

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

IAGO DONATONI PINHEIRO

**DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2019

IAGO DONATONI PINHEIRO

**DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso de
apresentado como requisito parcial à
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica, do
Departamento Acadêmico da
Elétrica, da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Endo

CORNÉLIO PROCÓPIO
2019



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento Acadêmico de Elétrica
Curso de Engenharia Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Iago Donatoni Pinheiro

Dimensionamento e simulação de um sistema fotovoltaico de microgeração distribuída

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 17:30hs do dia 05/06/2019 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Dr(a). Wagner Endo - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). Marcelo Favoretto Castoldi - (Membro)

Prof(a). Dr(a). Murilo da Silva - (Membro)

RESUMO

PINHEIRO, Iago Donatoni. **DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. TCC (Curso de Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procopio, 2019.

Desde a Revolução Industrial que ocorreu na Inglaterra, os seres humanos se empenham para obter formas variadas de produção de energia elétrica, por essa estar diretamente atrelada com o desenvolvimento tecnológico e qualidade de vida. Uma das fontes em expansão é a energia solar, pois esta é uma energia limpa, renovável e relativamente fácil de se obter, pois o recurso para produção de energia elétrica é o sol. Por esse motivo vê-se a necessidade de usufruir dessa modelo de produção energética. Porém assim como qualquer tipo de produção de energia elétrica existem maneiras mais eficientes de se produzir energia, logo possui uma necessidade intrínseca de saber os fatores que afetam a produção de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos. Além disso, os parâmetros de dimensionamentos devem ser entendidos para que não haja super ou subdimensionamento do sistema. Após todo o desenvolvimento teórico pode-se simular a usina solar através do software PVsyst, que emite um relatório descritivo ao final da simulação discriminando todas as perdas e toda a produção anual do sistema em questão, o qual será analisado ao final do trabalho. Essa ferramenta é essencial ao desenvolvimento de projetos fotovoltaicos, pois este pode determinar a viabilidade da instalação da usina ou não. Logo, o foco deste trabalho é simular um sistema fotovoltaico para microgeração distribuída, dimensionando os equipamentos necessários para tal projeto e comparar os resultados obtidos na simulação com uma usina existente.

Palavras-chave: Energia solar. Pannel fotovoltaico. Simulação de sistema fotovoltaico. Irradiação solar. Microgeração distriuída. PVsyst.

ABSTRACT

PINHEIRO, Iago Donatoni. **DIMENSIONING AND SIMULATION OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM OF DISTRIBUTED MICROGENERATION.** Work (Completion of coursework) – Graduate Program in Bachelor of Electrical Engineering, Federal University of Technology - Paraná. Cornélio Procópio, 2019.

Since the Industrial Revolution that took place in England, human beings strive to obtain varied forms of electric energy production, because it is directly tied to technological development and quality of life. One of the expanding sources is solar energy, because it is clean, renewable energy and relatively easy to obtain as the resource for producing electricity is the sun. For this reason it is necessary to use this model of energy production. But just like any type of electric power production, there are more efficient ways of producing energy, so it has an intrinsic need to know the factors that affect the production of electricity through photovoltaic panels. In addition, the sizing parameters should be understood so that there isn't a oversized or undersized system. After all the theoretical development, the solar power plant can be simulated using the PVsyst software, which gives a descriptive report at the end of the simulation, describing all the losses and all the annual production of the system in question, which will be analyzed at the end of the work. This tool is essential to the development of photovoltaic projects, as this can determine the feasibility of the plant installation or not. Therefore, the focus of this work is to simulate a photovoltaic system for distributed microgeneration, sizing the equipment needed for such a project and to compare the results obtained in the simulation with an existing plant.

Keywords: Solar energy. Photovoltaic panel. Simulation of photovoltaic system. Solar irradiation. Distributed microgeneration. PVsyst.

Lista de siglas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

Cresesb – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

kW – Quilo Watt

kWh – Quilo Watt hora

KWh/m² - Quilo Watt hora por metro quadrado

kWp – Quilo Watt pico

MPPT – Rastreador do ponto de potência máxima (*Maximum Power Point Tracker*)

MWp – Mega Watt pico

NOCT – *Nominal Operating Cell Temperatura*

NASA – *National Aeronautics and Space Administration*

STC – *Standard Test Condition*

String – Arranjo fotovoltaico

W – Watt

W/m² - Watt por metro quadrado

Sumário

1. Introdução	7
2. Fundamentação Teórica	11
2.1. Recurso solar	11
2.2. Orientação das Placas Solares	14
2.3. Angulação das Placas	17
3. Metodologia	20
3.1. Localização	20
3.2. Recurso solar para esta localização	21
3.3. Orientação das placas	22
3.4. Levantamento de demanda e do consumo elétrico	23
3.5. Dimensionamento dos equipamentos	24
4. Resultados e Discussões	27
4.1. Análise do local	27
4.2. Levantamento da demanda e consumo elétrico da unidade consumidora	27
4.3. Simulação dos equipamentos dimensionados voltados para cada um dos pontos cardeais principais	27
4.4. Comparação dos resultados simulados	42
4.5. Comparação do melhor caso com a usina real	50
5. Considerações Finais	53
6. Referência Bibliográfica	54
ANEXO A – Relatório de geração de energia do sistema fotovoltaico voltado para o Norte	58
ANEXO B – Relatório de geração de energia do sistema fotovoltaico voltado para o Sul	64
ANEXO C – Relatório de geração de energia do sistema fotovoltaico voltado para o Leste	70
ANEXO D – Relatório de geração de energia do sistema fotovoltaico voltado para o Oeste	76

1. Introdução

Desde o século passado, o consumo de energia elétrica é sinônimo de desenvolvimento tecnológico e de qualidade de vida para os seres humanos. Assim como a diminuição do consumo de energia elétrica significa que o país não se desenvolveu, e houve retrocesso econômico. (TEIXEIRA, et al, 2001)

Porém, o fator limitante deste caso é a disponibilidade de energia elétrica, e sua demanda tende sempre a aumentar, devido ao desenvolvimento dos países e do aumento populacional mundial. (SUNITHA, et al, 2017)

A matriz energética brasileira é essencialmente a base de hidrelétricas, onde a participação desta é da ordem de 63% devido aos recursos hídricos disponíveis, a maior parte da energia consumida no Brasil depende da quantidade de água dos rios. Devido a essa dependência com os rios, o fator limitante da principal fonte energética do Brasil é o volume de água nas represas e rios, pois caso essas não estejam em um volume adequado, as hidrelétricas não serão capazes de produzir energia elétrica suficiente para suprir todos os consumidores acarretando no acionamento de termelétricas para fornecer o déficit energético citado. (MORAIS, 2015)

Esse acionamento provoca emissão de gases poluentes na atmosfera, o que não é ecologicamente correto, e além disso o custo para produção de energia através dessa fonte é elevado em relação ao custo de geração da hidrelétrica, conseqüentemente sofrendo um aumento do preço para o consumidor final, pois é este que terá de arcar com essa diferença de custo. (MORAIS, 2015)

A solução para este tipo de problema é aumentar a produção energética brasileira, através de hidrelétricas ou outras formas alternativas de energia. Porém, como o Brasil não possui estratégias de longo prazo no setor de energia juntamente com os recorrentes atrasos nas construções e entregas das obras das hidrelétricas culminam no acionamento das termelétricas. (VILLALVA, 2015)

A ANEEL realizou estudos para melhorar, a curto prazo e sem grandes investimentos, meios de suprir este déficit energético e auxiliar na inflação energética. O resultado destes estudos foi a “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº

482, DE 17 DE ABRIL DE 2012”, que estabelece as condições gerais, ao acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, ao sistema de compensação de energia elétrica, e a outras providências, logo qualquer cidadão pode gerar sua própria energia, cuja usina estará interligada com a rede elétrica da concessionária, acarretando um uso dinâmico da energia elétrica, onde ora a unidade consumidora estará produzindo sua própria energia (e até mesmo injetando energia na rede para auxiliar outros consumidores) como utilizando a energia da concessionária.

A compensação energética, segundo a resolução normativa da ANEEL, só é válida para microgeradores *on-grid*, que são usinas que estão conectadas a rede de distribuição da concessionária (usuários cativos). Tendo esse pré-requisito realizado e o sistema fotovoltaico gerando energia, esta unidade consumidora está propensa a produzir créditos de energia.

A energia gerada pela microusinas será instantaneamente consumida caso as cargas desta unidade necessitem da energia, porém se a unidade não necessitar desta energia instantaneamente, o excedente energético não será armazenado, e sim injetado na rede elétrica da concessionária a qual não poderá ressarcir o consumidor monetariamente, mas será ressarcido com créditos de energia que expiram após 60 meses (caso não venham a ser utilizados). Caso a usina não dê conta de suprir toda a energia demandada instantaneamente ou a usina não estiver produzindo energia (como ocorre em dias nublados ou de noite), a unidade consumidora irá usufruir da energia advinda da concessionária, o que acarretaria em custos normais caso o cliente não possuísse créditos acumulados para serem abatidos.

Um tipo de usina microgeradora de energia é através dos painéis fotovoltaicos, que transformam a irradiação do Sol (medida em W/m^2) em energia elétrica. Essa irradiação é captada pelos módulos solares os quais irão transformar essa energia térmica em energia elétrica, especificamente em corrente contínua. Após a transformação dessa energia, a mesma precisa ser convertida em corrente alternada, pois comumente em residências e indústrias os seres humanos utilizam a energia em corrente alternada. Para realizar essa conversão é utilizado o inversor de frequência solar, sendo possível a utilização

da energia produzida pelos painéis solares (ou a injeção da mesma na rede elétrica). (CARNEIRO, 2010)

Um projeto de um sistema fotovoltaico envolve várias variáveis, como recurso solar, disponibilidade de área, orientação dos módulos, demanda a ser suprida e até mesmo estética com relação a montagem do sistema. O intuito do projeto fotovoltaico é suprir a necessidade da demanda, logo o dimensionamento dos equipamentos é o ajuste entre a energia advinda da irradiação solar e a necessidade de suprir a demanda da unidade consumidora. (ALMEIDA, 2012)

O que sempre impediu a inserção dessa tecnologia na matriz energética brasileira de modo expressiva é o seu alto custo. Porém, o custo dos equipamentos vem decaindo muito.

Juntamente com essa queda do preço, o governo vem auxiliando a aquisição dessa geração de energia, como por exemplo o BNDES disponibilizar linhas de crédito para pessoas físicas com taxas de juros mais baixas para que a população possa adquirir seu sistema fotovoltaico. Além disso, a Comissão de Finanças e Tributação assinou a Lei 8322/14, que isenta do imposto sobre importação os equipamentos e componentes de geração elétrica de fonte solar.

Para complementar esse quadro energético, a conta de energia tem pesado cada vez mais no bolso do brasileiro. Entre 2014 e 2017, a tarifa média dos consumidores residenciais acumula alta média 31,5% no país e a estimativa é de que, ao final de 2018, o aumento acumulado chegue a 44%, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas (IBGE)

Com essa inflação energética, o tempo de retorno de investimento da implantação de sistemas fotovoltaicos decaiu bastante, onde o retorno geralmente fica por volta de 3 anos e 10 meses até 6 anos (lembrando que o sistema fotovoltaico possui uma vida útil de aproximadamente 30 anos). Esses fatos tornam essa tecnologia viável, além de que os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados em telhados, solo, lajes, ou qualquer lugar que seja possível fixar um painel fotovoltaico. Ou seja, a aplicação de placas solares é mais simples do que outras formas de geração de energia, sendo possível gerar eletricidade com maior facilidade.

Dessa forma, este trabalho propõe explicar os fatores relevantes ao se projetar uma usina fotovoltaica, como o recurso solar, posição geográfica,

orientação dos módulos, entre outros detalhes. A partir dos parâmetros disponíveis, e a partir de uma demanda de energia elétrica, este trabalho tem o intuito de dimensionar uma microgeradora de energia fotovoltaica, evidenciando o número de painéis necessários e potência do inversor de frequência.

Além disso, serão realizadas simulações para relatar qual a melhor orientação para se posicionar o sistema fotovoltaico, pois existe a angulação ideal e a orientação ideal para cada ponto geográfico do planeta Terra. O intuito das simulações é também explicar a diferença que as orientações podem impactar na geração de energia final do sistema.

Ao final do trabalho, um modelo de simulação será comparado com uma usina fotovoltaica operante, para validar os dados de simulação e realizar um comparativo de produção energética ao longo de 12 meses.

Ao longo dos Resultados e Discussões, será explicado como utilizar o software PVsyst para melhor compreensão de seu funcionamento, além de auxiliar quem tiver interesse em realizar as simulações utilizando este software.

1.1 Objetivo Geral

Dimensionamento e simulação de um sistema fotovoltaico de microgeração distribuída.

1.2 Objetivos Específicos

- Descrever os fatores do recurso solar para uma dada localização;
- Identificar as diferenças de geração de energia devido a angulação entre o Sol e a Terra;
- Ilustrar o impacto da geração de energia elétrica através da orientação e angulação dos painéis solares;
- Dimensionar um sistema fotovoltaico a partir da demanda de energia;
- Simular o sistema fotovoltaico em orientações diferentes a fim de descrever o impacto da geração de energia para cada caso;
- Descrever como utilizar o software PVsyst;
- Validar os resultados das simulações comparando com uma usina real.

2. Fundamentação Teórica

A pouco tempo atrás a energia solar era utilizada de forma restrita no Brasil. Era empregada de forma restrita, voltada somente a pequenos sistemas isolados ou autônomos, instalados em locais remotos de difícil acesso (ou até mesmo sem acesso) pela concessionária de energia. (VILLALVA, 2015)

Porém, a ANEEL viabilizou a utilização dessa tecnologia conectada à rede elétrica através da resolução nº 482 de 2012 (Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências) e através do projeto “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. Através dessas duas medidas (além de outras ações) a energia fotovoltaica mostrou-se viável economicamente. (ANEEL)

Como o foco deste trabalho é desenvolver um projeto de energia fotovoltaica de microgeração (conectadas a rede), alguns fatores são necessários para o dimensionamento dos equipamentos solares, como: Recurso solar do local, orientação das placas, angulação das placas e demanda da unidade consumidora. (PINHO; GALDINO, 2014)

2.1. Recurso solar

Sabe-se que o Sol é a fonte de energia principal da Terra. Além da manutenção da vida neste planeta, esta estrela é uma fonte de energia inesgotável, havendo um potencial energético de ampla gama de utilização, através da captação e conversão desta. (PINHO; GALDINO, 2014)

A energia fotovoltaica faz a conversão da irradiação solar (mensurada em W/m^2) para energia elétrica. Porém, para se realizar essa conversão, pensando em um projeto, é necessário ter uma base de dados do recurso solar disponível no local desejado ao longo de um ano. (CARNEIRO, 2010)

A disponibilidade de energia através da irradiação (Wh/m^2) ao longo de um dia é representado na Figura 1. Lembrando que isso representa um dia genérico, por isso o tempo em horas é meramente ilustrativo, pois as horas de

sol do dia variam de acordo com a localização e da estação do ano. (PINHO, et al, 2008)

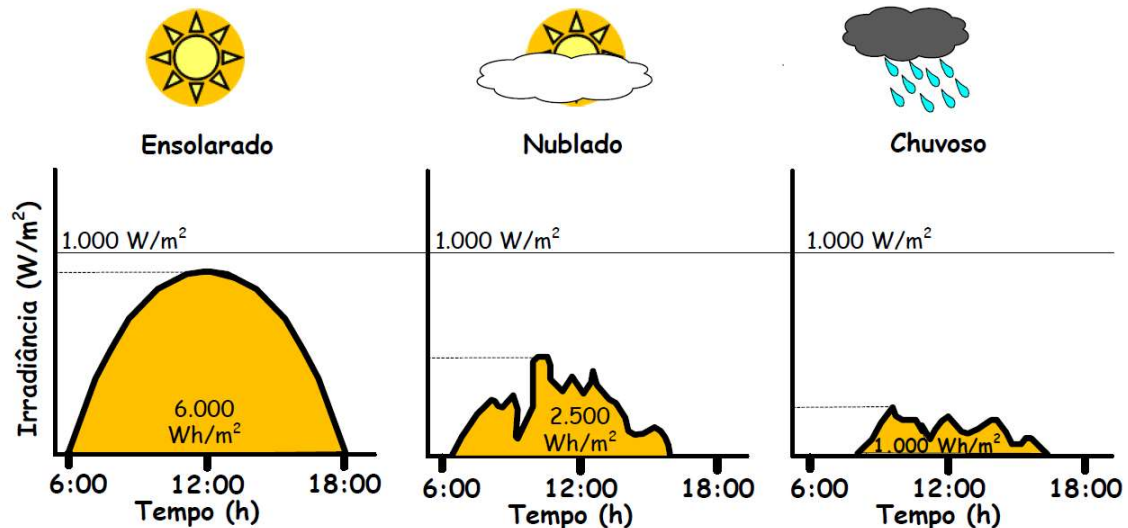


Figura 1: Perfil da irradiância solar ao longo de um dia, com diferentes climas. FONTE: PINHO et al., 2008)

O planeta Terra se movimenta em torno do Sol ao longo de um ano, que descreve uma trajetória elíptica. Além disso, o eixo da Terra em relação ao normal à elipse possui uma inclinação de aproximadamente $23,45^\circ$. A translação do planeta somado com a inclinação do mesmo dá origem as estações do ano e a disponibilidade solar ao longo de um ano, que caracterizam os solstícios e equinócios, e as linhas imaginárias que dividem o globo em zonas tropicais e temperadas (linha do Equador, Trópicos de Câncer e Capricórnio e Círculos Ártico e Antártico), como ilustra a Figura 2. (NASCIMENTO, 2009)

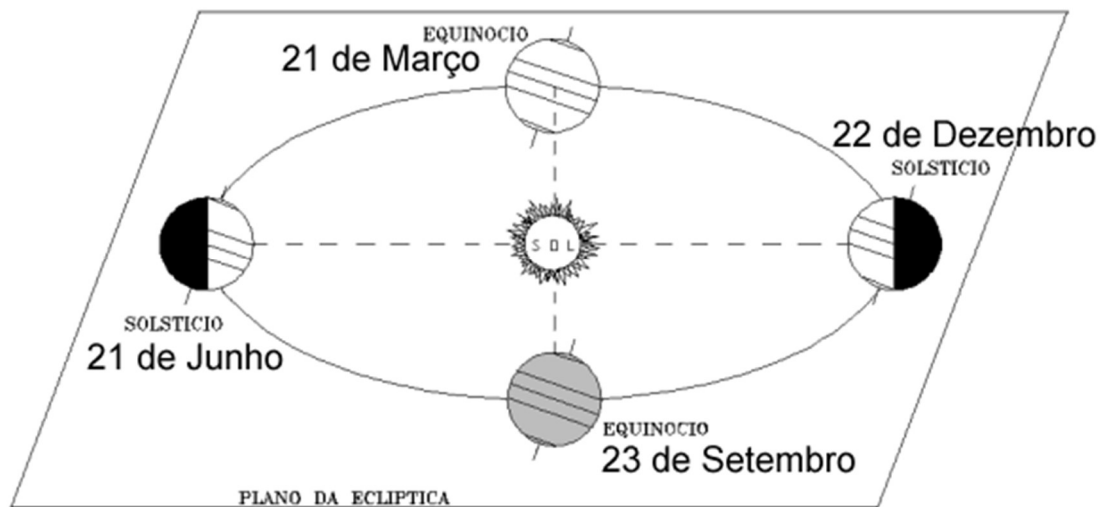


Figura 2: Movimento da terra ao redor do sol, gerando os solstícios. FONTE: NASCIMENTO, 2009

Os solstícios e equinócios ilustram a disponibilidade solar ao longo de um ano, onde em épocas de verão se possui mais horas de sol ao longo do dia em relação ao inverno. (NASCIMENTO, 2009)

Como a disponibilidade de irradiância solar se altera ao longo de um ano, existe a necessidade de possuir os dados de disponibilidade solar ao longo do ano no local requerido para o dimensionamento correto do sistema fotovoltaico. (ALMEIDA, 2012)

Os softwares mais modernos possuem base de dados dessa disponibilidade ao longo do ano para várias localizações ao redor do mundo, como o Meteonorm, Nasa, Cresesb, entre outros. (VILLALVA, 2015)

Neste trabalho, será utilizado a base de dados do Meteonorm, pois é a base de dados vinculada ao software de simulação que será utilizada posteriormente, o PVsyst. Porém, para um caso ilustrativo e genérico, a Figura 3 representa a disponibilidade solar média ao longo do ano no Brasil.

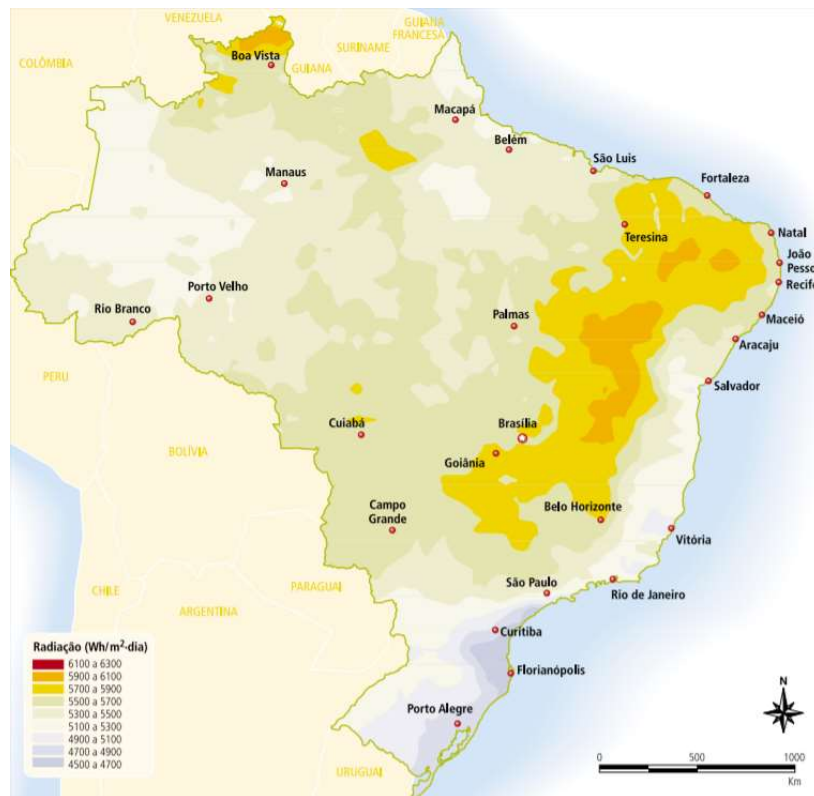


Figura 3: Mapa de insolação do território brasileiro. FONTE: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, Aneel 2ª Ed.

2.2. Orientação das Placas Solares

Antes de dar início ao tópico de orientação das placas solares, é necessário a compreensão de como os raios solares chegam a Terra e como isso acarreta na maneira de instalação dos módulos solares.

