através de simulações computacionais. Na cidade de Florianópolis com latitude em torno de 27° , foi constatado que há maior geração de energia com inclinação entre 20° e 40° orientados para o norte geográfico. Enquanto na cidade de Petrolina com latitude em torno de 9° , altos valores de produção de energia se possibilitam em inclinações de 0° a 20° com orientações azimutais entre 0° e 30° .

3.6 Degradação dos módulos

Um fator importante a ser considerado é a degradação do sistema fotovoltaico, pois uma alta taxa de degradação significa em perda de potência e consequentemente em redução no retorno do investimento. A confiabilidade e vida útil dependem essencialmente no desempenho dos módulos e os diferentes tipos de degradação (NDIAYE et al., 2013).

A degradação se resulta na perda progressiva de desempenho dependente de vários fatores como degradação da célula, módulo e até no nível do sistema. Na

maioria dos casos, os principais fatores ambientais de degradação incluem umidade, temperatura, entrada de água e intensidade ultravioleta (NDIAYE et al. 2014).

A umidade que infiltra o módulo por entre as bordas laminadas causa corrosão, a retenção de umidade aumenta a condutividade elétrica, causando perdas no desempenho pelo aumento das correntes de fuga devido a corrosão das conexões metálicas das células fotovoltaicas (NDIAYE et al., 2013).

Em um módulo as células solares são cobertas por um encapsulante para fornecer proteção, o material utilizado é o acetato de etileno vinil (EVA), atuando como um adesivo entre o vidro frontal e a folha traseira, a quebra da ligação entre eles é denominado como delaminação. O efeito de delaminação incide na capacidade da luz solar de atingir as células, ocasionando a degradação. Além do mais, impede a dissipação uniforme do calor ocasionando altas temperaturas, degradando ainda mais a eficiência (SHARMA e CHANDEL, 2013).

O efeito de descoloração consiste na alteração da cor na superfície dos módulos fotovoltaicos. Os fatores que podem afetar são calor seco, alta radiação e umidade, causando um escurecimento e amarelamento na superfície do módulo. As principais causas da descoloração são a qualidade do encapsulante, alta temperatura no local e umidade (KUMAR e KUMAR, 2017).

As quebras e rachaduras na superfície dos módulos são outro fator de degradação, são formadas durante o transporte, manutenção e instalação. O módulo degradado pode funcionar normalmente, mas traz riscos como infiltração de umidade e choque elétricos. Em alguns casos, rachaduras podem ser formadas durante o processo de fabricação devido ao estresse mecânico e térmico, essas rachaduras são denominadas de microfissuras e são incapazes de detectar a olho nu (KUMAR e KUMAR, 2017).

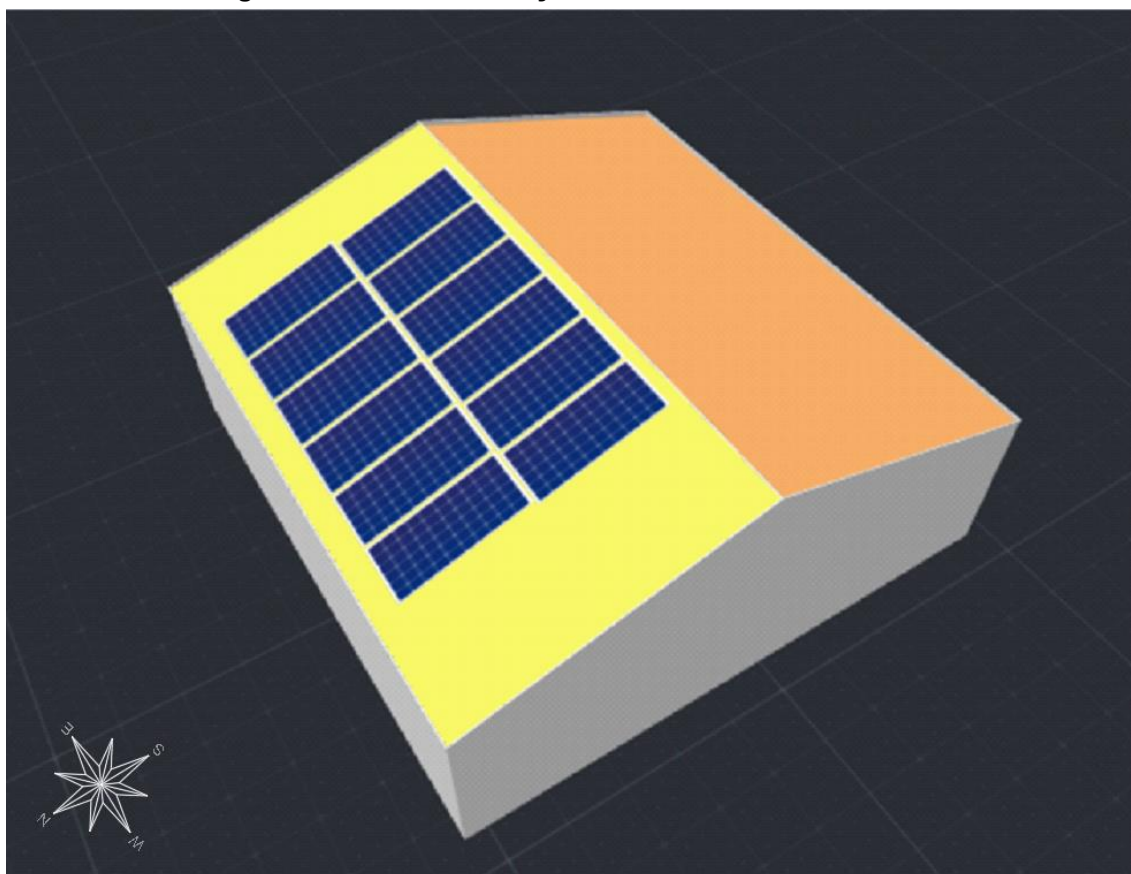
As bolhas é um efeito parecido com a delaminação, assim sendo, a ausência da adesividade do EVA prejudica uma pequena área combinado com inchaço da superfície. Normalmente formadas por reações químicas emitidos por gases presos no módulo. Quando ocorre na parte de trás dos módulos, a obstrução aparece no polímero encapsulante, dificultando a dissipação de calor das células, aumentando o superaquecimento e reduzindo a vida útil. Bolhas formadas na parte frontal reduzem a radiação absorvida e aumentam a reflexão (NDIAYE et al., 2013).

4 METODOLOGIA

4.1 Estrutura do projeto

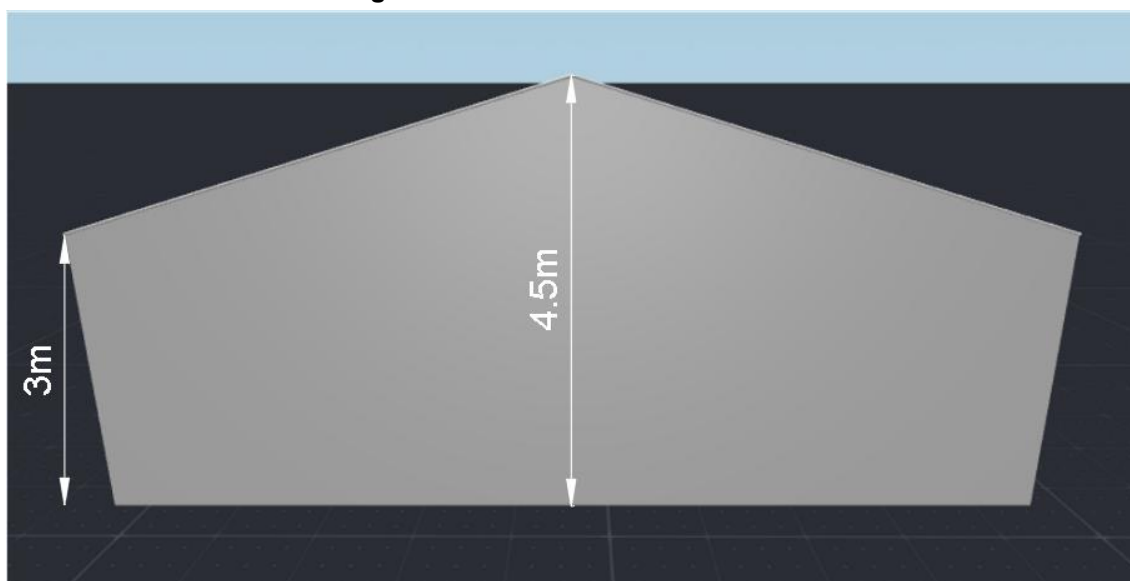
O software utilizado para a simulação do projeto é o Designer Solar Edge 100% gratuito. A instalação do sistema será simulada em uma residência de 100m², com largura e comprimento de 10m. A menor altura do telhado é de 3m, e a cumeeira de 4,5m, como pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 - Vista da instalação dos módulos na residência



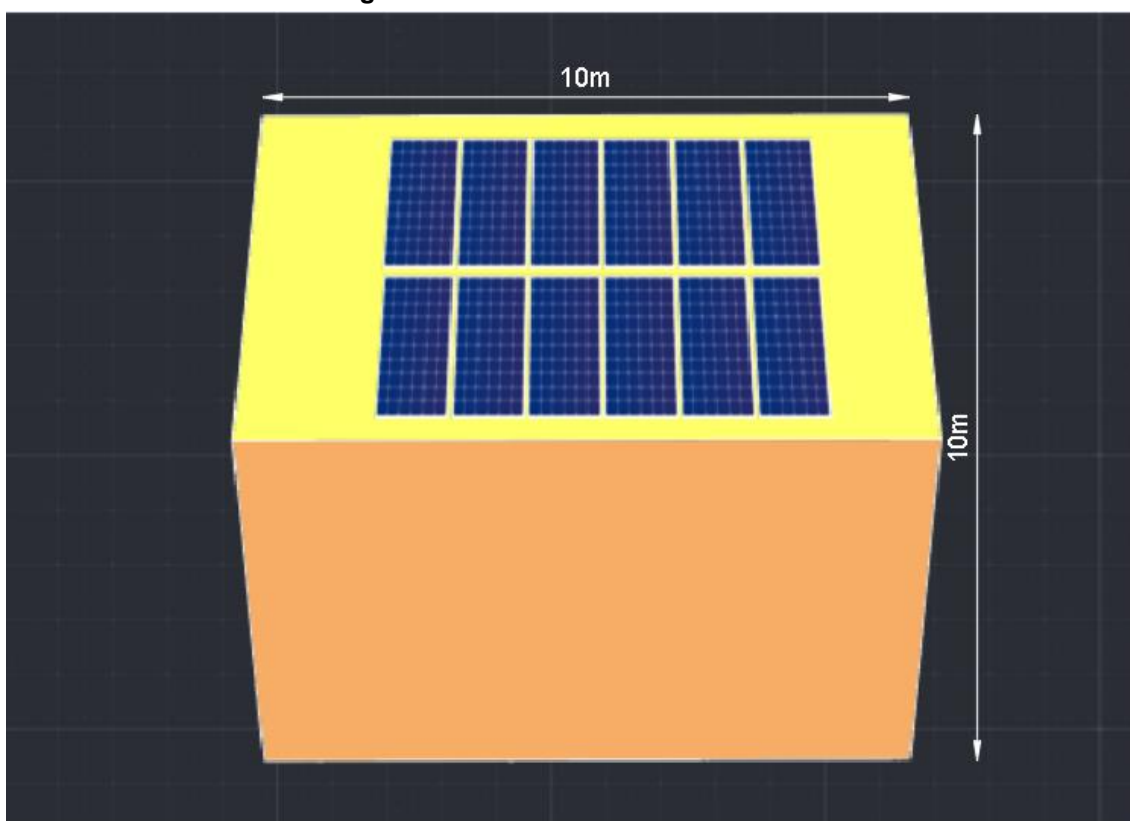
Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Figura 5 - Vista lateral da residência



Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Figura 6 - Vista de cima da residência

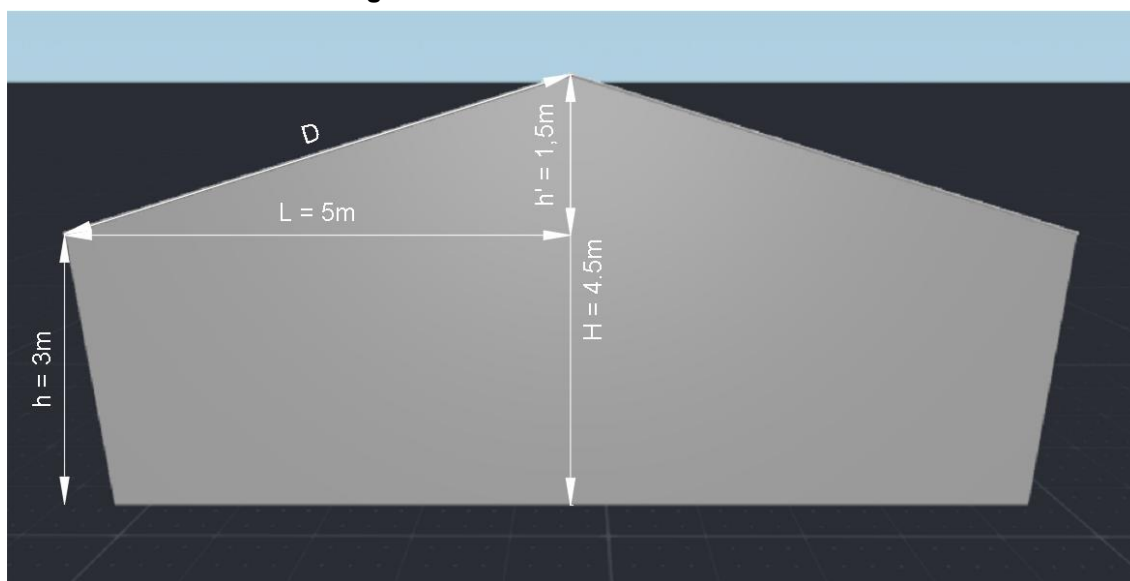


Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Para o cálculo de inclinação do telhado, foi utilizado o Teorema de Pitágoras:

$$H^2 = C^2 + C^2 \quad (1)$$

Figura 7 - Dimensões da vista lateral



Fonte Designer Solar Edge (2022)

