

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE DARCY RIBEIRO

FILIPPE BAIÃO VIEIRA

ANÁLISE COMPARATIVA NO DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Macaé, 30 de julho 2020

FILIPPE BAIÃO VIEIRA

ANÁLISE COMPARATIVA NO DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Monografia apresentada ao Laboratório de Meteorologia do Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para a conclusão do Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em Clima, Água e Energia: uma Abordagem Técnica e Integrada.

Orientador: D. Sc. Diego Cunha Malagueta

Macaé, 30 de julho de 2020

FICHA CATALOGRÁFICA PREPARADA PELA BIBLIOTECA DO CAMPUS MACAÉ

333.92
V658a
2020

Vieira, Filipe Baião

Análise comparativa no dimensionamento de sistemas de geração de energia fotovoltaica / Filipe Baião Vieira. --- Macaé: Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro. Laboratório de Meteorologia, 2020.

61 f.: il.

Monografia (Pós-Graduação Lato Sensu em Clima, Água e Energia: uma Abordagem Técnica e Integrada)

Orientador: Diego Cunha Malagueta.

Bibliografia: f. 60-61

1. Energia solar fotovoltaica 2. Dimensionamento de sistemas 3. Softwares de simulação energética I. Título.

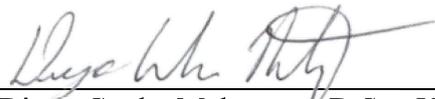
FILIPE BAIÃO VIEIRA

ANÁLISE COMPARATIVA NO DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

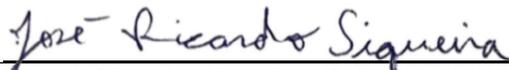
Monografia apresentada ao Laboratório de Meteorologia do Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para a conclusão do Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em Clima, Água e Energia: uma Abordagem Técnica e Integrada.

Aprovado em 30 de julho de 2020

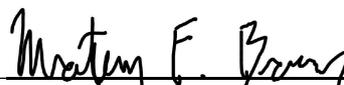
BANCA EXAMINADORA



Prof. Diego Cunha Malagueta, D.Sc., UFRJ
(Orientador)



Prof. José Ricardo Siqueira, D.Sc., UENF



Prof. Matheus Ferreira de Barros, D.Sc., UFRJ

“O que temos em comum com o cálice de rosa que verga sob o peso de uma gota de orvalho?”

Friedrich Nietzsche

AGRADECIMENTOS

À Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, especialmente ao Laboratório de Meteorologia (LAMET) e à Universidade Federal do Rio de Janeiro, pelo ensino gratuito e de qualidade.

À todos os professores do curso de pós graduação, exemplos de seriedade e comprometimento com a pesquisa científica no Brasil.

À todos os demais funcionários do LAMET, sempre de bom humor e dispostos a ajudar.

Aos meus companheiros e companheiras de turma, que esbanjaram conhecimento e pró atividade ao longo do semestre.

À Kely, Mariana, Emiliana e Hannah pelas caronas durante todo o período.

À Expresso Engenharia por facilitar e investir na qualificação profissional.

À Thays, pelo apoio e incentivo à novas possibilidades.

Aos meus pais, por acreditarem na educação como ferramenta de transformação social.

RESUMO

Neste trabalho foram estudados e comparados diferentes métodos de dimensionamento de um sistema de geração de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica, onde um mesmo projeto foi realizado, na cidade de Macaé-RJ, por cinco maneiras distintas e comparados entre si. Os dois primeiros foram modelos convencionais, que generalizam as perdas e estipulam um fator de dimensionamento fixo para toda a região sudeste do país, sendo a única diferença entre eles a fonte de dados de irradiação, ora do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição, ora da estação automática do INMET em Macaé-RJ. Os demais modelos foram realizados com a ajuda das ferramentas computacionais PVsyst e PV Sol, alternando o grau de detalhamento das configurações. Foi concluído que os métodos computacionais utilizados conseguem replicar um modelo teórico que se aproxima com precisão do sistema real, porém, devem ser desenvolvidos por um profissional com alta capacidade técnica, caso contrário, correm o risco de projetarem sistemas com erros ainda mais expressivos do que os modelos convencionais.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Dimensionamento de sistemas. Softwares de simulação energética.

ABSTRACT

In this work, different methods of dimensioning a system for generating electricity from solar photovoltaic energy were studied and compared, and the same project was carried out in the city of Macaé-RJ, in order to seek the best solution in the face of the challenges of dimensioning an electricity generation system from solar photovoltaic energy, the same project was carried out in the city of Macaé-RJ, in five different ways and compared to each other. The first two were conventional models, which generalize losses and stipulate a fixed dimensioning factor for the entire southeastern region of the country, the only difference being the source of irradiation data, now from the Brazilian Atlas of Solar Energy 2nd edition, now from the INMET automatic station in Macaé-RJ. The other models were made with the help of simulation and modeling software PVsyst and PV Sol, alternating the degree of detail of the configurations. It was concluded that the software used can replicate a theoretical model that accurately approximates the real system, however, they must be developed by a professional with high technical capacity, otherwise, they run the risk of designing systems with even more significant errors than the ones conventional models.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Systems dimensioning. Energy simulation software.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Balanço de energia global (W/m^2)	16
Figura 2 - Componentes da radiação solar	16
Figura 3 - Radiação solar média diária incidente sobre um coletor inclinado.	18
Figura 4 - Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica	21
Figura 5 - Perfis de radiação solar diária com valores equivalente de HSP	29
Figura 6 - Fluxograma de metodologia.	36
Figura 7 - Tela inicial de pré dimensionamento.	43
Figura 8 - Trajetória do Sol extraída do PVsyst.	44
Figura 9 - Definição de sombreamento parcial no software PVSyst.....	44
Figura 10 - Definição do sistema FV.	45
Figura 11 - Características do sistema.....	45
Figura 12 - Resultados de geração do sistema.....	46
Figura 13 - Definição dos módulos fotovoltaicos.	47
Figura 14 - Definição de inversor.....	48
Figura 15 - Resultado do sistema FV extraído do PV Sol.....	49
Figura 16 - Vista norte da modelagem 3D no PV Sol.....	50
Figura 17 - Vista superior do cenário adotado.	51
Figura 18 - Vista superior da simulação às 16:30h do dia 22/06	52
Figura 19 - Perda estimada por sombreamento em cada módulo fotovoltaico.	53
Figura 20 - Resultado do dimensionamento com modelagem 3D extraído do PV Sol.....	54
Figura 21 - Relatório de perdas gerais extraído do PV Sol.	55

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Resultado do teste de normalidade realizado no Excel.	33
Quadro 2 - Irradiação solar diária média mensal.....	37
Quadro 3 - HSP mensal para a cidade de Macaé-RJ.	40
Quadro 4 - HSP obtida com dados da estação automática de Macaé-RJ.	41
Quadro 5 - Comparação entre modelos de dimensionamento 1.....	46
Quadro 6 - Comparação entre modelos de dimensionamento 2.....	49
Quadro 7 - Comparação entre modelos de dimensionamento 3.....	56

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Curva I-V medida e curva de potência de um módulo	21
Gráfico 2 - Efeito da variação da resistência em série	22
Gráfico 3 - Efeito da variação da resistência em paralelo.....	23
Gráfico 4 - Curvas I-V de um módulo sob diferentes irradiâncias.....	24
Gráfico 5 - Curvas características medidas de um módulo fotovoltaico.....	24
Gráfico 6 - Curvas I-V para um módulo de 220Wp associado em série.	25
Gráfico 7 - Curvas I-V para conexão em paralelo de módulos de 220 Wp.....	26
Gráfico 8 - Curvas I-V de sombreamento para 4 módulos conectados em série.....	27
Gráfico 9 - Gráfico papel de probabilidade extraído do teste de normalidade.....	34
Gráfico 10 - Gráfico QQ-plot extraído do teste de normalidade realizado no Excel.	34
Gráfico 11 - Gráfico de linhas de irradiação em diferentes graus de angulação.	39
Gráfico 12 – Geração x Consumo.	40

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AM – Air Mass (Massa de Ar)

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CENSOLAR – Centro de Estudios de la Energia Solar

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CRESESB – Centro de Referência em Energia Solar e Eólica Sergio Brito

EVA – Acetato Vinilo de Etileno

FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor

FF – Fator de Forma

FV – Fotovoltaico (a)

HSP – Horas de Sol Pleno

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LAMET – Laboratório de Meteorologia (UENF)

MPPT – Maximum Power Point Tracking

NREL – National Renewable Energy Laboratory

ONU – Organização das Nações Unidas

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

SFCR – Sistema fotovoltaico conectado à rede

SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment

TD – Taxa de Dimensionamento

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
2. REVISÃO DA LITERATURA.....	14
2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	14
2.2. RADIAÇÃO SOLAR	14
2.3. MEDIÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR.....	17
2.4. CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	19
2.4.1. Características de funcionamento.....	21
2.4.2. Temperatura de operação.....	25
2.4.3. Associação de módulos	25
2.4.4. Efeitos do sombreamento parcial	26
2.5. INVERSORES DE CORRENTE ELÉTRICA	27
2.6. DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	28
2.6.1. Avaliação do recurso solar (HSP)	29
2.6.2. Localização do Sistema	30
2.6.3. Configuração do Sistema.....	30
2.6.4. Levantamento da demanda e do consumo energético	30
2.6.5. Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	30
2.6.6. Dimensionamento do Inversor	31
3. METODOLOGIA	32
3.1. MÉTODO CONVENCIONAL (ATLAS).....	36
3.2. MÉTODO CONVENCIONAL (INMET)	36
3.3. MÉTODO PVSYST	36
3.4. MÉTODO PVSOL.....	37
3.5. BASE DE DADOS SUNDATA	37
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	38
4.1. MÉTODO CONVENCIONAL.....	38

4.2.	DADOS HORÁRIOS DE IRRADIAÇÃO DA ESTAÇÃO DE MACAÉ.....	40
4.3.	MODELAGEM COMPUTACIONAL.....	41
4.3.1.	PVsystem.....	43
4.3.2.	PV Sol.....	46
4.3.3.	PV Sol com modelagem 3D	50
4.4.	AVALIAÇÃO ECONÔMICA	56
5.	CONCLUSÕES.....	58
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica vem ganhando cada vez mais espaço dentro das matrizes elétricas do mundo, e se despontando como uma fonte de energia renovável, descentralizada e atrativa economicamente. Países como China e Alemanha, líderes do setor, já possuem uma capacidade instalada de geração fotovoltaica acima de 100 GW e seguem com um crescimento exponencial. (ABSOLAR, 2020)

No Brasil, apesar de um crescimento recorde em 2018, superior a 400%, a geração de energia elétrica através desta tecnologia ainda é pouca (cerca de 6 GW) perto do potencial que o país possui, devido ao seu clima e índices de irradiação solar. O país, no entanto, mostra interesse em expandir a geração de energia elétrica por painéis FV e aumentar a diversificação da sua matriz elétrica, principalmente após o Acordo de Paris na COP 21, em 2015, onde se comprometeu a reduzir as emissões de gases do efeito estufa, aumentando fontes solares, eólicas e biomassa (ABSOLAR, 2020).

Desde 2012 o Brasil passou a permitir o uso de sistemas de geração FV integrados à rede de distribuição, com a utilização dos inversores on grid, em substituição aos off grid, que necessitavam da utilização de baterias, o que tornava a maioria dos projetos economicamente inviáveis, devido ao alto custo de se armazenar energia. Esta mudança representou um grande salto no número de instalações particulares no país.

Acompanhando a nova tendência do mercado, as empresas prestadoras de serviços de energia solar começaram a se multiplicar no Brasil. Segundo o Sebrae (2018), este aumento foi de 300% desde 2015, com novos recordes a cada ano. Por se tratar de um modelo de negócios relativamente recente, ainda existem muitos desafios a serem enfrentados por quem participa ou pretende participar deste mercado, e um dos principais é o correto dimensionamento da capacidade de geração FV, dadas as particularidades do clima de cada cidade e das características do local de instalação.

As empresas que trabalham com projetos fotovoltaicos utilizam modelos variados para calcular a geração de energia elétrica através dos módulos. Algumas utilizam softwares de modelagem energética com seus próprios bancos de dados, outras usam os softwares de modelagem e importam os dados de órgãos como o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e o Instituto Nacional de Pesquisas Especiais (INPE), e há ainda quem faça o dimensionamento através de planilhas em Excel, se valendo de parâmetros fornecidos pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), e outras instituições de referência.

Em projetos de pequena escala o método de dimensionamento pode passar despercebido ou ser considerado irrelevante, uma vez que a perda associada à poucos módulos não é tão evidente e uma possível alteração no projeto não acarreta tantos custos. Para projetos de grande porte, no entanto, a diferença entre modelos de dimensionamentos pode resultar em discrepâncias significativas no projeto final, podendo este não satisfazer a demanda de energia solicitada ou ainda superá-la em excesso, aumentando desnecessariamente o valor de instalação.

Este estudo tem como objetivo principal identificar o método mais preciso de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica, dentre cinco formas distintas de encontrar a potência nominal do sistema. tecendo observações pontuais dos pontos positivos, bem como das falhas dos modelos escolhidos, afim de reduzir os erros de projeto, retrabalhos e os custos de instalação.

Para se alcançar o resultado esperado foram traçados os seguintes objetivos secundários:

- Comparar as diferenças técnicas de um mesmo projeto fotovoltaico seguindo modelagens distintas;
- Definir quais as vantagens e desvantagens de cada modelo;
- Aprofundar a pesquisa bibliográfica sobre o assunto;
- Realizar ajustes e testes estatísticos nos dados recebidos;

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida a partir do Efeito Fotovoltaico, apresentado pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839. O fenômeno se dá através da conversão direta da luz em eletricidade, a partir da diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor (CRESESB, 2020).

O inventor americano Charles Fritts construiu a primeira bateria solar em 1883, feita com folhas de selênio. Apesar da baixa eficiência de conversão, sua invenção provou ao mundo que era possível gerar energia sem a queima de combustíveis fósseis. No entanto, a primeira célula solar a base de silício, material utilizado hoje nos módulos mais modernos, só foi desenvolvida em 1954 por cientistas da Bell Labs e possuía eficiência de aproximadamente 6% (MACHADO; MIRANDA, 2015).