Os raios solares são ondas eletromagnéticas paralelas entre si que chegam a terra em linha reta. Ao cruzar a atmosfera terrestre, os raios sofrem um efeito chamado difusão que acarreta na reflexão e desvio em todas as direções, mas a maior parte destas ondas continua sua trajetória retilínea. Para o estudo da radiação solar em aplicações fotovoltaicas será considerado que os raios solares se propagam em linha reta. (HALLIDAY, et al 2015)

Devido a inclinação do planeta em relação ao sol, apresentado no item 2.1, os raios solares que incidem sobre o planeta possuirão inclinações diferentes. Com o movimento da Terra, essa inclinação varia ao longo do ano, devido a posição do planeta Terra em relação ao sol. Por conta desse fato existe a necessidade do estudo de fixação das placas solares a fim de captar a maior

quantidade possível de irradiação solar ao longo do ano, otimizando o sistema fotovoltaico. (VILLALVA,2015)

Em geral, para uma performance de alta eficiência, os painéis solares devem estar orientados em direção a linha do equador. Logo, existe duas realidades de orientação dos módulos: quando a localização da usina está situada no Norte ou no Sul geográfico. Nas instalações localizadas no hemisfério Norte o sistema fotovoltaico deve estar com suas faces orientadas para o Sul geográfico, e quando a o sistema for instalado no hemisfério Sul (realidade do Brasil), os painéis devem estar voltados para o Norte Geográfico. (LUQUE; HEGEDUS, 2003)

O movimento diário do Sol deve ser levado em conta para a instalação dos módulos solares. Por isso, com a ausência de um sistema com rastreamento solar, se deve evitar as orientações Leste, Oeste em qualquer hemisfério, mas para o caso brasileiro, deve-se evitar principalmente a orientação Sul pelos motivos a seguir: (VILLALVA,2015), (PINHO; GALDINO, 2014) e (LUQUE; HEGEDUS, 2003)

- Leste: O painel voltado para esta face fará o aproveitamento de energia solar no período da manhã, somente. No período da tarde a incidência luminosa do sol não terá muito efeito sobre o painel, o que faz com que este tenha aproveitamento solar médio de 5 horas (dependendo também da angulação deste).
- Oeste: Caso similar ao do painel Leste, porém o aproveitamento seria somente no período da tarde, com um aproveitamento médio similar.
- Sul: Devido a inclinação da terra já citada, o aproveitamento solar de painéis voltados ao sul terá o pior rendimento energético devido a menor disponibilidade de irradiação direta.
- Norte: Essa orientação coleta mais irradiação direta advinda do sol ao longo do dia, pois durante todo esse intervalo de tempo o painel recebe raios solares. Principalmente ao meio dia, que é o momento que este recebe a maior incidência solar, como ilustram a Figura 4.

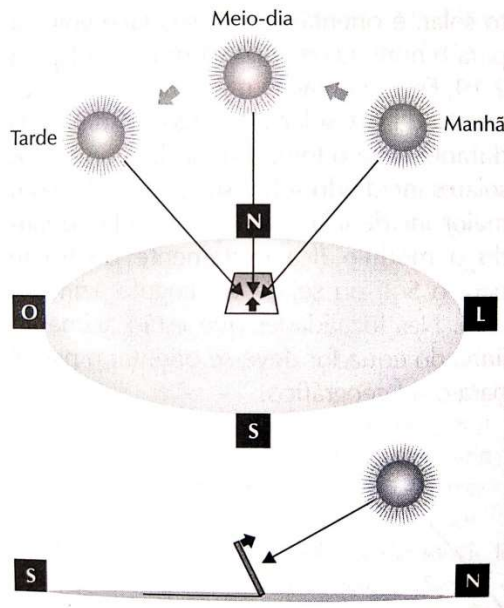


Figura 4: Disponibilidade solar para painéis solares voltados ao Norte. FONTE: VILLALVA, 2015.

De forma generalizada, a trajetória do sol (do ponto de vista do hemisfério sul) é ilustrada pela Figura 5.

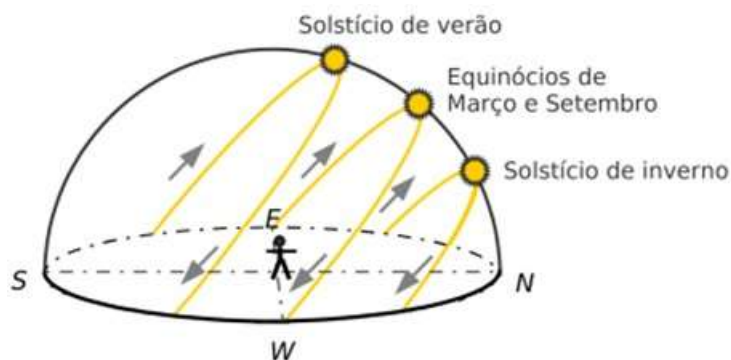


Figura 5: Trajetória do movimento aparente do Sol em diferentes épocas do ano. FONTE: sombrasdotempo.org

Para uma precisão mais apurada de vários locais do mundo, existe um software aberto do Andrew Marsh chamado “Sun-Path 3D” que disponibiliza uma base de dados sobre o caminho do sol ao longo de um ano, ilustrado na Figura 6.

Para maiores informações acesse: <http://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>.

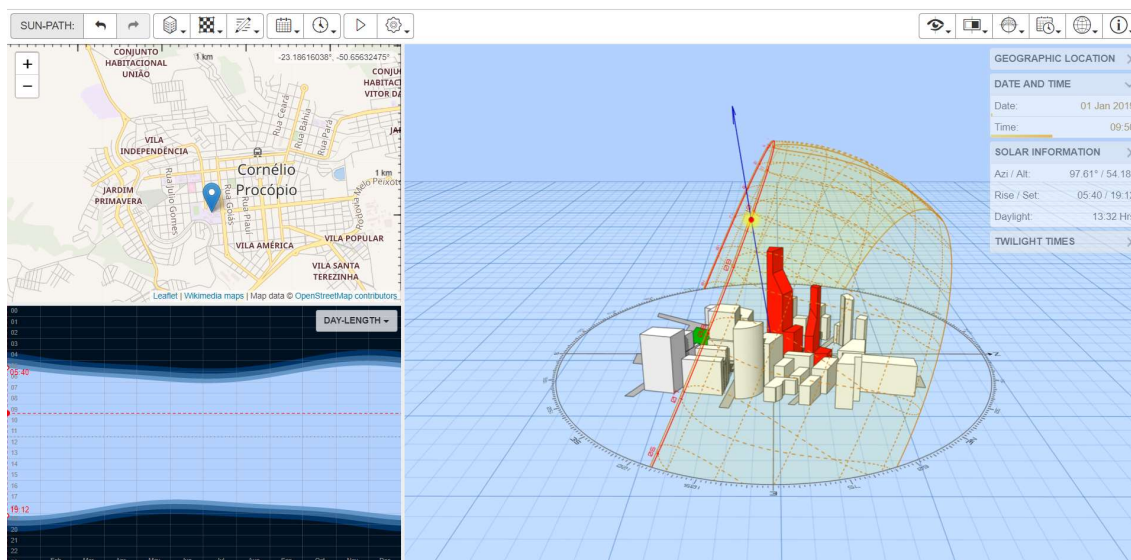


Figura 6: Software "Sun-Path 3D" ilustrando o caminho do sol ao longo de um ano na cidade de Cornélio Procópio, PR. FONTE: andrewmarsh.com

2.3. Angulação das Placas

O modo como os raios solares incidem sobre os painéis solares depende da posição do Sol. Como foi apresentado neste trabalho, a posição do Sol varia ao longo dos dias e do ano. Além disso a maior parte das usinas solares não possuem a automação para se seguir o caminho do sol, devido aos custos de manutenção e complexidade de projeto, então existe a necessidade de se escolher o melhor ângulo para se fixar a placa fotovoltaica. (LUQUE; HEGEDUS, 2003)

O melhor meio de se aproveitar a energia solar é quando os raios solares incidem perpendicularmente ao módulo, e isso deve ser levado em conta no projeto. A escolha incorreta da angulação acarreta na redução da captação dos raios, comprometendo a produção energética do módulo ou até mesmo do sistema. (ALMEIDA, 2012)

Devido à esta necessidade, a Figura 7 apresenta 4 casos genéricos de angulação que serão aprofundados ao longo deste item. (VILLALVA,2015), (ALMEIDA, 2012), (PINHO; GALDINO, 2014) e (IFC, 2015)

- Caso 1 – Ângulo ótimo: Neste caso o ângulo α representa o ângulo que otimiza a captação de energia solar, captando os raios perpendicularmente diretos.

- Caso 2 – Ângulo incorreto: Neste caso o ângulo α possui uma amplitude diferente do caso anterior, o que acarreta em uma eficiência energética menor, pois neste caso os raios não incidem perpendicularmente na placa e, considerando os feixes de raios solares do exemplo anterior, nota-se que uma porção dos raios não incidem sobre a placa.
- Caso 3 – Ângulo horizontal: Neste caso a captação dos raios solares no verão será mais eficiente do que a dos casos anteriores. O problema é que sua eficiência diminui muito nas outras 3 estações do ano, pois a altura solar é menor e os raios não incidem perpendicularmente no módulo.
- Caso 4 – Ângulo vertical: Neste caso ocorre o oposto do que no caso 3, pois a captação maximizada ocorre no inverno, devido à altura do Sol estar menor, e nas outras estações tem seu rendimento prejudicado.

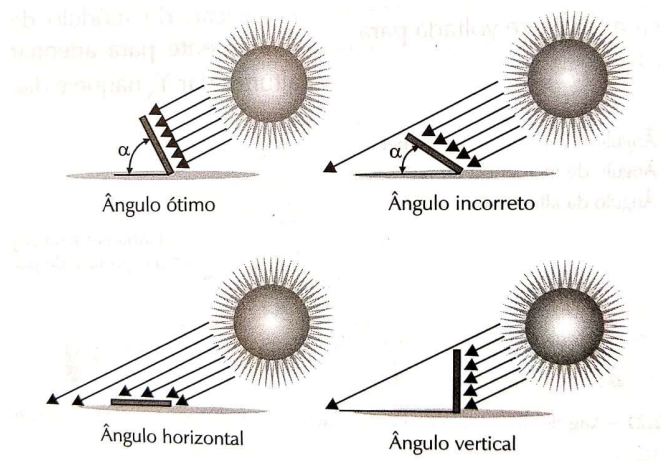


Figura 7: Diferentes inclinações do módulo fotovoltaico para captação de energia. FONTE: VILLALVA, 2015.

O Gráfico 1 ilustra a captação de energia solar diária ao longo das 4 estações do ano, mostrando que o Caso 1 possui uma regularidade ao longo do ano, enquanto os Casos 3 e 4 possuem captação de energia irregulares (ou sazonais). (VILLALVA,2014)

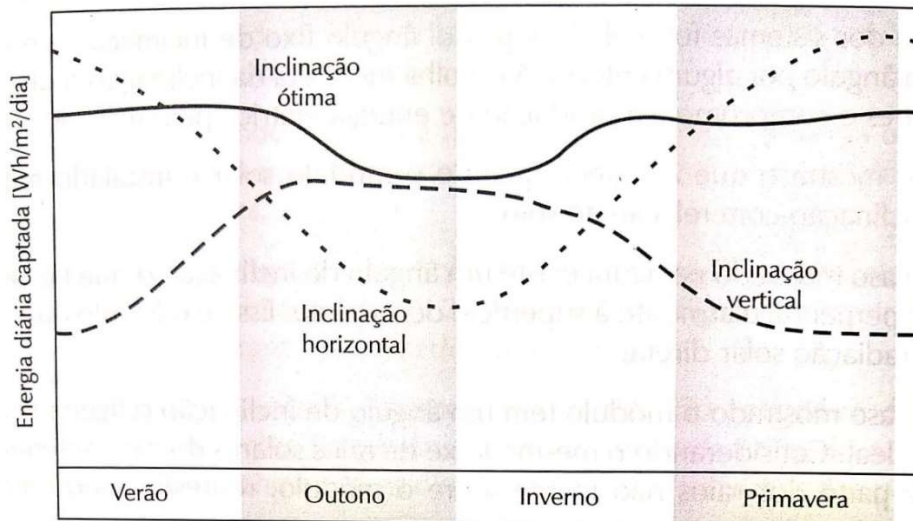


Gráfico 1: Energia solar captada ao longo do ano com diferentes inclinações. FONTE: VILLALVA, 2015:

Foi mostrado que o painel fotovoltaico capta mais energia a partir de uma angulação determinada, mas este ângulo depende da latitude a qual pretende-se instalar o sistema. Para geração otimizada (em geral) deve-se instalar o módulo com o ângulo de inclinação da latitude do local escolhido, ou utilizar a Tabela 1 para escolha do ângulo. Além disso, não é recomendado instalar painéis solares com uma inclinação menor do que 10°, pois esta angulação mínima auxilia na autolimpeza dos mesmos através das chuvas. (IEC 60364-7-712:2002)

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Tabela 1: Diferença de ângulos de inclinação dos módulos de acordo com a latitude. FONTE: Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules

Para saber o ângulo da latitude de uma dada localidade, pode-se utilizar uma ferramenta do Google, o Google Maps (maps.google.com) que trará mais precisão ao projeto. (VILLALVA,2015)

3. Metodologia

Como o objetivo do trabalho é a simulação de um sistema fotovoltaico, neste tópico é abordado o levantamento de dados sobre o local onde está sendo realizado o projeto, levantamento da demanda da unidade consumidora e a ferramenta que é utilizada para a simulação e dimensionamento do sistema fotovoltaico (PVsyst). O dimensionamento de um sistema fotovoltaico não necessita de um software de simulação, a menos que seja um sistema de grande porte na escala de MWp.

O foco do trabalho é a microgeração distribuída, que seria a produção própria de energia (independente se é um sistema residencial ou industrial), cujo o excedente é injetado na rede elétrica, não havendo o armazenamento de energia em baterias. Caso a produção de energia for maior que o consumo instantâneo, o excedente energético é injetado na rede elétrica da concessionária.

Este trabalho utiliza uma residência como base das simulações. Então, antes de dar início as simulações, será realizado um levantamento de todos os dados do local com o intuito de simular os cenários de produção de energia elétrica através do sistema fotovoltaico, onde a angulação das placas não sofrerá alterações (devido ao estudo da angulação ótima), e será alterada a orientação das placas, para provar que o Norte é a melhor opção de orientação.

Após serem realizados os levantamentos citados neste item, daremos início a simulação no item 4.

3.1. Localização

O local onde o projeto é realizado está situado no estado do Paraná, na cidade de Ibiporã. Esta localização possui uma faixa climática Cfa (Clima Subtropical Úmido Mesotérmico, úmido com verões quentes), segundo a classificação de Köppen, com geadas severas pouco frequentes, tendência de período chuvoso no verão, sem estação seca bem definida. Temperatura média anual tende a ser de aproximadamente 21,2°C. Dados segundo a prefeitura municipal de Ibiporã (<http://www.ibipora.pr.gov.br/pagina/1229/dados-geograficos>).

O sistema será instalado em uma residência, a qual o telhado não possui angulação, sendo necessário inclinar as placas através de um suporte de sustentação a fim de se atingir a melhor angulação para maximizar a produção energética.

3.2. Recurso solar para esta localização

Para se obter a disponibilidade solar para este local pode-se estimar através da figura 3, ou utilizar dados mais precisos, como os dados do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito). Neste caso, foi utilizado o SunData v 3.0 do CRESESB devido sua confiabilidade.

Para se inserir os dados no site do CRESESB, é necessário saber a latitude e longitude do local, o que pode ser facilmente adquirido a partir do Google Maps. Ao inserir esses dados no SunData v 3.0 do CRESESB, é gerado um gráfico como mostra a Figura 8.

Localidades próximas

Latitude: 23,26984° S
Longitude: 51,053254° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]												Média	Delta				
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set			Out	Nov	Dez	
<input checked="" type="checkbox"/>	Ibipora	Ibipora	PR	BRASIL	23,301° S	51,049° O		3,5	5,87	5,74	5,26	4,65	3,67	3,37	3,59	4,54	4,71	5,28	5,99	6,26	4,91	2,89
<input type="checkbox"/>	Ibipora	Ibipora	PR	BRASIL	23,201° S	51,049° O		7,7	5,89	5,76	5,26	4,65	3,69	3,39	3,60	4,52	4,70	5,33	5,98	6,35	4,93	2,96
<input type="checkbox"/>	Londrina	Londrina	PR	BRASIL	23,301° S	51,149° O		10,4	5,84	5,71	5,26	4,63	3,66	3,37	3,58	4,54	4,70	5,26	6,00	6,26	4,90	2,89

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

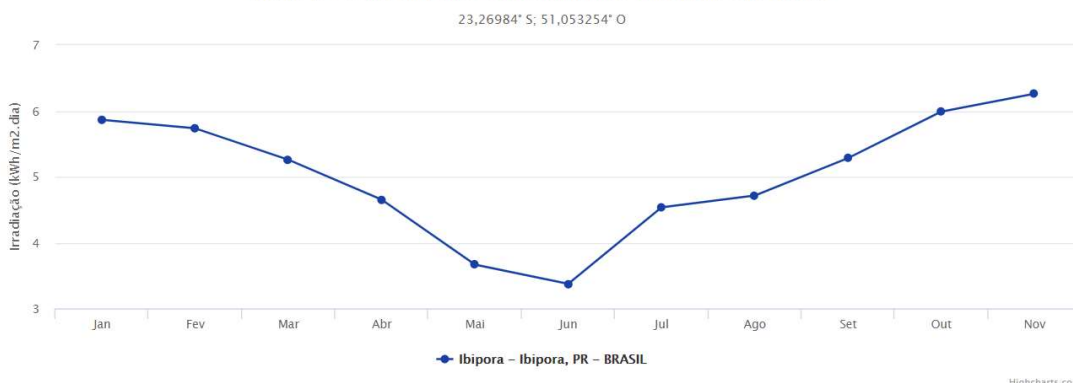


Figura 8: Disponibilidade solar em kWh/m².dia na cidade de Ibiporã - PR. FONTE: <http://www.cresesb.cepel.br>

No gráfico acima são disponibilizados os dados de irradiação média diária ao longo dos 12 meses do ano, e a tabela atrelada ao gráfico indica o mês com a melhor média (em azul), e com a pior média (em vermelho). Além disso, é realizado a média dos 12 meses, cujo dado é mais preciso do que a figura 3.

Para a simulação em software são utilizados os dados do Meteonorm, pois esta é a base de dados vinculada ao PVsyst, mas os dados do CRESESB são tão precisos quanto a outra base de dados.

3.3. Orientação das placas

Como dito anteriormente, devido ao local escolhido estar situado no hemisfério Sul do planeta, a orientação das placas deve ser voltada ao Norte para otimizar a captação da irradiação solar.

Através do SunData do CRESESB, é possível confirmar o estudo realizado com relação a orientação e angulação das placas, pois este ilustra 4 cenários de angulação (faltando somente o exemplo das placas na vertical).

A Figura 9 ilustra a irradiação solar diária média ao longo de um ano para 4 tipos de angulação: a horizontal, ângulo igual a latitude, o ângulo ótimo (que possui a melhor média anual), e o maior mínimo mensal.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Ibiopora
 Município: Ibiopora, PR - BRASIL
 Latitude: 23,301° S
 Longitude: 51,049° O
 Distância do ponto de ref. (23,26984° S; 51,053254° O): 3,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,87	5,74	5,26	4,65	3,67	3,37	3,59	4,54	4,71	5,28	5,99	6,26	4,91	2,89
✓	Ângulo igual a latitude	23° N	5,30	5,48	5,43	5,31	4,54	4,39	4,58	5,41	5,04	5,17	5,48	5,56	5,14	1,17
✓	Maior média anual	21° N	5,37	5,52	5,44	5,28	4,49	4,32	4,52	5,36	5,03	5,20	5,55	5,64	5,14	1,32
✓	Maior mínimo mensal	36° N	4,75	5,07	5,24	5,40	4,79	4,73	4,90	5,61	4,96	4,85	4,95	4,93	5,01	,88

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Ibiopora-Ibiopora, PR-BRASIL

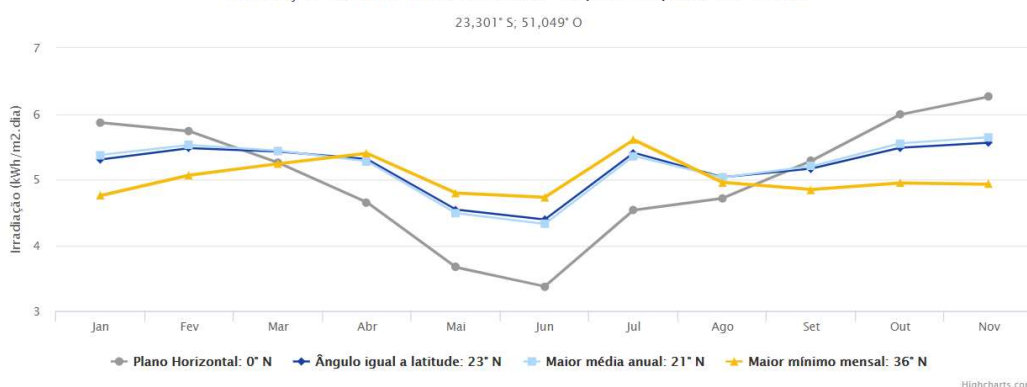


Figura 9: Irradiação solar diária média com diferentes angulações de placas solares voltadas ao Norte na cidade de Ibiopora – PR. FONTE: <http://www.cresesb.cepel.br>

Assim como na Figura 8, a Figura 9 também estipula a média anual assim como os meses de melhor e pior geração de energia.

3.4. Levantamento de demanda e do consumo elétrico

Uma das maneiras de se realizar o levantamento de carga de uma unidade consumidora seria pelo levantamento de carga instalada em kW e realizando o cálculo de demanda. Porém, como este trabalho se trata de um exemplo aplicado, o sistema é dimensionado usufruindo a conta de energia elétrica do imóvel em questão (consumo medido pela concessionária).

Como este trabalho não possui o intuito de compreender exatamente as tributações de uma conta de energia, será apresentado somente o histórico de 12 meses de consumo do cliente (em kWh) para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. A concessionária de energia em questão é a Copel, e a conta a ser analisada se encontra na Figura 10.