Em que, H = altura do chão até a cumeeira; h = altura do chão até o início do telhado; L = comprimento até a metade da casa; h' = altura do início do telhado até a cumeeira; D = diagonal da água do telhado;

$$D^2 = L^2 + h'^2 \quad (2)$$

$$D = 5,2 \text{ m} \quad (3)$$

Calculando o ângulo de inclinação do telhado:

$$\cos \theta = \frac{L}{D} \quad (4)$$

$$\cos \theta = 0,98 \quad (5)$$

$$\theta = 16,69^\circ \quad (6)$$

4.2 Projeto base

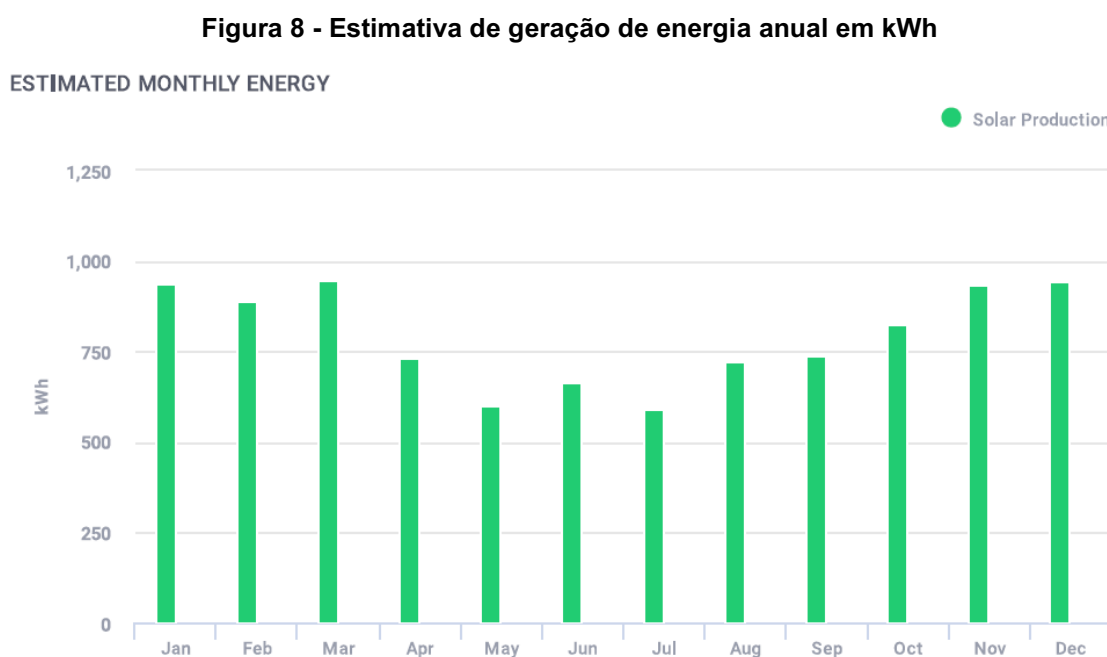
O projeto terá como referência a localização na cidade de Medianeira – PR. A cidade tem as seguintes coordenadas, latitude 25° 17' 19" Sul e longitude 54° 7' 39" Oeste, o sistema será constituído de 12 módulos de 500W de potência da Canadian Solar, modelo HiKu5 Mono CS3Y-500MS. O inversor monofásico utilizado é Solar Edge SE6000H.

A residência foi simulada com condições ideais, com a água do telhado orientada para o norte, inclinação de $16,69^\circ$ calculado anteriormente.

Os módulos foram divididos em 2 arranjos com 6 módulos em cada arranjo. A inclinação dos módulos no telhado é de 3° , totalizando uma inclinação de $19,69^\circ$, a latitude da cidade do projeto é de 25° , com o objetivo de obter a máxima geração, pode-se observar que a inclinação ficou dentro das margens referenciadas por Pinho e Galdino.

4.3 Geração

A estimativa de geração anual de energia obtida pelo software Designer Solar Edge, pode ser observada na Figura 8:



Fonte: Designer Solar Edge (2022)

4.4 Estimativa de perdas

4.4.1 Sombreamento

Para estimar as perdas por sombreamento, o software oferece algumas funções para criar pontos de sombreamento.

Os pontos mais comuns de sombreamento em uma área urbana são árvores, edifícios vizinhos e arquitetura da própria residência, como chaminés, antenas, platibandas entre outras.

Para demonstrar a variação das sombras e sua influência na geração foi simulado algumas situações diferentes, divididas como:

- 1 árvore de 4m de altura e 3,5m de diâmetro, com aproximadamente 2m de distância do tronco até a casa.

- 2 árvores, uma com 5,5m de altura e 4m de diâmetro, a outra de 5m de altura e 3,5m de diâmetro, com as duas árvores aproximadamente 2m de distância do tronco até a casa.

- 2 árvores, uma com 5,5m de altura e 4m de diâmetro, a outra de 5m de altura e 3,5m de diâmetro, com as duas árvores aproximadamente 4m de distância do tronco até a casa.

- Platibandas com altura de 1,5m.

- 1 prédio de 4 andares com aproximadamente 20m de distância até a casa.

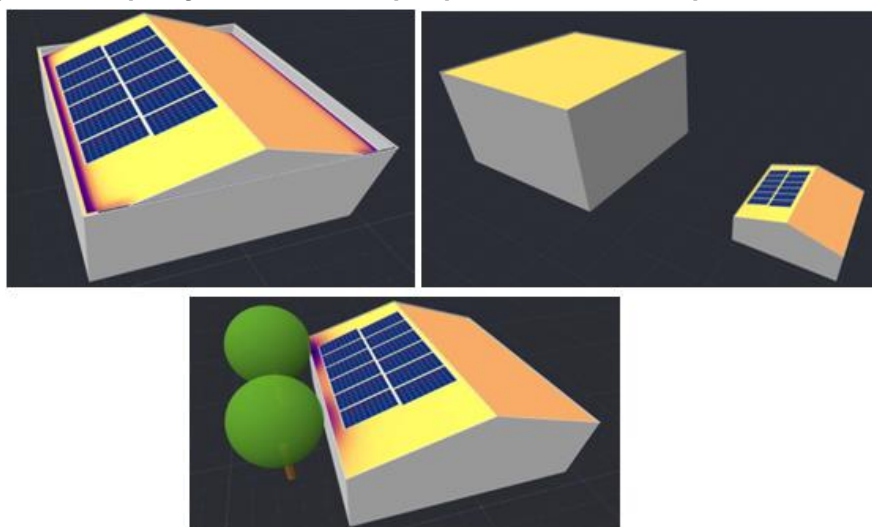
- 1 prédio de 5 andares com aproximadamente 20m de distância até a casa.

- 1 prédio de 8 andares com aproximadamente 20m de distância até a casa.

Cada andar equivale a aproximadamente 3m de altura.

A Figura 9 representa a simulação:

Figura 9 - Deposição de sombras por platibanda, edifício próximo e árvores



Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Para calcular a eficiência utilizaremos:

$$\eta = \left(1 - \left(\frac{G_b - G_a}{G_b}\right)\right) * 100 \quad (7)$$

Em que:

η = rendimento;

G_b = geração base;

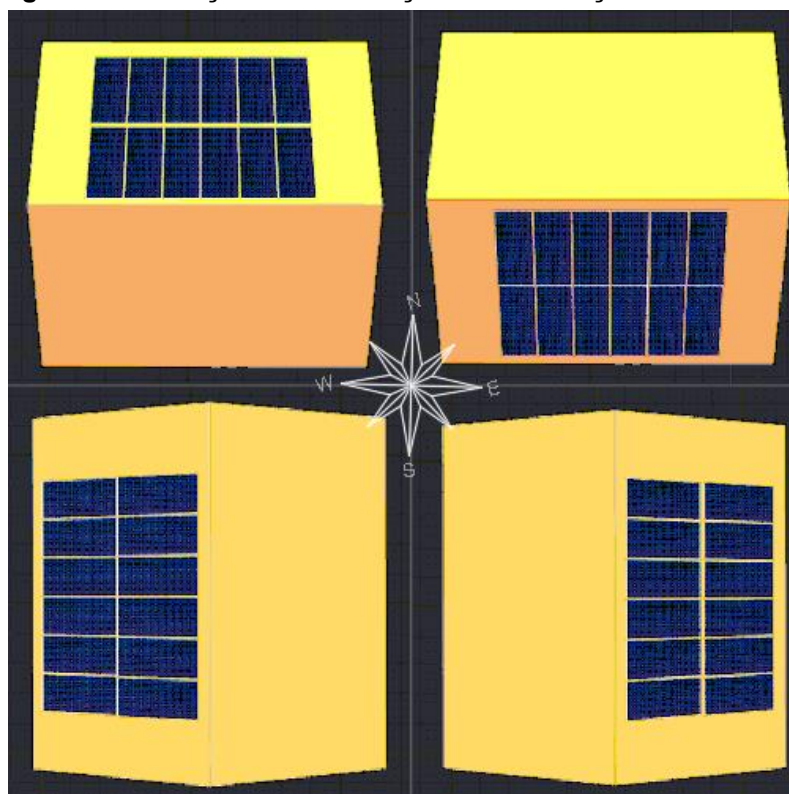
G_a = geração atual;

4.4.2 Orientação e inclinação

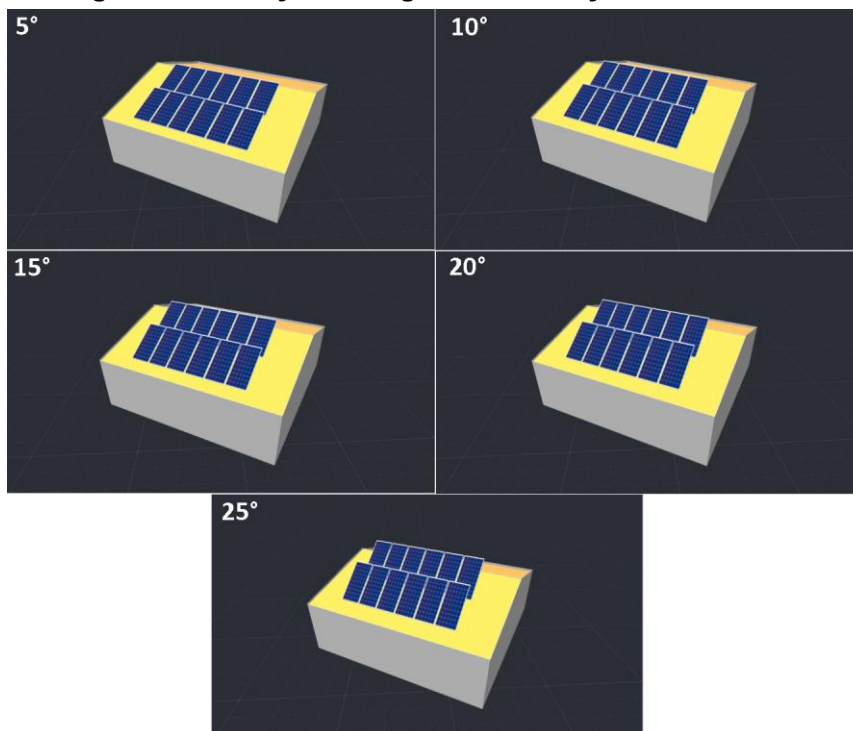
Para avaliar o rendimento do sistema da variação do ângulo de orientação, alteramos o ângulo a cada 30° no sentido anti-horário, mantendo a mesma inclinação dos painéis fotovoltaicos.

Para avaliar o rendimento por inclinação, utilizou-se a variação do ângulo de inclinação a cada 5°, e também a variação do ângulo de orientação em todos os casos.

Será utilizada a Equação 7, mesma do sombreamento.

Figura 10 - Variação das orientações da instalação dos módulos

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Figura 11 - Variação do ângulo de inclinação dos módulos

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

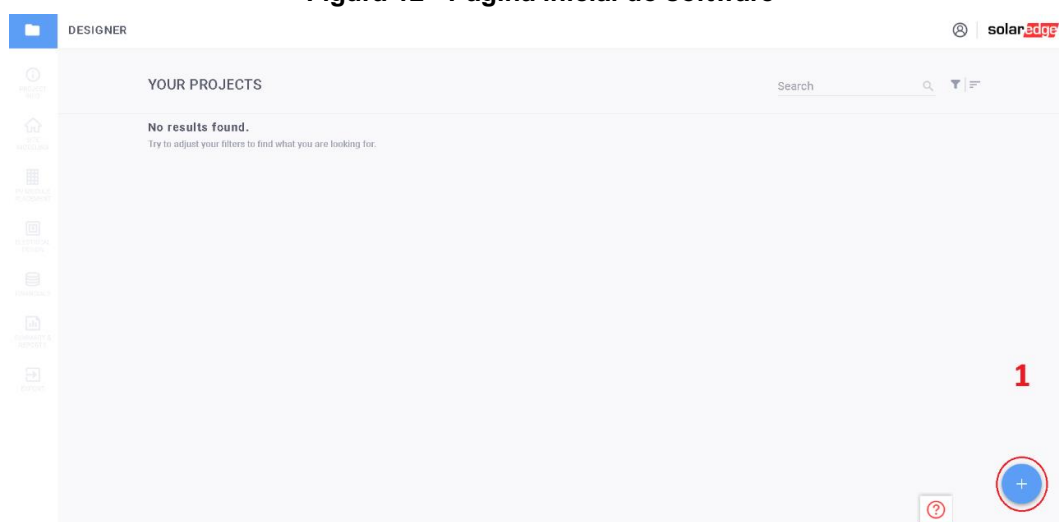
5 DESENVOLVIMENTO

5.1 Modelo Didático

Para iniciar um projeto, basta acessar o site Designer Solar Edge, e entrar com a sua conta.

5.1.1 Criação do projeto

Figura 12 - Página inicial do software



Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Depois de acessar, o site redirecionará a uma página com os projetos existentes, e para começar um novo projeto, basta clicar no ícone + (1).