O setor de telecomunicações foi o primeiro a utilizar esta fonte de energia e alavancar a pesquisa e o desenvolvimento da tecnologia, instalando sistemas de geração em localidades remotas. Em seguida, a “corrida espacial” se tornou o maior agente impulsionador da energia solar fotovoltaica, pois as células solares forneciam (e fornecem ainda hoje), com menor custo e peso, a quantidade necessária de energia para longos períodos de permanência no espaço, além da energia para satélites. Outro fator que renovou e ampliou o interesse na energia solar foi a crise energética de 1973, que tornou evidente a necessidade de novas fontes para compor a matriz elétrica dos países e fez com que novos atores entrassem no setor, como as empresas de petróleo. Todavia, naquele momento, o custo de produção de células solares deveria reduzir 100 vezes para se tornar economicamente viável (PINHO; GALDINO, 2014).

O desenvolvimento de novas tecnologias demanda tempo e recursos, que nem sempre são disponibilizados facilmente. A entrada de grandes empresas neste setor favoreceu o avanço da pesquisa, mas ainda assim, diretamente atrelada aos lucros operacionais. Outras fontes também começaram a ser exploradas mais abundantemente, como usinas hidroelétricas e eólicas. Apesar de buscar alternativas para fontes energéticas, os combustíveis fósseis contam com as maiores vantagens econômicas, sendo até hoje o maior responsável pela geração de energia elétrica no mundo (EPE, 2018).

2.2. RADIAÇÃO SOLAR

A taxa de energia emitida pelo sol é da ordem de $3,86 \times 10^{26}$ W e a temperatura efetiva em sua superfície na ordem de 5778 K (5505 °C). A energia proveniente do sol é

aproximadamente constante há bilhões de anos, representando não apenas uma fonte renovável de geração de energia elétrica, como também inesgotável, o que a torna uma alternativa certamente promissora para o futuro do planeta (PEREIRA *et al.*, 2017).

Diferentes fatores astronômicos, no entanto, vão influenciar o modo como o recurso energético se dispõe em cada região, fazendo com que algumas áreas sejam mais propícias para o processo de captação de energia. O Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição, (2014) diz que:

A disponibilidade do recurso energético solar e sua variabilidade espacial e temporal estão intrinsecamente relacionadas a conceitos astronômicos. O primeiro dos fatores a serem considerados é a posição relativa entre o Sol e a Terra. A Terra orbita o Sol a uma distância média de cerca de 150 milhões de quilômetros, completando um ciclo a cada 365,25 dias solares. Ao longo desse período, a distância varia entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km e, como resultado, o fluxo de radiação solar (irradiância solar) oscila entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio da irradiância solar igual a 1.366 W/m^2 é definido como a constante solar. (ATLAS BRASILEIRO ENERGIA SOLAR 2ª Ed., p. 15, 2014 *apud* NREL 2020).

A energia irradiada pelo sol abrange uma ampla faixa do espectro eletromagnético, de acordo com o comprimento e a frequência das ondas que chegam ao Sistema Terra/Atmosfera. Cerca de 81% dessa energia está em uma faixa que vai do comprimento de onda do visível até o infravermelho próximo, e é o que alimenta todos os processos térmicos, químicos e dinâmicos, sendo eles naturais, como a fotossíntese, o ciclo hidrológico e a dinâmica da atmosfera e dos oceanos, ou desenvolvidos com conhecimento científico e tecnológico pelo homem (PEREIRA *et al.*, 2017).

A radiação solar que chega à superfície terrestre pode ser absorvida pelos gases, espalhada pelos gases e aerossóis, refletida pelas nuvens e pela superfície da terra ou absorvida na superfície da terra. A radiação global na superfície terrestre é a soma da radiação direta, que chega diretamente do sol, sem ser refletida ou absorvida pela atmosfera, e a radiação difusa, que resulta da reflexão da atmosfera até o local considerado. A Figura 1 ajuda a entender o fluxo de potência global.

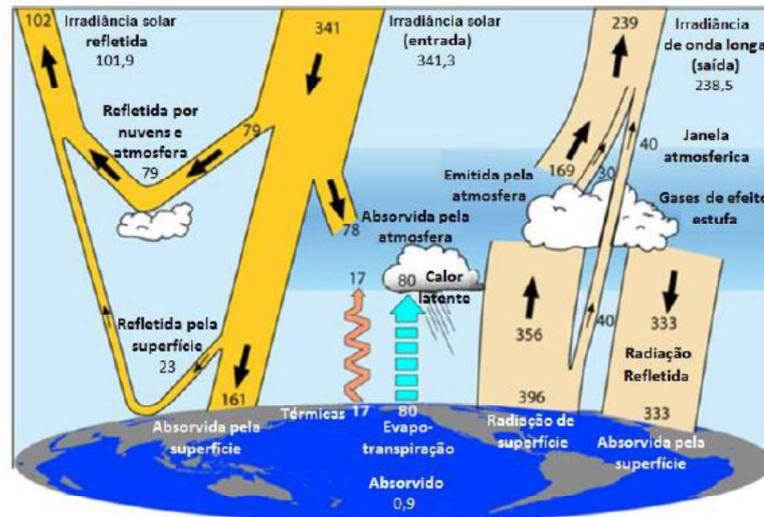


Figura 1 – Balanço de energia global (W/m^2). (Fonte: Trenberth, 2009).

Neste diagrama é possível observar o fluxo de radiação recebido do sol pela Terra e o fluxo de radiação emitido pela superfície terrestre de forma mais quantitativa. O diagrama de Trenberth (2009) apresenta um panorama geral do que acontece na atmosfera e ajuda a entender a ordem de grandeza de cada evento.

Para a geração de energia solar fotovoltaica deve-se considerar a componente direta e difusa da radiação incidente sobre a superfície receptora. Estando a superfície receptora inclinada em relação a horizontal, têm-se ainda uma terceira componente, que é refletida pelo ambiente ao entorno (solo, vegetação, obstáculos, etc.) (PINHO; GALDINO, 2014, p. 77). A Figura 2 apresenta, de forma simplificada, os componentes da radiação sobre um telhado.

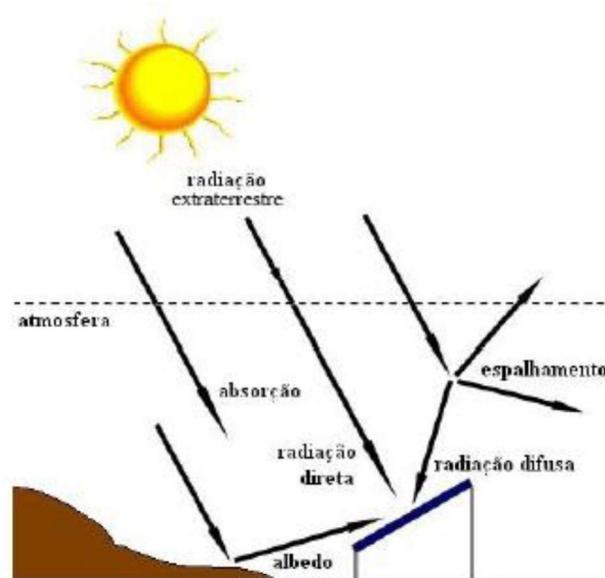


Figura 2 - Componentes da radiação solar (Fonte: Pinho; Galdino, 2014)

A figura mostra que as três componentes da radiação emitida pelo sol que atuam sobre um painel fotovoltaico são: a radiação direta, que representa a maior parte; o albedo, que irá variar de acordo com a superfície do entorno; e radiação difusa, causada por espalhamento nas nuvens. Os painéis são sempre orientados de forma a maximizar a radiação direta recebida.

A energia solar que chega perpendicular à superfície é muito mais intensa do que a energia que chega em um ângulo qualquer, além disso, quanto maior o ângulo, maior a camada de atmosfera que o raio precisa transpassar, havendo maior atenuação. Portanto, as condições meteorológicas, a camada de ar e o ângulo zenital da distância Terra-Sol influenciarão no potencial solar de cada região (PEREIRA *et al.*, 2017).

2.3. MEDIÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR

A irradiação solar, que mede o fluxo de radiação por unidade de área (W/m^2), recebida em uma superfície terrestre inclinada é uma variável decisiva no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica. Para especificação da potência nominal de um módulo fotovoltaico é utilizado um valor padrão de $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$ incidentes sobre a superfície.

Em busca de informações precisas, mapas de irradiação são feitos por diferentes modelos ao redor do mundo todo, utilizando dados de instrumentos de medição, imagens de satélites e técnicas de ajuste e interpolação. Dados de irradiação medidos de hora em hora sobre o plano horizontal são os mais utilizados para calcular a irradiação sobre uma superfície inclinada, por isso, na ausência destes métodos computacionais sintetizam dados horários a partir de médias mensais e outras variáveis de interesse. Segundo Pinho e Galdino (2014):

A otimização e análise de um sistema fotovoltaico requer o conhecimento da radiação solar incidente durante o ano em um plano com orientação qualquer. A modelagem da transposição da radiação solar incidente para um plano com orientação qualquer requer, por sua vez, o conhecimento da radiação direta e difusa. Porém, normalmente existem somente medidas de radiação solar global no plano horizontal. Para tanto, o primeiro passo é a obtenção de correlações entre a radiação global e a difusa. As correlações obtidas dependem da escala temporal, e podem ser do tipo linear, polinomial ou exponencial. Para as escalas diárias as correlações mais conhecidas são as propostas por Liu e Jordan (1960), e Collares-Pereira e Rabl (1979). Para as escalas horárias as mais conhecidas são as propostas por Erbs (1982), e Dal Pal e Escobedo (2012) (PINHO; GALDINO, 2014, p. 92).

A medição em terra é feita, comumente, por estações meteorológicas usando equipamentos como o piranômetro, o pireliômetro e o heliógrafo. Esses instrumentos medem a radiação solar de forma instantânea (irradiância), porém os dados de radiação solar são geralmente armazenados pelo total de irradiação de um dia, e muitas vezes apenas em médias mensais (PINHO; GALDINO, 2014).

Os dados provenientes de medições em superfície foram, e ainda são importantes, para o estudo e correto dimensionamento da irradiação. No Brasil, dados meteorológicos, incluindo a insolação (com a qual é possível estimar a irradiação solar), são compilados em médias mensais de 30 anos, denominadas Normais Climatológicas, e publicadas pelo INMET. O Atlas Solarimétrico do Brasil, a partir da extrapolação de dados de estações meteorológicas de todo o território nacional, também fornece um mapa de irradiação do país. A Rede SONDA é outro exemplo de esforço para obtenção e tratamento de dados em superfície.

Ultimamente, no entanto, técnicas de medição da irradiação a partir de imagens de satélites têm se mostrado cada vez mais eficientes do que dados extrapolados de estações meteorológicas, principalmente devido à grande extensão do território brasileiros e a baixa quantidade de estações. O Atlas Brasileiro de Energia Solar é hoje umas das maiores referências em energia solar do Brasil, faz parte do programa *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA) da Organização das Nações Unidas (ONU) e utiliza o modelo físico de transferência de radiação solar através da atmosfera chamado BRASIL-SR. O SSE da NASA é outro importante banco de dados de irradiação com base em imagens de satélites, assim como o SODA. Programas computacionais também podem ajudar na consulta de dados de radiação solar e sua conversão para o plano inclinado, como o programa SunData desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e que utiliza o banco de dados do *Centro de Estudios de la Energía Solar* (CENSOLAR) (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 3 apresenta, para efeito de comparação, algumas séries de dados de diferentes instituições.

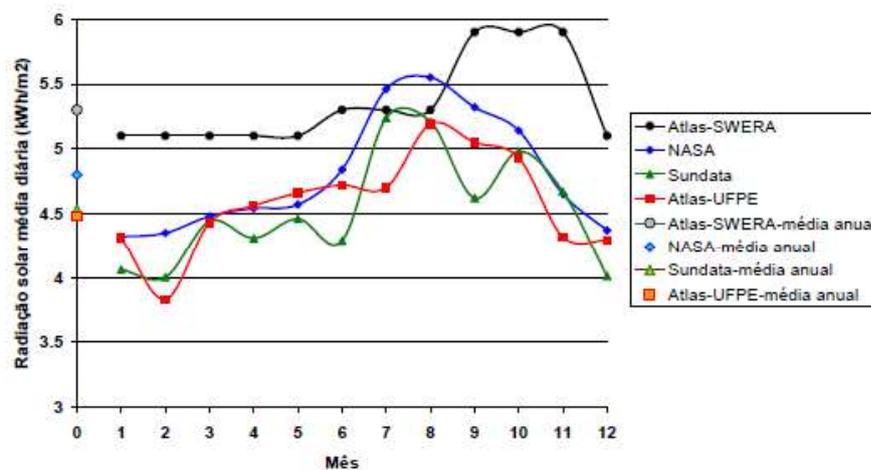


Figura 3 - Radiação solar média diária incidente sobre um coletor inclinado de 10°N na região de Rio Branco-AC. A média anual de cada série está mostrada por um símbolo sobre o eixo vertical do "mês zero". (Fonte: Soares; Vieira; Galdino, 2010).

Os mapas de irradiação no Brasil podem apresentar variações significativas para determinadas regiões, dependendo da fonte de coleta e do método de análise utilizado. Como este dado é uma variável fundamental para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, o projetista deverá optar por uma fonte de maior confiança, fazer ajustes para aumentar a margem de segurança do projeto ou criar o seu próprio modelo de coleta, tratamento e análise de dados de irradiação. Para (Pinho e Galdino, 2014, p. 96): “Caso se opte por uma atitude conservadora, o valor adotado para o dimensionamento seria o ‘pior mês’ dentre todas as fontes a que se tiver acesso”.