Histórico de Consumo e Pagamento				Valores Faturados						
Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor	NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 004.390.011 - SÉRIE B						
11/2017	569	18/12/2017	474,19	Emitida em 27/12/2017						
10/2017	679	16/11/2017	546,44	Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Aliq. ICMS
09/2017	575	16/10/2017	449,86	ENERGIA ELETTRICA CONSUMO	kWh	665	0,713414	474,42	474,42	29,00%
08/2017	600	18/09/2017	470,01	ENERGIA CONS. B.VERMELHA	kWh			36,76	36,76	29,00%
07/2017	573	16/08/2017	434,10							
06/2017	597	17/07/2017	414,58							
05/2017	527	16/06/2017	377,41							
04/2017	577	16/05/2017	379,97							
03/2017	781	17/04/2017	542,02							
02/2017	745	16/03/2017	496,94							
01/2017	664	16/02/2017	443,78							
12/2016	653	16/01/2017	440,36	CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				27,35		

Figura 10: Histórico de Consumo e Pagamento do cliente em um período de 12 meses.
 FONTE: Autoria Própria.

O consumo energético ao longo de um ano é essencial para o desenvolvimento de um sistema de geração próprio, pois é possível notar o consumo anual da residência. Esses dados serão utilizados para dimensionar os equipamentos que suprirão esta demanda energética.

Como explicado na introdução deste trabalho, o sistema de microgeração distribuída possui um sistema de créditos de energia que garante ao proprietário da microgeradora a possibilidade de estocar créditos caso a usina produza mais energia do que consumir.

Este fato é muito interessante para a aplicação de energia fotovoltaica visto que só é possível gerar energia elétrica ao longo do dia, devido a dependência do sol para a produção de energia, enquanto de noite não é possível produzir energia, o que acaba acarretando a utilização dos créditos.

Logo, o consumo utilizado para o dimensionamento do sistema em questão se dá pela média de consumo anual deste cliente, pois em alguns meses será produzido um excedente energético (produção de créditos), enquanto em alguns meses a produção de energia será menor que o consumo da mesma (utilização dos créditos).

Média do consumo é de aproximadamente 628,33 kWh/mês. A produção diária de energia deve ser a média dividida pelo número de dias no mês (30 dias). Portanto a geração diária de energia do sistema para suprir essa demanda deve ser de 20,94 kWh/dia.

Porém existe a taxa de consumo mínima da concessionária de energia (custo de disponibilidade), que independente da utilização da energia elétrica existe a obrigação de se pagar um valor mínimo de acordo com o padrão de conexão devido aos custos de toda a infraestrutura elétrica para garantir a eletricidade aos moradores da cidade. Os padrões são: 30kWh para padrões monofásicos, 50kWh para padrões bifásicos e 100kWh para padrões trifásicos. (Resolução nº 414 de 2010, Aneel)

Como esta unidade consumidora é trifásica, não há a necessidade de se dimensionar um sistema para suprir os 628,33kWh/mês, pois 100kWh serão cobrados sempre, então o dimensionamento será realizado para suprir os 528,33kWh excedentes do mínimo da concessionária.

3.5. Dimensionamento dos equipamentos

Para o cálculo do dimensionamento do sistema e equipamentos, alguns parâmetros devem ser pré-estabelecidos ou calculados. A equação fundamental para o dimensionamento é mostrada, e em seguida todas as variáveis serão explicadas. (Marisnoski, et al 2004) Adaptado.

$$P_{sistema} = \frac{C_{médio}}{Dias \cdot I_{média} \cdot F_{correção}} \quad (eq. 1)$$

$$n^{\circ} placas = \frac{P_{sistema}}{P_{placas}} \quad (eq. 2)$$

,onde

- $P_{sistema}$ = Potência do sistema (em kW)
- $C_{médio}$ = Consumo médio da residência (em kWh/mês)
- $Dias$ = Dias de um mês (usualmente utilizado 30 dias)
- $I_{média}$ = Irradiação média, levando a angulação dos painéis em consideração (em kWh/m²)
- $F_{correção}$ = Fator de correção (em porcentagem)
- $n^o\ placas$ = Número de placas necessárias para produzir a potência do sistema
- P_{placas} = Potência das placas a serem utilizadas no sistema

Primeiramente, existe a necessidade de se saber o consumo médio da unidade consumidora em questão, que no caso já foi abordado no item 3.4, cujo valor é de 528,33 kWh/mês.

O coeficiente de correção é estimado em, no máximo, 80% devido as condições climáticas do local, pois os testes feitos em laboratório utilizam a referência STC (Standard Test Condition) que utiliza a irradiação constante de 1000 W/m² e temperatura do módulo igual a 25°C, enquanto as condições reais são consideradas de 800 W/m² e 20°C. As condições normais são chamadas de NOCT (Nominal Operating Cell Temperatura). (Zilles, et al. 2009)

Além disso, é levado em conta a orientação dos módulos solares, pois quanto menor disponibilidade solar, menor é o fator de correção (acarretando em um sistema maior). Os valores dos fatores de correção para cada orientação estão expostos na Tabela 2.

Posicionamento dos painéis	Fator de Correção
Norte	0,8
Nordeste/Noroeste	0,75
Leste/Oeste	0,7
Sul	0,6

Tabela 2: Fator de correção para posicionamento dos painéis. FONTE: CURSO DIMENSIONAMENTO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA ELEKTSOLAR.

Portanto, o sistema do cliente é dimensionado com base nas equações 1 e 2:

Neste caso, a irradiação média é considerada como 5,14 kW/m²dia pois segundo o software do CRESESB (como ilustrado na figura 9), esta é a irradiação para a angulação ótima.

$$P_{sistema} = \frac{C_{médio}}{Dias \cdot I_{média} \cdot F_{correção}} = \frac{528,33}{30 \cdot 5,14 \cdot 0,8} = 4,29 \text{ kW}$$

Como a potência do sistema deve ser de 4,29kW, será utilizado um inversor de 5kW de inversão.

Para se calcular o número de placas, é necessário escolher a potência das placas a serem utilizadas no projeto. Logo, serão utilizadas placas de 330 Wp (0,33 kWp) devido a existência de muitas empresas no mercado que fabricam módulos com esta potência.

$$n^{\circ} \text{ placas} = \frac{P_{sistema}}{P_{placas}} = \frac{4,29}{0,330} = 12,978$$

Logo, o número de placas a serem utilizadas deve ser superior a 12. Segundo os cálculos, o número de placas solares a serem utilizados deveriam ser 13, porém, como o sistema fotovoltaico tem uma vida útil de 30 anos e a eficiência das placas decaem ao longo dos anos, 1 placa será adicionada para garantir a produção energética do sistema ao longo dos anos, acarretando 14 placas solares de 330 Wp, totalizando 4,620 kWp de energia (potência aceitável para o inversor de 5kW). No caso deste trabalho foram selecionadas placas de 330Wp da Canadian Solar e inversor de frequência de 5kW da Ginlong Technologies. O inversor em questão possui 2 MPPTs

Para provar a influência da angulação, no item 4 foram realizadas simulações utilizando o fator de correção mais elevado, orientação das placas voltadas para o Norte. Posteriormente será simulado o mesmo sistema para os 4 pontos cardeais principais com a mesma angulação das placas, a fim de provar que o Norte é a melhor orientação para geração de energia fotovoltaica (quando o sistema se encontra no hemisfério Sul).

4. Resultados e Discussões

4.1. Análise do local

O local a ser analisado é uma residência localizada na cidade de Ibiporã no estado do Paraná. A foto da residência é ilustrada na Figura 11.



Figura 11: Telhado da residência onde será instalado o sistema fotovoltaico. FONTE: Autoria Própria.

A figura 11 ilustra o local onde serão instaladas as placas fotovoltaicas. As placas ilustradas na figura não pertencem ao sistema fotovoltaico, e sim a um sistema de aquecimento de água.

Neste local serão utilizados a irradiação de 5,14 kWh/m²/dia como explicado no item 3.5.

4.2. Levantamento da demanda e consumo elétrico da unidade consumidora

A demanda e consumo elétrico já foram levantados no item 3, portanto utilizaremos os valores de consumo a seguir para realização da simulação da usina de microgeração fotovoltaica: 6339,96 kWh/ano, 528,33kWh/mês e 17,611 kWh/dia

4.3. Simulação dos equipamentos dimensionados voltados para cada um dos pontos cardeais principais

Ao longo do trabalho discutiu-se a angulação e orientação dos módulos fotovoltaicos a fim do melhor rendimento do sistema. Neste item será simulado, através do software PVsyst, o rendimento de uma usina solar com 14 módulos de 330Wp cada onde estas serão direcionadas aos 4 pontos cardeais principais.

Em seguida, será realizado a comparação dos resultados dessas 4 simulações (no item 4.4)

Primeiramente existe a necessidade de se construir a casa no software. Porém, como o PVsyst não possui ferramentas ágeis e de qualidade para construção de casas e edifícios, será utilizado o software SketchUp, que é amplamente utilizado por arquitetos e engenheiros civis em seus trabalhos. O foco do trabalho não é a modelagem da residência e sim do sistema fotovoltaico a ser implantado nesta, então a Figura 12 ilustra o resultado final da modelagem da residência já com as placas fotovoltaicas voltadas ao norte (lembrando que as placas com tons azuis escuros não pertencem ao sistema fotovoltaico, e sim a um sistema de aquecimento de água. As placas fotovoltaicas estão representadas pela cor azul claro).

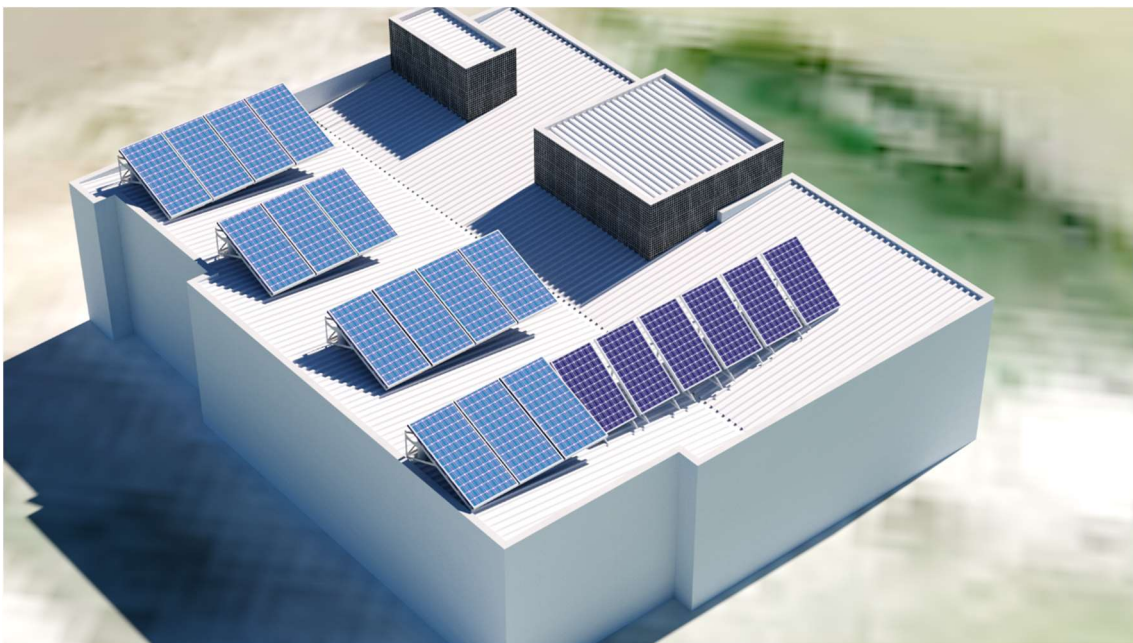


Figura 12: Modelagem da residência renderizada. FONTE: Autoria Própria

Com a modelagem da residência pronta, pode-se então exportá-la para o software do PVsyst, que será o responsável pelas simulações de geração de energia pelo sistema fotovoltaico.

O PVsyst é um software de simulação voltado para sistemas fotovoltaicos (dimensionamento e análise de dados de sistemas fotovoltaicos). Trata-se de um dos softwares mais utilizados na simulação de sistemas fotovoltaicos pela sua variada aplicação. O PVsyst permite simular sistemas com ligação à rede, autónomos e outras situações especiais (sistemas para bombeamento, entre outros) e inclui extensas bases de dados meteorológicos de diferentes locais (dados importados dos programas Meteonorm, NASA e PVGIS TMY, que são softwares com base de dados climáticas globais), e de diversos componentes de sistemas fotovoltaicos (módulos fotovoltaicos, inversores, reguladores de carga, etc) de diversos fabricantes, bem como ferramentas gerais de apoio ao aproveitamento da energia solar. A base de dados meteorológicas permite que importemos qualquer local do mundo para o software, trazendo consigo os dados de irradiação do local desejado. (PINHO; GALDINO, 2014) e (COSTA, 2012)

Ao acessar o software, este apresenta 4 opções de projeto:

- *Preliminary design* (Design preliminar) – Se trata de um pré-dimensionamento de um projeto, pois este irá realizar uma simulação rápida com valores médios sem especificar os componentes do sistema em questão.
- *Project design* (Design do projeto) – Esta é a opção do dimensionamento completo do sistema que engloba todos os detalhes e dados do dia a dia.
- *Databases* (base de dados) – Nessa opção estão localizadas as bases de dados meteorológicos e de equipamentos.
- *Tools* (ferramentas) – Nessa opção encontra-se as ferramentas de análise do comportamento solar, elétrico, meteorológico, gráficos, tabelas entre outras ferramentas de análise.

Para fins de simulação, utiliza-se a segunda função do software, pois esta proporciona uma simulação detalhada e precisa sobre o sistema fotovoltaico, cuja simulação fornece os dados de geração do sistema ao longo do ano.

A opção de design de projetos permite selecionar 4 opções: *Grid-connected*, *Stand alone*, *Pumping*, *DC Grid*. Como a simulação será em relação a sistemas conectados à rede elétrica, utiliza-se a primeira opção. A interface das opções do software estão ilustradas na Figura 13.



Figura 13: Página inicial do programa PVsyst V6.43, com as 4 opções primárias e as 4 opções de design de projetos. Fonte: Autoria Própria.

Ao escolher o modo conectado à rede (*Grid-Connected*), aparecem alguns parâmetros a serem escolhidos. O primeiro de todos é o local onde foi realizada a simulação através da opção *Meteo database*, ilustrado na Figura 14.

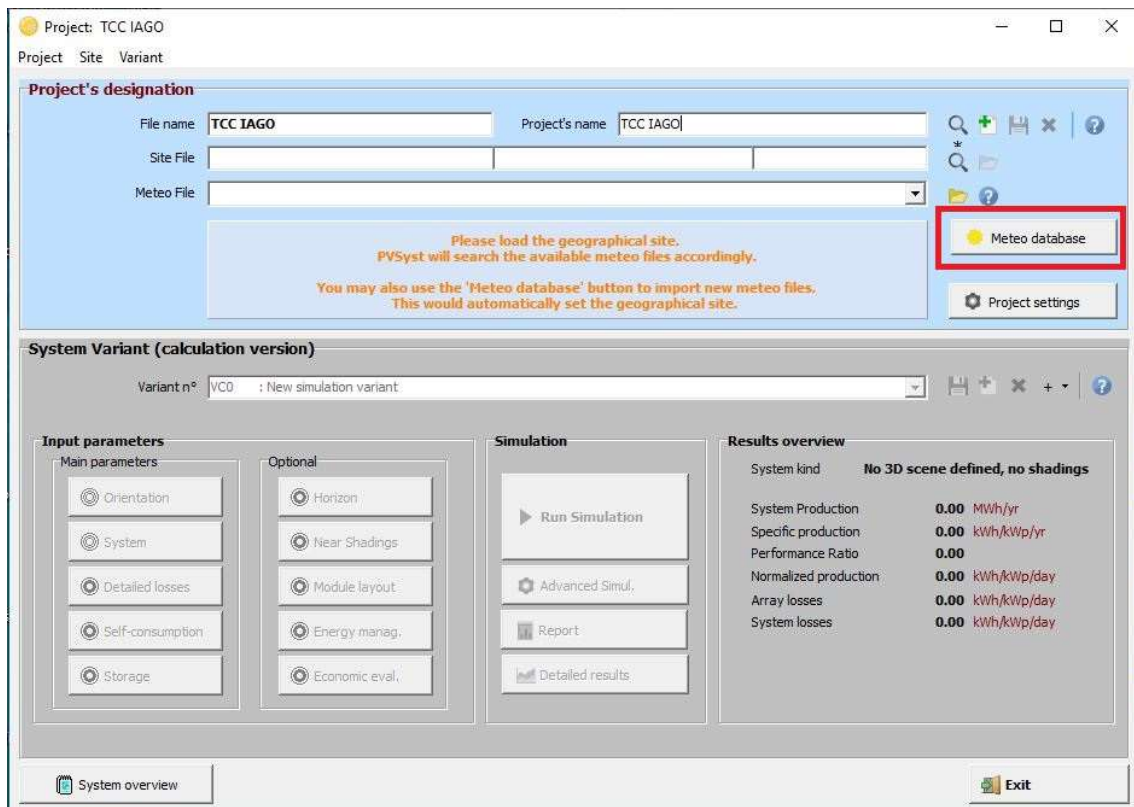


Figura 14: Menu inicial do PVsyst com destaque para a escolha dos dados meteorológicos.
 FONTE: Autoria Própria

Após escolher a opção da base de dados, é necessário escolher o ponto geográfico do projeto, para que o PVsyst importe a base de dados meteorológicas (lembrando que a base de dados a ser utilizada é a Meteonorm).

A figura 15 ilustra exatamente o local desejado, tanto geograficamente no mapa quanto na ilustração de coordenadas (latitude e longitude), além de especificar a altitude, fuso horário, cidade, país e continente. Ao escolher o ponto geográfico da usina, o software disponibiliza toda a sua base de dados do local selecionado.

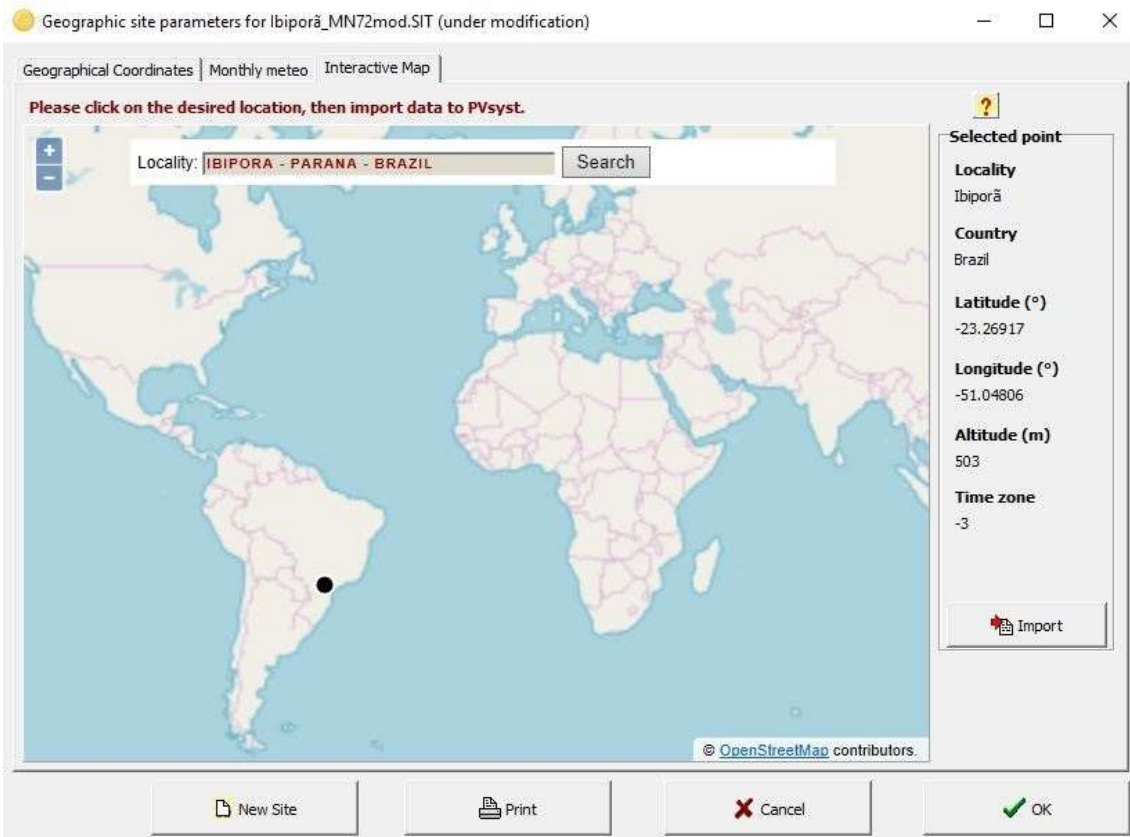
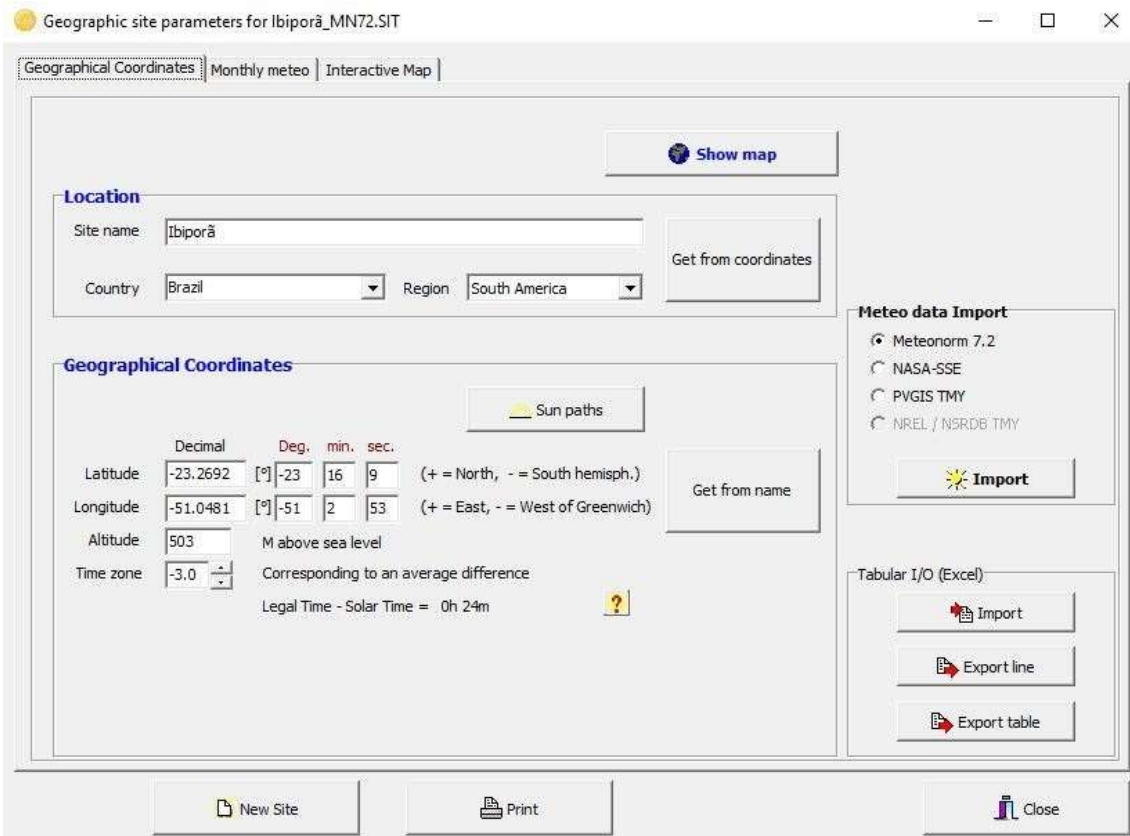


Figura 15: Escolha do local da simulação. FONTE: Autoria Própria

Após a escolha do local geográfico, é gerada uma tabela com as principais informações locais mensais (relevantes a um projeto fotovoltaico) como irradiação horizontal global e difusa, temperatura, velocidade do vento, umidade relativa. Dados de suma importância para projetos fotovoltaicos. Além disso, é possível escolher a unidade da irradiação solar (porém a maioria das literaturas utilizam kWh/m².mês).