Figura 13 - Dados iniciais

DESIGNER

PROJECT DETAILS

1

2 Project Name *

3 Address or coordinates (latitude, longit...

Weather station *

CONSUMPTION

Consumption Period *

Consumption Profile

GRID PARAMETERS

CANCEL CREATE

NEW PROJECT

Fill the address field to see your project location on the map

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Abrirá uma página para preencher as informações iniciais do projeto:

1. Residencial ou comercial;
2. Nome do projeto;
3. Localização do projeto (latitude e longitude);
4. Para o exemplo, utilizou-se a localização da cidade de Medianeira.

Figura 14 - Localização do projeto

DESIGNER SIMULAÇÃO MORITA

PROJECT DETAILS

Project Name * Simulação

Street Rua Florianópolis 1913

City Florianópolis Zip code 85884-000

Country * Brazil State * Paraná

Weather station * Foz Do Iguaçu (52.7 km)

CONSUMPTION

Consumption 500 kWh Period *

Mapa Satélite

Av. Rio Grande do Sul

Av. Rio Grande do Sul

R. Florianópolis

R. Minas Gerais

JS TABACARIA

Freed Louse

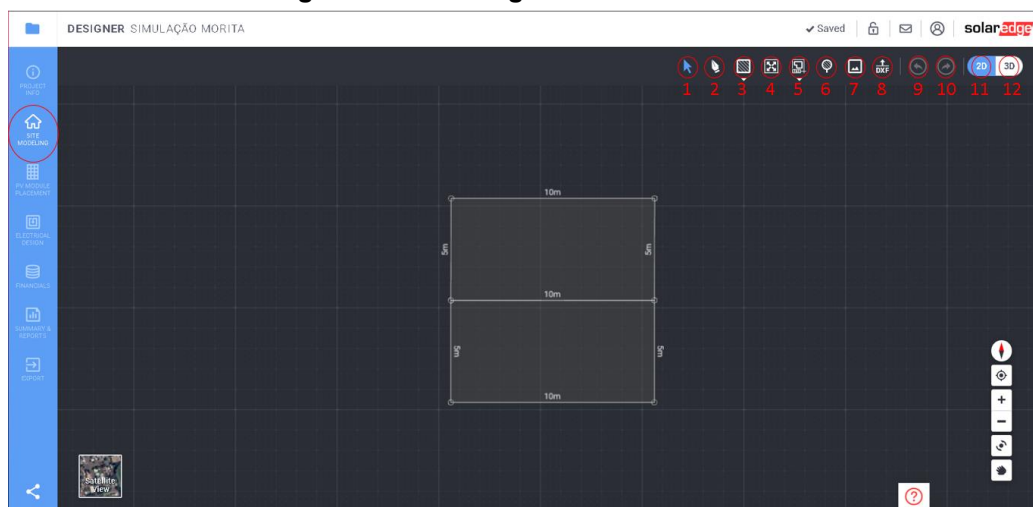
Campo de Futebol Atletismo da UTFPR

CANCEL APPLY

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

5.1.2 Modelagem:

Figura 15 - Modelagem da residencia 2D



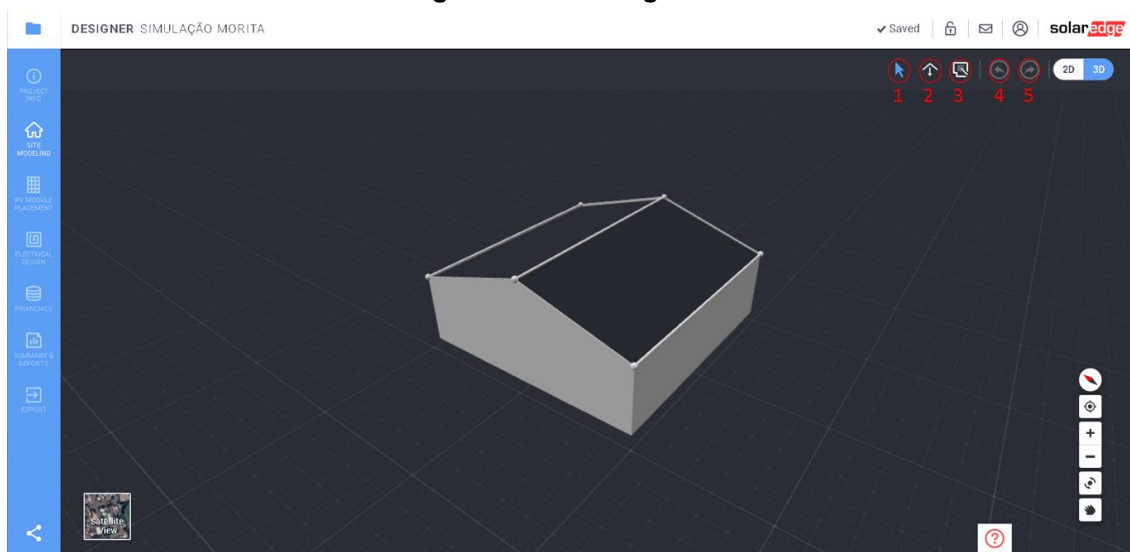
Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Para iniciar a modelagem, clicar na opção *Site Modeling*, algumas funções são disponibilizadas, como:

1. Cursor do mouse;
2. Desenhar;
3. Desenhar obstáculos;
4. Ferramenta de escala;
5. Detecção de telhado;
6. Desenhar árvores;
7. Função que possibilita carregar uma imagem do telhado;
8. Função que possibilita carregar um arquivo em DXF;
9. Retornar;
10. Avançar;
11. Modelagem 2D;
12. Modelagem 3D.

Para ter uma melhor precisão, recomenda-se a utilização da Função 7, importar uma imagem do telhado, na qual diminui os erros de dimensões.

Figura 16 - Modelagem 3D



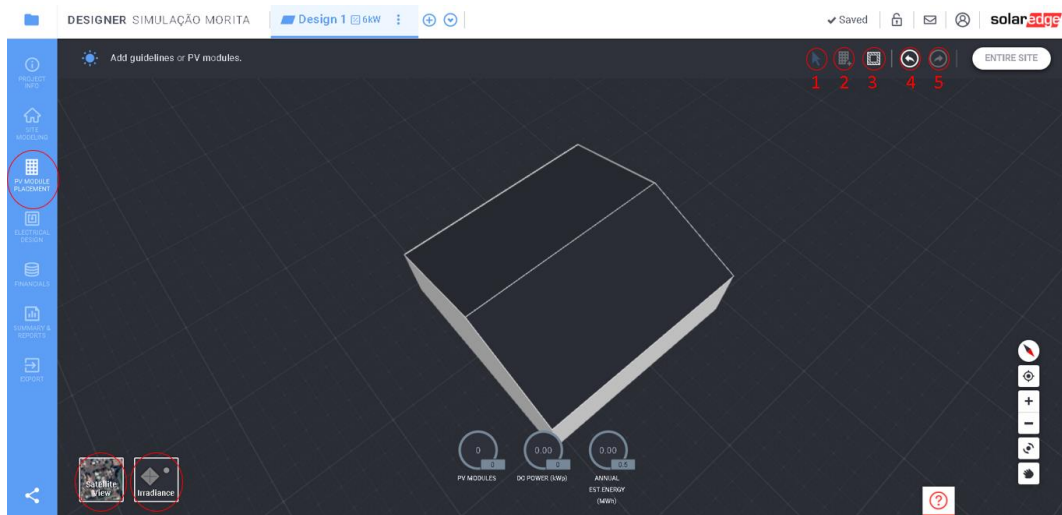
Fonte: Designer Solar Edge

Após modelar as dimensões do telhado em 2D, a modelagem 3D vai dimensionar a altura do telhado, para alterar a altura, clicar nas bordas feitas do desenho em 2D e arrastar para cima e para baixo. Dentre as funções são:

1. Cursor do mouse;
2. Retornar à altura padrão;
3. Gerar águas do telhado automático;
4. Retornar;
5. Avançar.

5.1.3 Alocação dos módulos

Figura 17 - Alocação dos módulos

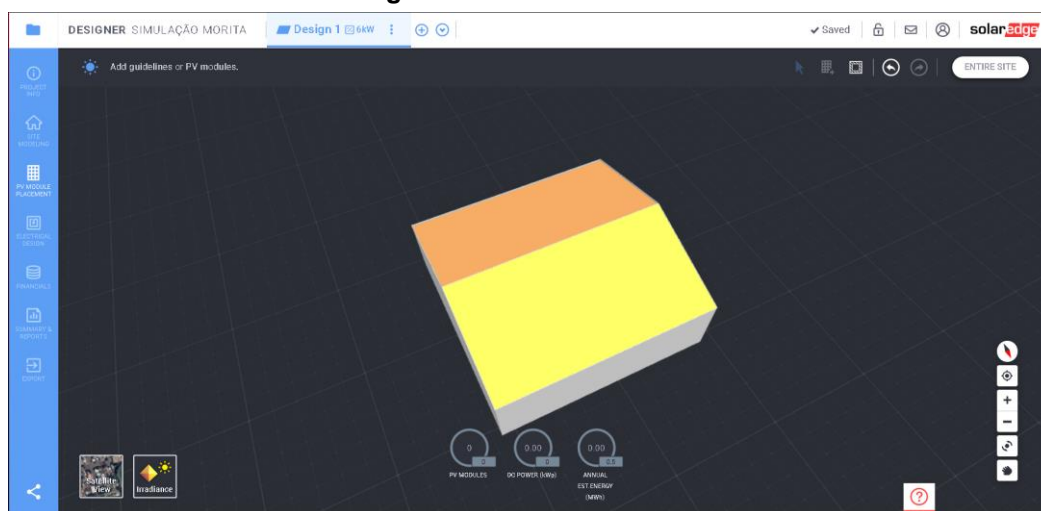


Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Para alocar os módulos, basta selecionar a opção 2, *Add PV Modules*, escolher qual área do telhado irá instalar.

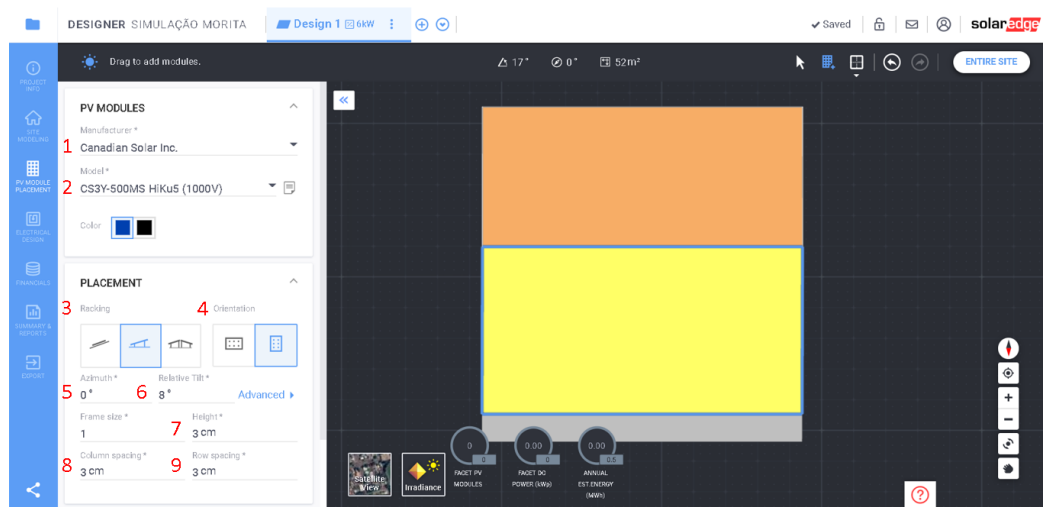
As funções *SatelliteView* modifica o fundo da imagem, e a função *Irradiance* mostra a irradiação no local de instalação.

Figura 18 - Irradiance View



Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Figura 19 - Escolha do módulo



Fonte: Designer Solar Edge (2022)

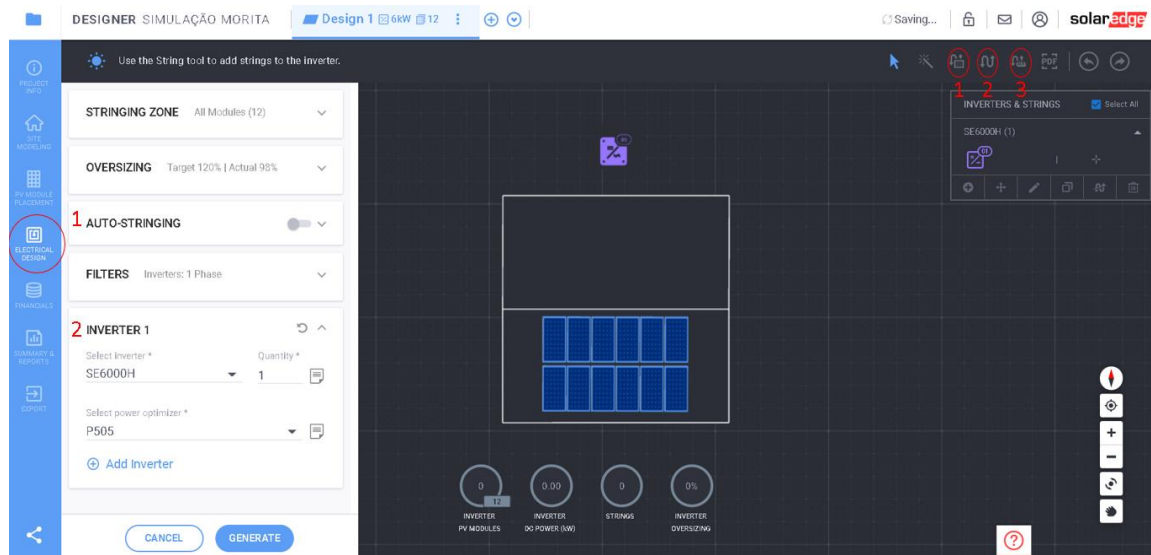
Após selecionar a opção *Add PV Modules*, abrirá uma caixa de opções:

1. Marca do módulo;
2. Modelo do módulo;
3. Tipo de instalação;
4. Orientação dos módulos (horizontal ou vertical);
5. Ângulo de orientação dos módulos em relação ao norte geográfico;
6. Ângulo de inclinação;
7. Altura em relação a estrutura;
8. Espaçamento entre as colunas dos módulos;
9. Espaçamento entre as fileiras dos módulos.