2.4. CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Desde que se começou a fabricação das primeiras células fotovoltaicas, em 1950, alguns diferentes tipos de tecnologias e materiais foram utilizados, como: silício cristalino, filmes finos de telureto de cádmio, disseleneto de cobre índio e gálio, silício amorfo hidrogenado e silício crescido em fitas. Atualmente, as células fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) representam mais de 80% da produção mundial e dominam o mercado devido sua alta eficiência e custo de produção (PINHO; GALDINO, 2014).

As células fotovoltaicas são formadas por materiais semicondutores, como o silício, dopadas em uma metade com impurezas doadoras de elétrons (dopantes tipo n), como o Fósforo, e na outra, impurezas aceitadoras de elétrons (dopantes tipo p), como o Boro. Na interface entre os dois tipos, o excesso de elétrons da região n se difunde para a região p e encontra as lacunas características do material semicondutor, criando uma região com carga elétrica positiva fixa do lado n e carga elétrica negativa fixa do lado p . O excesso de cargas positivas e negativas na junção das regiões p e n produz um campo elétrico que passa a impedir a movimentação dos elétrons, estabelecendo um equilíbrio e formando uma zona com cargas positivas e negativas, denominada zona de depleção (PINHO; GALDINO, 2014).

Ainda segundo Pinho e Galdino (2014):

A diferença de potencial entre as regiões p e n pode ser entendida como resultado das diferenças no Nível de Fermi nos dois materiais. Quando estes materiais entram em contato, a situação de equilíbrio é alcançada quando os níveis de Fermi se igualam, o que ocorre pelo fluxo inicial de portadores e pelo estabelecimento do campo elétrico e da diferença de potencial, que é a responsável por impelir a corrente fotogerada (PINHO; GALDINO, 2014, p. 111).

A energia presente em um fóton desfaz o equilíbrio estabelecido, pois é absorvida pelos elétrons da banda de valência do material semicondutor, fazendo com que estes, sejam arrancados e passem à banda de condução, tornando-se livres e criando pares elétrons-lacunas.

Estes pares são separados e acelerados na presença do campo magnético, o elétron para região *n* e a lacuna para região *p*, causando novo desequilíbrio nas correntes da junção *pn* e criando uma corrente elétrica proporcional a intensidade de luz incidente (KREZNINGER *et al*, 1991).

Para completar a célula fotovoltaica, é necessário um contato elétrico frontal (malha metálica) na região *n* e outro na região *p*. Ao se conectar tais contatos através de um condutor, haverá uma circulação de elétrons. A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção *pn* no escuro com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar”. Esta corrente em função da tensão do dispositivo, é conhecida como curva I-V, uma importante característica do funcionamento da célula, e que pode ser obtida através da Equação 1, derivada da Equação de Shockley. (PINHO; GALDINO, 2014).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

Onde:

I_L – corrente fotogerada (A)

I_0 – corrente de saturação reversa do diodo (A)

n – fator de idealidade do diodo

q – carga do elétron

k – constante de Boltzmann

T – temperatura absoluta

R_s – resistência em série

R_p – resistência em paralelo

A Equação 1 apresenta as variáveis utilizadas para o cálculo da corrente elétrica em uma célula fotovoltaica, onde *n*, *q* e *k* são constantes e as demais variáveis serão melhor detalhadas no decorrer do capítulo.

A Figura 4 mostra um circuito equivalente para uma célula fotovoltaica, onde, o diodo *D* representa a junção *pn* no escuro, R_s a resistência em série e R_p a resistência em paralelo. As condições padrão de teste para células fotovoltaicas são: irradiância de 1.000 W/m², espectro solar com massa de ar (AM) 1,5 e temperatura da célula de 25 °C.

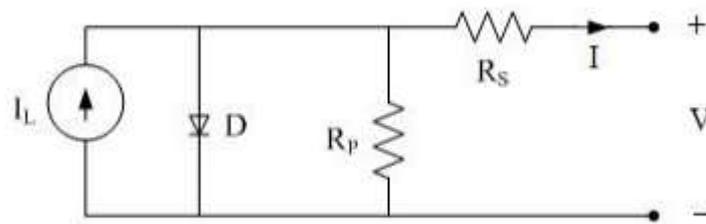


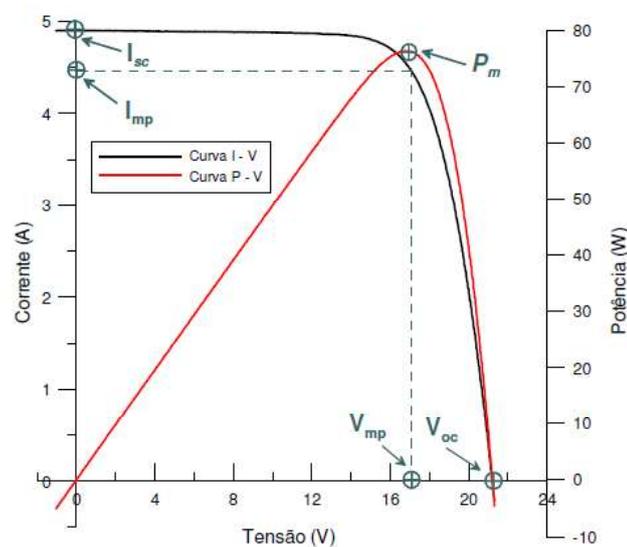
Figura 4 - Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica (modelo com um diodo)
(Fonte: Pinho; Galdino, 2014).

Células de silício monocristalino possuem V_{oc} entorno de 0,6V e V_{mp} perto de 0,5V. O módulo fotovoltaico é composto por um conjunto de células fotovoltaicas, que são conectadas em série e protegidas com cobertura frontal usualmente de vidro, encapsulante de espuma vinílica acetinada (EVA), cobertura posterior de vidro ou fluoreto de polivinil, e moldura metálica de alumínio ionizado, com a função de gerar energia elétrica (PRIEB, 2002).

2.4.1. Características de funcionamento

A análise da curva I-V, gerada a partir da Equação 1, é fundamental para entender o funcionamento de uma célula ou gerador fotovoltaico, pois com ela é possível perceber os desvios causados pelas resistências em série e paralelo e obter parâmetros importantes. O Gráfico 1 mostra uma curva I-V de um módulo fotovoltaico de silício cristalino sob condições padrão de teste.

Gráfico 1 - Curva I-V medida e curva de potência de um módulo fotovoltaico com 36 células



Fonte: Gasparin (2009).

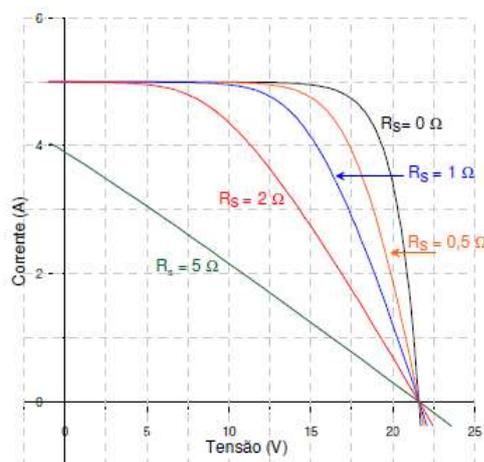
A tensão de circuito aberto V_{OC} é a tensão máxima entre os terminais do módulo, ou célula, quando esta é iluminada e acontece quando a corrente é zero. A corrente de curto circuito, por outro lado, é obtida quando os terminais são conectados, e consequentemente a tensão será zero. O ponto de máxima potência P_m é o ponto onde o produto tensão x corrente é máximo. Os pontos I_{mp} e V_{mp} são os valores do par I-V para a máxima potência. Outro parâmetro definido na curva é o fator de forma (FF), que representa quociente entre o produto dos pontos (I_{mp} e V_{mp}) e o produto dos pontos (V_{oc} e I_{sc}), o que determina a qualidade do dispositivo (GASPARIN, 2009).

A eficiência (η) de um módulo, ou uma célula, é obtida através da relação entre potência elétrica máxima gerada e irradiância solar. Nas condições padrões de teste (STC), onde $G = 1.000 \text{ W/m}^2$, basta multiplicar este valor pela área do módulo, que inclui toda a estrutura com a moldura metálica, para encontrar a potência luminosa. A Equação 2 mostra como definir a eficiência de um módulo fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014)

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \cdot A_M} \times 100 \quad [\%] \quad (2)$$

Segundo Prieb (2002, p. 13) “a resistência em série de uma célula fotovoltaica é constituída por 3 componentes: a) a resistências do silício, b) do contato entre o silício e metalização da célula, c) a própria resistência de metalização”. Ao considerar o módulo fotovoltaico por completo, Prieb (2002, p. 13) diz que “somam-se a estas a resistência dos condutores metálicos e a resistência dos bornes.” O Gráfico 2 mostra o efeito da resistência em série na curva I-V, diminuindo a corrente total.

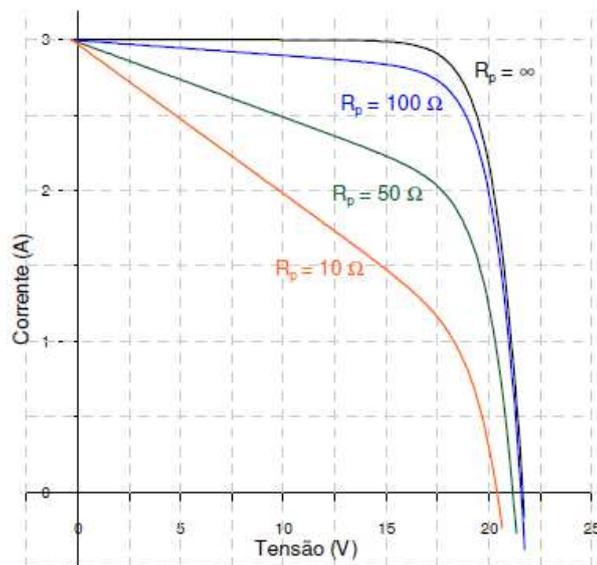
Gráfico 2 - Efeito da variação da resistência na curva característica teórica de um módulo de 36 células



A resistência em paralelo é equivalente às fugas de corrente que podem ocorrer nas bordas das células, micro defeitos que acarretam em curto circuitos e outros processos de fabricação. Valores menores de R_p representam caminhos alternativos para a corrente, sendo assim, o ideal é que a resistência em paralelo seja o mais alta possível, tendendo ao infinito. (PRIEB, 2002).

O Gráfico 3 mostra o efeito de R_p sobre a curva I-V, diminuindo a corrente que passa pela junção e, portanto, a tensão da célula e do módulo.

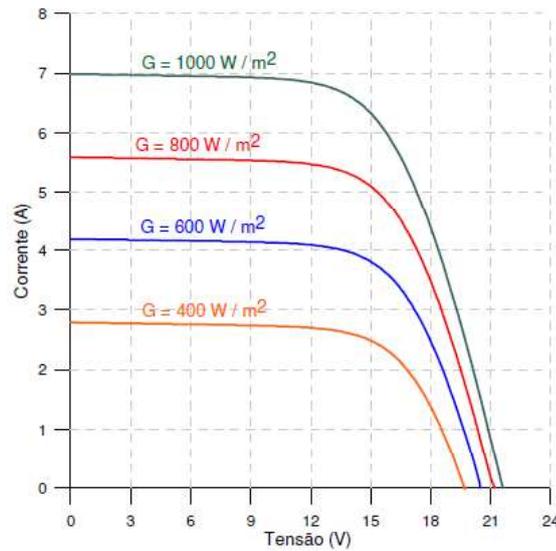
Gráfico 3 - Efeito da variação da resistência na curva característica teórica de um módulo com 36 células



Fonte: Gasparin (2009).

Dado as características de cada módulo, a irradiação incidente sobre a superfície será determinante no tamanho da curva I-V, pois a corrente gerada no módulo fotovoltaico é proporcional à energia luminosa sobre ele. No Gráfico 4 é possível observar como a corrente aumenta de forma linear com o aumento da irradiação, ao tempo que, a tensão varia de forma logarítmica, se, analisados à temperatura constante.

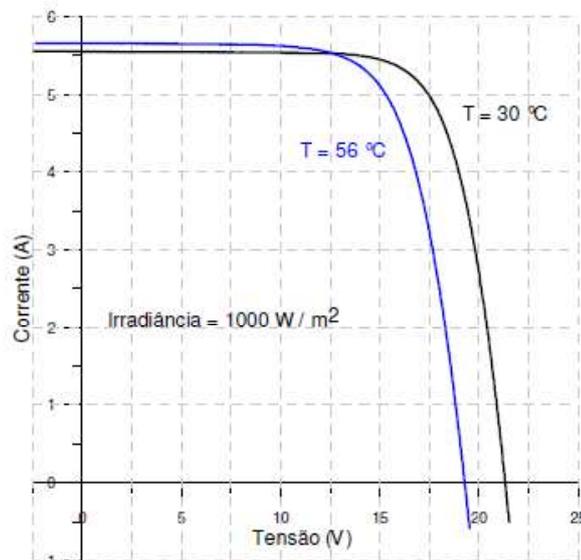
Gráfico 4 - Curvas I-V de um módulo sob diferentes irradiâncias com temperatura constante



Fonte: Gasparin (2009).

A temperatura, porém, também afeta a eficiência do módulo e, portanto, sua curva I-V. O aumento da temperatura da célula reduz o gap de energia do material semicondutor, aumentando levemente a corrente fotogerada. Todavia, o aumento de temperatura também aumenta a corrente de saturação, criada por excitação térmica, o que reduz a tensão de circuito aberto de forma mais acentuada do que o aumento da corrente fotogerada, ocasionando perda de potência, com visto no Gráfico 5 (GASPARIN, 2009).

Gráfico 5 - Curvas características medidas de um módulo fotovoltaico com 36 células sob mesma irradiância e diferentes temperaturas de célula



Fonte: Gasparin (2009).