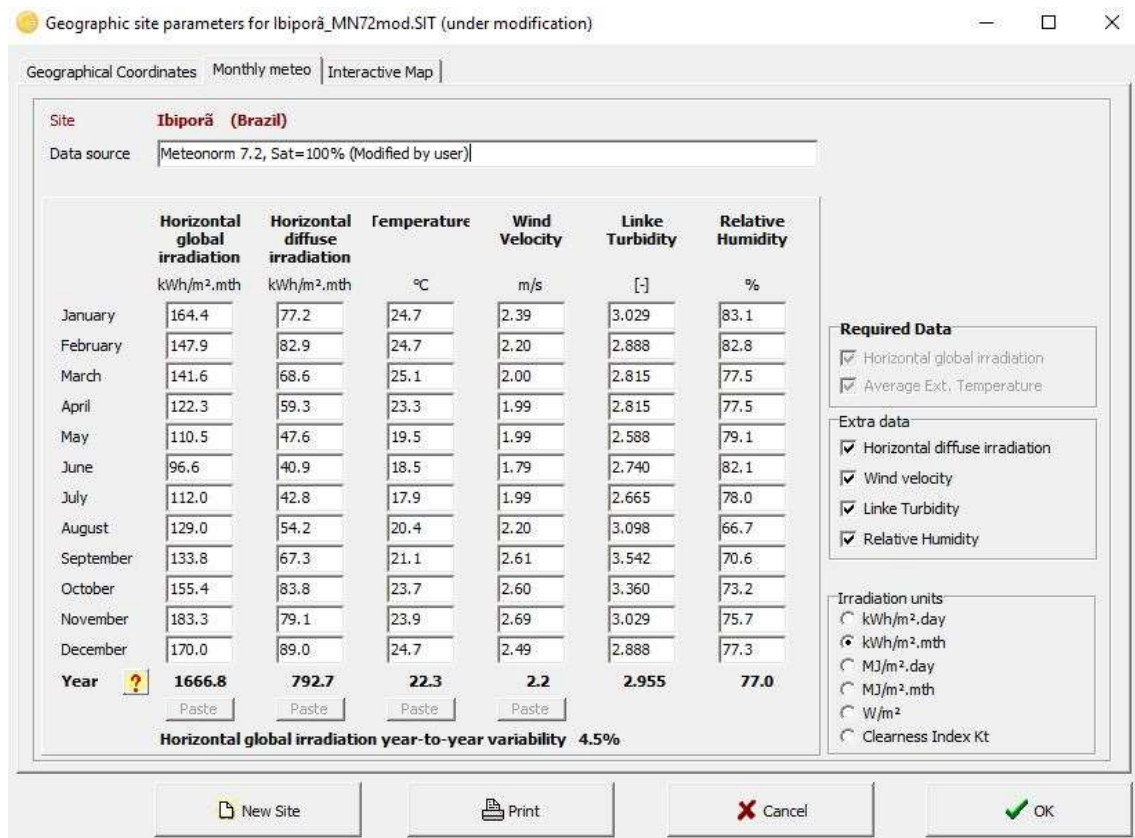


Figura 16: Dados advindos do local geográfico desejado. FONTE: Autoria Própria

A base de dados da figura 16 é utilizada para as simulações que foram realizadas ao longo do item 4. A partir desse banco de dados que é possível realizar simulações precisas para usinas solares.

Com a base de dados coletada, o próximo passo é a inserção da residência no PVsyst. Para realizar essa inserção basta selecionar o menu *Near Shadings* que uma tela de definição de projeto irá abrir. Então deve-se selecionar o item *Construction/Perspective* que se trata da interface de simulação de sombreamento e planta da simulação. Esse passo a passo é ilustrado na figura 17.

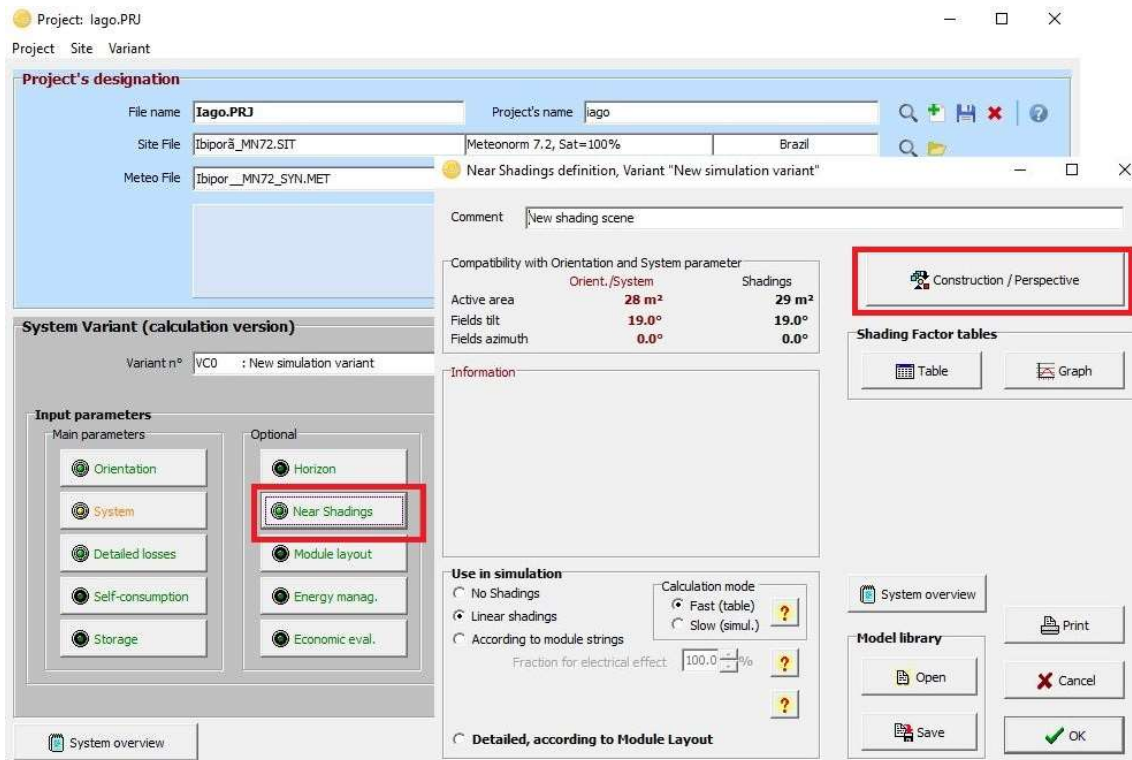


Figura 17: Passo a passo para abrir a interface de simulação de sombreamento e da planta para simulação. FONTE: Autoria Própria.

Com a interface aberta pode-se importar a planta baixa da residência modelada no software Sketchup a partir do seguinte passo: File > Import > Import a 3D scene (3DS, DAE), como ilustra a figura 18.

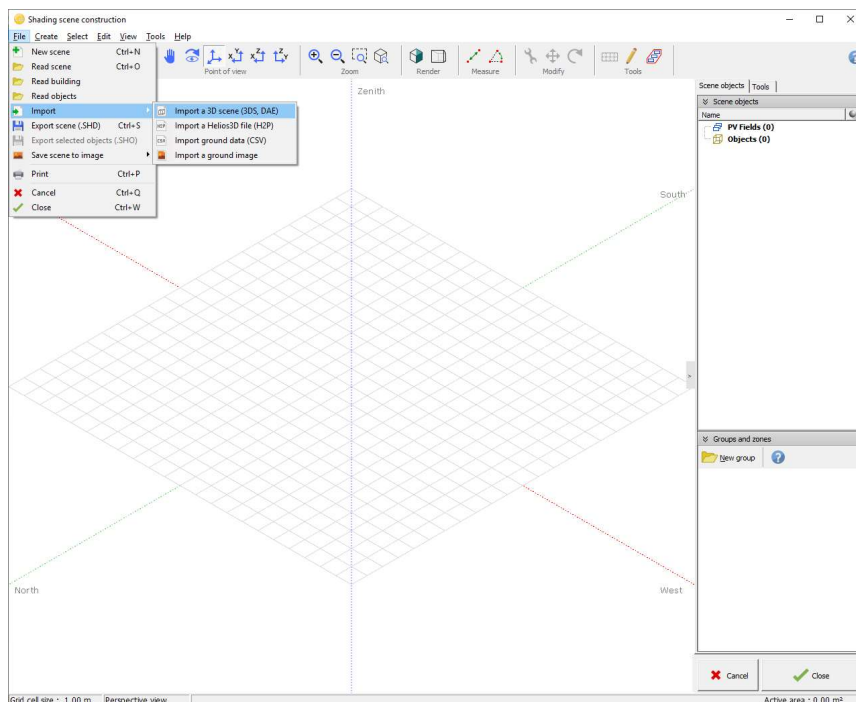


Figura 18: Modo de inserir um arquivo de modelagem do Sketchup. FONTE: Autoria Própria.

Após inserir a modelagem do Sketchup é necessário distinguir o que faz parte do sistema fotovoltaico e o que é meramente estrutural. Nesse passo o sistema fotovoltaico é entendido pelo software e será o responsável pela simulação da produção energética da planta. Primeiramente será selecionado os grandes retângulos fixados no telhado da residência, para que o software os identifique como um conjunto de placas solares.

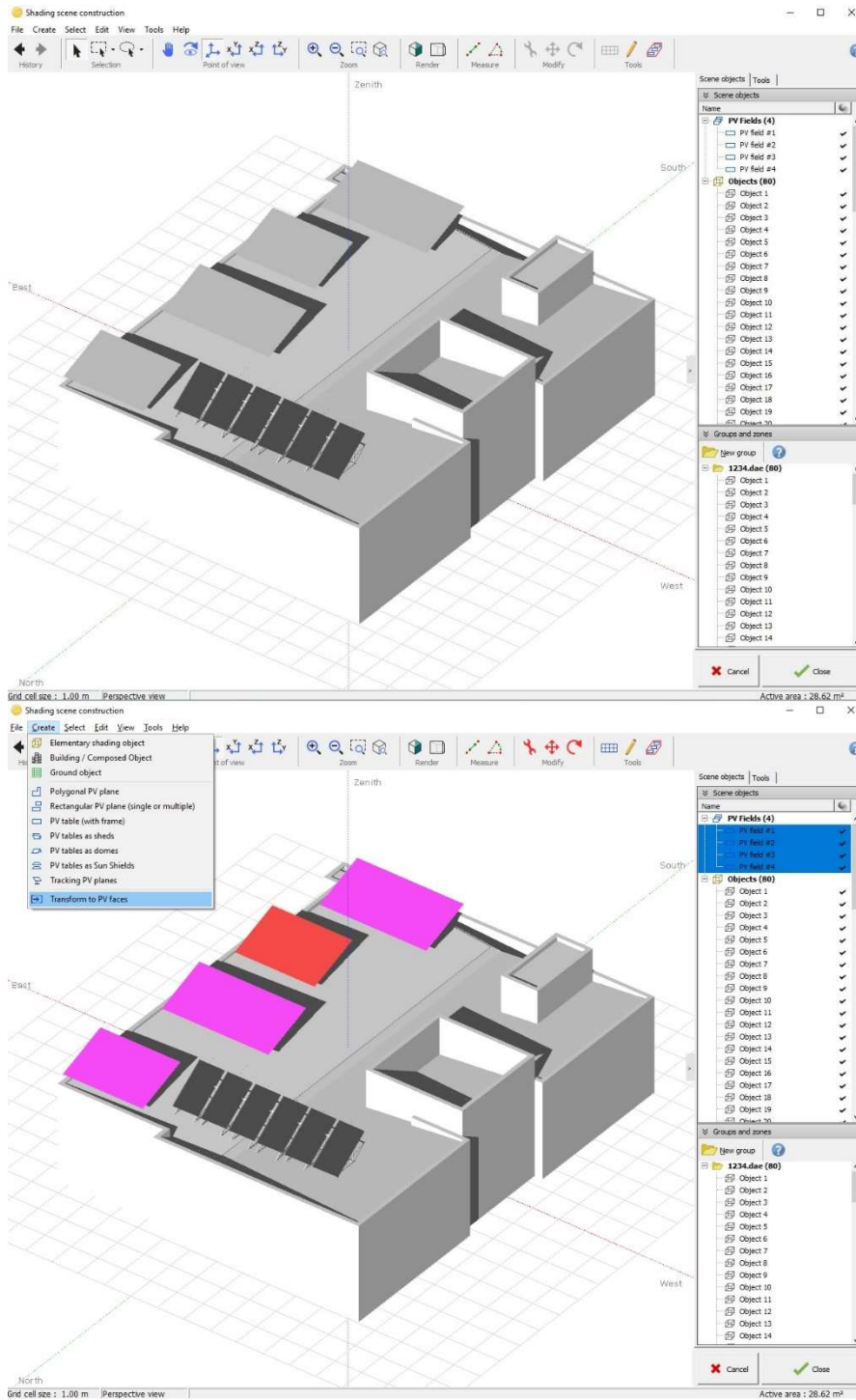


Figura 19: Identificação das placas solares pelo PVsyst. FONTE: Autoria Própria.

Após a identificação do bloco de placas, estas são distinguidas uma das outras através da orientação (modo paisagem ou retrato). Com isso pode-se separar umas placas das outras, podendo assim definir o número de placas por retângulo. Além disso, o software mostra a área requerida para a instalação das mesmas.

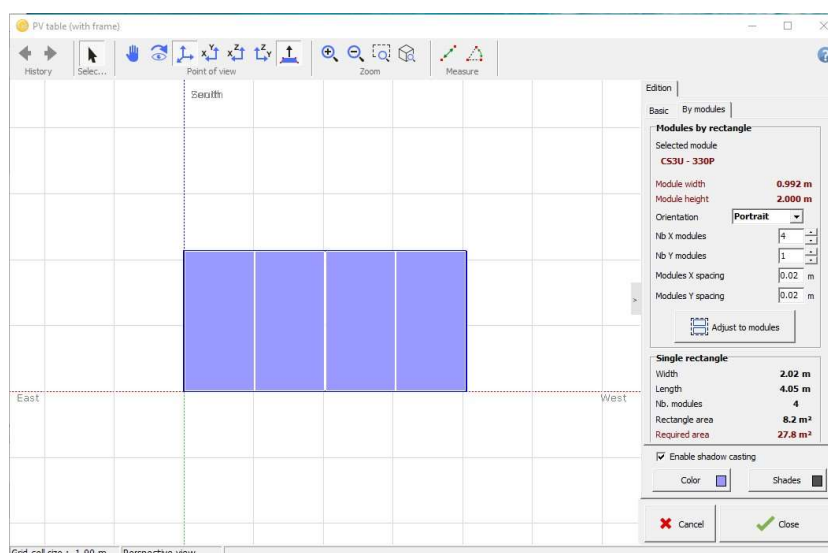


Figura 20: Identificação dos módulos solares individualmente. FONTE: Autoria Própria.

Com a separação dos grandes blocos de painéis solares para que sejam tratados como placas individuais, existe a necessidade de selecionar os arranjos fotovoltaicos (ligações em série das placas). Como no item 3.5 foi decidido quais equipamentos vão ser utilizados, iremos separar os 14 módulos em 2 arranjos de 7 placas cada, onde cada arranjo será conectado em um MPPT diferente (já que o inversor escolhido possui 2 MPPTs).

A partir da escolha citada, deve-se selecionar os arranjos 1 e 2 na interface do software, garantindo assim o número de 7 painéis por arranjo e a conexão em série entre os mesmos, como ilustra a figura 21.

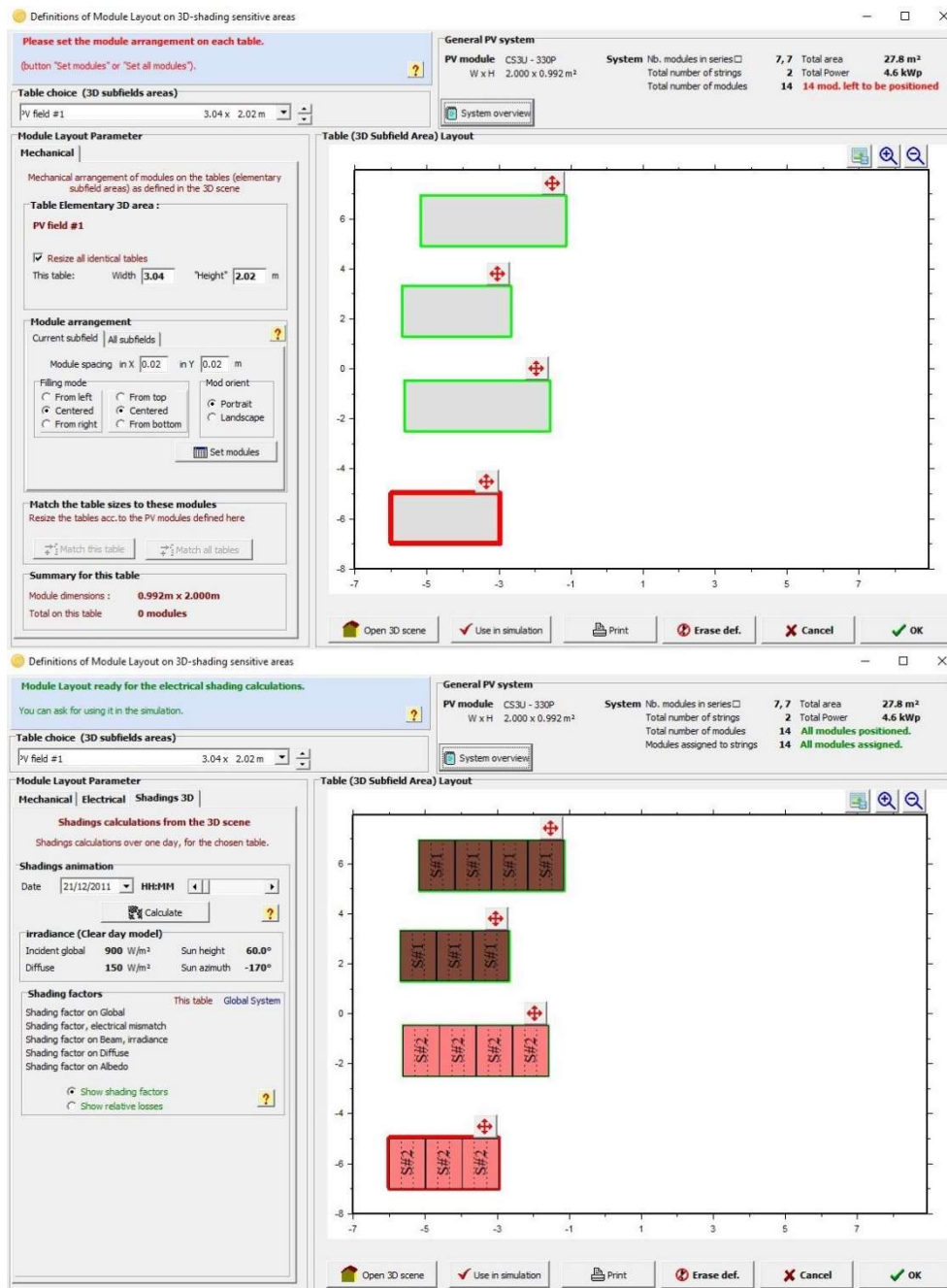


Figura 21: Seleção dos arranjos fotovoltaicos. FONTE: Autoria Própria.

Após a determinação dos arranjos na planta, existe a necessidade de inserir os equipamentos a serem utilizados na simulação. No menu principal será selecionado a opção *System*, que abrirá uma aba sobre o sistema. Nesta aba é possível selecionar as placas a serem utilizadas (número de placas, fabricante e modelo), o inversor (número de inversores, fabricante e modelo), número de placas por arranjo, potência final do sistema, dados de irradiação e condição de operação.

Esse passo é onde o sistema é determinado. As especificações dos equipamentos estão contidas na base de dados do PVsyst, o que acarreta em uma simulação mais precisa, e não uma simulação genérica. Caso o equipamento desejado não esteja na base de dados do PVsyst, existe a possibilidade de adicionar o equipamento desejado, entretanto os dados do equipamento devem ser inseridos manualmente (algo possível desde que se tenha o *datasheet* do equipamento do fabricante).

Neste trabalho foram utilizadas placas solares da Canadian Solar de 330Wp cada, modelo CS3U-330P Policristalina e inversor de frequência Ginlong Technologies 5.0kW, modelo Solis-5K-2G.

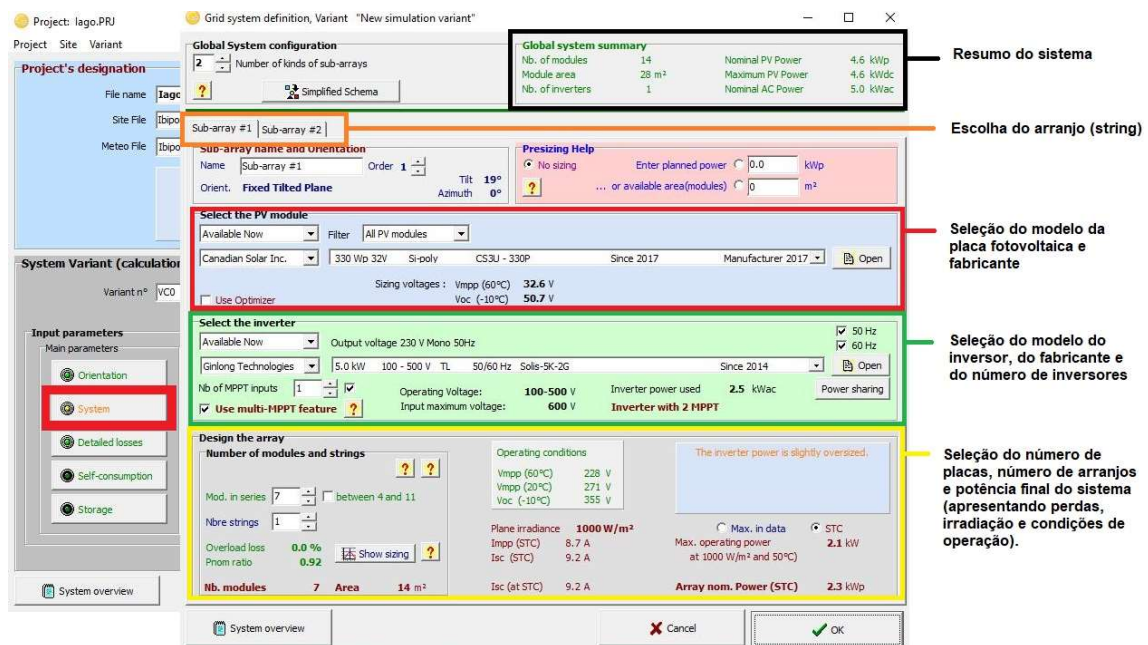


Figura 22: Definição do sistema fotovoltaico simulado. FONTE: Autoria Própria.