Depois de escolher o módulo, clicar no espaço a ser instalado e arrastar o mouse.

5.1.4 Arranjos

Figura 20 - Escolha do inversor



Fonte: Designer Solar Edge (2022)

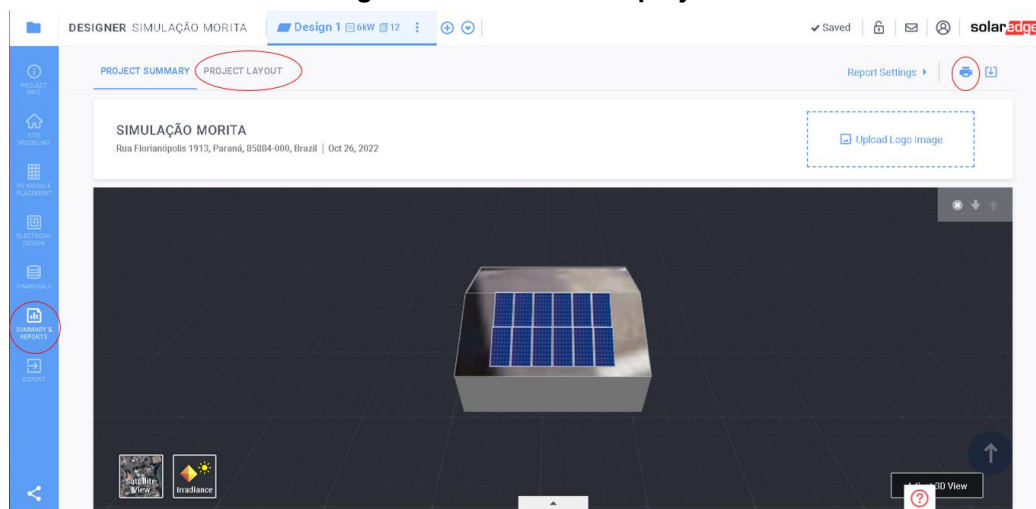
Para colocar o inversor, clicar na opção *Electrical Design*. O software solicita automaticamente o modelo de inversor a ser utilizado, mas pode ser alterado. As funções são:

1. Montagem automática dos arranjos;
2. Modelo de inversor.

Após selecionar o modelo de inversor, as opções disponibilizadas para montar os arranjos são:

1. Montagem automática dos arranjos com opções avançadas;
2. Montagem dos arranjos manual;
3. Montagem automática dos arranjos.

Figura 21 - Relatório do projeto



Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Após o processo dos arranjos, clicar na opção *Summary Reports*, o relatório estará disponibilizado para impressão na opção 1, a para baixar a planta do projeto, clicar na opção *Project Layout*.

5.2 Resultados das simulações

Os resultados obtidos são uma média mensal de geração de energia, na qual foram feitas uma média anual, e então comparados com o projeto base para avaliar as perdas do sistema.

5.2.1 Sombreamento

Tabela 1 - Desempenho por perdas de sombreamento

Sombreamento	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
1 árvore 2m de distância	8,888	6,74
2 árvores 2m de distância	8,541	10,37
2 árvores 4m de distância	9,429	1,06
Platibanda	7,577	20,49
Prédio 4 andares	9,330	2,10
Prédio 5 andares	9,260	2,83
Prédio 8 andares	8,724	8,46

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Observando os valores da tabela, é possível observar que o elemento que mais acarreta na perda de geração são as platibandas, que muitas vezes adotadas por motivos de estética, causando uma perda de 20% da produção anual.

Em seguida, árvores próximas do sistema ocasionam em perdas consideráveis, na qual 2 árvores a 2m de distância causaram uma maior perda, enquanto 2 árvores a 4m de distância quase não houve perdas, e ao comparar com as outras situações, foi o que menos causou.

Pode-se notar que nos prédios de 4 e 5 andares a diferença é pouca em relação as perdas de geração, ao contrário de que um prédio de 8 andares as perdas são mais significativas.

5.2.2 Orientação

Tabela 2 - Desempenho por perdas de orientação

Orientação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
30°	9,334	2,06
60°	8,910	6,50
90°	8,478	11,04
120°	8,110	14,90
150°	7,841	17,72
180°	7,730	18,89
210°	7,844	17,69
240°	8,165	14,32
270°	8,523	10,57
300°	8,937	6,22
330°	9,332	2,08

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Ao observar as variações de 30°, os ângulos se espelham, como por exemplo, ao variar 30° no sentido anti-horário, valor adotado para a pesquisa, ele assemelha ao ângulo de 330°, o que seria equivalente ao ângulo de 30° no sentido horário.

Sob essa consideração, os valores de 30° (Norte-Oeste) e 330° (Norte-Leste), os valores são muito próximos e também muito baixos, com os menores valores de perdas.

Os ângulos de 60° (Norte-Oeste) e 300°(Norte-Leste), os valores de perda triplicam se comparados com o valor dos casos anteriores.

Nos casos de 90° (Oeste) e 270° (Leste), os valores de perda chegam a ser 5 vezes mais do que no primeiro caso.

Para os valores de 120° (Sul-Oeste) e 240° (Sul-Leste), os valores de perda já chegam a 7 vezes mais do que no primeiro caso.

No penúltimo caso, de 150° (Sul-Oeste) e 210° (Sul-Leste), os valores de perda ultrapassam 8 vezes a mais do que no primeiro caso.

E o caso mais crítico de perdas, é o de ângulo de 180° (Sul), em que o sistema está totalmente virado para o sul, levando a quase 1/5 de perdas na geração.

5.2.3 Inclinação

Tabela 3 - Desempenho por perdas sob orientação a 0°

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	8,662	9,11
10	8,297	12,94
15	8,000	16,05
20	7,675	19,46
25	7,327	23,12

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Tabela 4 - Desempenho por perdas sob orientação a 30°

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	8,603	9,73
10	8,084	15,17
15	7,764	18,53
20	7,428	22,07
25	7,126	25,22

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Tabela 5 - Desempenho por perdas sob orientação a 60°

(continua)

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-

Tabela 5 - Desempenho por perdas sob orientação a 60°**(conclusão)**

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
5	8,130	14,69
10	7,707	19,13
15	7,366	22,71
20	7,069	25,82
25	6,688	29,82

Fonte: Designer Solar Edge (2022)**Tabela 6 - Desempenho por perdas sob orientação a 90°**

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	7,757	18,60
10	7,285	23,56
15	6,953	27,04
20	6,602	30,72
25	6,242	34,50

Fonte: Designer Solar Edge (2022)**Tabela 7 - Desempenho por perdas sob orientação a 120°**

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	7,492	21,38
10	6,969	26,87
15	6,529	31,49
20	6,127	35,71
25	5,725	39,93

Fonte: Designer Solar Edge (2022)**Tabela 8 - Desempenho por perdas sob orientação a 150°**

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,53	-
5	7,263	23,79
10	6,719	29,50
15	6,222	34,71
20	5,694	40,25
25	5,188	45,56

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Tabela 9 - Desempenho por perdas sob orientação a 180°

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	7,222	24,22
10	6,684	29,86
15	6,114	35,84
20	5,585	41,39
25	5,105	46,43

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Tabela 10 - Desempenho por perdas sob orientação a 210°

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	7,269	23,72
10	6,759	29,08
15	6,233	34,60
20	5,731	39,86
25	5,222	45,20

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Tabela 11 - Desempenho por perdas sob orientação a 240°

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	7,508	21,22
10	7,022	26,32
15	6,562	31,14
20	6,169	35,27
25	5,779	39,36

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Tabela 12 - Desempenho por perdas sob orientação a 270°

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	7,788	18,28
10	7,332	23,06
15	7,005	26,49
20	6,683	29,87
25	6,333	33,55

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Tabela 13 - Desempenho por perdas sob orientação a 300°

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	8,173	14,24
10	7,742	18,76
15	7,390	22,45
20	7,089	25,61
25	6,742	29,25

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Tabela 14 - Desempenho por perdas sob orientação a 330°

Inclinação	Produção Anual (MWh)	Perdas (%)
Projeto base	9,530	-
5	8,630	9,44
10	8,115	14,85
15	7,777	18,39
20	7,450	21,82
25	7,080	25,71

Fonte: Designer Solar Edge (2022)

Como observado nas tabelas, é possível notar que conforme o grau de inclinação aumenta, as perdas também aumentam, somando ainda com as perdas por orientação.

O caso com menor valor de perdas é a Tabela 4, com orientação de 0°, o sistema está com os módulos virados para o norte, e ao comparar os valores de 5° e 25° de inclinação, o valor mais que dobra.

Não muito diferente do caso de variação do ângulo de orientação, os ângulos espelhados possuem valores semelhantes de perdas, com as menores perdas nas Tabelas 5 e 15, ângulos de 30° (Norte-Oeste) e 330° (Norte-Leste) respectivamente.

Nos casos das Tabelas 5 e 15, ao comparar os valores de 5° e 25°, o valor de perda quase triplica, chegando a um valor de aproximadamente 25% de perdas comparado ao projeto base.

Nas Tabelas 6 e 14, ângulo de orientação de 60° (Norte-Oeste) e 300° (Norte-Leste), ao comparar os valores de 5° e 25° o valor de perda dobra, e se comparados com o projeto base, esse valor chega a quase 1/3 da produção.

Nas Tabelas 7 e 13, ângulo de orientação de 90° (Oeste) e 270° (Leste), ao comparar os valores de 5° e 25° o valor de perda quase dobra, e se comparados com o projeto base, esse valor chega a 1/3 da produção.

Nas Tabelas 8 e 12, ângulo de orientação de 120° (Sul-Oeste) e 240° (Sul-Leste), ao comparar os valores de 5° e 25° o valor de perda quase dobra, e se comparados com o projeto base, o valor de perdas chega a aproximadamente 40% da produção.

Nas Tabelas 9 e 11, ângulo de orientação de 150° (Sul-Oeste) e 210° (Sul-Leste), ao comparar os valores de 5° e 25° o valor de perda quase dobra, e se comparados com o projeto base, o valor de perdas chega a aproximadamente 45% da produção.

Com o caso mais crítico o da Tabela 10, com a variação de 25°, as perdas podem chegar até 46,43%. Ao comparar com o valor de 5°, o valor quase dobra.

Como recomendação para trabalhos futuros, uma continuidade do estudo levando em consideração mais fatores de perdas, como temperatura e degradação dos módulos.

6 CONCLUSÃO

Foi elaborado o desenvolvimento didático na criação de um projeto utilizando o software Designer Solar Edge, e conclui-se que o software é uma ferramenta fácil e eficiente na construção de projetos fotovoltaicos.

Com base na análise dos dados apresentados, há inúmeros fatores que podem influenciar na geração de energia.

Fatores estéticos como platibandas, se não forem planejados podem impactar consideravelmente na produção de energia. Árvores se não houver cuidados na manutenção também podem acarretar em mais perdas, assim como a localização do sistema gerador caso tenha estruturas altas o suficiente para causar sombreamento.

Para os casos de orientação, os melhores resultados foram obtidos com o sistema orientados para o norte, com uma diferença de até 60°, as perdas são relativamente baixas, ao comparar com os sistemas orientados para o sul.

E por fim, nos casos de inclinação, a variação do ângulo influencia de forma significativa, aumentando o ângulo, diminui-se a produção de energia. Fatores que podem ocasionar são condições climáticas, localização do local instalado e o sombreamento dos módulos devido a inclinação.

Portanto, um bom planejamento na instalação do sistema é extremamente importante, visando sempre os melhores cenários, considerando todos os tipos de perdas que podem ou não causar na produção, para buscar as melhores condições de geração, e com isso, um maior retorno no investimento.

REFERÊNCIAS

ADEDEJI, Michael; ABBASOGLU, S.; SENOL, M. **Determination of optimum tilt and azimuth angles for photovoltaic systems in Northern Cyprus**. 2014. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Serkan-Abbasoglu/publication/299533673_Determination_of_optimum_tilt_and_azimuth_angles_for_photovoltaic_systems_in_Northern_Cyprus/links/60e40bf492851ca944ae4bcd/Determination-of-optimum-tilt-and-azimuth-angles-for-photovoltaic-systems-in-Northern-Cyprus.pdf. Acesso em: 15 de mai. 2022.

AHMED, Zeki; KAZEM, Hussein A.; SOPIAN, K. **Effect of dust on photovoltaic performance: Review and research status**. Latest trends in renewable energy and environmental informatics, v. 34, n. 6, p. 193-199, 2013. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Zeki-Darwish/publication/263275011_Effect_of_Dust_on_Photovoltaic_Performance_Review_and_Research_Status/links/02e7e53a5855223c6b000000/Effect-of-Dust-on-Photovoltaic-Performance-Review-and-Research-Status.pdf. Acesso em: 15 de mai. 2022.

APPELS, Reinhart et al. **Effect of soiling on photovoltaic modules**. Solar energy, v. 96, p. 283-291, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X1300282X>. Acesso em: 16 de mai. 2022.

APPELS, Reinhart et al. **The effect of dust deposition on photovoltaic modules**. In: 2012 38th IEEE photovoltaic specialists conference. IEEE, 2012. p. 001886-001889. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6317961>. Acesso em 15 de mai. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690**: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

BABATUNDE, Akinola A.; ABBASOGLU, Serkan; SENOL, Mehmet. **Analysis of the impact of dust, tilt angle and orientation on performance of PV Plants**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 90, p. 1017-1026, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118302028>. Acesso em: 17 de mai. 2022.

COUTINHO, Carlos Roberto et al. **Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR. 2016. Disponível em: <http://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/trabalhos/2594Pfinal.pdf>. Acesso em: 16 de mai. 2022.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. (2008). Energia solar princípios e aplicações. Centro de Referência Para Energia Solar E Eólica, 28. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 17 de mai. 2022.