2.4.2. Temperatura de operação

Os efeitos da temperatura no funcionamento de uma célula fotovoltaica são definidos pelos coeficientes β , α e γ , que representam, consecutivamente, a variação em relação à temperatura de funcionamento, da tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito e potência máxima, e geralmente, são disponibilizados pelos fabricantes dos módulos. Para se determinar a temperatura de operação de um módulo, de modo simplificado, pode-se utilizar a Equação 3 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \times G \quad (3)$$

Onde:

T_{mod} (°C) – temperatura do módulo;

T_{amb} (°C) – temperatura ambiente;

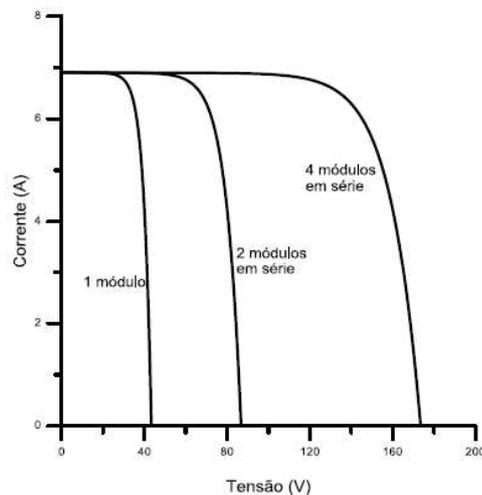
G (W/m²) – irradiância incidente sobre o módulo;

K_t (°C/W.m²) – coeficiente térmico para o módulo.

2.4.3. Associação de módulos

Módulos fotovoltaicos podem ser instalados em série e/ou paralelo, afim de se obter a tensão e a corrente desejada para o sistema. Ligações em série são feitas do terminal positivo de um módulo para o negativo de outro. Devem ser usados cabos e conexões específicas contra efeitos da radiação e exposição ao tempo. Em ligações em série as tensões são somadas e a corrente não é afetada, como mostra o gráfico 6. Módulos em série necessitam serem idênticos e estarem sob as mesmas condições de radiação e temperatura para o correto funcionamento do sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

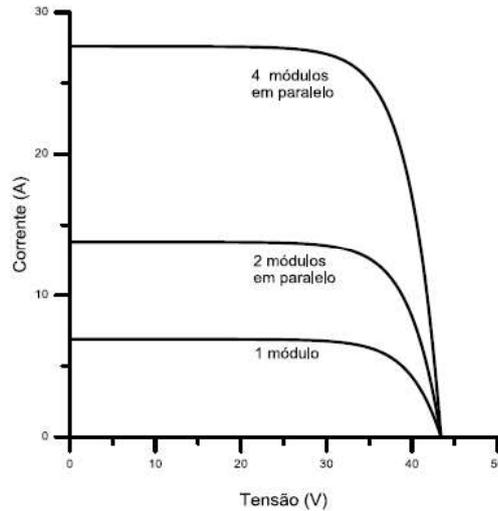
Gráfico 6 - Curvas I-V para um módulo de 220Wp associado em série.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A conexão de módulos em paralelo, ao contrário da conexão em série, é feita ligando os terminais positivos dos módulos entre si, bem como os negativos, o que ocasiona a soma das correntes de cada um, sem alteração da tensão, como vista no gráfico 7 (PINHO; GALDINO, 2014).

Gráfico 7 - Curvas I-V para conexão em paralelo de módulos de 220 Wp



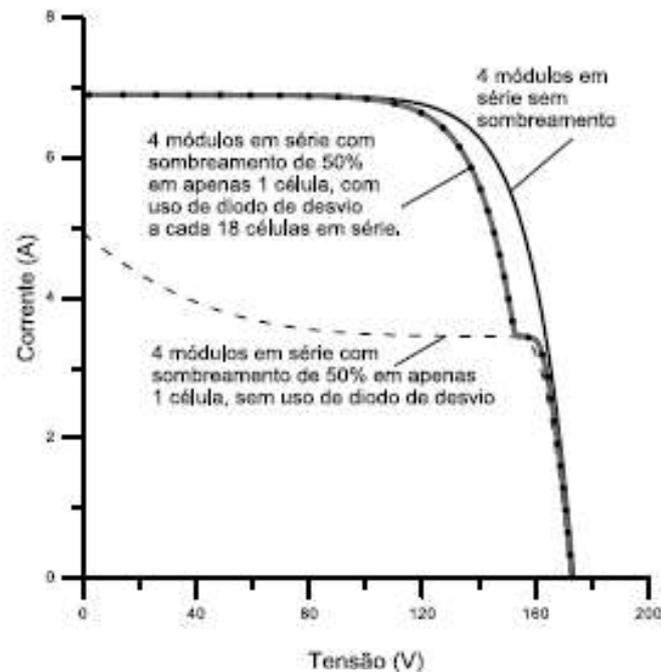
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.4.4. Efeitos do sombreamento parcial

Independente da configuração de ligação dos módulos fotovoltaicos, todo módulo é formado por um conjunto de células em série. Quando uma ou mais células param de funcionar, deixam de receber radiação ou diminui a radiação incidente sobre elas, seja por sombreamento parcial, por sujeira, por algo que tenha caído sobre o módulo, entre outros motivos, a corrente do módulo será limitada pela célula de menor corrente. Este efeito de redução de corrente será propagado por todo o conjunto de módulos em série. (PINHO; GALDINO, 2014).

O gráfico 8 mostra o efeito do sombreamento parcial sobre módulos em série, e como ele pode ser amenizado com a utilização de diodos de desvio (by-pass) entre alguns conjuntos de células, com o objetivo de oferecer um caminho alternativo para o fluxo de corrente elétrica, limitando a perda de potência apenas no grupo de células sombreadas.

Gráfico 8 - Curvas I-V de sombreamento para 4 módulos conectados em série



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Como mostra o gráfico, quanto mais diodos de desvio um módulo possuir, menor será a perda por sombreamento parcial. O by-pass também tem a função de proteger os módulos de possíveis pontos quentes que podem se formar com a dissipação da potência perdida por calor em uma única célula, causando danos muitas vezes irreversíveis no módulo.

2.5. INVERSORES DE CORRENTE ELÉTRICA

De acordo com Pereira e Gonçalves (2008):

Os inversores têm a finalidade de transformar uma corrente contínua em corrente alternada, mudando a sua forma de onda. São utilizados, por exemplo, quando se quer alimentar uma carga CA através de uma fonte CC. Como módulos fotovoltaicos geram tensão sob a forma de corrente contínua, para utilizar equipamentos como TV's, rádios, motores ou qualquer outro tipo de carga que opere em corrente alternada, deve-se utilizar um conversor CC/CA. Em um SFCR o inversor serve para adequar as características da energia gerada pelos módulos às características da rede elétrica convencional (PEREIRA; GONÇALVES, 2008, p. 31).

Os principais atributos de um inversor em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), além de converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), são: o rastreamento do ponto de máxima potência, ou maximum power point tracking (MPPT), através do controle de tensão e corrente; a desconexão da rede em casos de níveis de corrente, tensão e frequência fora dos padrões da rede elétrica ou também do lado CC; o isolamento da rede caso

esta não esteja energizada; e o painel de informações registrando as grandezas elétricas, de preferência também de forma remota (PEREIRA; GONÇALVES, 2008).

Existem diversos dispositivos semicondutores que podem transformar potência contínua em potência alternada. Os inversores podem ser classificados de acordo com seu chaveamento: os tiristores, como o retificador controlado de silício (SFR) e o com bloqueio por porta GTO (*Gate Turn-Off Switch*); ou os transistores, dos tipos CSI e VSI. (RAMPINELLI, 2010).

Em relação ao modo de comutação, autocomutados podem funcionar como fonte de tensão ou fonte de corrente e são mais eficientes, e os comutados pela rede, funcionam apenas como fonte de corrente. Enquanto inversores comutados dependem da rede pra funcionar, pois são pontes retificadoras baseados em tiristores, os autocomutados podem ser usados em sistemas isolados, ativados por uma fonte de potência apenas na entrada, e também em sistemas conectados com a rede, pois são capazes de ajustar sua tensão alternada de saída de acordo com a rede elétrica, são mais eficientes e mais utilizados nos geradores fotovoltaicos modernos (RAMPINELLI, 2010, p. 14 *apud* CRUZ, 2009).

Em sistema fotovoltaicos, a configuração mais utilizada é por fonte de tensão (VSI) e devido à estabilidade diante de perturbações da rede e à facilidade no controle do fator de potência, o controle por corrente é o mais utilizado na maioria dos sistemas conectados à rede, enquanto o controle por tensão é utilizado em sistemas isolados (PINHO; GALDINO, 2014).

Existem 4 tipos de ligações com inversores que podem ser utilizadas em sistemas conectados à rede: *Central*, onde todo o painel é conectado em único inverter e este conectado à rede; *String*, onde há um microinversor para cada grupo de módulos; *Multi-string*, utilizado em sistemas com painéis em diferentes orientações e condições de irradiância, onde cada painel tem um conversor CC/CC com a finalidade de obter o ponto de máxima potência, e um inversor central capaz de receber cargas assimétricas e converter em CA; e ainda o *Módulo Integrado* ou *Módulo CA*, com um único módulo para cada inversor (RAMPINELLI, 2010).

2.6. DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede engloba diferentes fatores técnicos e de segurança exigidos, no Brasil, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As principais etapas são: levantamento do recurso solar, localização, definição da configuração do sistema, levantamento da demanda e consumo, dimensionamento do gerador fotovoltaico, dimensionamento do inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

2.6.1. Avaliação do recurso solar (HSP)

No dimensionamento de sistemas fotovoltaicos é comum utilizar o conceito de horas de sol pleno (HSP) para definir a quantidade de radiação incidente em um local. Segundo Carneiro (2010, p. 17), “é uma situação equivalente àquela onde o painel recebe a mesma quantidade de energia durante todo o dia, 1.000 W/m^2 , e serve para traduzir a quantidade de energia que será gerada”. Assim, se ao longo de um dia inteiro o sol fornecer 6 kWh/m^2 , diz-se que a quantidade de sol pleno (HSP) é de 6 h/dia.

A Figura 5 mostra hipotéticas variações de irradiância de acordo com o tempo da região e ajuda esclarecer a grandeza HSP.

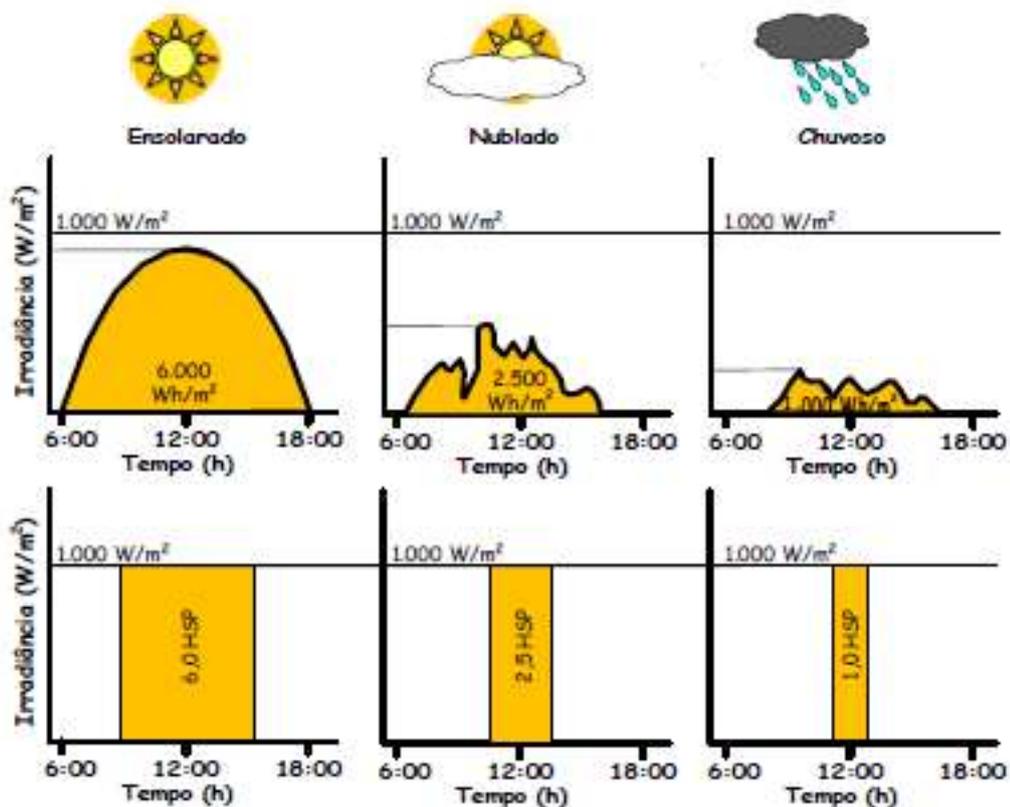


Figura 5 - Perfis de radiação solar diária com valores equivalente de HSP. Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Como visto na Figura 5, a irradiância pode ser maior ou menor dependendo das condições climáticas, podendo ainda, em um mesmo dia alcançar valores extremamente altos e outros extremamente baixos. O que o conceito de HSP faz é somar toda a irradiância ao longo do dia e dividir pelo valor de 1.000 W/m^2 , utilizado na condição padrão de ensaio.

2.6.2. Localização do Sistema

Mesmo após definidas as coordenadas geográficas e as HSP, a localização exata da instalação do painel ainda deve ser observada com atenção. A presença de obstáculos à luz do sol causando sombreamento em diferentes épocas do ano, a capacidade de trocar calor com o meio, o ângulo de inclinação em relação ao plano horizontal, e as características das superfícies reflexivas próximas, por exemplo, afetam o desempenho do sistema e precisam ser bem dimensionadas (PINHO; GALDINO, 2014).

2.6.3. Configuração do Sistema

A escolha da configuração do sistema vai variar de acordo com a potência, a necessidade e as preferências do instalador. Devem ser respeitados cuidadosamente os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e as normas específicas da concessionária local.

2.6.4. Levantamento da demanda e do consumo energético

Para os casos de sistemas conectados à rede, a demanda energética pode ser obtida a partir da média de consumo do último ano, por exemplo, com algum acréscimo se necessário. No caso de novas edificações, a maneira mais tradicional é somando a energia consumida por cada equipamento de acordo com sua potência e o tempo de utilização. Não é objeto deste estudo estimar a demanda energética do local e sim a eficiência de geração a partir da potência nominal do sistema.