Como o sistema já foi determinado e as placas já identificadas na planta solar, só resta informar a angulação das placas e a orientação das mesmas. Porém, esta angulação já foi inserida no Sketchup, e ao importar a modelagem para o PVsyst, o software já identificou que a angulação das placas, que no caso é de 19°.

As figuras 23 e 24 ilustram o resultado final da modelagem e determinação do sistema.

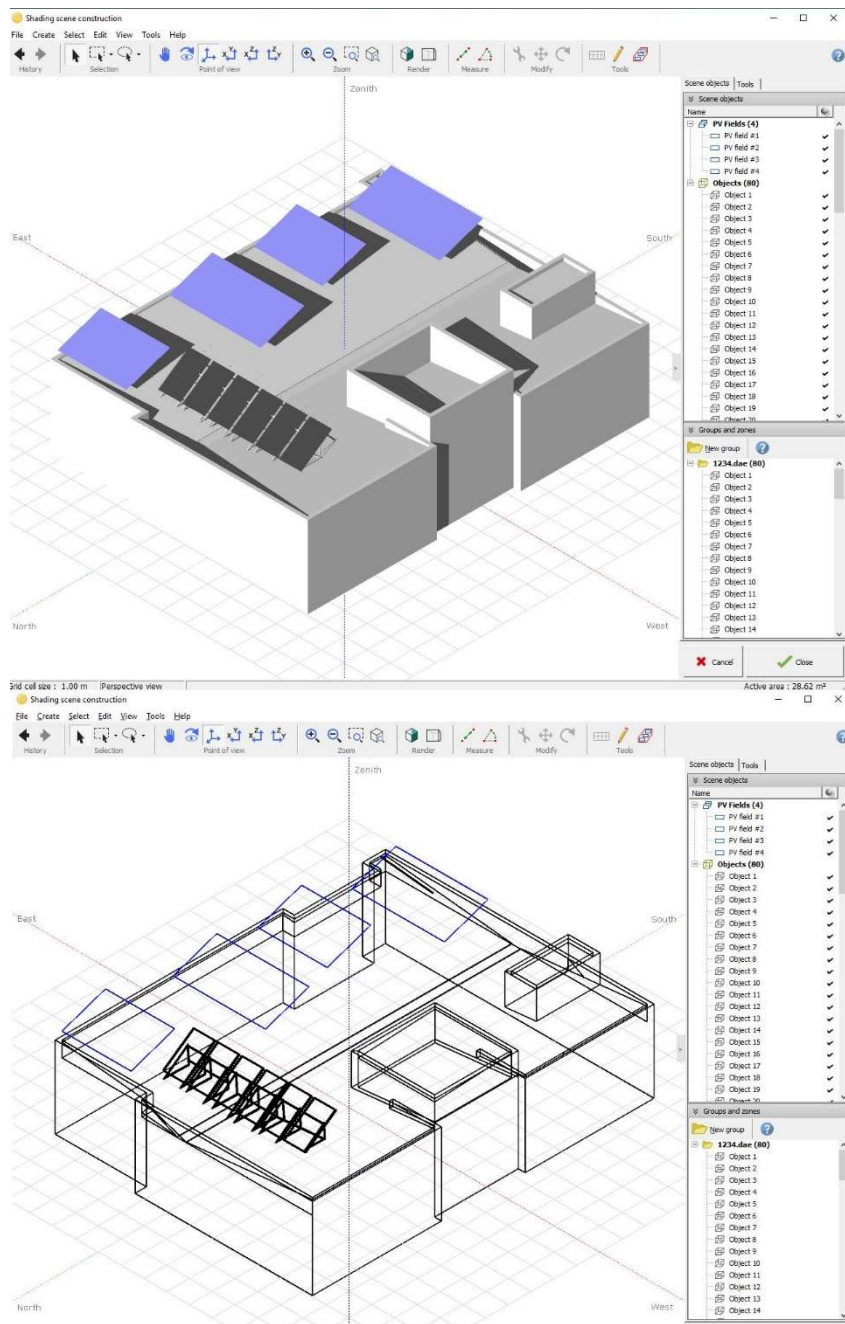


Figura 23: Modelagem final do sistema fotovoltaico. FONTE: Autoria Própria.

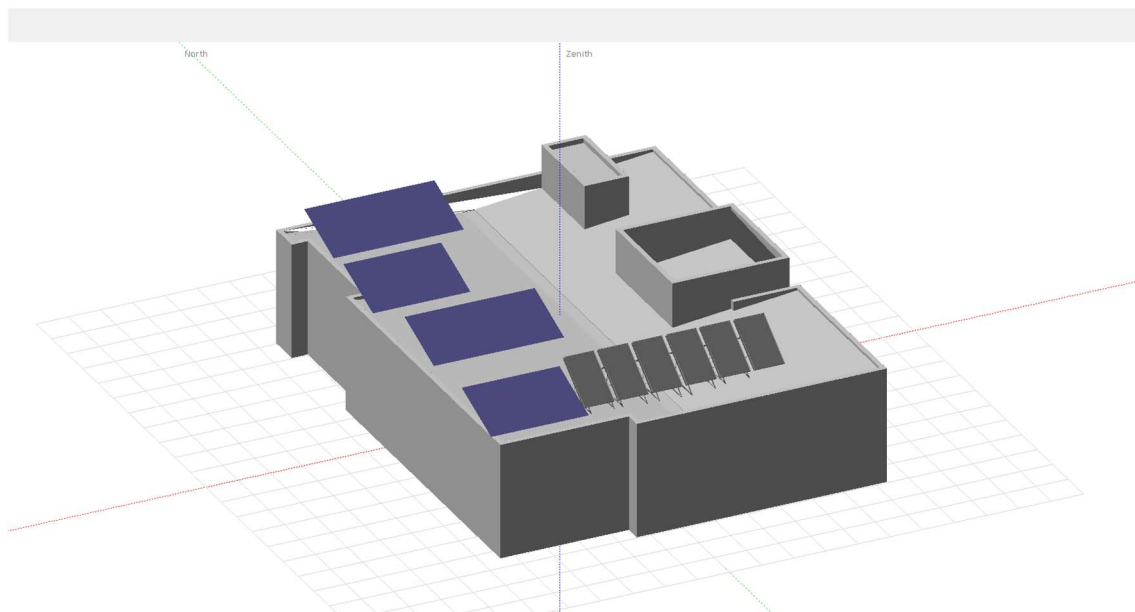


Figura 24: Planta da casa inserida no PVsyst com as placas identificadas (em azul). FONTE: Autoria própria.

A partir da determinação do local da usina com o posicionamento das placas solares, só resta realizar as simulações de geração de energia, voltando as placas para Norte, Sul, Leste e Oeste a fim de identificar qual a melhor orientação para geração de energia. Como a casa possui uma pequena elevação em um ponto do seu telhado, a residência toda será rotacionada juntamente com os painéis solares a fim de que não haja problema com sombreamento (o que acarreta em perdas energéticas).

Outro fator importante é a angulação das placas. Nos itens 2.3 e 3.3 ficou evidente que os painéis solares necessitam estar angulados de acordo com a latitude em que a usina solar se encontra para se obter o maior rendimento. No caso das simulações desses trabalhos, foi utilizada a angulação de 19° , pois esta é uma angulação próxima dos 23° ideais para a geração de energia e esta é a angulação da estrutura de laje para alocação de painéis solares mais próxima dos 23° que foi possível encontrar com um fornecedor (para comparação da geração real e com o simulado)

Com a modelagem do sistema pronta, serão realizadas 4 simulações, onde o sistema será voltado para os 4 pontos cardeais principais e os resultados destas serão analisados no item 4.4.

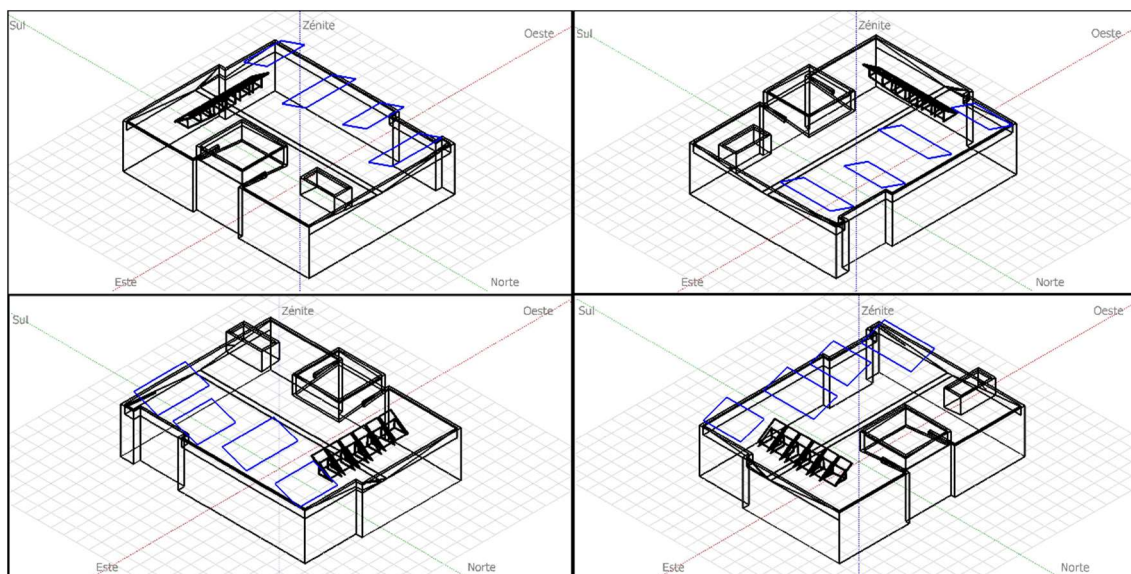


Figura 25: Simulação do sistema fotovoltaico voltado para Sul, Oeste, Norte e Leste no software PVsyst.
FONTE: Autoria Própria

Na figura 25 temos as representações estruturais do local representados pela cor preta, enquanto os painéis fotovoltaicos (geradores) estão representados pela cor azul.

Com a finalização da modelagem do sistema, é necessário realizar a simulação de cada caso. Para isso, basta escolher a orientação da planta na interface de modelagem do sistema e retornar ao menu inicial do PVsyst. No menu inicial selecione a opção *Run Simulation*.

Esta etapa o PVsyst irá realizar a simulação de geração de energia elétrica do sistema ao longo de um ano a partir da base de dados intrínsecas do software juntamente com as informações de quantidade de painéis, orientação e todos os detalhes já mencionados ao longo do trabalho.

Após a finalização da simulação, pode-se selecionar a opção *Report* para gerar o relatório final da simulação. Os relatórios finais para os 4 casos mencionados neste item serão analisados no item 4.4, e então o melhor sistema será implantado fisicamente.

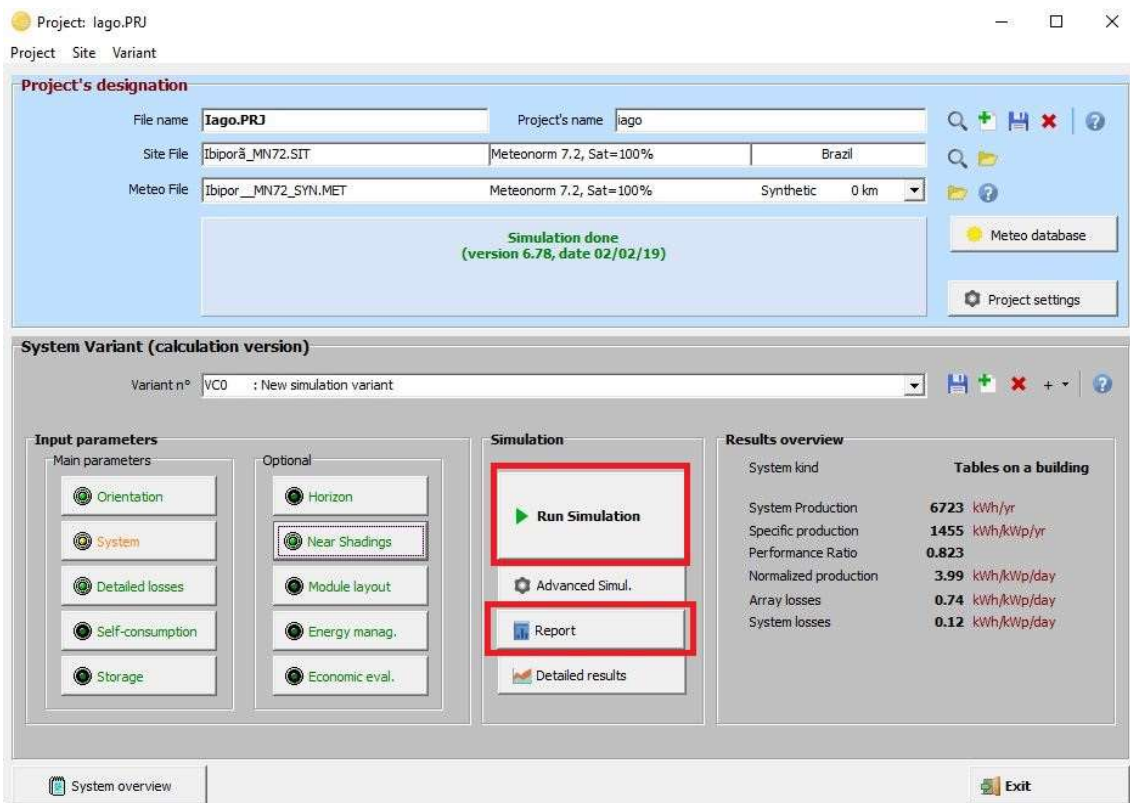


Figura 26: Realizar a simulação do sistema e coletar o relatório final do mesmo. FONTE: Autoria Própria.

4.4. Comparação dos resultados simulados

A partir da simulação realizada, foram obtidos 4 relatórios, um para cada caso. Esses relatórios estarão anexos ao final deste trabalho, mas os gráficos de produção de energia e dados relevantes ao projeto serão retirados dos mesmos e inseridos neste item.

A base de dados do PVsyst possui uma ampla variedade de equipamentos comercializados atualmente, onde é possível adicionar novas tecnologias a partir do datasheet do equipamento em questão. No caso deste trabalho foram utilizadas placas de 330Wp da Canadian Solar e inversor de frequência de 5kW da Ginlong Technologies.

Nesta configuração, as 14 placas foram divididas em 2 *strings* (ligação de painéis em série) de 7 placas cada uma. Cada *string* está conectada a um MPPT do inversor de frequência.

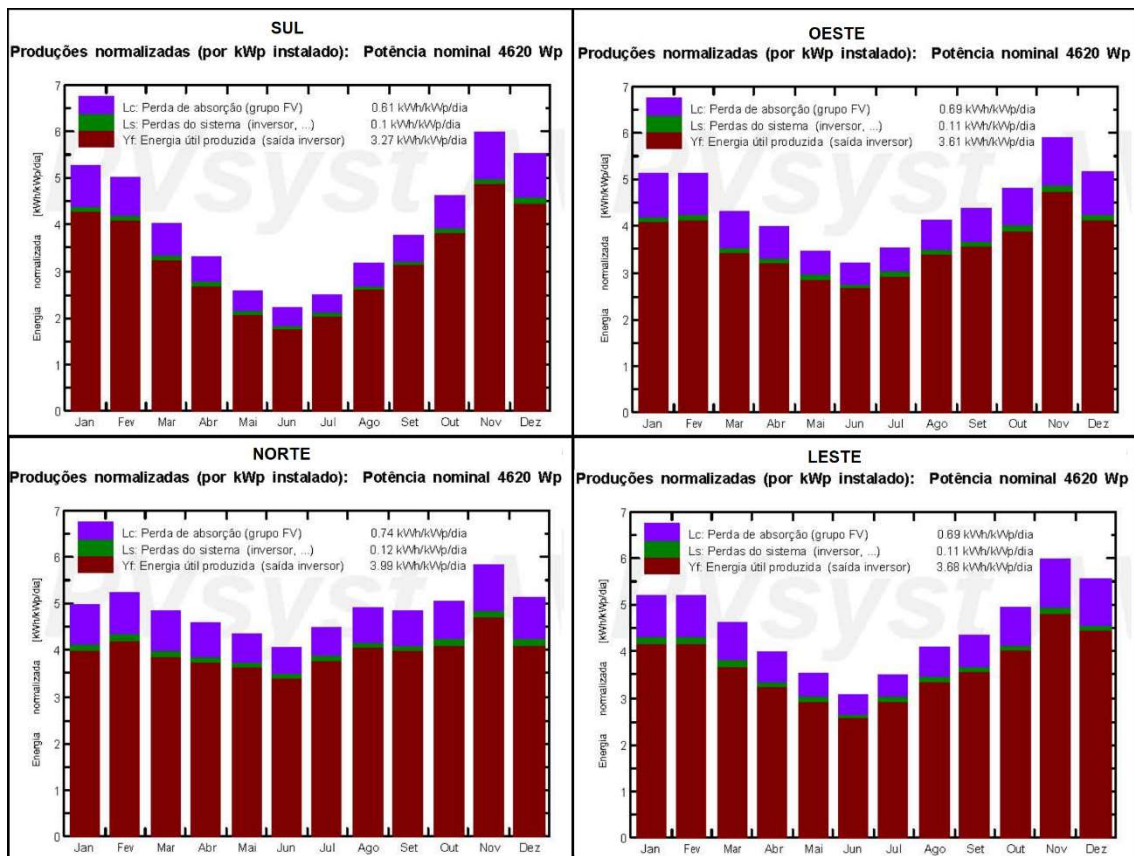


Figura 27: Produção de energia elétrica de todos os sistemas com as respectivas perdas.
 FONTE: Autoria própria

A figura 27 ilustra através de gráfico de barras a diferença na produção de energia ao longo de 1 ano pelo sistema fotovoltaico. Neste gráfico cada mês possui 3 tipos de cores diferentes, onde a cor roxa indica a perdas por absorção de irradiação pelas placas, seja por sombreamento, temperatura ou até mesmo a eficiência do módulo. A cor verde indica perdas pelo sistema, como perdas por conversão energética (CC/CA), perdas ôhmicas, consumo de energia pelo inversor, entre outras. Por último a cor vinho representa a energia útil produzida pelos painéis, a qual será injetada no quadro de cargas da residência.

Como pode-se observar, devido a maior disponibilidade solar no verão (novembro a fevereiro) a produção de energia nesses meses é bem elevada para os 4 projetos. Porém, no inverno (maio a agosto), a disponibilidade solar diminui consideravelmente, o que acarreta uma diminuição na geração de energia elétrica. O sistema que mais sofre com essa situação é a usina voltada ao Sul, pois a angulação entre o Sol e a Terra dificulta a captação de irradiação para os painéis, como explicado no item 2.2.

Além da disponibilidade solar, a angulação do Sol em relação à Terra também é alterada no inverno, o que acarreta a diminuição na produção de energia elétrica para os 4 casos. Mas o sistema mais afetado é o que está voltado para o sul, pois a angulação de incidência solar em relação a esta orientação é a mais afetada, como ilustra a figura 29.

Ao analisar o projeto com placas voltadas ao Norte pode-se verificar que este sistema é o que mais produziu energia elétrica total, e teve maior regularidade de produção ao longo do ano. O inverno afetou sua produção de energia, porém devido a inclinação favorável dos painéis, este sistema não sentiu tanto impacto quantos os outros 3, o que ajuda a confirmar que a configuração norte é a mais indicada para este projeto.

As orientações Leste e Oeste tiveram quase a mesma produção energética, como era de se esperar. O trajeto do sol explicado no item 2.2 evidencia a ocorrência dessa similaridade.

O que evidencia a diferença na geração de energia de cada caso está tabelado na figura 28.