DE REZENDE, Vinicius Gouveia Scartezini; ZILLES, Roberto. **Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/181>. Acesso em: 18 de mai. 2022.

DECEGLIE, Michael G.; MICHELI, Leonardo; MULLER, Matthew. **Quantifying soiling loss directly from PV yield**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 8, n. 2, p. 547-551, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8265621>. Acesso em: 18 de mai. 2022.

DGS. **PLANNING AND INSTALLING PHOTOVOLTAIC SYSTEMS**. A guide for installers, architects and engineers. Londres, 402 p. 2008.

DELIN, Chris. **Characterizing Shading Losses on Partially Shaded PV Systems (Presentation)**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2010. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/49504.pdf>. Acesso em 18 de mai. 2022.

DOROBANTU, L.; POPESCU, M. O.; POPESCU, C. L. **Yield loss of photovoltaic panels caused by depositions**. In: 2011 7TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ADVANCED TOPICS IN ELECTRICAL ENGINEERING (ATEE). IEEE, 2011. p. 1-4. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5952222>. Acesso em 15 de mai. 2022.

DUBEY, Swapnil; SARVAIYA, Jatin Narotam; SESHADRI, Bharath. **Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world—a review**. Energy Procedia, v. 33, p. 311-321, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213000829>. Acesso em 20 de mai. 2022.

EL-SHOBOKSHY, Mohammad S.; HUSSEIN, Fahmy M. **Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells**. Solar energy, v. 51, n. 6, p. 505-511, 1993. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0038092X9390135B>. Acesso em: 15 de mai. 2022.

GARCÍA, MC Alonso; BALENZATEGUI, J. L. **Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations**. Renewable energy, v. 29, n. 12, p. 1997-2010, 2004. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148104001260>. Acesso em: 21 de mai. 2022.

GUO, Bing et al. **Effect of dust and weather conditions on photovoltaic performance in Doha, Qatar**. In: 2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE). IEEE, 2015. p. 1-6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7208718>. Acesso em: 18 de mai. 2022

HERSCH, Paul; ZWEIBEL, Kenneth. **Basic photovoltaic principles and methods**. Solar Energy Research Inst. Golden, CO, EUA. 1982.

KAZEM, Ali A.; CHAICHAN, Miqdam T.; KAZEM, Hussein A. **Dust effect on photovoltaic utilization in Iraq**. Renewable and Sustainable energy reviews, v. 37, p. 734-749, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032114003980>. Acesso em 23 de mai. 2022.

KAZEM, Hussein A. et al. **A review of dust accumulation and cleaning methods for solar photovoltaic systems**. Journal of Cleaner Production, v. 276, p. 123187, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652620332327>. Acesso em: 19 de mai. 2022.

KORMANN, L. et al. **Desenvolvimento de mapas de avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes ângulos de inclinação e de azimute**. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA, v. 18, p. 1-8, 2014. Disponível em: <http://portalderevistas.unsa.edu.ar/ojs/index.php/averma/article/view/1934>. Acesso em: 19 de mai. 2022.

KUMAR, Manish; KUMAR, Arun. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 78, p. 554-587, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117305919>. Acesso em: 22 de mai. 2022.

KUMAR, Mayank. **Enhanced solar PV power generation under PSCs using shade dispersion**. IEEE Transactions on Electron Devices, v. 67, n. 10, p. 4313-4320, 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9173564>. Acesso em: 22 de mai. 2022.

LOPES, Ricardo Jorge Cabral. **Efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos**. 2013. Tese de Doutorado. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Disponível em: <https://repositorio.ipl.pt/handle/10400.21/3217>. Acesso em: 17 de mai. 2022.

MUNOZ, M. A. et al. **Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions**. Solar energy, v. 85, n. 9, p. 2264-2274, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X11002143>. Acesso em: 21 de mai. 2022.

NDIAYE, Ababacar et al. **Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment**. Solar energy, v. 103, p. 70-77, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X14000772>. Acesso em: 19 de mai. 2022.

NDIAYE, Ababacar et al. **Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review**. Solar Energy, v. 96, p. 140-151, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X13002703>. Acesso em: 30 de abr. 2022.

PINHO, GALDINO. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**, 2014.

RAMAPRABHA, R.; MATHUR, B. L. **Impact of partial shading on solar PV module containing series connected cells**. International Journal of Recent Trends in Engineering, v. 2, n. 7, p. 56, 2009. Disponível em: https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/53795243/3-International_journal_of_recent_trends_in_engineering-Impact_of_Partial_Shading_on_Solar_PV_Module-libre.PDF?1499494608=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3D3_International_journal_of_recent_trends.pdf&Expires=1671479221&Signature=B6e04HJipM1bpNvbKfml9Sk7~KmlJ9-M-dMTQTMbveqURtOTGvyDnw0l1tCZI1qxlcqP89qIBt-LLvx3VC7bpVqkT1yriRKWRRaQX0iKqQLLoEbbOmiGjAqBSjYmITNq9pCV3c642p5ZpkM~4N3Y06J4ILTtThAzvf0nhWE7DdJhkLAgLK7mr-kx8owIK6WMAFdpaMuUiDGTecMQGcbO5kZ1~i04i1yxB8DIqajX1zRTxSrwt0ZNsNuJxzaeHbtjzmylAyzyQm3aUFnsmE1ftFO-8n9S5DusQ1schp2TL6LZzxBL2aFRM3qM9jFxnIMzS6O4aRXj7gau20wn0bBU-g__&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA. Acesso em: 05 de mai. 2022.

RUSCHEL, Cristiano Saboia; KRENZINGER, Arno. **Efeito de sombreamentos no desempenho de uma usina solar fotovoltaica**. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 8, n. 1, p. 18-25, 2017. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/170>. Acesso em: 10 de mai. 2022.

RUVIARO, Raiana Spat et al. **Análise da variação da eficiência do módulo fotovoltaico em função da temperatura**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/29>. Acesso em: 29 de abr. 2022.

SAYYAH, Arash; HORENSTEIN, Mark N.; MAZUMDER, Malay K. **Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels**. Solar Energy, v. 107, p. 576-604, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X1400259X>. Acesso em: 29 de abr. 2022.

SHARMA, Vikrant; CHANDEL, S. S. **Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review**. Renewable and sustainable energy reviews, v. 27, p. 753-767, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113004917>. Acesso em: 05 de mai. 2022.

SIMIONI, Tássio. **O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil**. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

SIMPLICIO, Roberto Silva et al. **IMPACTO DO SOMBREAMENTO EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA**. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1247>. Acesso em 06 de mai. 2022.

SINGH, Priyanka; RAVINDRA, Nuggehalli M. **Temperature dependence of solar cell performance—an analysis**. Solar energy materials and solar cells, v. 101, p. 36-45, 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0927024812000931>. Acesso em: 14 de mai. 2022.

SKOPLAKI, E.; BOUDOUVIS, A. G.; PALYVOS, J. A. **A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting**. Solar energy materials and solar cells, v. 92, n. 11, p. 1393-1402, 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0927024808001918>. Acesso em: 12 de mai. 2022.

SOUZA, Daniel Vitorino de; TAPIA, G. I. M. **Análise do Sombreamento entre Painéis Fotovoltaicos**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-Gramado. 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/165#:~:text=Além%20de%20que%20o%20sistema,pode%20danificar%20as%20células%20solares>. Acesso em: 18 de mai. 2022.

SULAIMAN, Shaharin A. et al. **Effects of Dust on the Performance of PV Panels**. World Academy of Science, Engineering and Technology, v. 58, n. 2011, p. 588-593, 2011. Disponível em: <https://thewca.uk/wp-content/uploads/2017/06/3-studies-on-solar-PV-.pdf>. Acesso em: 14 de mai. 2022.

TAMIZHMANI, Govindasamy et al. **Photovoltaic module thermal/wind performance**: long-term monitoring and model development for energy rating. In: NCPV and Solar Program Review Meeting Proceedings, 24-26 March 2003, Denver, Colorado (CD-ROM). National Renewable Energy Lab., Golden, CO.(US), 2003. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/15006842>. Acesso em: 04 de mai. 2022.

TONOLO, Édwin Augusto et al. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba**. 2019. Dissertação de Mestrado. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Disponível em: <http://riut.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/4664>. Acesso em 15 de mai. 2022.

TORTELLI, Carla. **O efeito do sombreamento na eficiência do sistema fotovoltaico do escritório verde da UTFPR**. 2017. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/17324>. Acesso em: 12 de mai. 2022.

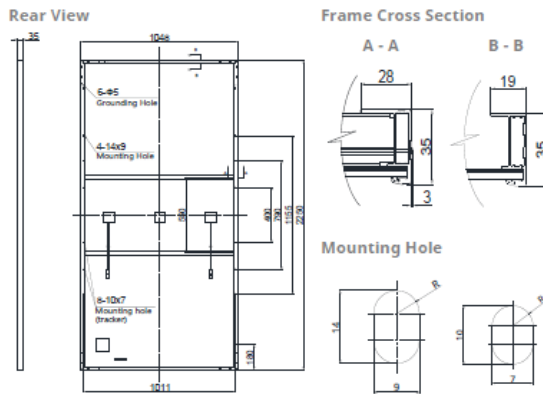
VIEIRA JUNIOR, Afrânio Alves et al. **IMPACTO DA LIMPEZA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS PARA MELHOR PRODUTIVIDADE**. 2021. Disponível em: <https://repositorio.pucgoias.edu.br/jspui/handle/123456789/3228>. Acesso em: 18 de mai. 2022.

YADAV, Amit Kumar; CHANDEL, S. S. **Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation**: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 23, p. 503-513, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113001299>. Acesso em 16 de mai. 2022.

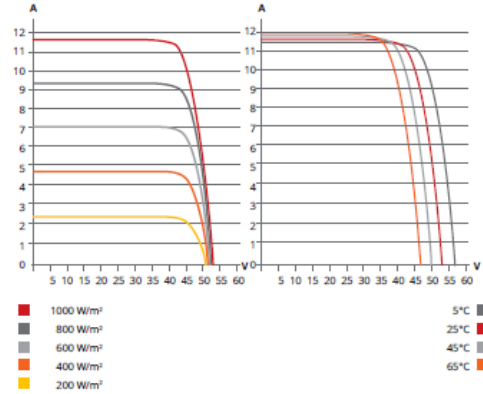
YADAV, Somil et al. **Determination of optimum tilt and azimuth angle of BiSPVT system along with its performance due to shadow of adjacent buildings**. Solar Energy, v. 215, p. 206-219, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X20312846>. Acesso em: 18 de mai. 2022.

ANEXO A - Datasheet dos Módulos Canadian CS3Y-500MS

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3Y-490MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3Y	475MS	480MS	485MS	490MS	495MS	500MS
Nominal Max. Power (Pmax)	475 W	480 W	485 W	490 W	495 W	500 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V	44.8 V	45.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.81 A	10.87 A	10.94 A	11.00 A	11.06 A	11.12 A
Open Circuit Voltage (Voc)	52.7 V	52.9 V	53.1 V	53.3 V	53.5 V	53.7 V
Short Circuit Current (Isc)	11.52 A	11.57 A	11.62 A	11.67 A	11.72 A	11.77 A
Module Efficiency	20.1%	20.4%	20.6%	20.8%	21.0%	21.2%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3Y	475MS	480MS	485MS	490MS	495MS	500MS
Nominal Max. Power (Pmax)	354 W	358 W	362 W	365 W	369 W	373 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	41.0 V	41.2 V	41.4 V	41.6 V	41.8 V	42.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.64 A	8.69 A	8.75 A	8.79 A	8.83 A	8.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.6 V	49.8 V	50.0 V	50.2 V	50.3 V	50.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.29 A	9.33 A	9.38 A	9.42 A	9.46 A	9.50 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	156 [2 X (13 X 6)]
Dimensions	2250 X 1048 X 35 mm (88.6 X 41.3 X 1.38 in)
Weight	26.3 kg (58.0 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, 2 crossbars enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

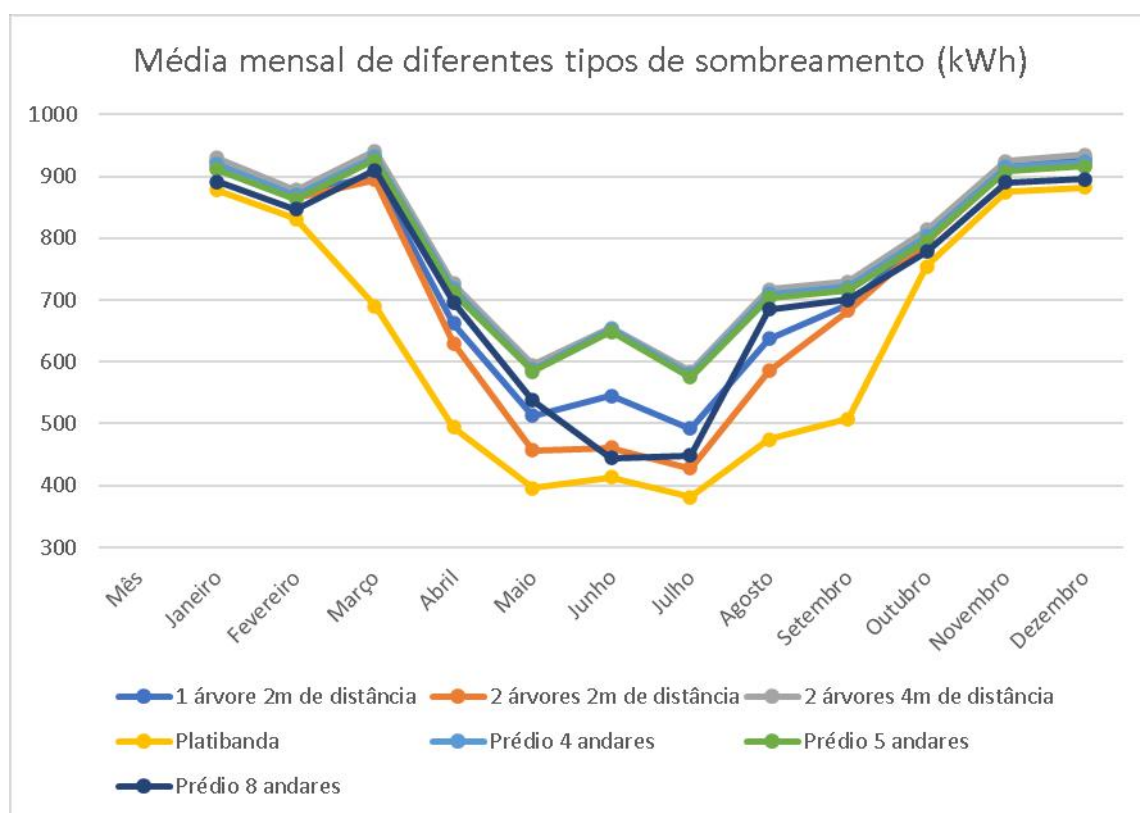
ANEXO B - Datasheet Inversor Solar Edge SE6000H