2.6.5. Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

A quantidade de módulos que formam o painel fotovoltaico será definida de acordo com o modelo escolhido, afim de se obter a potência de pico (potência nominal) do arranjo, conforme a Equação 4. (PINHO; GALDINO, 2014, p. 327)

$$P_{FV} (Wp) = \frac{(E / TD)}{HSP_{MA}} \quad (4)$$

Onde:

$P_{FV} (Wp)$ - Potência de pico do painel FV;

$E (Wh/dia)$ - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

$HSP_{MA} (h)$ - Média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV;

TD (adimensional) - Taxa de desempenho.

Pode-se observar que a definição da potência do sistema está relacionada à apenas três variáveis: O consumo diário é facilmente obtido ou estimado de acordo com os equipamentos que serão utilizados; a média anual das HSP, como já visto, depende diretamente da irradiação e pode ser obtida por diferentes fontes ao redor do mundo; e a taxa de desempenho, que é uma porcentagem que reflete o quociente entre a potência real do sistema em relação a potência nominal.

Segundo Pinho e Galdino (2014, p. 327) “o desempenho de um SFV é tipicamente medido pela taxa de desempenho (TD)”, pois leva em consideração o desempenho teórico e todas as perdas envolvidas, como: “perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, descasamento entre módulos, resposta espectral, temperatura operacional, entre outras.”

2.6.6. Dimensionamento do Inversor

Considerando que um arranjo fotovoltaico na prática não opera nas condições padrões de ensaio e que a potência entregue ao inversor varia de acordo com a radiação, pode ser utilizado, afim de reduzir o custo total do sistema, um fator de dimensionamento do inversor (FDI), que indica a relação entre a potência nominal do gerador e a do inversor. Segundo um estudo realizado por Macedo (2006), independentemente da localização, as perdas por limitação do inversor são menores do que 10% para o FDI de 0,5 e menores do que 3% para FDI de 0,6, indicando que o subdimensionamento do inversor é uma prática interessante (PEREIRA *et al*, 2017).

Atualmente a maioria dos inversores para sistemas conectados à rede possuem seguidores de ponto de máxima potência, detectores de operação em ilhamento, eficiência acima de 94%, sincronização automática com a rede, baixo nível de harmônicos e alto fator de potência (RAMPINELLI, 2010).

3. METODOLOGIA

Para buscar a melhor solução frente aos desafios da energia solar, um mesmo dimensionamento de projeto foi feito para a cidade de Macaé-RJ, de cinco maneiras distintas, alterando métodos de dimensionamento, fontes de dados, softwares e o grau de detalhamento dos modelos.

A pesquisa foi realizada utilizando o método comparativo quantitativo, que segundo Marconi e Lakatos (2003, p. 107), “realiza comparações com a finalidade de verificar similaridades e explicar divergências”. O método ocupa-se da explicação do fenômeno e permite a análise do dado concreto, não considerando elementos constantes, abstratos e gerais e constitui uma verdadeira “experimentação indireta”, podendo, a nível de explicação, apontar vínculos causais, entre os fatores presentes e ausentes (MARCONI; LAKATOS, 2003).

O método comparativo em questão confronta os modelos de dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos escolhidos em função de uma única variável, a potência nominal do sistema. Para efetuar suas operações e fornecer o resultado esperado, cada modelo precisa receber alguns dados de entrada, como o índice de irradiação no plano horizontal e as especificações técnicas de módulos e inversores.

As especificações de funcionamento dos equipamentos só são necessárias nos dimensionamentos a partir de softwares computacionais, e estes já possuem em seu próprio banco de dados milhares de modelos disponíveis, atualizados e compatíveis com os encontrados no mercado brasileiro.

O índice de irradiação é uma variável fundamental no cálculo e dimensionamento de sistemas de energia solar, e como visto no capítulo 2.3, possui variadas fontes de informação. Para englobar os efeitos da escolha da fonte de dados nos resultados, a primeira distinção entre os modelos a serem comparados foi realizada em função apenas desta variável.

Foram escolhidas duas fontes de dados para análise: O Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição, desenvolvido pelo INPE, produzido a partir de um total de 17 anos de imagens de satélite, com informações de mais de 72 mil pontos em todo o Brasil; e a estação automática de Macaé-RJ, que possui dados de irradiação no plano horizontal, temperatura ambiente, velocidade do vento, entre outros, coletados em intervalos horários, com uma série histórica de 2006 à 2019, fornecidos pelo INMET.

Os dados oriundos do Atlas já estão normalizados e podem ser usados diretamente nos softwares e equações, diferente dos dados recebidos pelo INMET, da estação automática de Macaé-RJ. Estes dados são coletados e armazenados por instrumentos de medição em terra, que

por vezes falham e precisam de manutenção, deixando de coletar as informações em alguns momentos ao longo dos anos.

Para o cálculo da geração estimada de um sistema de energia solar fotovoltaico o índice de irradiação utilizado é o acumulado ao longo de todo o período, no caso, do dia. Sendo assim, se os valores que não foram registrados por alguma falha na medição, forem simplesmente ignorados, apesar da média de irradiação do período se manter estável, o resultado da irradiação acumulada será menor, e portanto a geração de energia ficará tão subestimada quanto forem a quantidade de dados faltando, e ainda mais acentuada se os dados inexistentes estiverem em um intervalo do dia onde a irradiação é maior.

Para contornar este problema, os dados nulos foram substituídos pela média mensal de cada ano para aquela faixa de horário, ou seja, se um valor de irradiação não foi coletado no dia 9 de junho de 2013 às 14:00, ele será preenchido com média da irradiação do dia 9 de junho às 14h de todos os anos da série histórica. Este procedimento foi realizado para todos os horários onde há índices significativos de irradiação coletados, compreendido entre às 9 horas e às 20 horas, em todos os meses.

Outra análise importante realizada com os dados antes de serem utilizados foram os testes estatísticos de normalidade para comprovar se eles seguem uma distribuição normal de probabilidade e, assim, estão aptos a serem inseridos nos modelos. Foram realizados 2 testes de normalidade, Kolmogorov-Smirnov e Ryan-Joiner, através de extensões estatísticas do Excel. O Quadro 1 mostra o resultado obtido nos testes.

Quadro 1 - Resultado do teste de normalidade realizado no Excel.

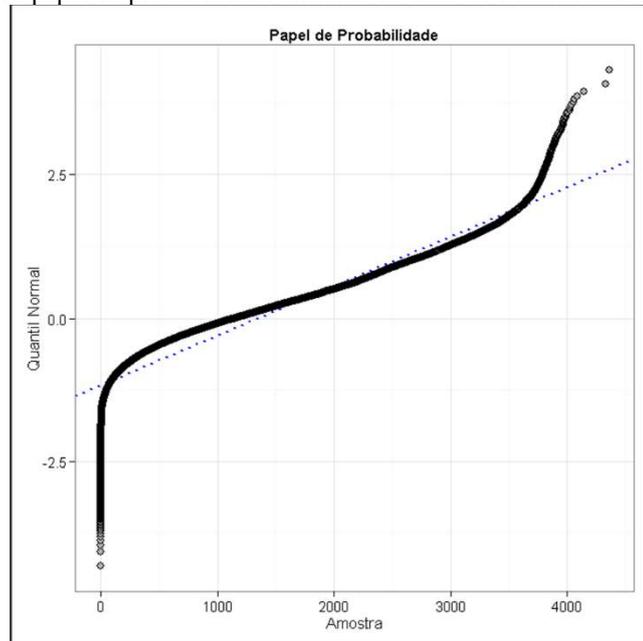
<i>Testes de Normalidade</i>	
<i>Testes</i>	<i>Estatísticas</i>
Kolmogorov - Smirnov	0,113225106
Ryan - Joiner	0,959302685

Fonte: Autor (2020)

O teste de normalidade Kolmogorov-Smirnov compara a função de distribuição acumulada empírica da amostra com a distribuição esperada caso os dados sejam normais, se a diferença for grande, ele rejeita a hipótese nula de normalidade da população. Já o teste de Ryan-Joiner é um teste similar ao teste de Shapiro-Wilker, e é baseado em regressão e correlação entre os dados e as contagens normais de seus dados. Quanto mais próximo de 1, significa que a distribuição tende a ser normal (MINITAB, 2020).

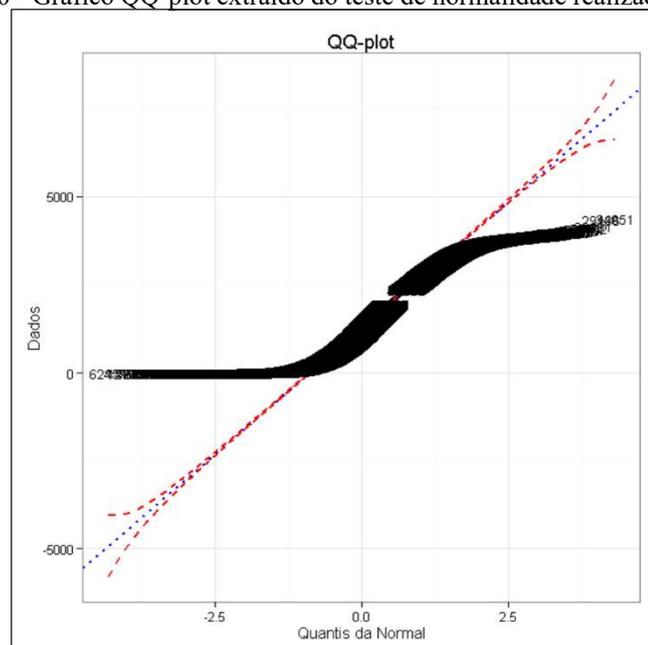
Os valores encontrados nos dois testes estatísticos realizados indicam a normalidade dos dados, todavia os gráficos de probabilidade corroboram a hipótese de normalidade. Os gráficos 9 e 10 mostram a projeção dos dados sobre uma reta ajustada e a divisão entre quartis.

Gráfico 9 - Gráfico papel de probabilidade extraído do teste de normalidade realizado no Excel.



Fonte: Autor (2020)

Gráfico 10 - Gráfico QQ-plot extraído do teste de normalidade realizado no Excel.



Fonte: Autor (2020)

O comportamento da projeção dos pontos no gráfico é peculiar para a variável escolhida e requer atenção nas análises. Apesar das discrepâncias nos extremos da reta, tais desvios são característicos da função irradiação, e são explicados, no início da curva, pelo alto número de dados próximos a zero (obtidos nas primeiras e últimas horas do dia) e, no final da curva, pelos números elevados registrados nos meses de verão. O importante neste caso, é observar que os desvios também mantêm o comportamento linear, indicando baixa variabilidade. Sendo assim e em concordância com os valores numéricos, não há indícios para rejeitar a hipótese nula.

Após análise e normalização dos dados, as médias diárias, mensais e anuais foram encontradas e utilizadas como dados de entrada das equações e modelos computacionais, ajudando a compor diferentes formas de dimensionamento a serem analisadas.

Segundo Pinho e Galdino (2014), a correta utilização de ferramentas computacionais pode auxiliar a diminuir as incertezas do dimensionamento de um projeto de geração. É fundamental, no entanto, que o projetista tenha dados de entrada de boa qualidade, e clareza quanto às limitações do programa. A variabilidade e a imprevisibilidade do recurso solar também exigem cuidado e atenção no dimensionamento.

Neste trabalho foram utilizadas três ferramentas computacionais que serviram como suporte na modelagem e na coleta de dados. Os softwares PVsyst e PV Sol são ferramentas pagas e necessitam de licença de funcionamento. Toda a execução do trabalho foi realizada durante o período de teste dos mesmos, não acarretando custos e tampouco incentivando a pirataria. A Figura 6 apresenta o fluxograma de desenvolvimento deste trabalho.

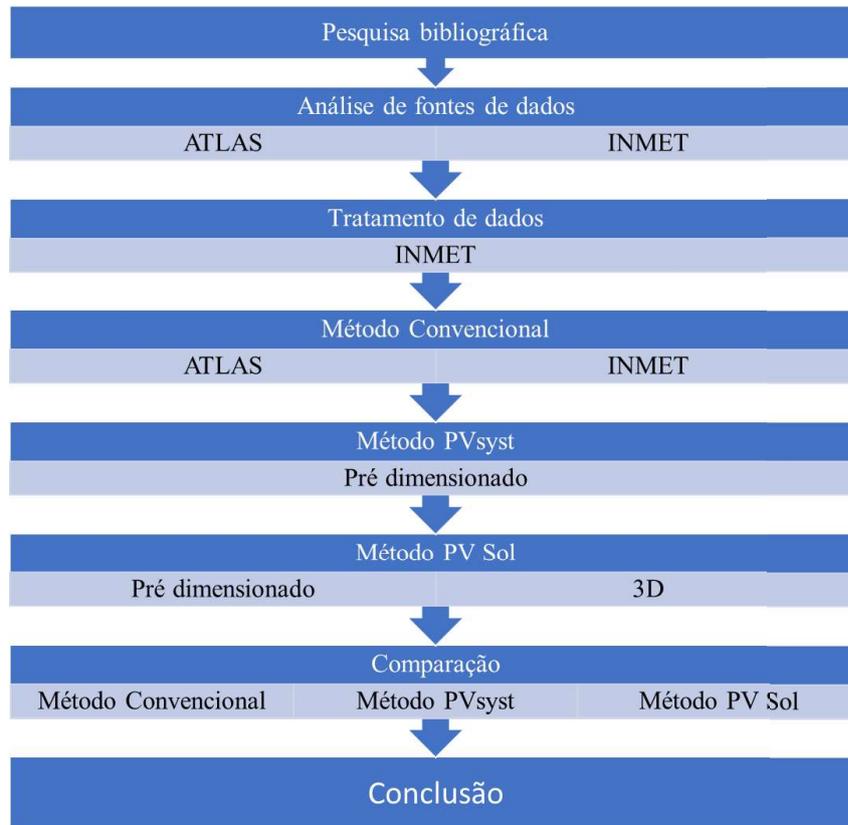


Figura 6 - Fluxograma de metodologia. (Fonte: Autor, 2020)

3.1. MÉTODO CONVENCIONAL (ATLAS)

O primeiro método de dimensionamento pode ser considerado um modelo Convencional, no qual foram extraídos os dados de irradiação do Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª Ed. 2017, desenvolvido pelo INPE e facilmente acessíveis para qualquer pessoa, na página do CRESESB na internet, através do programa SunData.