SUL	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janeiro	164.4	77.23	24.67	163.1	157.5	0.631	0.613	0.813
Fevereiro	147.9	82.93	24.74	140.3	134.7	0.548	0.533	0.821
Março	141.6	68.56	25.14	124.5	119.0	0.484	0.469	0.816
Abril	122.3	59.28	23.27	98.8	93.7	0.387	0.375	0.821
Mai	110.5	47.57	19.48	79.3	73.8	0.313	0.302	0.824
Junho	96.6	40.90	18.51	65.9	60.7	0.259	0.249	0.817
Julho	112.0	42.84	17.91	77.5	71.8	0.307	0.295	0.825
Agosto	129.0	54.22	20.44	98.1	92.5	0.388	0.376	0.829
Setembro	133.8	67.33	21.13	113.4	107.9	0.450	0.437	0.833
Outubro	155.4	83.82	23.66	143.5	137.8	0.563	0.547	0.825
Novembro	183.3	79.07	23.87	179.0	173.0	0.695	0.676	0.818
Dezembro	170.0	89.04	24.74	170.2	164.2	0.659	0.640	0.814
Ano	1666.7	792.82	22.28	1453.7	1386.6	5.685	5.512	0.821
NORTE	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janeiro	164.4	77.23	24.67	154.3	148.7	0.595	0.577	0.809
Fevereiro	147.9	82.93	24.74	145.6	140.0	0.564	0.548	0.815
Março	141.6	68.56	25.14	149.1	144.0	0.573	0.556	0.808
Abril	122.3	59.28	23.27	137.5	132.9	0.535	0.520	0.818
Mai	110.5	47.57	19.48	134.8	130.6	0.540	0.525	0.843
Junho	96.6	40.90	18.51	121.1	117.5	0.489	0.475	0.850
Julho	112.0	42.84	17.91	139.1	135.3	0.561	0.545	0.849
Agosto	129.0	54.22	20.44	152.1	147.2	0.602	0.585	0.833
Setembro	133.8	67.33	21.13	145.1	140.1	0.570	0.555	0.828
Outubro	155.4	83.82	23.66	156.5	150.8	0.608	0.591	0.817
Novembro	183.3	79.07	23.87	174.5	168.2	0.672	0.653	0.810
Dezembro	170.0	89.04	24.74	158.2	152.0	0.610	0.592	0.810
Ano	1666.7	792.82	22.28	1767.8	1707.3	6.918	6.723	0.823
OESTE	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janeiro	164.4	77.23	24.67	158.7	152.6	0.607	0.589	0.803
Fevereiro	147.9	82.93	24.74	142.9	136.9	0.552	0.537	0.813
Março	141.6	68.56	25.14	133.1	127.6	0.511	0.496	0.806
Abril	122.3	59.28	23.27	119.5	114.2	0.464	0.450	0.816
Mai	110.5	47.57	19.48	106.8	102.2	0.426	0.413	0.837
Junho	96.6	40.90	18.51	95.6	91.4	0.385	0.373	0.845
Julho	112.0	42.84	17.91	108.7	104.4	0.438	0.425	0.847
Agosto	129.0	54.22	20.44	127.2	121.7	0.502	0.487	0.829
Setembro	133.8	67.33	21.13	131.0	125.3	0.514	0.500	0.826
Outubro	155.4	83.82	23.66	149.1	143.2	0.578	0.562	0.815
Novembro	183.3	79.07	23.87	176.7	170.3	0.677	0.658	0.806
Dezembro	170.0	89.04	24.74	159.0	152.6	0.611	0.593	0.807
Ano	1666.7	792.82	22.28	1608.4	1542.5	6.266	6.082	0.819
LESTE	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janeiro	164.4	77.23	24.67	161.1	155.1	0.618	0.600	0.806
Fevereiro	147.9	82.93	24.74	144.7	139.1	0.560	0.544	0.814
Março	141.6	68.56	25.14	142.5	136.9	0.547	0.532	0.807
Abril	122.3	59.28	23.27	119.6	114.6	0.468	0.453	0.820
Mai	110.5	47.57	19.48	109.2	104.2	0.437	0.424	0.841
Junho	96.6	40.90	18.51	92.0	88.0	0.372	0.360	0.848
Julho	112.0	42.84	17.91	108.0	103.8	0.438	0.424	0.851
Agosto	129.0	54.22	20.44	126.1	120.8	0.500	0.486	0.834
Setembro	133.8	67.33	21.13	130.1	124.8	0.513	0.498	0.829
Outubro	155.4	83.82	23.66	152.8	146.9	0.595	0.578	0.818
Novembro	183.3	79.07	23.87	179.3	172.7	0.689	0.670	0.809
Dezembro	170.0	89.04	24.74	171.2	164.9	0.657	0.638	0.807
Ano	1666.7	792.82	22.28	1636.6	1571.8	6.395	6.207	0.821

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
DiffHor Irradiação difusa horizontal EArray Energia efetiva à saída do grupo
T_Amb Temperatura ambiente E_Grid Energia injetada na rede
GlobInc Incidência global no plano dos sensores PR Performance Ratio (Quociente de performance)

Figura 28: Balanços e resultados principais dos sistemas fotovoltaicos. FONTE: Autoria Própria

A figura 28 esclarece aproximadamente a quantidade de energia advinda do sol, energia convertida, injetada, entre outros fatores para cada mês do ano.

Ao analisar a irradiação global e temperatura ambiente é possível notar que para os 4 projetos, esse valor não muda, o que mostra que independente da orientação dos painéis, a energia disponível a ser convertida e condições climáticas são as mesmas para todos os casos.

A diferença se inicia na incidência global no plano dos sensores, pois nesta coluna deixa explícito a quantidade de energia que cada orientação é capaz de captar. A diferença nítida é entre a energia captada pelos painéis orientados para o Norte e para o Sul, que possui uma diferença de aproximadamente 314,1 kWh/m² anual ilustra como a captação de energia tem um forte impacto na energia anual produzida.

Como os 4 sistemas possuem os mesmos equipamentos, as perdas intrínsecas a cabeamento, conversão de energia, entre outros é igual todos os casos. O que define o melhor projeto é a capacidade de coletar maior radiação por m² de placa, o que evidencia a superioridade dos painéis voltados ao norte.

Após todo o condicionamento de captação da irradiação, transformação da energia térmica em elétrica CC e conversão da mesma em CA, tem-se a energia a ser injetada na rede. O sistema que possuir maior energia injetada na rede pode ser considerado o melhor sistema para captação de irradiação solar, acarretando no sistema mais eficiente, que no caso é o Norte, mais uma vez.

Outra coluna a ser analisada é a coluna da Performance Ratio (Índice de Performance) que evidencia que não há diferença entre os equipamentos, pois a performance é uma relação entre a energia real injetada e a energia que o sistema é capaz de produzir de acordo com sua angulação e orientação. Observando este índice em cada um dos projetos é possível notar que a diferença é quase ínfima.

As figuras 29, 30, 31 e 32 ilustram as perdas ocorridas nos sistemas com um fluxograma energético, complementando as informações contidas na figura

28. Este fluxograma ilustra toda a trajetória da energia, desde a irradiação (energia disponível) até a energia útil.

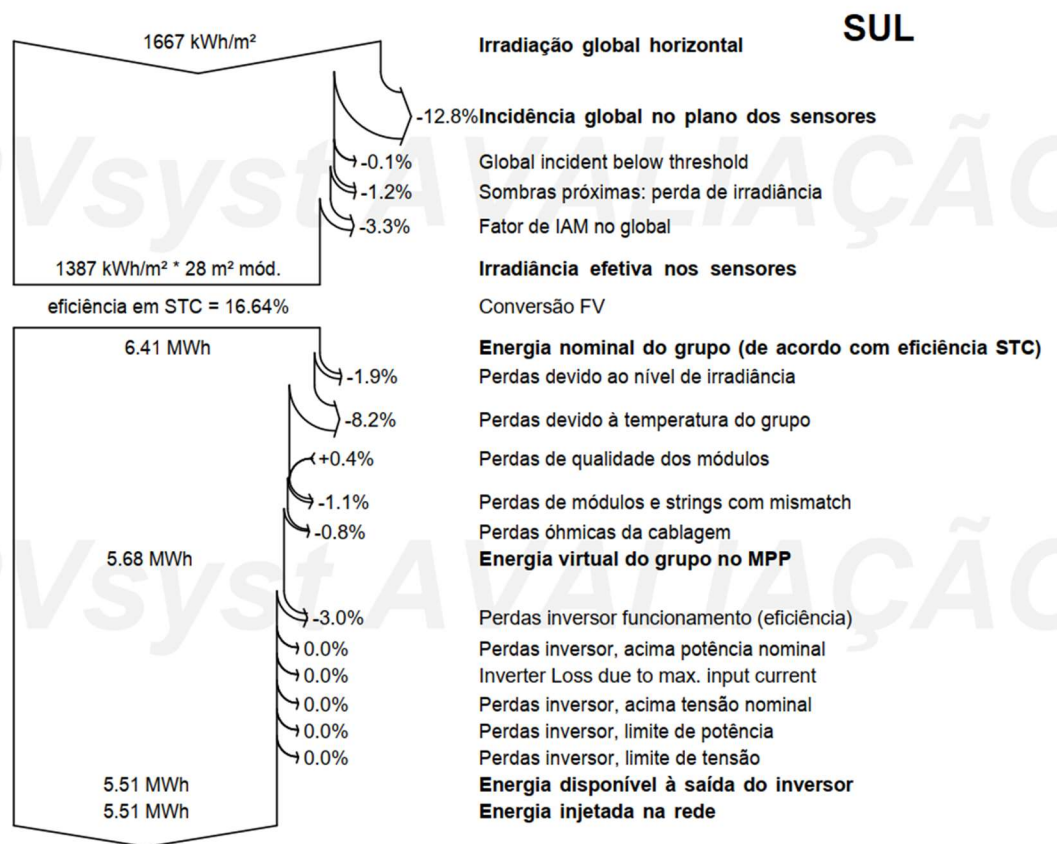


Figura 29: Diagrama de perdas ao longo do ano do sistema Sul. FONTE: Autoria Própria

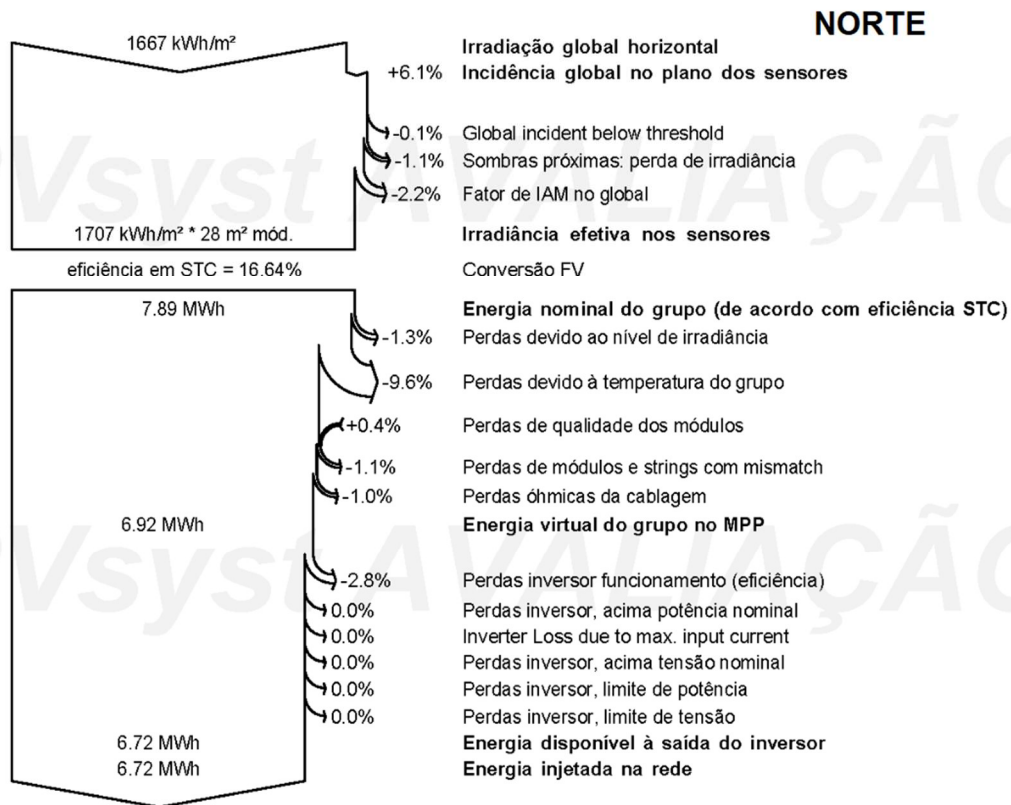


Figura 30: Diagrama de perdas ao longo do ano do sistema Norte. FONTE: Autoria Própria

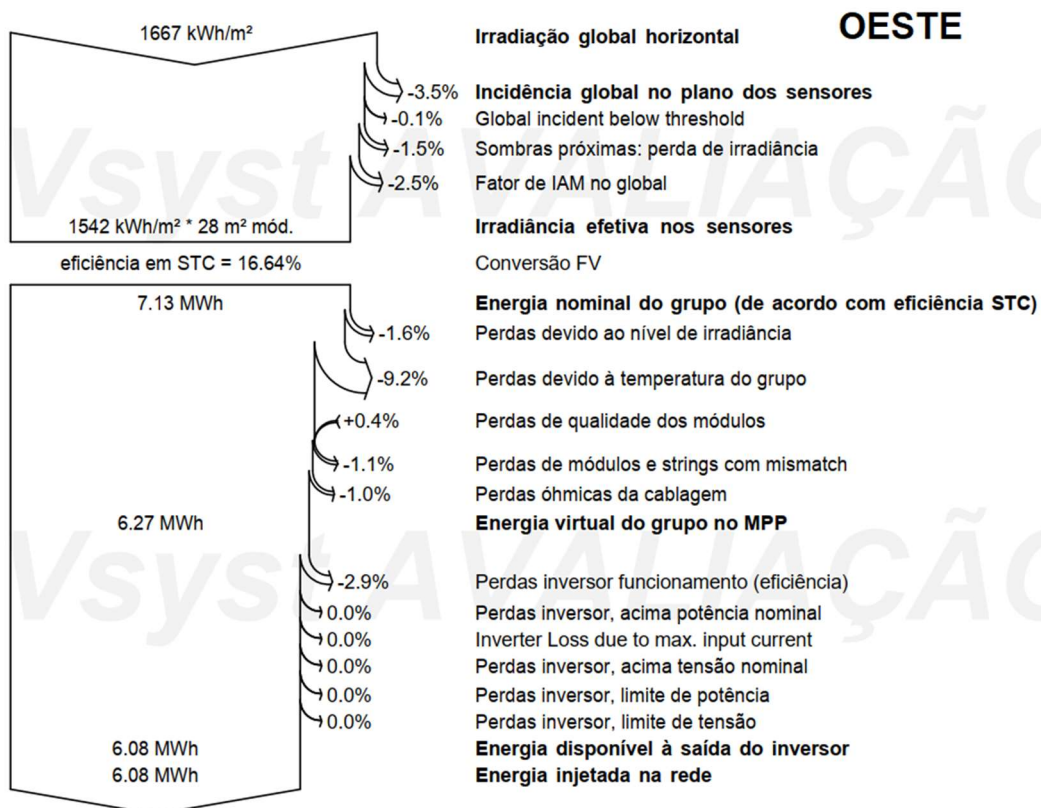


Figura 31: Diagrama de perdas ao longo do ano do sistema Leste. FONTE: Autoria Própria

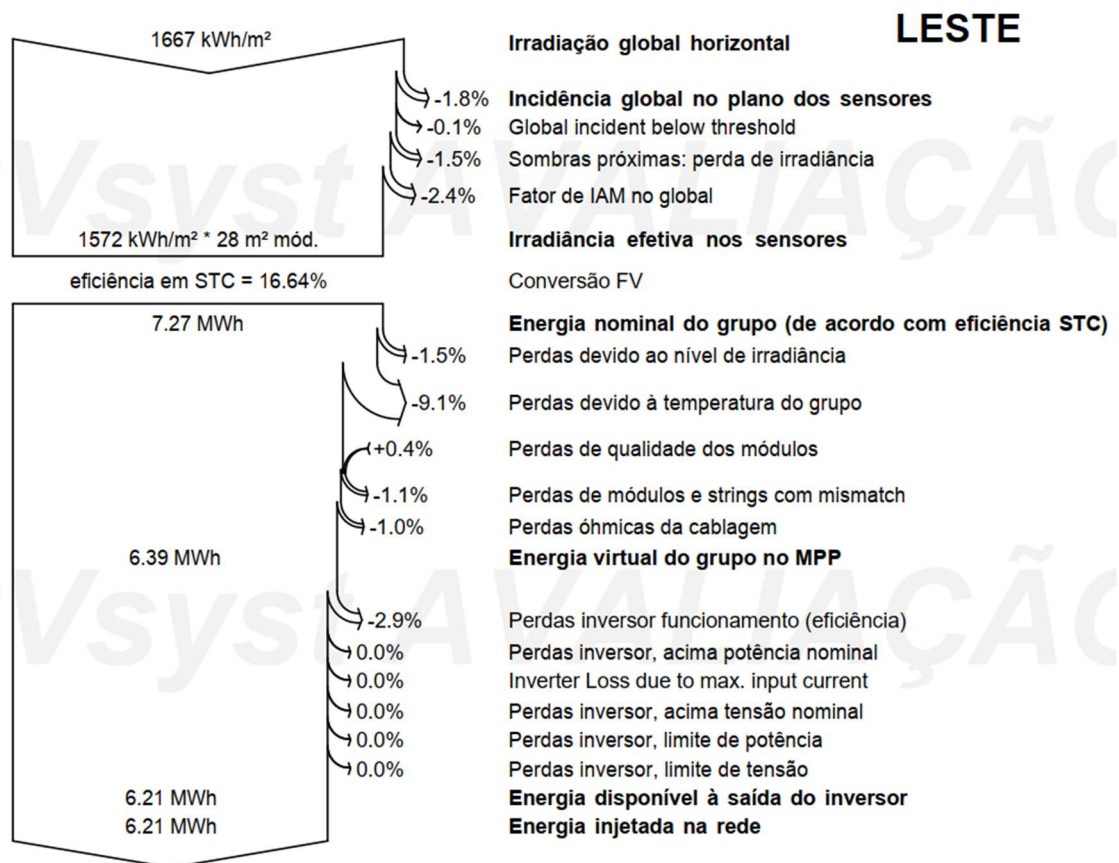


Figura 32: Diagrama de perdas ao longo do ano do sistema Oeste. FONTE: Autoria Própria

Assim como na figura 28, as figuras 29, 30, 31 e 32 mostram os mesmos dados de entrada evidenciados na outra figura. A diferença é que nesta última fica evidente as perdas ao longo do condicionamento da energia em um ano. Para fins de implementação de projeto é nesse passo que é possível corrigir eventuais problemas que a usina pode vir a ter, como sombreamento, disposição de irradiação, conversão de energia pelos painéis e inversores, entre outros.

As perdas ocasionadas após a coleta efetiva da irradiação são praticamente as mesmas para os 4 sistemas, o que ilustra mais uma vez a importância da orientação dos painéis solares.

Neste fluxograma fica bem evidente que o Sul perde 12,8% da irradiação solar devido a orientação dos painéis, enquanto o norte ganha 6,1% da irradiação devido a sua orientação.

Um fato interessante de se observar nesse fluxograma é a energia perdida através da temperatura dos painéis, pois quanto maior a temperatura do painel

solar, menos eficiente ele se torna. Como a orientação Norte é a que possui maior irradiação solar, esta também é a que mais possui perdas de energia (9,6%) devido a sua temperatura. Logo, como a orientação Sul é a que possui a menor irradiação solar, esta também possui a menor perda de energia pela temperatura (8,2%). Porém isso não é argumento suficiente para não se voltar as placas para o Norte, pois esta orientação é a que produz mais energia elétrica dentre todos os sistemas.

Ao analisar os resultados das figuras 27,28, 29, 30, 31 e 32, é possível montar uma tabela com os principais resultados da simulação e decidir qual sistema possui a melhor eficiência.

	Sul	Norte	Oeste	Leste
Energia Produzida (MWh/ano)	5,51	6,72	6,08	6,21
Índice de Performance (PR)	82,07%	82,31%	81,86%	82,10%
Produção Específica (kWh/kWp/ano)	1193	1455	1317	1344

Tabela 3: Principais resultados da simulação do sistema fotovoltaico para cada plano. FONTE: Autoria Própria

Considerando toda a análise realizada nesse item e enfatizando a produção anual de energia elétrica, pode-se afirmar que o melhor sistema a ser implantado é o que está voltado ao norte. Com isso a implantação da usina será realizada nos moldes dessa simulação.

4.5. Comparação do melhor caso com a usina real

Com a análise do item 4.4, ficou evidente que a melhor usina a ser instalada é a usina voltada para o Norte. A partir dessa informação, a usina fora construída a fim de se obter a performance simulada para este caso.



Figura 33: Foto da usina real instalada com os painéis voltados para o Norte. FONTE: Autoria Própria

Este sistema foi instalado no mês de novembro de 2017. Como este sistema está funcionando desde dezembro de 2018 e possui dados de geração de energia do ano de 2018 inteiro, é possível comparar os valores estimados de produção com a produção real da energia desta usina.

A maioria dos inversores no mercado possuem um sistema de monitoramento que armazena uma base de dados com a produção de energia de todos os dias em que esteve funcionando. Através dessa base de dados, é possível coletar a produção anual de 2018 desta usina.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
PVsystem	577	548	556	520	525	475
Real	688,6	606,4	547,4	600	524	379,6
Diferença (%)	19,34%	10,66%	-1,55%	15,38%	-0,19%	-20,08%
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
PVsystem	545	585	555	591	653	592
Real	499	507,8	552,5	561,2	606,8	672,9
Diferença (%)	-8,44%	-13,20%	-0,45%	-5,04%	-7,08%	13,67%

Tabela 4: Estimativa de produção energética do software em comparação com a produção real ao longo do ano de 2018. FONTE: Autoria Própria.

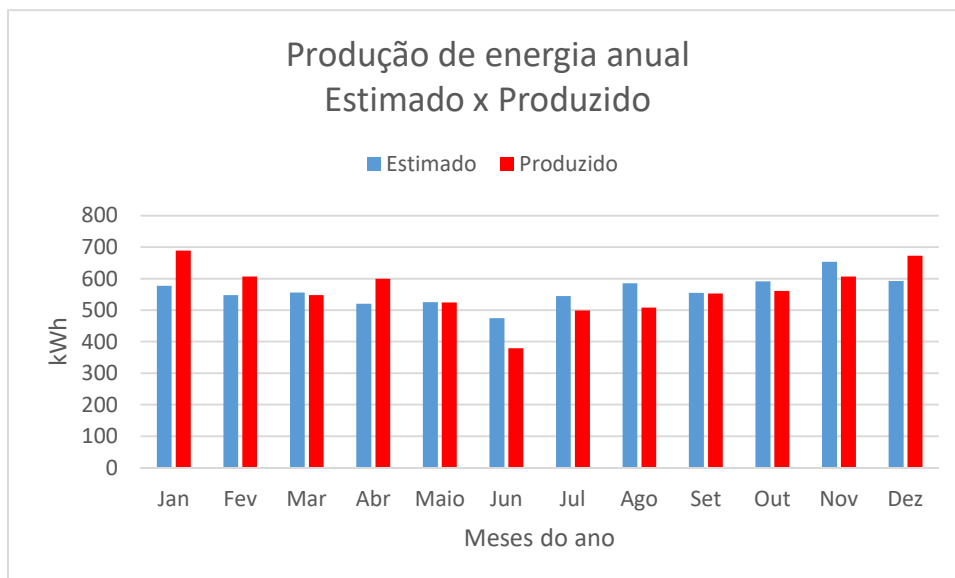


Gráfico 2: Comparação da energia produzida com a energia estimada ao longo do ano de 2018. FONTE: Autoria Própria.

Com base na tabela 4 e gráfico 2, é possível verificar que a produção real nem sempre está intimamente próxima a simulada. Existem meses que a produção foi maior do que o esperado, como também meses em que se produziu menos do que o estimado. Porém fica evidente que apesar da estimativa, o software foi bem fiel a produção de energia anual, sem obter uma divergência ampla ao final de 12 meses.

Ao analisar a diferença entre a média de produção anual entre a energia produzida e a energia estimada, verifica-se que houve uma diferença de 0,36%, mostrando que o software se mostrou bem fiel a produção anual de energia. Além disso, a energia total produzida pela usina teve uma diferença de 0,36% da energia estimada pelo PVsyst, o que mostra que a produção mensal pode ter divergido um pouco do estimado, mas a produção final se manteve fiel à simulação.

	Média	Total
PVsyst	560,1667	6722
Real	562,1833	6746,2
Diferença (%)	0,36%	0,36%

Tabela 5: Valores médios e totais da energia estimada e da energia produzida da usina. FONTE: Autoria Própria.

5. Considerações Finais

Ao longo deste trabalho foi descrito os detalhes do dimensionamento de um sistema fotovoltaico, e quais parâmetros são fundamentais para dimensionar uma usina de microgeração de energia solar.