APLICÁVEL A INVERSORES COM NÚMERO DE SÉRIE	SEXXXXH-XXXXBXX4					
	SE3680H	SE5000H	SE6000H	SE8250H	SE9200H	
SAÍDA						
Potência Nominal de Saída CA	3680	5000	6000	8250	9200	VA
Potência Máxima de Saída CA	3680	5000	6000	8250	9200	VA
Tensão de Saída CA (Nominal)	220/230					Vca
Faixa de Tensão de Saída CA	184 - 264.5					Vca
Frequência CA (Nominal)	60 ± 5					Hz
Máxima corrente de saída CA	16	23	27.5	37.5	42	A
Distorção Harmônica Total (THD)	< 3					%
Fator de Potência	1 (ajustável de -0.9 à 0.9)	1 (ajustável de -0.8 à +0.8)	1 (ajustável de -0.9 à 0.9)	1 (ajustável de -0.8 à +0.8)		VA
Monitoramento da rede, Proteção Anti-Ilhamento, Fator de Potência Ajustável, Parâmetros de Rede Ajustáveis	Sim					
ENTRADA						
Potência Máxima de Entrada CC	7360	10000	12000	16500	18400	W
Sem transformador, não aterrado	Sim					
Tensão Máxima de Entrada	480					Vcc
Tensão Nominal de Entrada	380			400		Vcc
Corrente Máxima de Entrada	10.5	13.5	16.5	22	23.5	Acc
Proteção contra Inversão de Polaridade	Sim					
Deteção de Falha de Isolamento à Terra	600kΩ Sensibilidade					
Eficiência Máxima do Inversor	99	99.2				%
Eficiência Ponderada Europeia	98.8	99				%
Consumo Noturno de Energia	< 2.5					W
CARACTERÍSTICAS ADICIONAIS						
Interfaces de Comunicação Suportadas	RS485, Ethernet, Wi-Fi®, GSM (opcional)					
Gerenciamento Smart Energy	Limitação de Exportação					
Comissionamento do Inversor	Através do app para celular/tablet SetApp, usando o wi-fi interno do inversor (conexão direta)					
Proteção contra Falha de Arco	Integrado, Configurável pelo usuário (De acordo à UL1699B)					
COMPLIANCE PADRÃO						
Segurança	IEC-62109-1/2, AS/NZS3100					
Conformidade às Normas	ABNT NBR 16149:2013, ABNT NBR 16150 :2013, ABNT NBR IEC 62116:2012, EN 50438, IEC61727, IEC62116					
Emissões	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12, FCC Part 15 Class B					
ESPECIFICAÇÕES DA INSTALAÇÃO						
Prensa-Cabo de Saída CA	9 - 16					mm
Seção transversal (bitola) do cabo de saída CA	1 - 13					mm²
Dimensões (A x L x P)	280 x 370 x 134	280 X 370 X 174	280 x 370 x 134	360 X 370 X 185		mm
Peso	7.8	10.6	11.4	16.5	17.6	kg
Entrada CC	1 x MC4 pares	2 x MC4 pares		3 x MC4 pares		
Ruído	< 25			< 50		dBA
Resfriamento	Convecção natural					
Faixa de Temperatura de Operação	de -40 à +60 ⁽¹⁾					°C
Grau de Proteção IP	IP65 — interno e externo					

(1) A conectividade Wi-Fi requer uma antena externa. Para mais informações, consulte: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-wifi-zigbee-antenna-datasheet.pdf>
(2) Potência total até 50°C. Para saber mais sobre redução de potência acesse: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-rating-note.pdf>

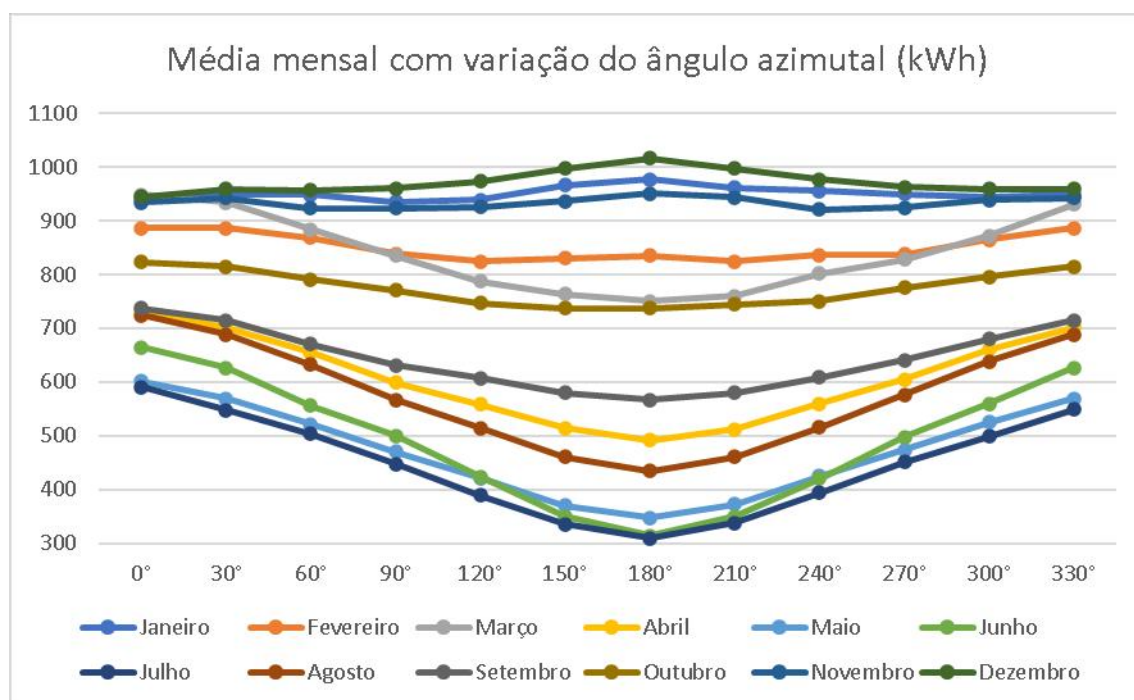
APÊNDICE A - Média mensal com influência de diferentes tipos de sombreamento

Mês	1 árvore 2m de distância	2 árvores 2m de distância	2 árvores 4m de distância	Platibanda	Prédio 4 andares	Prédio 5 andares	Prédio 8 andares
Janeiro	923	914	930	878	919	911	891
Fevereiro	873	865	878	831	869	863	847
Março	901	894	941	690	932	926	910
Abril	662	630	726	494	718	712	696
Maió	513	457	595	396	588	584	538
Junho	545	461	655	413	653	649	445
Julho	492	428	584	381	579	575	449
Agosto	637	585	717	475	710	704	685
Setembro	693	683	730	508	721	716	700
Outubro	802	794	814	754	803	796	778
Novembro	919	911	924	875	915	908	890
Dezembro	928	919	935	882	923	916	895



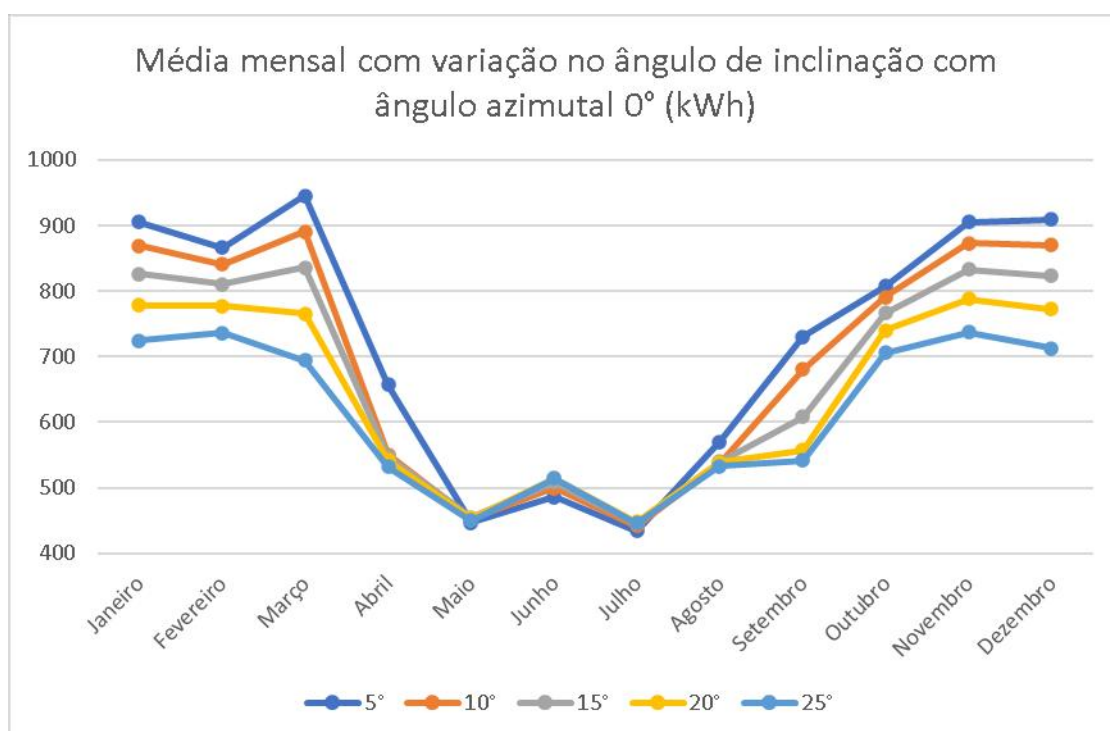
APÊNDICE B - Média mensal com variação do ângulo azimutal (kWh)

Mês	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
Janeiro	940	948	948	935	939	967	977	962	956	950	944	948
Fevereiro	887	887	868	839	825	830	835	825	836	838	865	887
Março	949	934	884	835	787	764	751	760	802	828	872	931
Abril	734	702	655	599	558	514	492	512	559	605	661	702
Mai	601	569	521	470	421	370	347	372	425	474	525	569
Junho	665	626	556	500	423	350	314	349	420	497	559	626
Julho	591	548	503	447	389	335	309	337	394	451	499	549
Agosto	724	688	632	567	514	460	434	461	515	576	638	688
Setembro	737	715	671	631	607	580	567	580	609	641	680	715
Outubro	823	815	791	771	747	737	737	744	751	775	796	815
Novembro	934	943	924	924	926	937	951	944	921	925	939	943
Dezembro	945	959	957	960	974	997	1.016	998	977	963	959	959



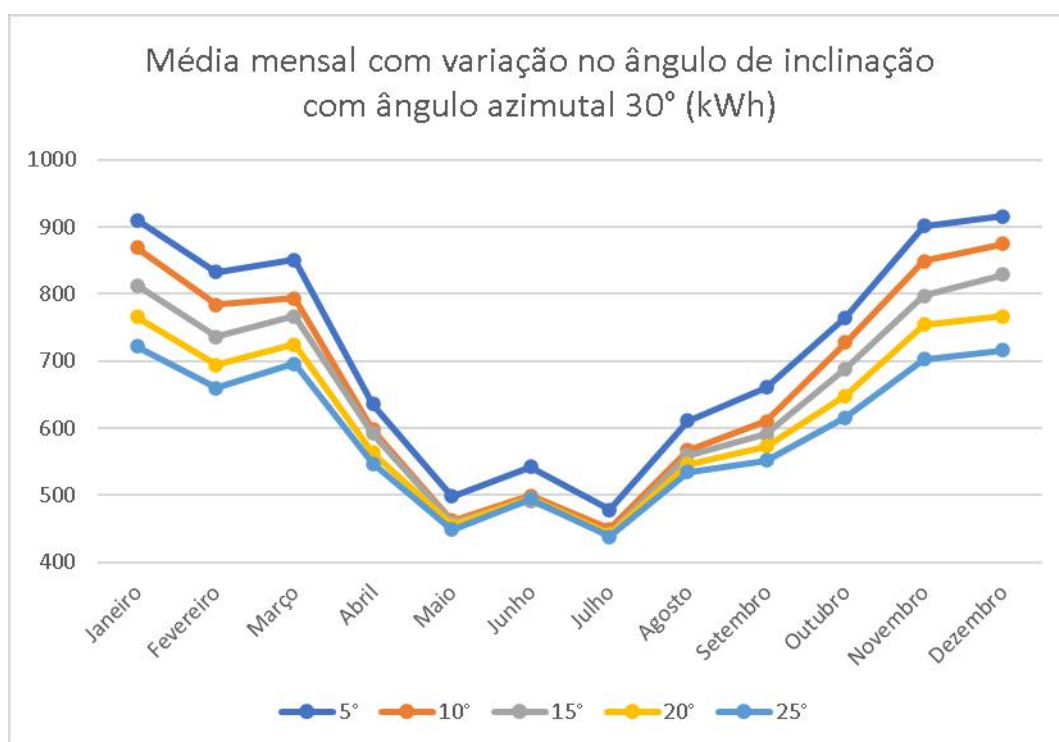
APÊNDICE C - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 0° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	905	869	826	778	724
Fevereiro	866	841	811	777	736
Março	945	891	836	766	694
Abril	657	550	547	542	532
Maiο	447	453	455	454	450
Junho	486	500	508	514	514
Julho	434	442	446	448	446
Agosto	570	537	540	539	533
Setembro	730	680	608	557	542
Outubro	808	791	767	740	706
Novembro	905	873	833	788	737
Dezembro	909	870	823	772	713