3.2. MÉTODO CONVENCIONAL (INMET)

O segundo método de dimensionamento proposto é similar ao modelo convencional, com a alteração dos dados de irradiação obtidos por satélite, oriundos do Atlas Brasileiro de Energia Solar, por dados da estação meteorológica de Macaé-RJ (coordenadas: latitude $-22,38^\circ$ e longitude $-41,81^\circ$), coletados em terra e fornecidos pelo INMET.

3.3. MÉTODO PVSYST

O PVsyst é um software desenvolvido pela empresa suíça PVsyst S/A e um dos mais utilizados no mundo para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Além de prático, se propõe a ser uma ferramenta educativa, incluindo um menu de ajuda detalhado que explica os

procedimentos e modelos usados. O PVSyst disponibiliza dados meteorológicos de diversos lugares do mundo e fontes variadas, como a National Renewable Energy Course (NREL), NASA e Meteonorm, além de permitir a importação de outros dados meteorológicos, bem como de dados pessoais de diferentes fontes (PVSYST, 2020).

3.4. MÉTODO PVSOL

O software PV Sol foi desenvolvido pela empresa alemã Valentin Software GmbH em 1998 e hoje, a sua versão mais atual, é uma poderosa ferramenta de dimensionamento de projetos fotovoltaicos. O PV Sol possui um extenso banco de dados, que além de variáveis meteorológicas, inclui 19.500 módulos fotovoltaicos, 4.700 inversores, 1.400 sistemas de bateria e outros produtos diferenciados como veículos elétricos e otimizadores de desempenho (VALENTIN SOFTWARE, 2020).

3.5. BASE DE DADOS SUNDATA

O SunData é um programa brasileiro, desenvolvido pelo CRESESB, que fornece médias mensais de irradiação solar diária para todo o território nacional. A ferramenta é uma tentativa do CRESESB de fornecer dados confiáveis que auxiliam no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos no Brasil. A primeira e a segunda versão do programa utilizaram dados do CENSOLAR, que continha valores de irradiação para cerca de 350 pontos no Brasil e países vizinhos. A versão atual do programa utiliza os dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição considerado o que há de mais moderno para este tipo de informação no Brasil (CRESESB, 2020).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Buscando um modelo que represente a geração fotovoltaica da forma mais similar possível com a prática, sem gerar desperdícios, nem falta de capacidade, um mesmo projeto foi dimensionado seguindo diferentes níveis de detalhamento. Todos os modelos seguem as etapas de dimensionamento descritas por Pinho e Galdino (2014), no entanto, cada um deles possui um grau de refinamento mais significativo na definição das diferentes variáveis.

O projeto em questão deve atender uma demanda de 60.000 kWh/ano e está localizado na cidade de Macaé-RJ.

4.1. MÉTODO CONVENCIONAL

O método de dimensionamento definido como modelo *Convencional*, utiliza dados de irradiação do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição, acessados através do programa SunData, do CRESESB. O próprio programa também disponibiliza a radiação no plano inclinado e define o ângulo que maximiza a geração.

De acordo com CRESESB (2020), o índice de irradiação para a cidade de Macaé-RJ está exibido no Quadro 2.

Quadro 2 – Irradiação solar diária média mensal.

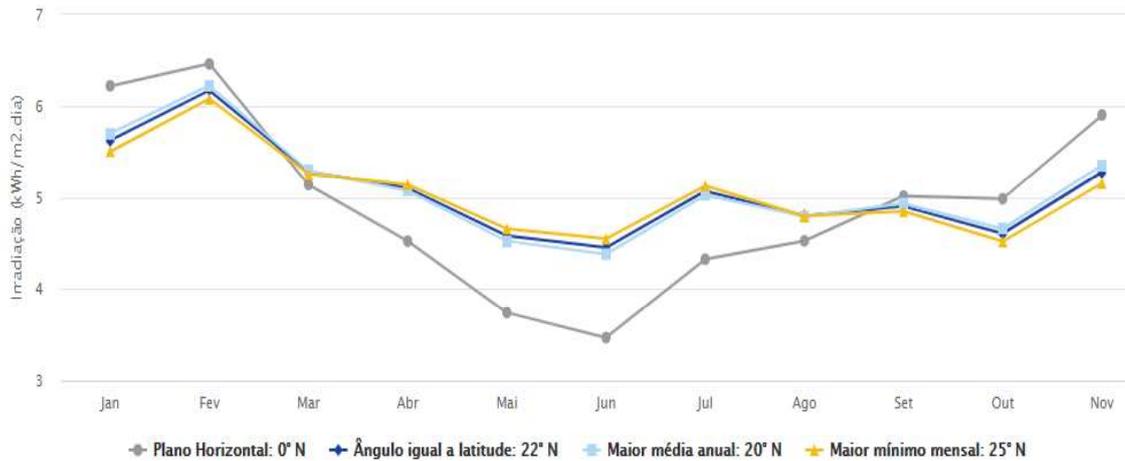
Estação: Macae
Município: Macae , RJ - BRASIL
Latitude: 22,401° S
Longitude: 41,849° O
Distância do ponto de ref. (22,371667° S; 41,785833° O) :7,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,22	6,46	5,13	4,52	3,74	3,47	3,52	4,32	4,52	5,01	4,98	5,89	4,82	3,00
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	22° N	5,62	6,17	5,28	5,10	4,58	4,45	4,40	5,06	4,79	4,90	4,60	5,27	5,02	1,76
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	20° N	5,70	6,22	5,29	5,07	4,52	4,38	4,34	5,02	4,79	4,93	4,65	5,35	5,02	1,88
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	25° N	5,50	6,08	5,25	5,13	4,65	4,54	4,49	5,12	4,79	4,84	4,52	5,15	5,01	1,59

Fonte: CRESESB (2020).

Estes mesmos índices quando visualizados graficamente, permitem perceber a diferença da irradiação no plano horizontal em relação à diferentes planos inclinados, e assim, os efeitos da inclinação na geração de energia fotovoltaica. O Gráfico 11 ilustra a tabela anterior de forma gráfica.

Gráfico 11 - Gráfico de linhas de irradiação em diferentes graus de angulação.



Fonte: CRESESB (2020).

Desta forma é mais fácil compreender o resultado da diferença de angulação. Nota-se que a irradiação no plano horizontal é superior ao plano inclinado no período do verão, devido à posição do sol nesta estação, mas que no inverno a diferença contrária é ainda superior, elevando a média de geração anual.

Com as informações fornecidas pelo SunData pode-se calcular a quantidade de horas de sol pleno (HSP), como visto na seção 2.6.1. para cada mês. O quadro 3 apresenta as HSP calculadas para a inclinação de 20° N:

Quadro 3 – HSP mensal para a cidade de Macaé-RJ.

MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
HSP	5,70	6,22	5,29	5,07	4,52	4,38	4,34	5,02	4,79	4,93	4,65	5,35	5,02

Fonte: (Autor, 2020).

Definidas as HSP, é preciso entender as características do local de instalação, como área disponível, ângulo e direção disponíveis, sombreamentos, comprimento dos cabos, etc. Para o modelo *convencional de dimensionamento* todos estes fatores que definem a taxa de desempenho do sistema, serão simplificados em uma taxa de 20% (valor amplamente praticado no mercado), já considerando as perdas relacionadas ao inversor.

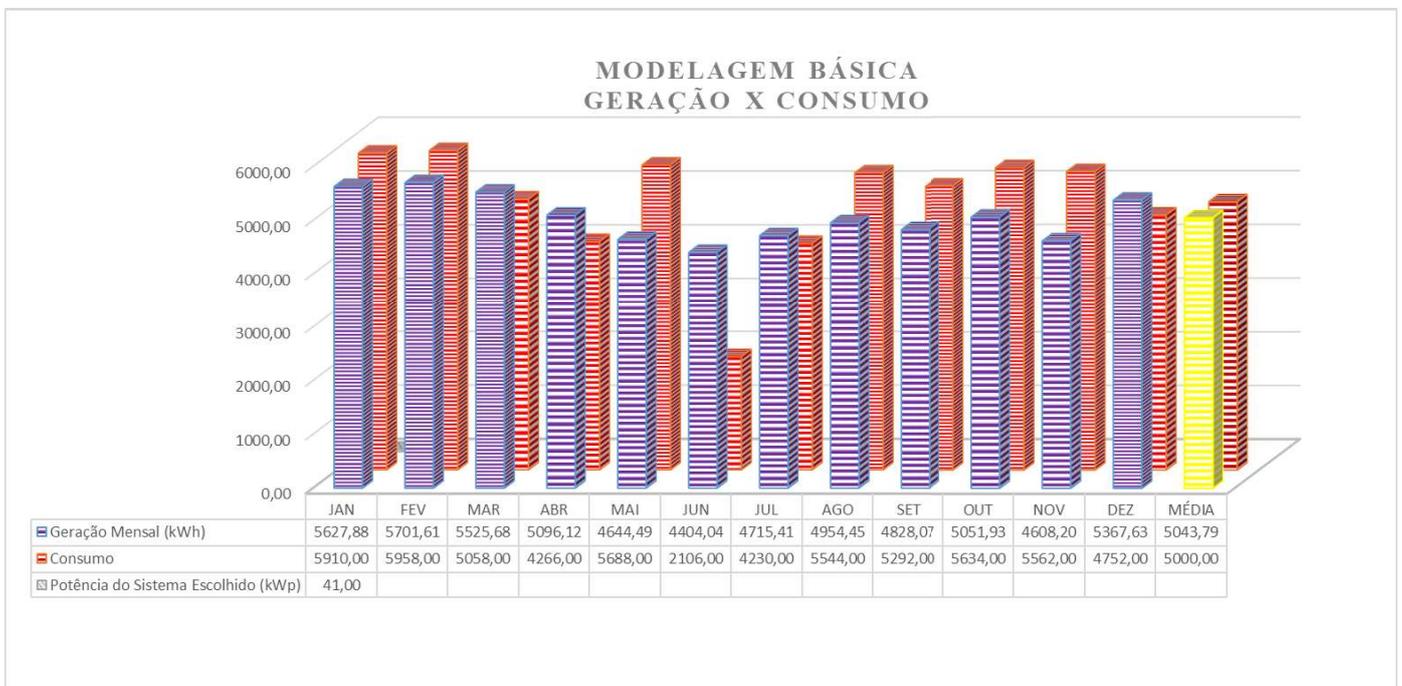
Sendo assim, pode-se aplicar a Equação 3 para o cálculo da potência nominal do sistema, chegando ao seguinte resultado:

$$P_{FV} (Wp) = \frac{(E / TD)}{HSP_{MA}} \Rightarrow \frac{(164,38kWh / 0,8)}{5,02h} = 40,93kWp \quad (3)$$

O consumo diário de energia foi calculado dividindo o consumo anual de 60.000 kwh por 365 dias e a taxa de dimensionamento de 0,8 refere-se ao rendimento de 80% do sistema, dado a perda convencionada em 20%. O painel fotovoltaico, neste caso, poderia ser formado por 100 placas de 410 W.

O Gráfico 12 mostra a geração média mensal e o consumo mensal estimados no modelo *convencional* de dimensionamento.

Gráfico 12 – Geração x Consumo.



Fonte: (Autor, 2020).

Como visto no Gráfico 12, o perfil de consumo não está relacionado ao perfil de geração, pois o primeiro baseia-se na maior utilização de equipamentos ao longo do ano, e o segundo em níveis de irradiação no local de instalação, o que na verdade não importa, desde que a geração anual seja compatível, pois o sistema de compensação adotado no Brasil permite que o consumidor utilize os créditos gerados com o excedente de consumo, em até cinco anos.

O custo do sistema está diretamente relacionado com sua potência nominal, e será comparado no final das diferentes modelagens,

4.2. DADOS HORÁRIOS DE IRRADIAÇÃO DA ESTAÇÃO DE MACAÉ.

O segundo método de dimensionamento utiliza os dados da estação meteorológica de Macaé-RJ, fornecidos pelo INMET. Os dados coletados na estação de Macaé possuem série histórica de 2007 a 2019, com variáveis como irradiação global no plano horizontal, temperatura ambiente, temperatura máxima diária, temperatura mínima diária e velocidade do vento, coletados e armazenados de hora em hora. Os dados foram solicitados para o INMET e recebidos para execução deste trabalho.

Seguindo um raciocínio análogo ao item anterior, o quadro 4 mostra as HSP obtidas com os dados da estação automática de Macaé-RJ, fornecidos pelo INMET, em comparação com os valores encontrados no Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2^a ed.

Quadro 4 – HSP obtida com dados da estação automática de Macaé-RJ.

MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
HSP INMET 0°	6,33	6,50	5,28	4,59	3,73	3,49	3,71	4,16	4,63	5,08	5,07	5,90	4,87
HSP ATLAS 0°	6,22	6,46	5,13	4,52	3,74	3,47	3,52	4,32	4,52	5,01	4,98	5,89	4,82
HSP INMET 20°	5,72	6,21	5,43	5,18	4,57	4,48	4,64	4,87	4,91	4,97	4,68	5,28	5,08
HSP ATLAS 20°	5,70	6,22	5,29	5,07	4,52	4,38	4,34	5,02	4,79	4,93	4,65	5,35	5,02

Fonte: (Autor, 2020).

É possível notar uma grande semelhança entre as médias mensais encontradas após análise e tratamento dos dados fornecidos pelo INMET e os dados disponibilizados pelo SunData no plano horizontal para a mesma localidade, com diferença de apenas 1% entre a média anual. Tal semelhança entre as duas técnicas, uma com medição em terra e outra por satélite, indica uma boa confiabilidade dos dados para a cidade de Macaé-RJ e aumenta a margem de segurança do projetista.