O software utilizado para a simulação, além de mostrar sua eficiência para dimensionamento e coleta de resultados esperados, provou que a angulação e orientação dos módulos possuem grande influência na produção energética final.

Apesar dos desvios mensais de produção de energia em relação com o simulado, o PVsyst se mostrou muito fiel a produção de energia final do sistema, mostrando sua confiabilidade.

O foco deste trabalho foi realizar uma simulação de uma microgeração de energia fotovoltaica através do PVsyst e provar que esta é uma ferramenta viável de se utilizar com a finalidade de viabilidade de instalação de um sistema fotovoltaico, visto que este concebe os dados de geração do sistema ao longo do ano.

Porém, nem sempre é possível se instalar um sistema nas condições ideais, então existe a necessidade de discernimento e análise de qual a opção mais viável de se instalar a usina fotovoltaica.

Uma possível continuação deste trabalho seria utilizar outra usina microgeradora, porém que o fator limitante desta usina seja o sombreamento.

6. Referência Bibliográfica

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST): Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição.** 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo3_revisao_5.pdf>. Acesso em: 08 out. 2018.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 2ª Ed. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/2005_AtlasEnergiaEletricaBrasil2ed/06b7ec52-e2de-48e7-f8be-1a39c785fc8b>. Acesso em: 16 mar. 2019.
- [3] ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 2012. 173 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-28062012-102236/en.php>>. Acesso em: 01 out 2018.
- [4] BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO (BNDES). **Perspectivas da energia solar e o apoio do BNDES ao setor.** 2014. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/hotsite/mmgd/slides/Antonio Carlos de Andrada Tovar.pdf](http://www.aneel.gov.br/hotsite/mmgd/slides/Antonio%20Carlos%20de%20Andrada%20Tovar.pdf)>. Acesso em: 08 out. 2018.
- [5] BOSCH, **Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules.** Disponível em: <<https://www.manualslib.com/manual/1462650/Bosch-C-Si-M-60-225-16.html?page=1#manual>>. Acesso em 17 mar. 2019.
- [6] CARNEIRO, Joaquim. **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: CARACTERÍSTICAS E ASSOCIAÇÕES.** 2010. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf>. Acesso em 09 out 2018.
- [7] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). **Energia Solar Fotovoltaica.** Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>. Acesso em: 15 fev. 2019.

- [8] COSTA, Gonçalo Carlos Rosário da. **A contribuição dos sistemas solares térmicos e fotovoltaicos para o balanço energético dos edifícios residenciais unifamiliares.** 2012. 146 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2012. Disponível em: <http://run.unl.pt/bitstream/10362/7525/1/Costa_2012.pdf>. Acesso em: 08 out. 2018.
- [9] HALLIDAY, RESNICK e WALKER. **Fundamentos de Física, Eletromagnetismo**, 6a. edição (LTC Livros Técnicos e Científicos S.A., Rio de Janeiro, 2003).
- [10] HECKTHEUER, Lúcio Almeida. **Análises de associações de módulos fotovoltaicos.** 2001. 135 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande de Sul, Porto Alegre, 2001. Disponível em: <<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/hecktheu.pdf>>. Acesso em: 08 out. 2018.
- [11] INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION (IFC), **Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants.** 2015. Disponível em <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES>. Acesso em 31 mar. 2019.
- [12] JA SOLAR. **JAP6(K) – 72/305-325/4BB F 40-35 MULTICRSTALLINE SILICON MODULE.** 2017. Disponível em: <<https://www.renewenergy.com.au/wp-content/uploads/JA-Solar-Poly-Panels-JAP6-305-310-315-320-325W.pdf>>. Acesso em 09 out 2018.
- [13] LIMA, Telmo de Sousa. **MPPT for a Photovoltaic Micro-Inverter.** 2012. Disponível em <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/65625/1/000154236.pdf>>. Acesso em 09 out 2018.
- [14] LUQUE, A.; STEVEN, H. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering.** 2003. Disponível em <<https://kashanu.ac.ir/Files/Content/Handbook.pdf>>. Acesso em 31 mar. 2019
- [15] MARINOSKI, D. L., SALAMONI, I. T., RÜTHER, R. **PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO: ESTUDO DE CASO DO EDIFÍCIO SEDE DO CREA-SC.** Disponível em: <http://www.labee.ufsc.br/antigo/linhas_pesquisa/energia_solar/publicacoes/pre_dimensionamento.pdf>. Acesso em 30 de mar. de 2019.

- [16] MOHAN Ned; UNDELAND Tore M.; ROBBINS William P. **Power Electronics – Converters, Applications and Design**. 2 ed. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1995.
- [17] MORAIS, Luciano Cardoso de. **ESTUDO SOBRE O PANORAMA DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E TENDÊNCIAS FUTURAS**. 2015. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/132645>>. Acesso em: 08 out. 2018.
- [18] Ozdemir, S.; Altin, N.; Sefa, I. **Single Stage Three-Level MPPT Inverter for Solar Supplied Systems**. 2012. Disponível em <https://www.researchgate.net/publication/261163746_Single_stage_three-level_MPPT_inverter_for_solar_supplied_systems>. Acesso em: 09 out 2018.
- [19] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014. CEPEL/CRESESB. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 08 out. 2018.
- [20] PINTO, Marina Aparecida. **UTILIZAÇÃO DE PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS NO SEGMENTO RESIDENCIAL**. 2015. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/139146/000864927.pdf?...1>>. Acesso em: 08 out. 2018
- [21] RÜTHER, Ricardo; ZILLES, Roberto. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, [s.l.], v. 39, n. 3, p.1027-1030, mar. 2011. Disponível em: <http://ac.els-cdn.com/S0301421510009213/1-s2.0-S0301421510009213-main.pdf?_tid=e00b3e18-841b-11e5-9d82-00000aab0f26&acdnt=1446769276_b93dcd8fec07b1f89a052d547749864d>. Acesso em: 08 out. 2018.
- [22] SEDRA, S.; SMITH, K.. **Microeletrônica**. 4ª. Edição, Pearson Makron Books, São Paulo, Brasil, 2005.
- [23] Sunitha, K. A.; Kumar, G. P.; Priya, N.; Verma, J. **Design of High Efficient MPPT Solar Inverter**. 2017. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/317263141_Design_of_High_Efficient_MPPT_Solar_Inverter>. Acesso em: 09 out 2018.
- [24] TEIXEIRA, Pedro Hélio Gomes; SANTOS, Sara Macêdo dos.

ENERGIA E DESENVOLVIMENTO: UMA ANÁLISE A PARTIR DO CONCEITO DE RACIONALIDADE PARA O RIO GRANDE DO NORTE.

Disponível em: <www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2001_tr103_0562.pdf>.

Acesso em: 8 out 2018.

[25] VILLALVA, Marcelo Grandella. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: CONCEITOS E APLICAÇÕES**. 2ª Ed. rev. e atual. – São Paulo: Érica, 2015.

[26] Zilles, R.; Macêdo, W. N.; Galhardo, M. A. B.; Oliveira, S. H. F. de. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**, - São Paulo: Oficina de Textos, 2012, --(Coleção aplicações da energia solar fotovoltaica; 1)

**ANEXO A – Relatório de geração de energia do sistema fotovoltaico
voltado para o Norte**

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto : iago			
Localização geográfica	Ibiporã	País	Brazil
Localização	Latitude -23.27° S	Longitude	-51.05° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	503 m
	Albedo 0.20		
Dados meteorológicos:	Ibiporã	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic	

Variante da simulação : New simulation variant	
Data da simulação	02/02/19 00h00

Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Tables on a building		
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	19°	Azimute	0°
Configuração dos sheds	Nr. de sheds	4		
	Esp. Entre sheds	3.99 m	Largura módulos	2.02 m
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	17.8%	% de ocupação do solo (GCR)	50.6 %
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sem horizonte			
Sombras próximas	Sombras lineares			
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)			

Características dos grupos FV (2 tipos de grupos definidos)				
Módulo FV				
Original PVsyst database	Si-poly	Modelo	CS3U - 330P	
	Fabricante	Canadian Solar Inc.		
Sub-grupo "Sub-array #1"				
Número de módulos FV	Em série	7 módulos	Em paralelo	1 strings
Número total de módulos FV	Nr. módulos	7	Potência unitária	330 Wp
Potência global do grupo	Nominal (STC)	2310 Wp	Em condições de func.	2085 Wp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	239 V	I mpp	8.7 A
Sub-grupo "Sub-array #2"				
Número de módulos FV	Em série	7 módulos	Em paralelo	1 strings
Número total de módulos FV	Nr. módulos	7	Potência unitária	330 Wp
Potência global do grupo	Nominal (STC)	2310 Wp	Em condições de func.	2085 Wp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	239 V	I mpp	8.7 A
Total	Potência global do grupo	Nominal (STC)	5 kWp	Total
	Superfície módulos		27.8 m²	Superfície célula
				24.8 m²
Inversor				
Original PVsyst database		Modelo	Solis-5K-2G	
Características		Fabricante	Ginlong Technologies	
	Tensão de funcionamento	100-500 V	Potência unitária	5.00 kWac
Sub-grupo "Sub-array #1"	N.º de inversores	1 * MPPT 50 %	Potência total	2.5 kWac
			Rácio Pnom	0.92
Sub-grupo "Sub-array #2"	N.º de inversores	1 * MPPT 50 %	Potência total	2.5 kWac
			Rácio Pnom	0.92
Total	N.º de inversores	1	Potência total	5 kWac

Fatores de perda do grupo FV				
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento)	0.0 W/m²K / m/s

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Perdas ôhmicas nos cabos	Grupo#1	458 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC
	Grupo#2	458 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC
	Global		Fração perdas	1.5 % em STC
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas	-0.4 %
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas	1.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas	0.10 %
Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado				

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Sistema acoplado à rede: Definição das sombras próximas

Projeto : iago

Variante da simulação : New simulation variant

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute 0°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Perspetiva do desenho de sombras próximas

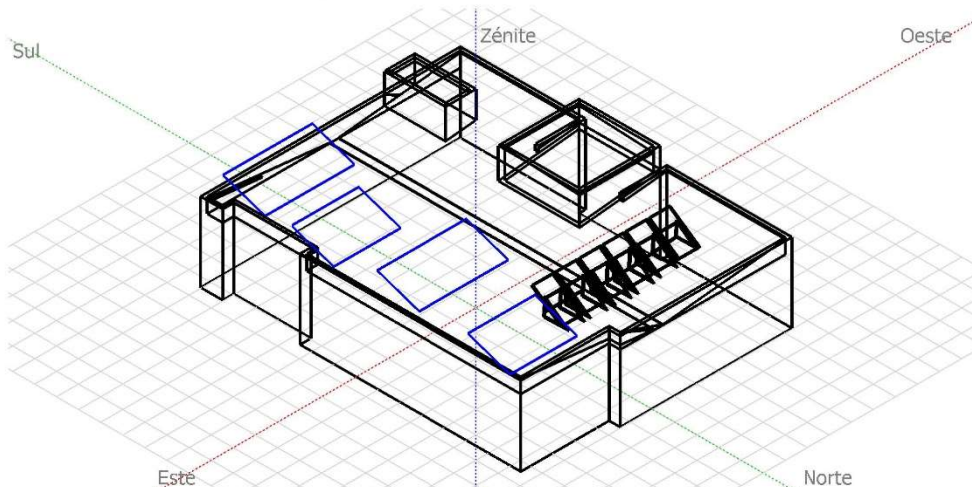
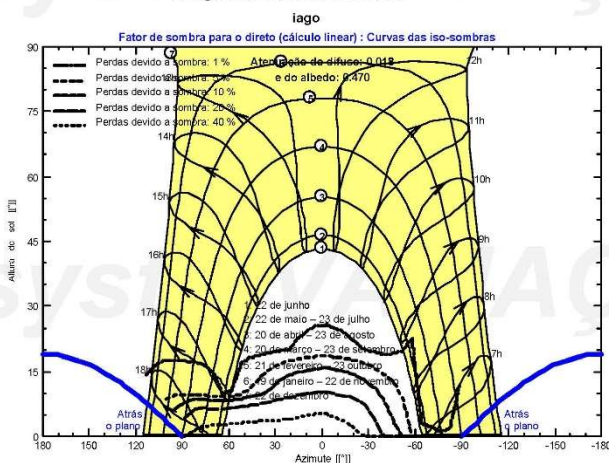


Diagrama das iso-sombras



Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : **iago**

Variante da simulação : **New simulation variant**

Parâmetros principais do sistema

Sombras próximas

Orientação do plano dos módulos

Módulos FV

Grupo FV

Inversor

Exigências do consumidor

Tipo de sistema

Sombras lineares

inclinação

Modelo

Número de módulos

Modelo

Carga ilimitada (rede)

Tables on a building

azimute 0°

Pnom 330 Wp

Pnom total **4620 Wp**

Pnom 5.00 kW ac

Resultados principais da simulação

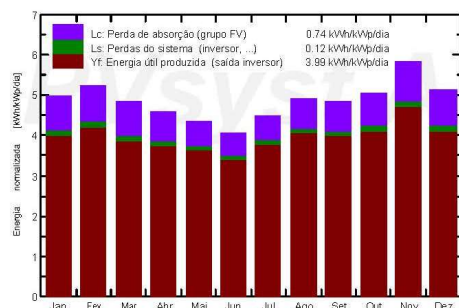
Produção do sistema

Energia produzida 6.72 MWh/ano

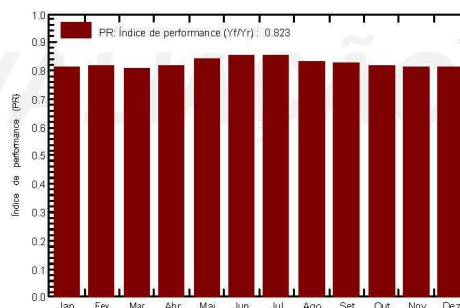
Prod. específica 1455 kWh/kWp/ano

Índice de performance (PR) 82.31 %

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 4620 Wp



Índice de performance (PR)



New simulation variant

Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janeiro	164.4	77.23	24.67	154.3	148.7	0.595	0.577	0.809
Fevereiro	147.9	82.93	24.74	145.6	140.0	0.564	0.548	0.815
Março	141.6	68.56	25.14	149.1	144.0	0.573	0.556	0.808
Abril	122.3	59.28	23.27	137.5	132.9	0.535	0.520	0.818
Mai	110.5	47.57	19.48	134.8	130.6	0.540	0.525	0.843
Junho	96.6	40.90	18.51	121.1	117.5	0.489	0.475	0.850
Julho	112.0	42.84	17.91	139.1	135.3	0.561	0.545	0.849
Agosto	129.0	54.22	20.44	152.1	147.2	0.602	0.585	0.833
Setembro	133.8	67.33	21.13	145.1	140.1	0.570	0.555	0.828
Outubro	155.4	83.82	23.66	156.5	150.8	0.608	0.591	0.817
Novembro	183.3	79.07	23.87	174.5	168.2	0.672	0.653	0.810
Dezembro	170.0	89.04	24.74	158.2	152.0	0.610	0.592	0.810
Ano	1666.7	792.82	22.28	1767.8	1707.3	6.918	6.723	0.823

Legendas:	GlobHor	Irradiação global horizontal	GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
	DiffHor	Irradiação difusa horizontal	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
	T_Amb	Temperatura ambiente	E_Grid	Energia injetada na rede
	GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	PR	Performance Ratio (Quociente de performance)

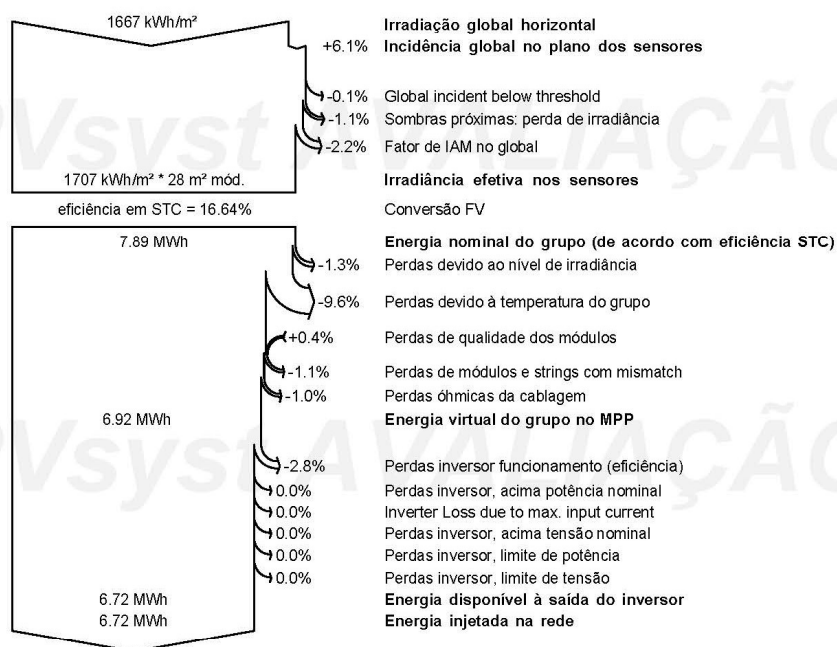
Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : iago

Variante da simulação : New simulation variant

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute 0°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Diagrama das perdas do ano inteiro



**ANEXO B – Relatório de geração de energia do sistema fotovoltaico
voltado para o Sul**

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto : iago			
Localização geográfica	Ibiporã	País	Brazil
Localização	Latitude -23.27° S	Longitude	-51.05° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	503 m
	Albedo 0.20		
Dados meteorológicos:	Ibiporã	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic	

Variante da simulação : New simulation variant	
Data da simulação	02/02/19 00h00

Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Tables on a building		
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	19°	Azimute	180°
Configuração dos sheds	Nr. de sheds	4		
	Esp. Entre sheds	3.99 m	Largura módulos	2.02 m
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	17.8%	% de ocupação do solo (GCR)	50.6 %
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sem horizonte			
Sombras próximas	Sombras lineares			
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)			

Características dos grupos FV (2 tipos de grupos definidos)					
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3U - 330P		
Original PVsyst database		Fabricante	Canadian Solar Inc.		
Sub-grupo "Sub-array #1"					
Número de módulos FV	Em série	7 módulos	Em paralelo	1 strings	
Número total de módulos FV	Nr. módulos	7	Potência unitária	330 Wp	
Potência global do grupo	Nominal (STC)	2310 Wp	Em condições de func.	2085 Wp (50°C)	
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	239 V	I mpp	8.7 A	
Sub-grupo "Sub-array #2"					
Número de módulos FV	Em série	7 módulos	Em paralelo	1 strings	
Número total de módulos FV	Nr. módulos	7	Potência unitária	330 Wp	
Potência global do grupo	Nominal (STC)	2310 Wp	Em condições de func.	2085 Wp (50°C)	
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	239 V	I mpp	8.7 A	
Total	Potência global do grupo	Nominal (STC)	5 kWp	Total	
		Superfície módulos	27.8 m²	Superfície célula	24.8 m²
Inversor					
		Modelo	Solis-5K-2G		
Original PVsyst database		Fabricante	Ginlong Technologies		
Características	Tensão de funcionamento	100-500 V	Potência unitária	5.00 kWac	
Sub-grupo "Sub-array #1"	N.º de inversores	1 * MPPT 50 %	Potência total	2.5 kWac	
			Rácio Pnom	0.92	
Sub-grupo "Sub-array #2"	N.º de inversores	1 * MPPT 50 %	Potência total	2.5 kWac	
			Rácio Pnom	0.92	
Total	N.º de inversores	1	Potência total	5 kWac	

Fatores de perda do grupo FV				
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento)	0.0 W/m²K / m/s

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Perdas ôhmicas nos cabos	Grupo#1	458 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC
	Grupo#2	458 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC
	Global		Fração perdas	1.5 % em STC
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas	-0.4 %
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas	1.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas	0.10 %
Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado				

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Sistema acoplado à rede: Definição das sombras próximas

Projeto : iago

Variante da simulação : New simulation variant

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute 180°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Perspetiva do desenho de sombras próximas

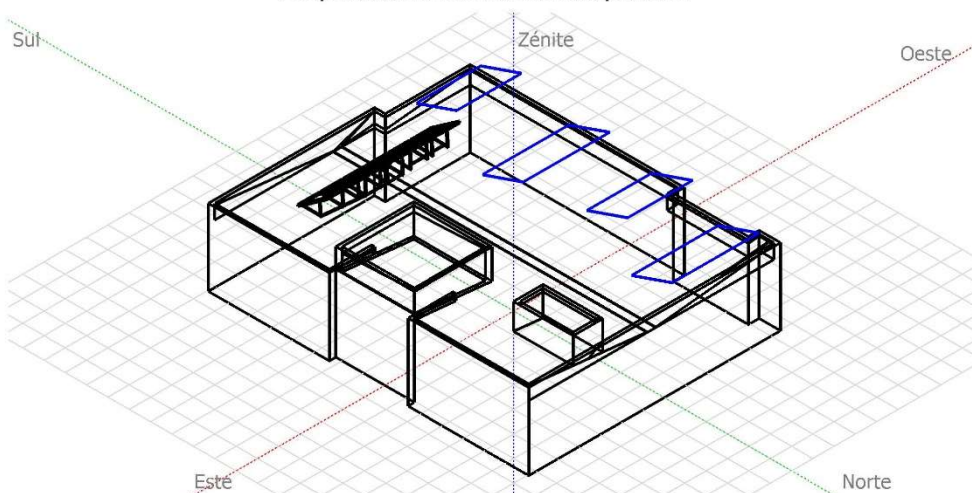
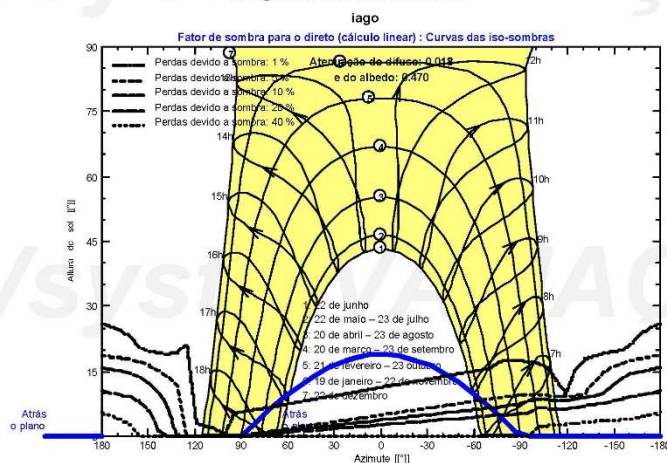


Diagrama das iso-sombras



Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : **iago**

Variante da simulação : **New simulation variant**

Parâmetros principais do sistema

Sombras próximas

Orientação do plano dos módulos
Módulos FV
Grupo FV
Inversor
Exigências do consumidor

Tipo de sistema

Sombras lineares

inclinação

Modelo

Número de módulos

Modelo

Carga ilimitada (rede)