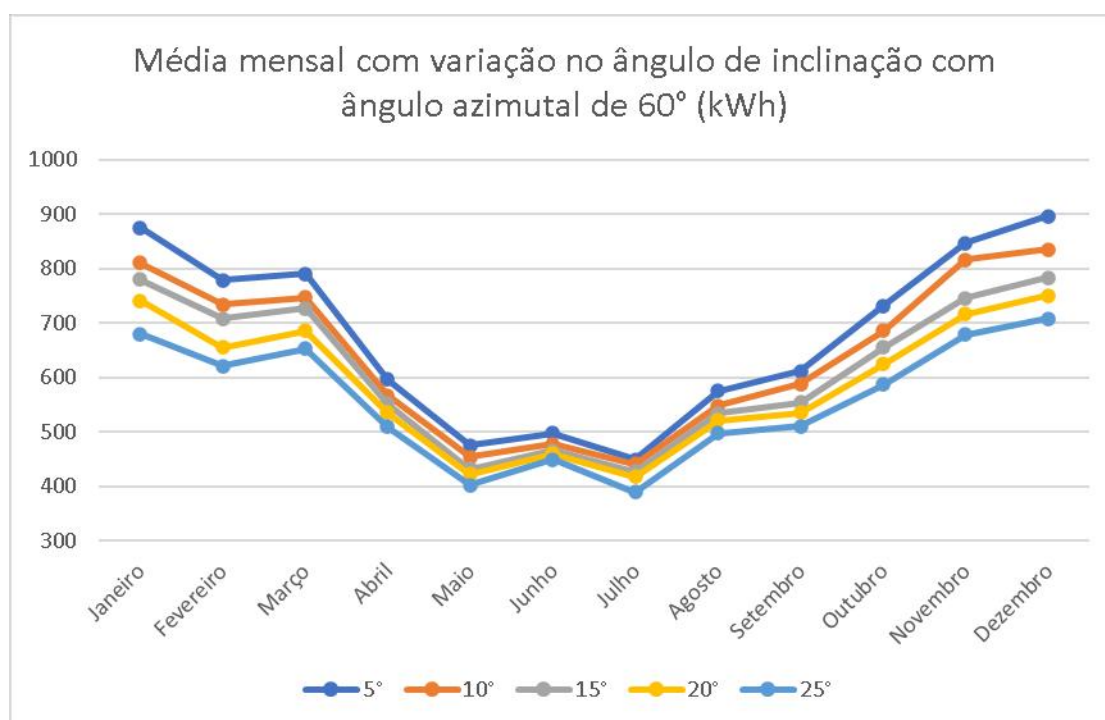
APÊNDICE D - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 30° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	910	869	813	766	722
Fevereiro	833	784	736	694	660
Março	851	794	767	725	696
Abril	636	598	592	563	547
Maio	498	462	459	455	448
Junho	542	499	491	495	494
Julho	478	449	442	442	438
Agosto	611	567	559	546	534
Setembro	661	610	591	573	552
Outubro	765	728	688	648	616
Novembro	902	849	797	754	703
Dezembro	916	875	829	767	716



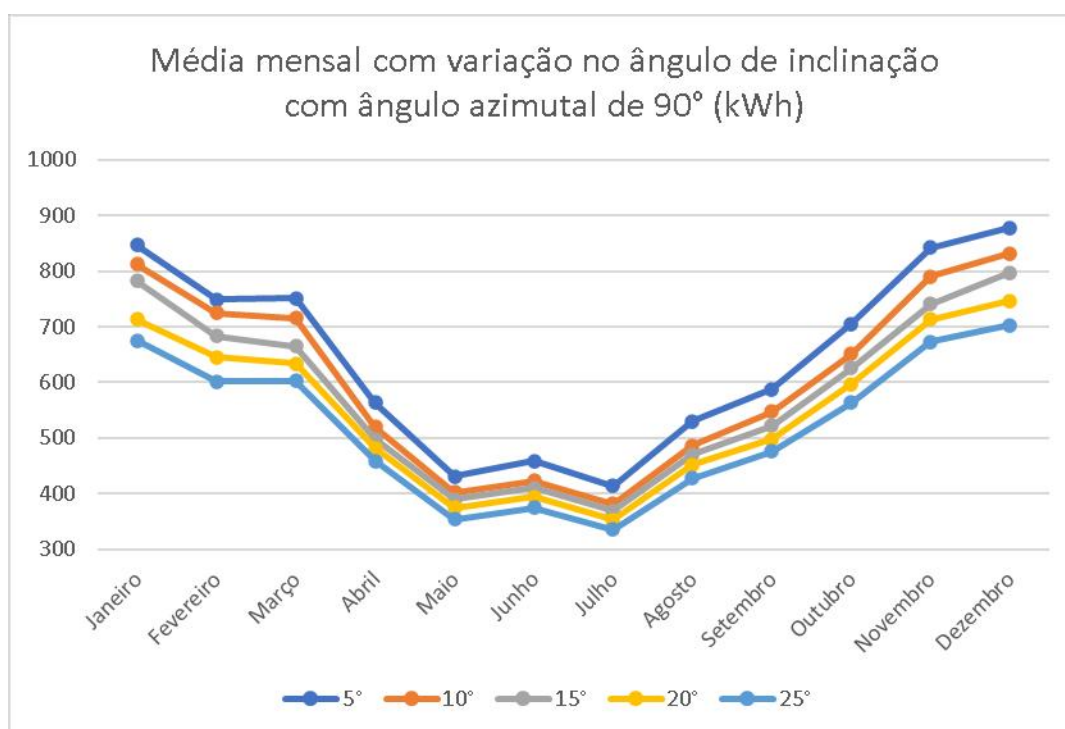
APÊNDICE E - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 60° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	876	811	780	741	680
Fevereiro	779	734	708	656	621
Março	791	747	727	686	653
Abril	597	567	552	536	510
Mai	475	454	432	422	402
Junho	498	478	466	460	449
Julho	450	441	427	418	390
Agosto	576	548	534	521	498
Setembro	612	588	554	536	511
Outubro	732	686	656	625	587
Novembro	847	817	746	717	679
Dezembro	897	836	784	751	708



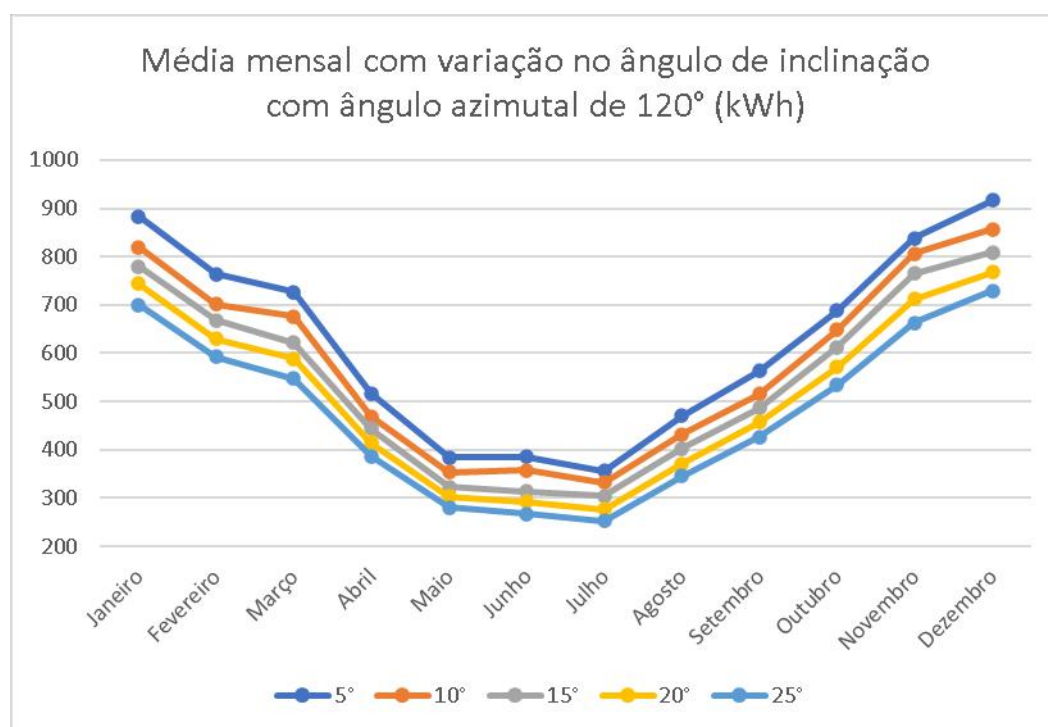
APÊNDICE F - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 90° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	847	812	783	713	675
Fevereiro	749	725	683	645	601
Março	751	716	665	634	603
Abril	564	520	498	482	458
Maiο	431	402	389	374	354
Junho	458	423	410	394	374
Julho	414	381	369	353	335
Agosto	530	486	470	452	427
Setembro	588	547	522	498	476
Outubro	705	651	626	597	563
Novembro	842	790	741	713	673
Dezembro	878	832	797	747	703



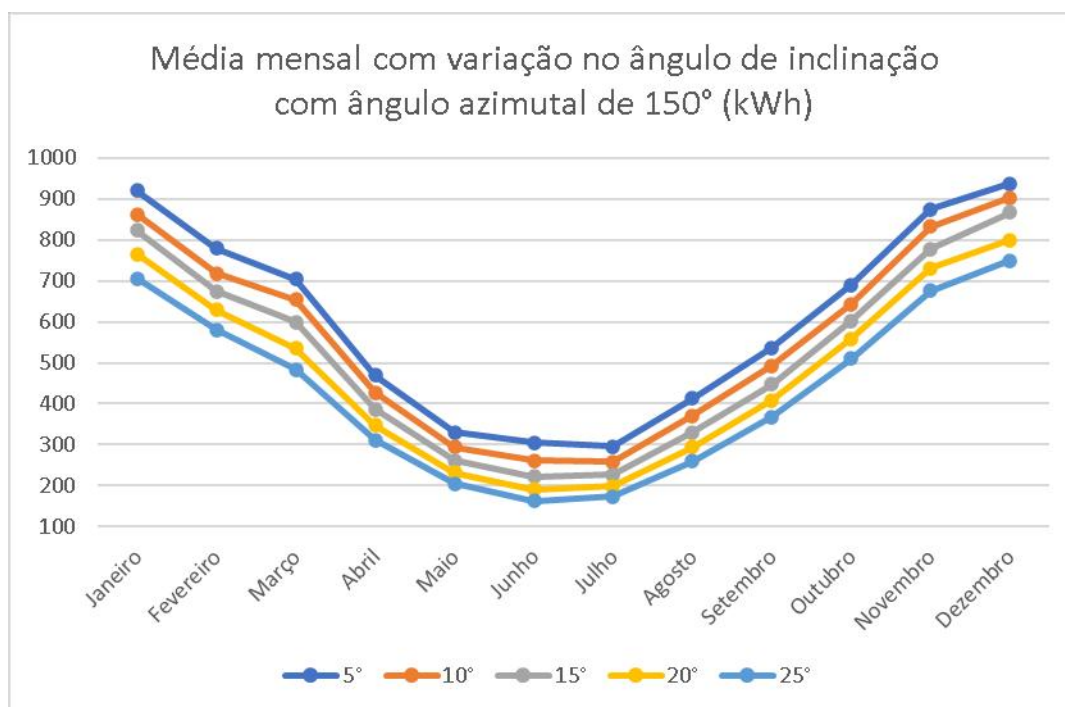
APÊNDICE G - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 120° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	883	820	780	744	700
Fevereiro	764	701	668	630	593
Março	727	676	622	589	548
Abril	517	469	444	414	387
Maió	384	354	323	303	280
Junho	386	357	314	292	267
Julho	356	332	304	276	253
Agosto	470	432	402	371	345
Setembro	563	516	486	457	426
Outubro	688	648	612	571	534
Novembro	838	807	765	712	663
Dezembro	916	857	809	768	729



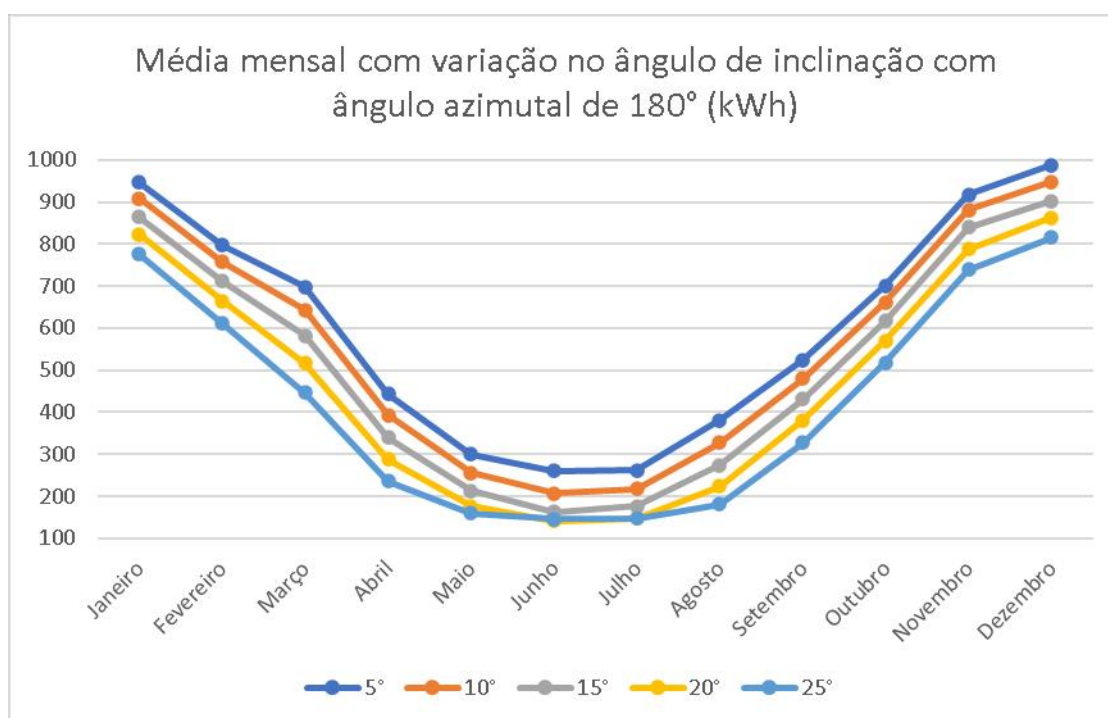
APÊNDICE H - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 150° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	921	862	823	765	706
Fevereiro	780	718	675	630	581
Março	705	654	599	536	483
Abril	470	427	387	348	311
Maiο	331	295	262	232	205
Junho	305	261	223	191	163
Julho	296	258	227	199	174
Agosto	414	371	330	294	260
Setembro	537	493	448	409	368
Outubro	691	643	602	559	511
Novembro	875	833	778	731	676
Dezembro	938	904	868	800	750