O fator de inclinação utilizado neste caso foi o mesmo utilizado no SunData, visto que o objetivo deste trabalho não é analisar a técnica de transposição para o plano inclinado, e sim os efeitos da diferença de fonte de dados. A equação abaixo mostra o resultado obtido neste modelo.

$$P_{FV} (Wp) = \frac{(E/ID)}{HSP_{MA}} \Rightarrow \frac{(164,38kWh / 0,8)}{5,08h} = 40,45kWh \quad (3)$$

Para um sistema idêntico ao do item 4.1, com a mesma demanda e o mesmo fator de dimensionamento (FDI) de 20%, sendo substituídas apenas as HSP do SunData pelas novas médias encontrados com os dados do INMET, a potência calculada será de 40,45 kWh, e com o arredondando para 41 kWh, a geração anual será exatamente a mesma.

O funcionamento de um sistema de geração fotovoltaica, no entanto, vai ter sua eficiência alterada por outros fatores, além da irradiação, como a temperatura ambiente, ventilação, sombreamento parcial, inclinação, eficiência do inversor, etc. Definir um valor fixo de FDI para cada região é uma alternativa perigosa, pois as perdas características do local exato da instalação possuem alta variabilidade e podem influenciar no resultado final de forma ainda mais significativa.

4.3. MODELAGEM COMPUTACIONAL

Para aperfeiçoar o modelo de dimensionamento proposto, os dados de irradiação horária do INMET foram inseridos em alguns modelos computacionais, junto com os dados de temperatura ambiente e velocidade do vento.

Os softwares permitem um ajuste mais preciso da eficiência do sistema, pois já possuem incorporados em sua base de dados diversos modelos de módulos FV e inversores, com as características de funcionamento definidas pelos fabricantes. Além da ficha técnica completa de funcionamento dos equipamentos que compõem um sistema FV, os softwares também possuem bancos de dados das condições meteorológicas para diversas localidades do mundo, muitas vezes, por fontes variadas. Além disso, softwares de modelagem possuem já em seu algoritmo técnicas de transposição da radiação para o plano inclinado, trajetória do sol para a localidade específica, possibilidade de desenho 3D, estimativa de albedo de acordo com o local, e ainda outros recursos.

A maior parte dos programas oferecem dois modelos de dimensionamento. O primeiro é um modelo com a configuração padrão, onde o usuário se limita a definir a localidade, a potência do sistema, o tipo e modelo dos inversores e módulos, e outras informações básicas sobre o lugar de instalação. A partir daí o programa simula a geração de energia para os próximos anos automaticamente, estimando as perdas e a variação mensal.

O segundo modelo oferecido exige maior conhecimento técnico do usuário, permitindo que ele defina a configuração específica do seu sistema e realize o desenho e a simulação em 3D, para estimativa de sombreamento em cada época do ano.

Afim de diagnosticar falhas e diferenças entre modelos de dimensionamento, neste projeto o mesmo sistema proposto será dimensionado a partir das configurações padrões de 2 diferentes softwares e comparados entre si, e por fim, será realizado um dimensionamento detalhado com desenho 3D e observadas as diferenças.

4.3.1. Método PVsyst

O software PVsyst disponibiliza um dimensionamento padrão chamado de “Pré-dimensionamento”, no qual o usuário consegue dimensionar um sistema em 3 passos, como mostrado na Figura 7.

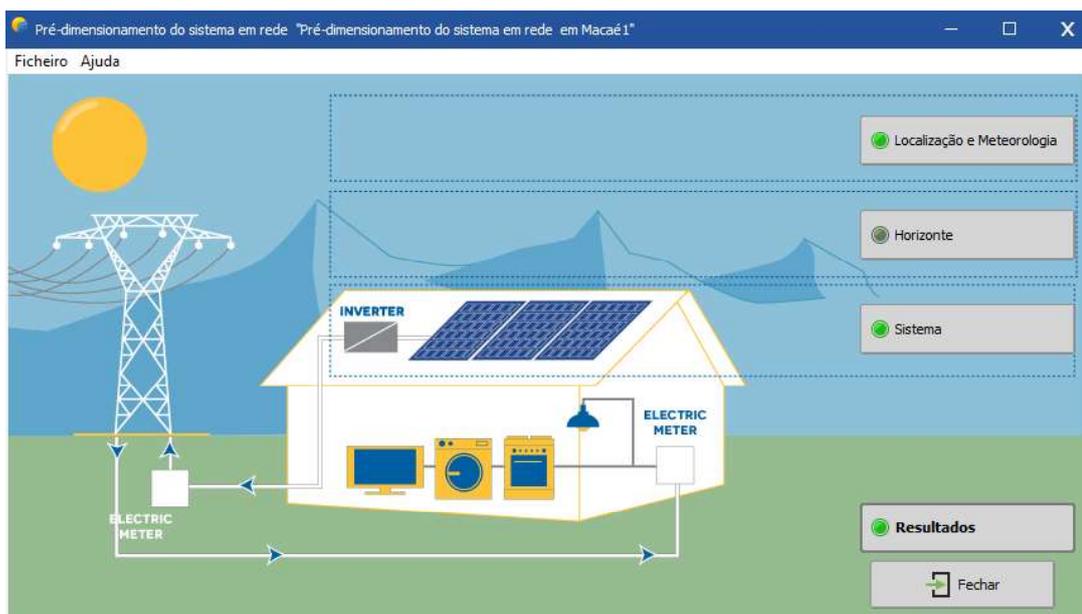


Figura 7 - Tela inicial de pré dimensionamento (Fonte: Autor, 2020).

O passo 1 chama-se “Localização e Meteorologia”, onde há a opção de buscar a cidade e as variáveis meteorológicas já inclusas no banco de dados do programa ou inserir os seus próprios dados e cadastrar uma nova localidade. Nesta etapa foram inseridos os dados de irradiação global no plano horizontal, temperatura e velocidade do vento da estação meteorológica do INMET em Macaé-RJ.

O segundo passo é denominado “Horizonte” e nele é possível inserir o sombreamento parcial que atinge o painel e coeficientes de albedo e irradiação difusa. A forma como é inserido o sombreamento parcial, no entanto, não é trivial para o usuário comum, pois deve ser feito

através de retas que cortam o gráfico da trajetória do sol de acordo com a época do ano, como visto nas figuras 8 e 9.

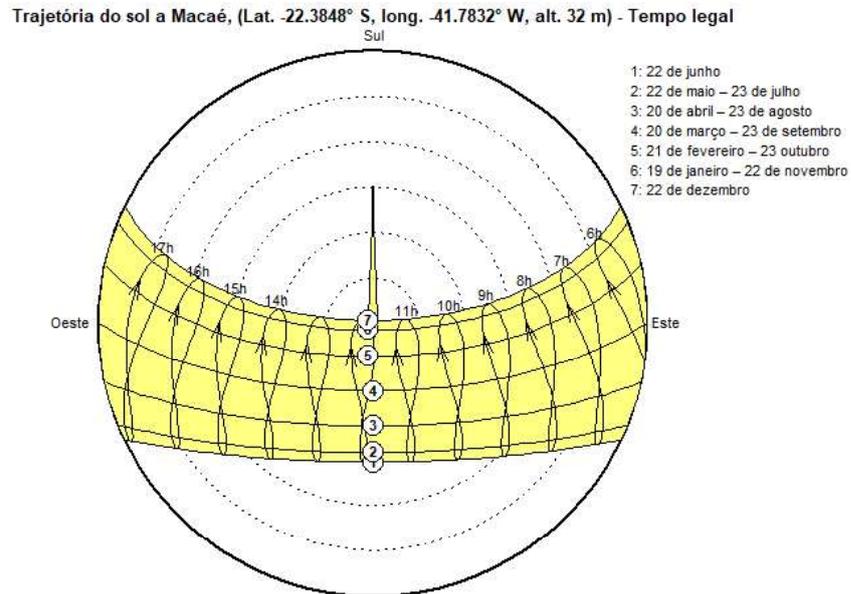


Figura 8 - Trajetória do Sol extraída do PVSyst (Fonte: Autor, 2020).

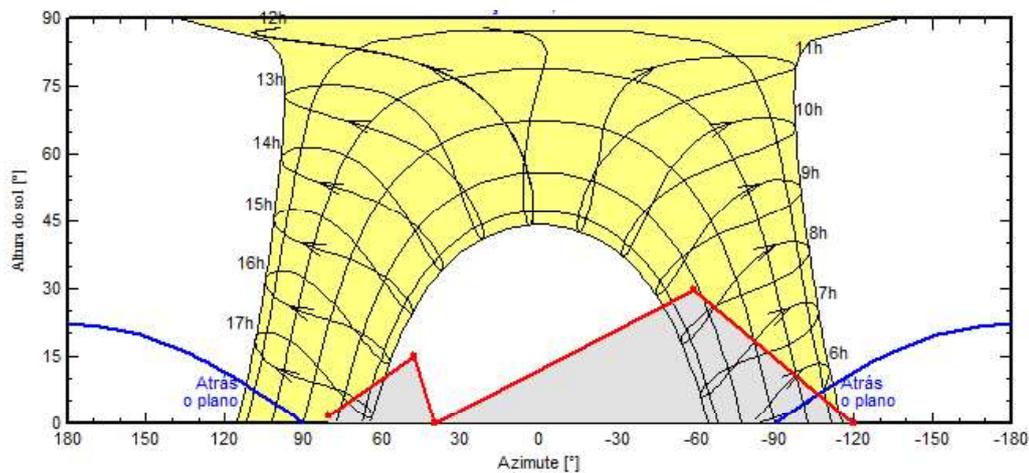


Figura 9 - Definição de sombreamento parcial no software PVSyst (Fonte: Autor, 2020).

No modelo pré-dimensionado a definição do sombreamento parcial se torna uma tarefa tão complicada e com resultados duvidosos, que muitos projetistas acabam por ignorá-la e dimensionam projetos sem levar em consideração tais sombras longínquas. Neste exemplo foram mantidas as configurações padrões e nenhuma sombra parcial foi incrementada.

O terceiro passo, denominado “Sistema” permite ao usuário definir o sistema a partir da área disponível, da potência nominal ou da geração anual esperada. Também é possível escolher o tipo de fixação dos módulos, a inclinação e o azimute. As definições foram mantidas de

acordo com as demais simulações e aparece exibido na Figura 10, com o sistema dimensionado a partir da geração anual de 60.000 kWh/ano ou 60MWh/ano.

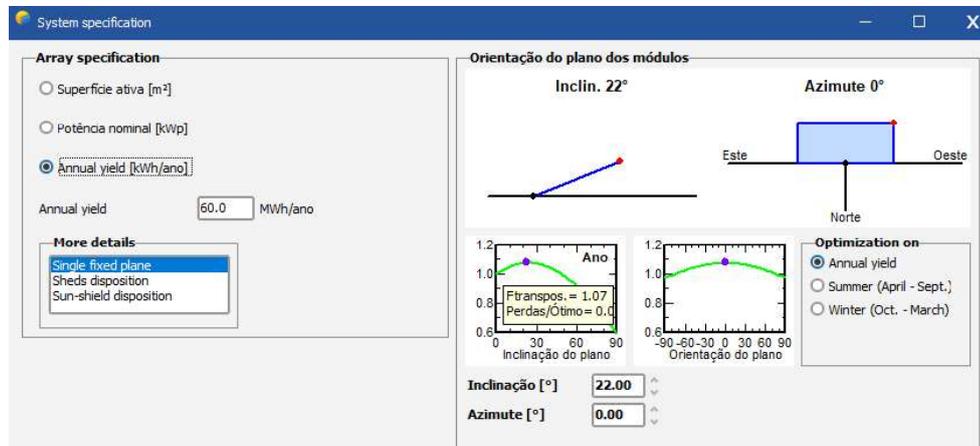


Figura 10 - Definição do sistema FV. (Fonte: PVSyst, 2020)

Nesta etapa, o usuário define o ângulo e o modelo de fixação e é possível visualizar o fator de transposição para o plano inclinado calculado pelo programa e, assim, escolher entre angulações que otimizam a geração no verão, no inverno ou a melhor média anual. Ainda no terceiro passo o usuário faz mais algumas especificações em relação ao sistema, definindo o tipo do módulo, sua tecnologia, as características de montagem e ventilação. A configuração do sistema foi preenchida conforme exibido na Figura 11.

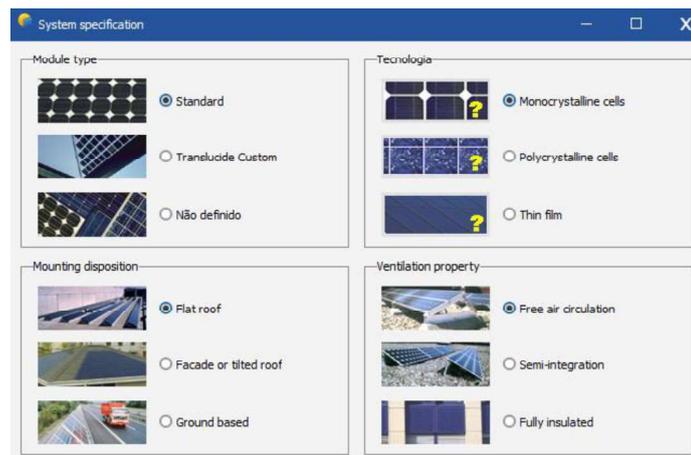


Figura 11 - Características do sistema. (Fonte: Autor, 2020)

Como resultado destas configurações o programa estipula a potência necessária do sistema e fornece a geração mensal, como exibido na Figura 12. Os parâmetros financeiros não foram definidos neste modelo e, portanto, não devem ser considerados.