Tables on a building

19°

CS3U - 330P

14

Solis-5K-2G

azimute 180°

Pnom 330 Wp

Pnom total **4620 Wp**

Pnom 5.00 kW ac

Resultados principais da simulação

Produção do sistema

Energia produzida

5.51 MWh/ano

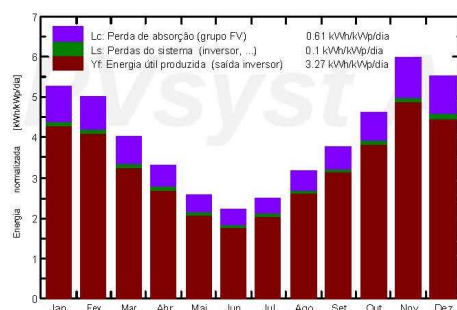
Prod. específica

1193 kWh/kWp/ano

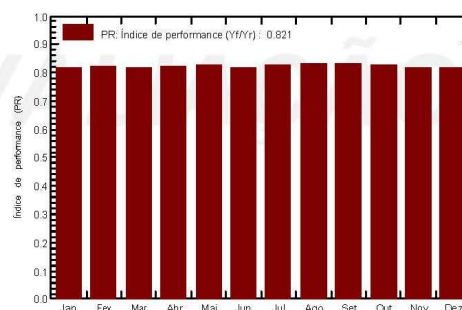
Índice de performance (PR)

82.07 %

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 4620 Wp



Índice de performance (PR)



New simulation variant

Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janeiro	164.4	77.23	24.67	163.1	157.5	0.631	0.613	0.813
Fevereiro	147.9	82.93	24.74	140.3	134.7	0.548	0.533	0.821
Março	141.6	68.56	25.14	124.5	119.0	0.484	0.469	0.816
Abril	122.3	59.28	23.27	98.8	93.7	0.387	0.375	0.821
Mai	110.5	47.57	19.48	79.3	73.8	0.313	0.302	0.824
Junho	96.6	40.90	18.51	65.9	60.7	0.259	0.249	0.817
Julho	112.0	42.84	17.91	77.5	71.8	0.307	0.296	0.825
Agosto	129.0	54.22	20.44	98.1	92.5	0.388	0.376	0.829
Setembro	133.8	67.33	21.13	113.4	107.9	0.450	0.437	0.833
Outubro	155.4	83.82	23.66	143.5	137.8	0.563	0.547	0.825
Novembro	183.3	79.07	23.87	179.0	173.0	0.695	0.676	0.818
Dezembro	170.0	89.04	24.74	170.2	164.2	0.659	0.640	0.814
Ano	1666.7	792.82	22.28	1453.7	1386.6	5.695	5.512	0.821

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal
 DiffHor Irradiação difusa horizontal
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Incidência global no plano dos sensores
 GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
 EArray Energia efetiva à saída do grupo
 E_Grid Energia injetada na rede
 PR Performance Ratio (Quociente de performance)

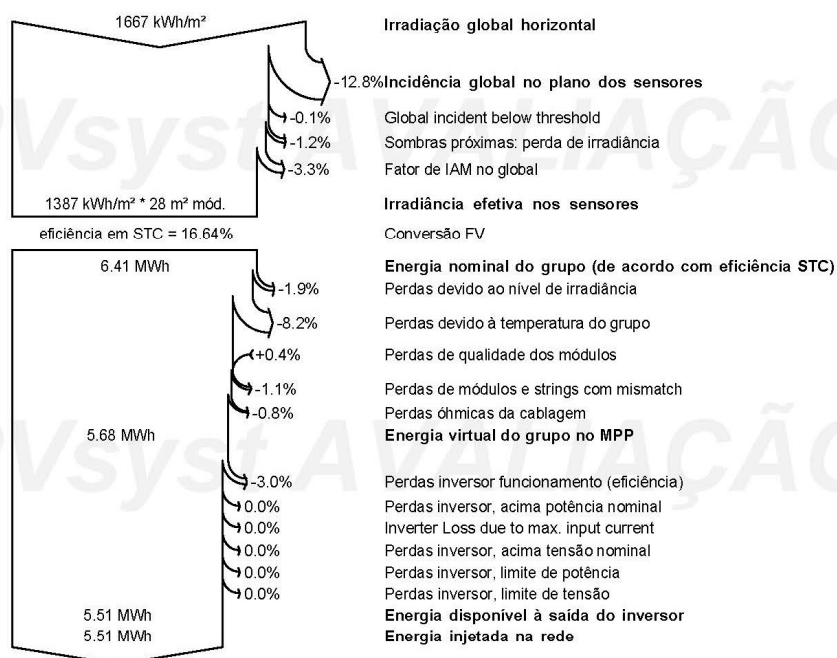
Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : iago

Variante da simulação : New simulation variant

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute 180°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Diagrama das perdas do ano inteiro



**ANEXO C – Relatório de geração de energia do sistema fotovoltaico
voltado para o Leste**

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto : iago			
Localização geográfica	Ibiporã	País	Brazil
Localização	Latitude -23.27° S	Longitude	-51.05° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	503 m
	Albedo 0.20		
Dados meteorológicos:	Ibiporã	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic	

Variante da simulação : New simulation variant	
Data da simulação	02/02/19 00h00

Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Tables on a building		
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	19°	Azimute	-90°
Configuração dos sheds	Nr. de sheds	4		
	Esp. Entre sheds	3.96 m	Largura módulos	2.02 m
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	17.8%	% de ocupação do solo (GCR)	51.1 %
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sem horizonte			
Sombras próximas	Sombras lineares			
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)			

Características dos grupos FV (2 tipos de grupos definidos)					
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3U - 330P		
Original PVsyst database		Fabricante	Canadian Solar Inc.		
Sub-grupo "Sub-array #1"					
Número de módulos FV	Em série	7 módulos	Em paralelo	1 strings	
Número total de módulos FV	Nr. módulos	7	Potência unitária	330 Wp	
Potência global do grupo	Nominal (STC)	2310 Wp	Em condições de func.	2085 Wp (50°C)	
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	239 V	I mpp	8.7 A	
Sub-grupo "Sub-array #2"					
Número de módulos FV	Em série	7 módulos	Em paralelo	1 strings	
Número total de módulos FV	Nr. módulos	7	Potência unitária	330 Wp	
Potência global do grupo	Nominal (STC)	2310 Wp	Em condições de func.	2085 Wp (50°C)	
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	239 V	I mpp	8.7 A	
Total	Potência global do grupo	Nominal (STC)	5 kWp	Total	
		Superfície módulos	27.8 m²	Superfície célula	24.8 m²
Inversor					
		Modelo	Solis-5K-2G		
Original PVsyst database		Fabricante	Ginlong Technologies		
Características	Tensão de funcionamento	100-500 V	Potência unitária	5.00 kWac	
Sub-grupo "Sub-array #1"	N.º de inversores	1 * MPPT 50 %	Potência total	2.5 kWac	
			Rácio Pnom	0.92	
Sub-grupo "Sub-array #2"	N.º de inversores	1 * MPPT 50 %	Potência total	2.5 kWac	
			Rácio Pnom	0.92	
Total	N.º de inversores	1	Potência total	5 kWac	

Fatores de perda do grupo FV				
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento)	0.0 W/m²K / m/s

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Perdas ôhmicas nos cabos	Grupo#1	458 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC
	Grupo#2	458 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC
	Global		Fração perdas	1.5 % em STC
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas	-0.4 %
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas	1.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas	0.10 %
Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado				

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Sistema acoplado à rede: Definição das sombras próximas

Projeto : iago

Variante da simulação : New simulation variant

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute -90°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Perspectiva do desenho de sombras próximas

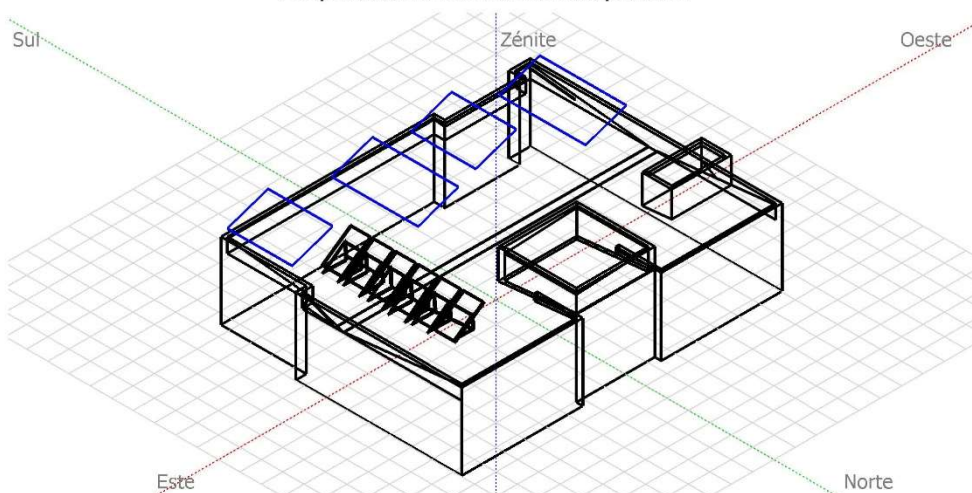
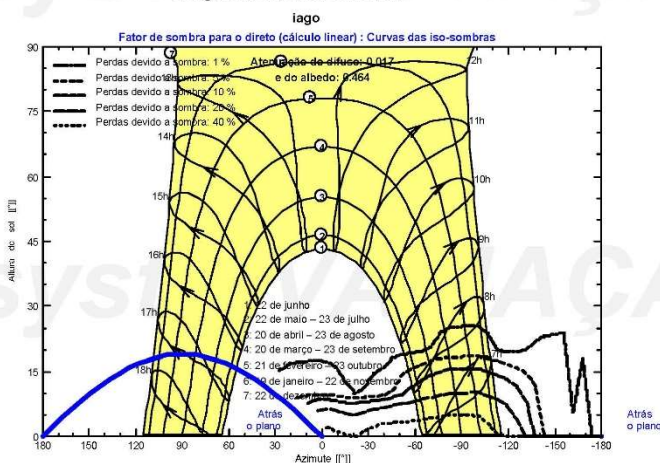


Diagrama das iso-sombras



Sistema acoplado à rede: Resultados principais

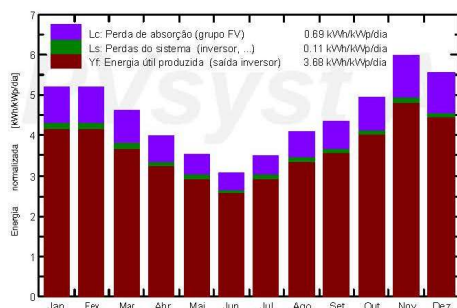
Projeto : **iago**

Variante da simulação : **New simulation variant**

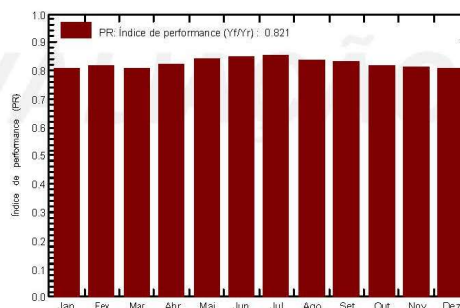
Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute -90°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Resultados principais da simulação			
Produção do sistema	Energia produzida	6.21 MWh/ano	Prod. específica 1344 kWh/kWp/ano
	Índice de performance (PR)	82.10 %	

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 4620 Wp



Índice de performance (PR)



New simulation variant Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janeiro	164.4	77.23	24.67	161.1	155.1	0.618	0.600	0.806
Fevereiro	147.9	82.93	24.74	144.7	139.1	0.560	0.544	0.814
Março	141.6	68.56	25.14	142.5	136.9	0.547	0.532	0.807
Abril	122.3	59.28	23.27	119.6	114.6	0.468	0.453	0.820
Mai	110.5	47.57	19.48	109.2	104.2	0.437	0.424	0.841
Junho	96.6	40.90	18.51	92.0	88.0	0.372	0.360	0.848
Julho	112.0	42.84	17.91	108.0	103.8	0.438	0.424	0.851
Agosto	129.0	54.22	20.44	126.1	120.8	0.500	0.496	0.834
Setembro	133.8	67.33	21.13	130.1	124.8	0.513	0.498	0.829
Outubro	155.4	83.82	23.66	152.8	146.9	0.595	0.578	0.818
Novembro	183.3	79.07	23.87	179.3	172.7	0.689	0.670	0.809
Dezembro	170.0	89.04	24.74	171.2	164.9	0.657	0.638	0.807
Ano	1666.7	792.82	22.28	1636.6	1571.8	6.395	6.207	0.821

Legendas:	GlobHor	Irradiação global horizontal	GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
	DiffHor	Irradiação difusa horizontal	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
	T_Amb	Temperatura ambiente	E_Grid	Energia injetada na rede
	GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	PR	Performance Ratio (Quociente de performance)

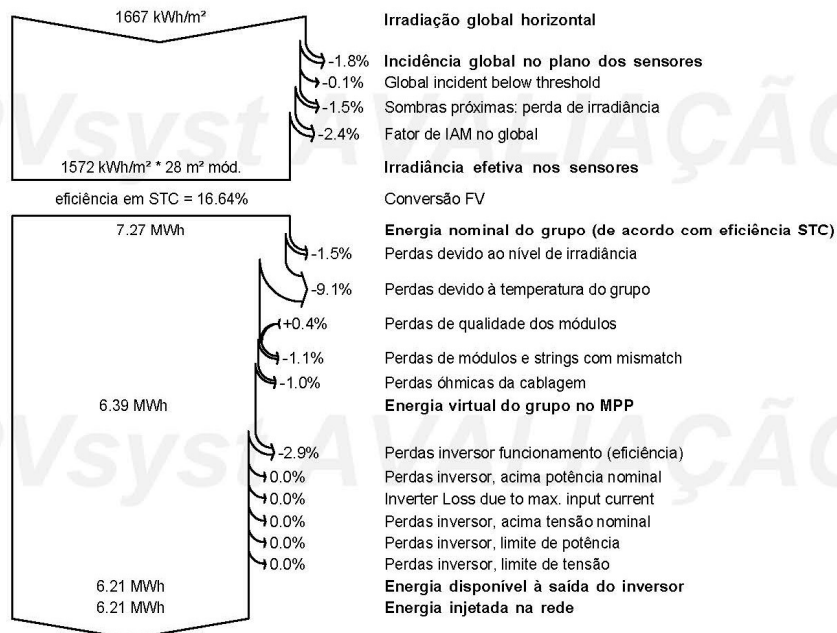
Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : iago

Variante da simulação : New simulation variant

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute -90°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Diagrama das perdas do ano inteiro



**ANEXO D – Relatório de geração de energia do sistema fotovoltaico
voltado para o Oeste**

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto : iago			
Localização geográfica	Ibiporã	País	Brazil
Localização	Latitude -23.27° S	Longitude	-51.05° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	503 m
Dados meteorológicos:	Ibiporã	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic	
Variante da simulação : New simulation variant			
	Data da simulação	02/02/19 00h00	
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Tables on a building	
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	19°	Azimute 90°
Configuração dos sheds	Nr. de sheds	4	
	Esp. Entre sheds	3.96 m	Largura módulos 2.02 m
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	17.8%	% de ocupação do solo (GCR) 51.1 %
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte	Sem horizonte		
Sombras próximas	Sombras lineares		
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)		
Características dos grupos FV (2 tipos de grupos definidos)			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3U - 330P
Original PVsyst database	Fabricante	Canadian Solar Inc.	
Sub-grupo "Sub-array #1"			
Número de módulos FV	Em série	7 módulos	Em paralelo 1 strings
Número total de módulos FV	Nr. módulos	7	Potência unitária 330 Wp
Potência global do grupo	Nominal (STC)	2310 Wp	Em condições de func. 2085 Wp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	239 V	I mpp 8.7 A
Sub-grupo "Sub-array #2"			
Número de módulos FV	Em série	7 módulos	Em paralelo 1 strings
Número total de módulos FV	Nr. módulos	7	Potência unitária 330 Wp
Potência global do grupo	Nominal (STC)	2310 Wp	Em condições de func. 2085 Wp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	239 V	I mpp 8.7 A
Total	Potência global do grupo	Nominal (STC)	5 kWp
	Superfície módulos		27.8 m²
		Total	14 módulos
		Superfície célula	24.8 m²
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	
Original PVsyst database	Fabricante	Ginlong Technologies	
Características	Tensão de funcionamento	100-500 V	Potência unitária 5.00 kWac
Sub-grupo "Sub-array #1"	N.º de inversores	1 * MPPT 50 %	Potência total 2.5 kWac
			Rácio Pnom 0.92
Sub-grupo "Sub-array #2"	N.º de inversores	1 * MPPT 50 %	Potência total 2.5 kWac
			Rácio Pnom 0.92
Total	N.º de inversores	1	Potência total 5 kWac
Fatores de perda do grupo FV			
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Perdas ôhmicas nos cabos	Grupo#1	458 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC
	Grupo#2	458 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC
	Global		Fração perdas	1.5 % em STC
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas	-0.4 %
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas	1.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas	0.10 %
Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado				

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Sistema acoplado à rede: Definição das sombras próximas

Projeto : iago

Variante da simulação : New simulation variant

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute 90°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Perspetiva do desenho de sombras próximas

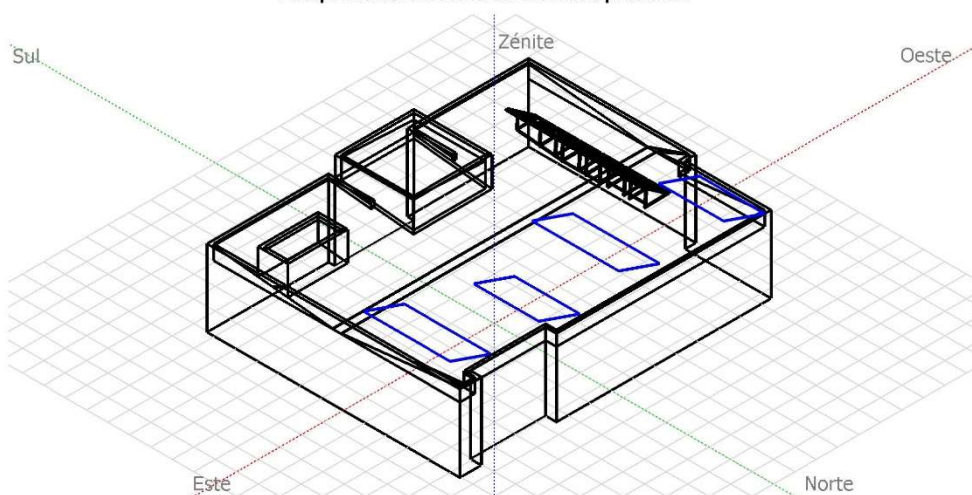
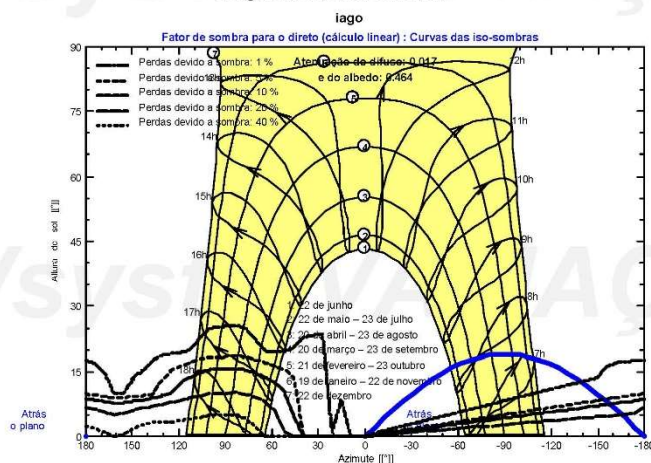


Diagrama das iso-sombras



Sistema acoplado à rede: Resultados principais

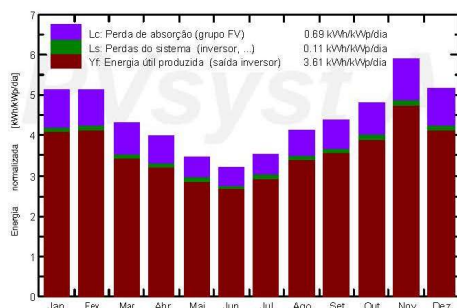
Projeto : **iago**

Variante da simulação : **New simulation variant**

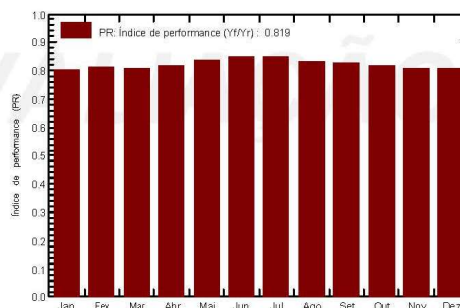
Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute 90°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Resultados principais da simulação			
Produção do sistema	Energia produzida	6.08 MWh/ano	Prod. específica 1317 kWh/kWp/ano
	Índice de performance (PR)	81.86 %	

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 4620 Wp



Índice de performance (PR)



New simulation variant Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janeiro	164.4	77.23	24.67	158.7	152.6	0.607	0.589	0.803
Fevereiro	147.9	82.93	24.74	142.9	136.9	0.552	0.537	0.813
Março	141.6	68.56	25.14	133.1	127.6	0.511	0.496	0.806
Abril	122.3	59.28	23.27	119.5	114.2	0.464	0.450	0.816
Mai	110.5	47.57	19.48	106.8	102.2	0.426	0.413	0.837
Junho	96.6	40.90	18.51	95.6	91.4	0.385	0.373	0.845
Julho	112.0	42.84	17.91	108.7	104.4	0.438	0.425	0.847
Agosto	129.0	54.22	20.44	127.2	121.7	0.502	0.487	0.829
Setembro	133.8	67.33	21.13	131.0	125.3	0.514	0.500	0.826
Outubro	155.4	83.82	23.66	149.1	143.2	0.578	0.562	0.815
Novembro	183.3	79.07	23.87	176.7	170.3	0.677	0.658	0.806
Dezembro	170.0	89.04	24.74	159.0	152.6	0.611	0.593	0.807
Ano	1666.7	792.82	22.28	1608.4	1542.5	6.266	6.082	0.819

Legendas:	GlobHor	Irradiação global horizontal	GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
	DiffHor	Irradiação difusa horizontal	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
	T_Amb	Temperatura ambiente	E_Grid	Energia injetada na rede
	GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	PR	Performance Ratio (Quociente de performance)

Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : iago

Variante da simulação : New simulation variant

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Tables on a building	
Sombras próximas	Sombras lineares		
Orientação do plano dos módulos	inclinação	19°	azimute 90°
Módulos FV	Modelo	CS3U - 330P	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	14	Pnom total 4620 Wp
Inversor	Modelo	Solis-5K-2G	Pnom 5.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Diagrama das perdas do ano inteiro