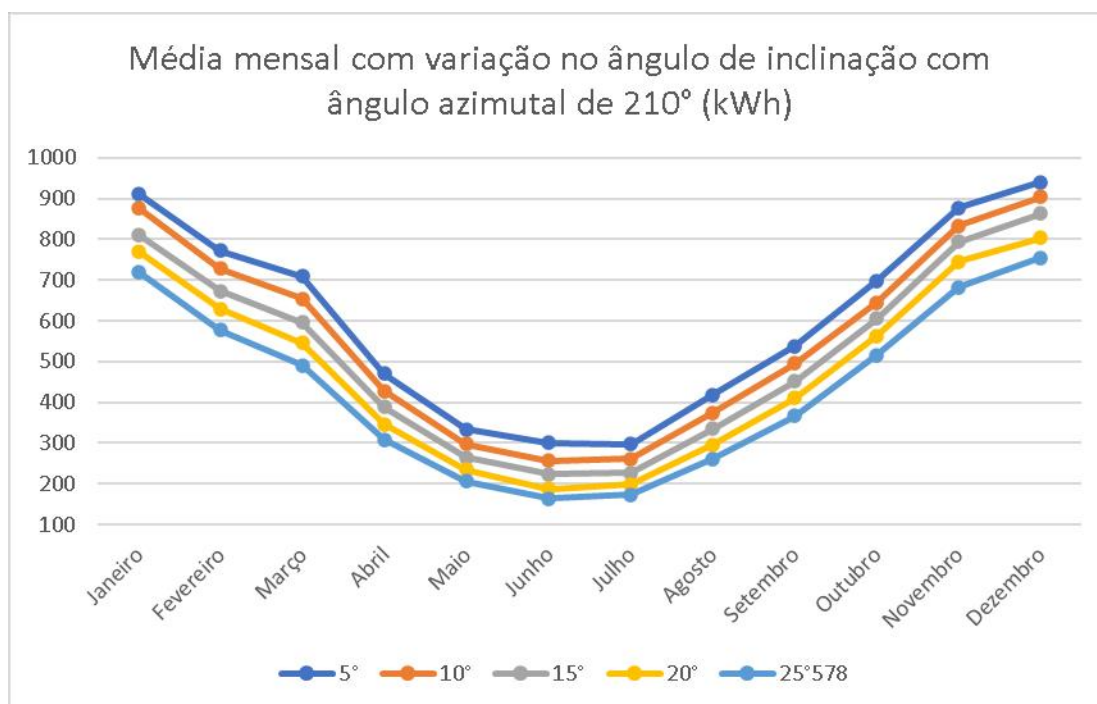
APÊNDICE I - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 180° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	947	909	865	824	776
Fevereiro	798	757	712	665	611
Março	699	643	582	517	447
Abril	443	393	339	288	236
Maiο	300	256	213	176	159
Junho	261	207	162	141	146
Julho	262	218	176	148	148
Agosto	381	328	274	223	181
Setembro	524	480	431	381	328
Outubro	701	662	618	570	518
Novembro	918	882	840	789	739
Dezembro	988	949	902	863	816



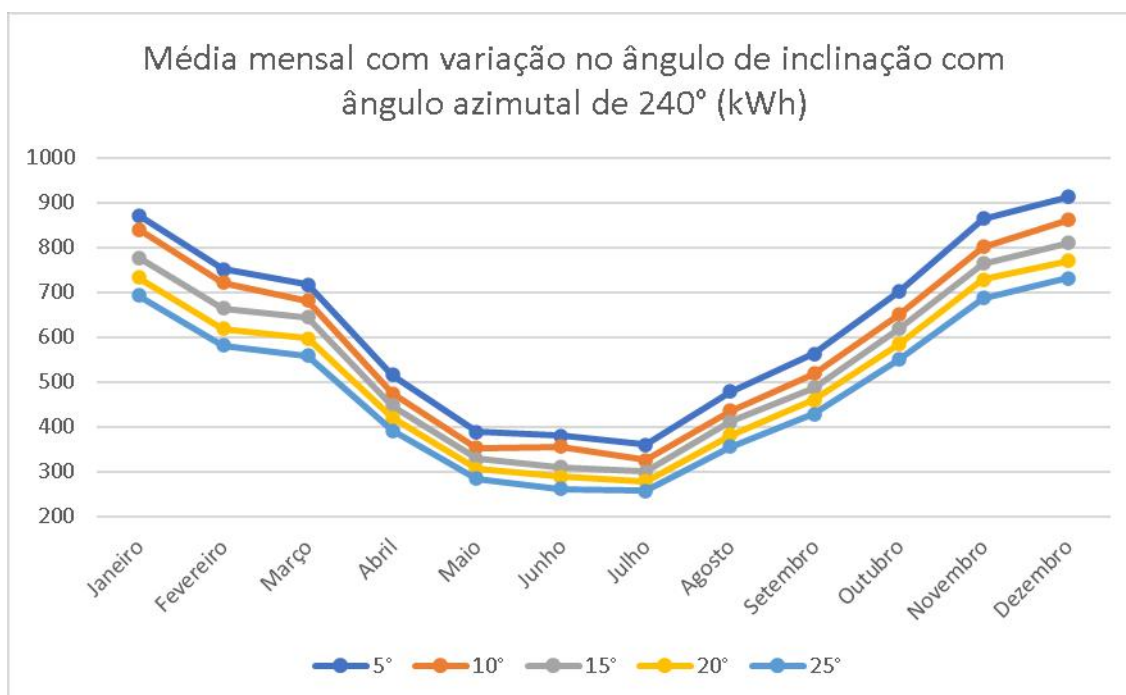
APÊNDICE J - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 210° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°578
Janeiro	912	877	812	771	721
Fevereiro	772	729	674	629	578
Março	710	654	597	546	491
Abril	471	428	388	346	309
Maiο	334	298	264	234	206
Junho	301	257	223	188	163
Julho	297	262	227	199	173
Agosto	418	375	335	296	261
Setembro	538	495	451	410	367
Outubro	699	645	605	563	516
Novembro	877	834	794	745	682
Dezembro	940	905	863	804	755



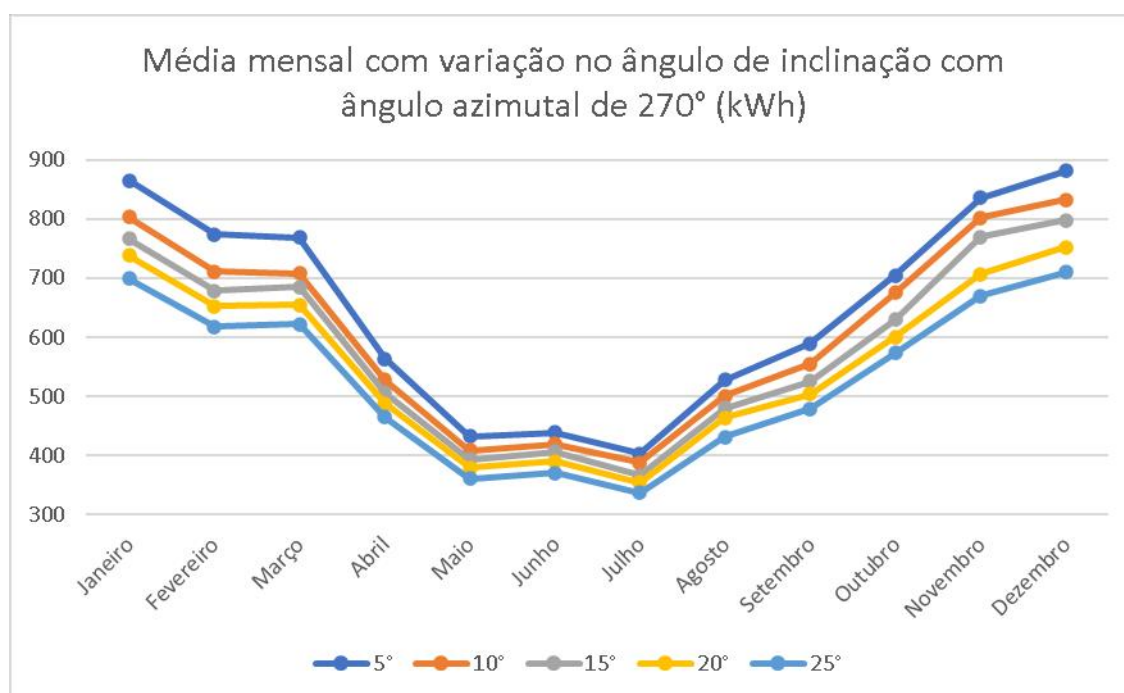
APÊNDICE K - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 240° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	872	840	777	733	693
Fevereiro	752	722	664	619	581
Março	717	681	644	598	559
Abril	516	475	447	420	391
Maio	389	353	328	306	284
Junho	380	356	310	289	261
Julho	360	326	300	279	257
Agosto	479	436	411	382	356
Setembro	563	519	487	460	429
Outubro	702	650	619	584	550
Novembro	865	802	764	729	687
Dezembro	913	862	811	770	731



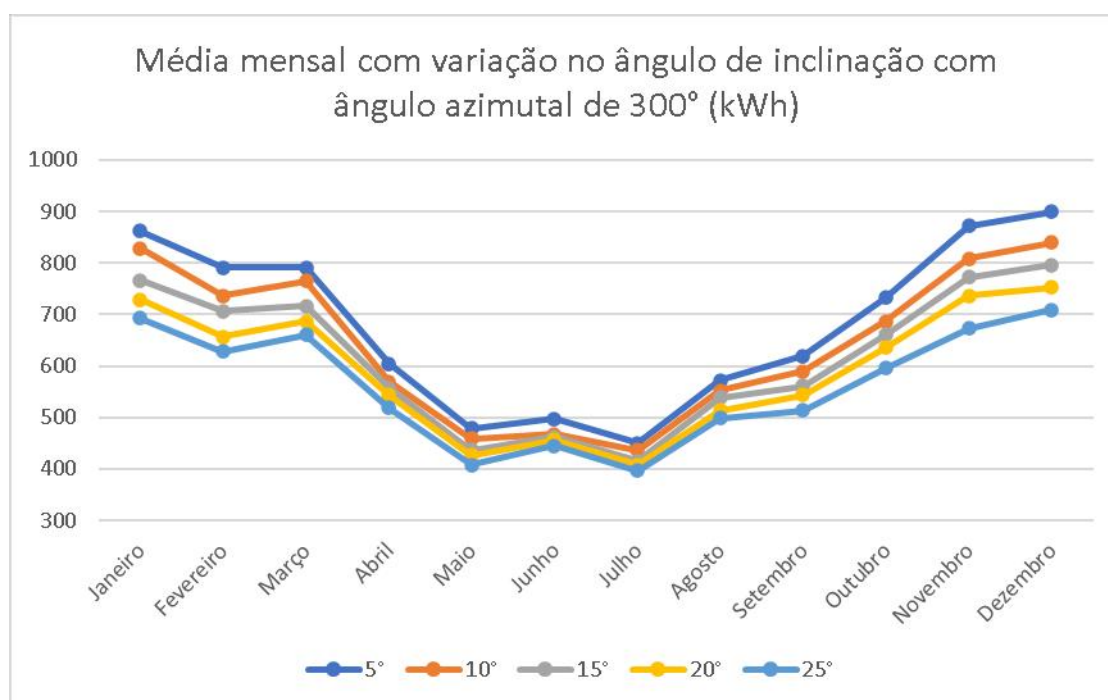
APÊNDICE L - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 270° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	866	804	767	738	699
Fevereiro	774	711	679	653	618
Março	769	708	685	655	622
Abril	564	528	506	487	465
Maiο	432	408	393	379	360
Junho	439	419	406	390	370
Julho	403	388	366	354	336
Agosto	528	501	480	464	431
Setembro	590	555	525	504	479
Outubro	705	675	630	600	573
Novembro	836	802	770	707	670
Dezembro	882	833	798	752	710



APÊNDICE M - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 300° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	862	829	766	729	693
Fevereiro	791	737	707	657	628
Março	791	765	717	686	661
Abril	605	570	557	544	519
Maio	479	459	437	427	408
Junho	498	468	463	456	445
Julho	450	437	415	408	397
Agosto	572	552	538	514	499
Setembro	620	590	561	544	514
Outubro	733	687	661	636	596
Novembro	872	808	772	736	673
Dezembro	900	840	796	752	709



APÊNDICE N - Média mensal com variação no ângulo de inclinação com ângulo azimutal de 330° (kWh)

Mês	5°	10°	15°	20°	25°
Janeiro	915	858	818	771	704
Fevereiro	848	789	740	698	651
Março	869	805	765	743	693
Abril	640	607	580	568	553
Mai	499	465	454	451	444
Junho	515	498	487	489	486
Julho	466	444	440	430	426
Agosto	614	579	553	544	534
Setembro	663	616	597	575	554
Outubro	776	728	698	655	619
Novembro	906	850	813	758	700
Dezembro	919	876	832	768	716