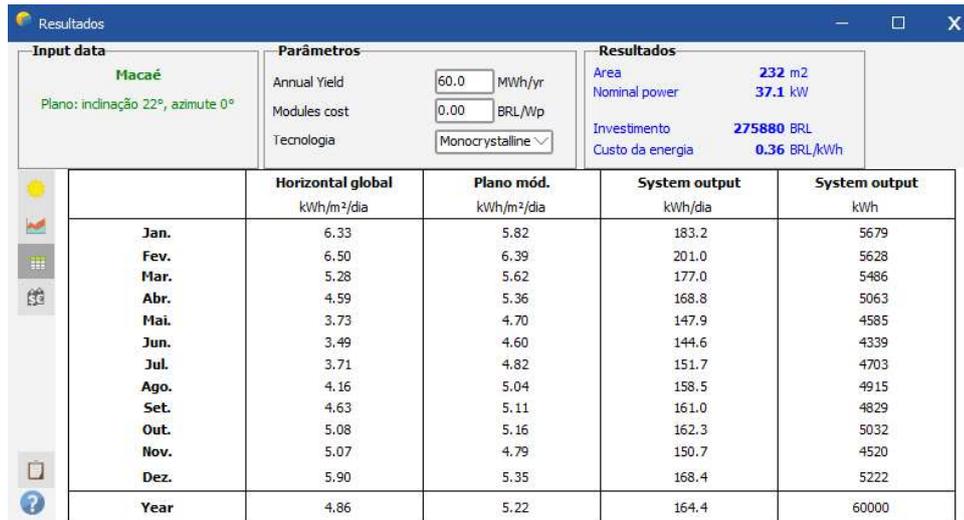


Figura 12 - Resultados de geração do sistema. (Fonte: Autor, 2020)

O quadro de resultados do PVsyst mostra a média de geração diária para cada mês do ano, além da geração anual e da irradiação no plano inclinado. De acordo com esta simulação, seria preciso, portanto, um sistema com uma potência nominal de 37.1 kWp para suprir a demanda de 60 MWh, utilizando módulos de silício monocristalino.

A comparação com os modelos anteriores e a relação percentual entre eles ajuda a compreender as discrepâncias e as consequências das formas de dimensionamento. O quadro 5 apresenta a diferença entre os três sistemas projetados até o momento.

Quadro 5 - Comparação entre modelos.

Tipo de Modelagem	Fonte de Dados	Potência Nominal Calculada (kWp)	Potência Nominal Definida (kWp)	Taxa de Desempenho	Desvio em relação ao modelo Convencional
Convencional	SunData	40,93	41	80%	-
Convencional	INMET	40,45	41	80%	-
PVsyst	INMET	37,1	37	87%	9,8%

Fonte: Autor (2020)

Foi verificado que no modelo básico de dimensionamento com o PVsyst, as perdas referentes ao sistema foram reduzidas em 7%, saindo de 20% para 13%. Esta diferença resultou em uma potência necessária 9,8% menor, ou seja, agora um sistema de 37 kWp se torna suficiente para atender a demanda de consumo de 60 MWh/ano.

4.3.2. Método PV Sol

O software PV Sol não possui um modelo separado de dimensionamento simples e complexo, porém permite que o usuário não preencha todas as informações e deixe que o próprio programa encontre as características ideais de instalação. Neste exemplo serão inseridas apenas as informações obrigatórias e os mesmos dados de irradiação do INMET utilizado nos modelos anteriores.

No PV Sol o usuário começa definindo o tipo de sistema, o qual neste caso foi escolhido “conectado à rede com consumo”, que reflete o padrão aplicado no Brasil, e em seguida, o consumo mensal ou anual de energia. Após estas etapas é obrigatório escolher o fabricante do módulo fotovoltaico, seu modelo, o grau de inclinação e o azimute, e o programa calcula a quantidade de módulos necessários, a área, e a potência nominal estimada para o sistema. Os detalhes de como as informações foram preenchidas está exibido na Figura 13.

The screenshot displays the configuration window for photovoltaic modules in the PV Sol software. At the top, there are two dropdown menus: 'Fabricante' set to 'Canadian Solar Inc.' and 'Módulos fotovoltaicos' set to 'CS3W-410P'. Below these are several checkboxes: 'Seleção somente dos favoritos', 'Photo Plan - Previsão fotográfica da cobertura do telhado', and 'Ocupação gráfica'. The 'Número de módulos' is set to 93, and the power is 38,13 kWp, with a 'Calcular em relação ao consumo' button. The 'Situação de montagem' is 'Montagem elevada - telhado', and 'Rastreamento' is 'Sem'. The 'Inclinação' is 22° and 'Orientação' is 0°. A compass rose shows the azimuth as 0°.

Figura 13 - Definição dos módulos fotovoltaicos. (Fonte: Autor, 2020)

Foi escolhido o módulo *Canadian Solar 410W*, por ser uma marca amplamente comercializada no Brasil e de qualidade reconhecida, e preciso aumentar manualmente a potência do sistema em aproximadamente 1,5 kWh para que a geração superasse o consumo no resultado final, pois neste momento programa ainda não considera as perdas relacionadas ao inversor. No total foram estipulados 93 módulos, que somam a potência de 38,13 kWp, instalados de maneira fixa 22° N.

Finalmente, é preciso definir o fabricante e modelo do(s) inversor(es) que irão compor o sistema. O programa facilita a decisão do usuário ao criar uma lista com os inversores compatíveis com o sistema proposto, e a partir da escolha do modelo o próprio software define a quantidade de inversores necessários, número de séries e a quantidade de módulos em cada uma.

Foi escolhido o inversor *Fronius International 12,5 kWp*, devido a boa compatibilidade com o sistema, facilidade de compra no mercado brasileiro e qualidade reconhecida mundialmente. Os detalhes da configuração proposta pelo software estão exibidos na Figura 14.

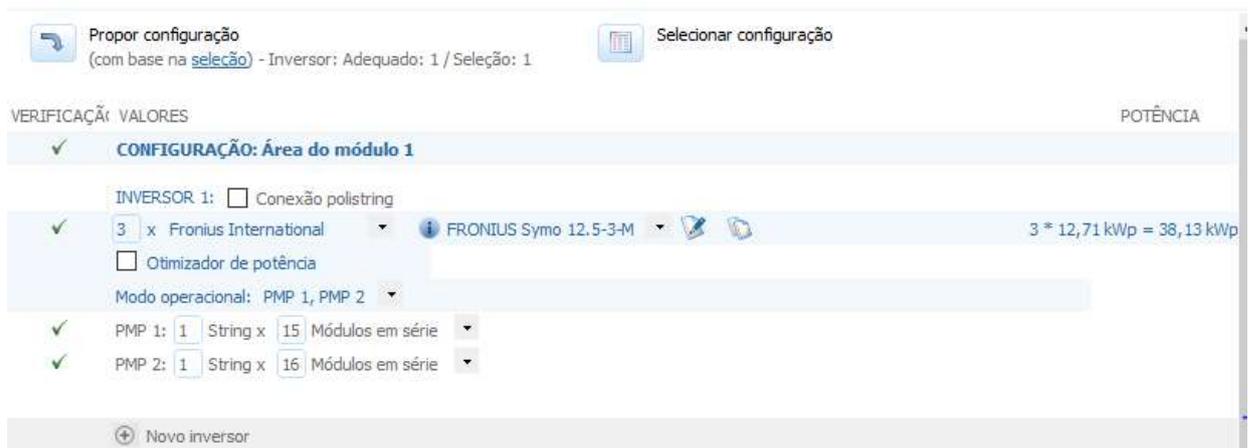


Figura 14 - Definição de inversor. (Fonte: Autor, 2020)

Buscando o maior rendimento operacional, o software configurou automaticamente um sistema com 3 inversores *Fronius International 12,5 kWp*. Como o sistema possui a potência de 38,13 kWp, cada inversor ficou responsável por 12,71 kWp, ou seja, um FDI de apenas 0,02, o que garantirá perdas mínimas para o sistema. Outro fator importante a ser observado é que cada inversor possui 2 perseguidores de pontos de máxima potência (PMP), com 15 e 16 módulos em série conectados.

Com essas informações já é possível dimensionar o sistema e analisar a geração estimada. A Figura 15 apresenta os resultados obtidos pelo PV Sol a partir das configurações selecionadas. Os parâmetros financeiros não foram definidos e não devem ser levados em consideração.

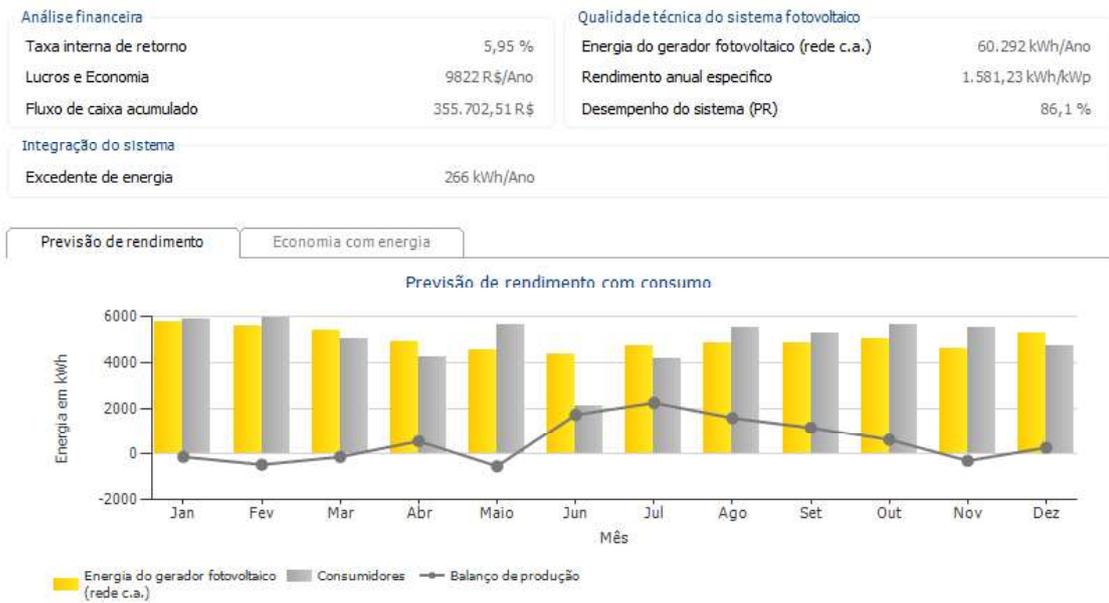


Figura 15 - Resultado do sistema FV extraído do PV Sol. (Fonte: Autor, 2020)

Os resultados obtidos mostram que um sistema com potência nominal de 38,12 kWp é capaz de atender a demanda de 60 MWh/ano, gerando um excedente de 266 kWh/ano. Também se consegue ver através do gráfico o balanço entre geração e consumo, onde verifica-se que no mês de julho o excedente de produção, convertido em créditos, ultrapassa 2.000 kWh, chegando ao equilíbrio no final do ano. O quadro 6 mostra a comparação deste modelo com os realizados até então.

Quadro 6 - Comparação entre modelos de dimensionamento.

Tipo de Modelagem	Fonte de Dados	Potência Nominal Calculada (kWp)	Potência Nominal Definida (kWp)	Taxa de Desempenho	Desvio em relação ao modelo Convencional
Convencional	SunData	40,93	41	80%	-
Convencional	INMET	40,45	41	80%	-
PVsyst	INMET	37,1	37	87%	9,8%
PV Sol	INMET	38,1	38	86%	7,3%

Fonte: Autor (2020)

O sistema dimensionado através do PV Sol obteve a taxa de desempenho 1% maior do que o pré-dimensionamento do PV Syst, ainda assim, foi suficiente para diminuir a potência do gerador em 1 kWp. Isto significa que os sistemas projetados nos softwares tiveram grande semelhança entre si, se diferenciando, principalmente, devido a obrigação que o PV Sol impõe ao usuário de definir a marca e modelo dos módulos e inversores, tornando o sistema mais real.

Desta forma a potência se tornou 38 kWp, 7,3 % menor que o modelo convencional, mas foi gerado um excedente de 266 kWh/ano.

4.3.3. PV SOL com modelagem 3D

Encontrar a potência nominal que melhor represente o sistema real em funcionamento e satisfaça a demanda energética de forma ajustada, sem grandes excedentes ou falta de capacidade, é o desafio do projetista. Como foi visto nas seções anteriores, algumas variáveis climáticas e geográficas são difíceis de se estimar em um modelo de dimensionamento básico, como o azimute e o sombreamento parcial.

Ao criar um modelo 3D o projetista busca se aproximar ainda mais das condições reais de operação do gerador fotovoltaico. Para efeito de comparação com as demais situações, foi projetado um modelo em 3D no software PVSOL, que busca ilustrar uma situação real para a demanda energética proposta (60 MWh/ano), na cidade Macaé-RJ.

O software possui um ambiente para criação 3D, onde permite que o usuário utilize imagens de satélite para definir o local exato da instalação, e diversos tipo de objetos diferentes, como casas, prédios, muros e árvores. Assim é possível reproduzir as condições reais do entorno à instalação para simular o sombreamento parcial e alocar os objetos apontados em sua direção correta. Nesta etapa do dimensionamento, é importante que o projetista visite o local da instalação, realize as medições dos objetos do entorno e anote as informações para posteriormente serem inseridas no software.

A Figura 16 mostra a vista nordeste do cenário criado para aplicação do modelo.



Figura 16 - Vista norte da modelagem 3D no PV Sol. (Fonte: Autor, 2020)

O telhado possui inclinação de 22° e os módulos foram instalados fixos a ele, mantendo a mesma angulação e condizente com as modelagens anteriores. Como Macaé está localizada na latitude aproximada de -22° , a trajetória do sol estará sempre ao norte, e por isso a água norte do telhado foi escolhida para o local de instalação. O módulo escolhido foi o *Canadian Solar 410W*, também seguindo o exemplo anterior, e o espaçamento entre as fileiras de módulos foi pensado para facilitar a manutenção e limpeza.

Construções e objetos altos em geral, mesmo que distantes, devem ser considerados no desenho, pois dependendo da posição do sol sua sombra pode se espalhar por vários metros. Nas simulações realizadas o limite máximo do sombreamento, dado a altura dos objetos, foi de 100 metros. Objetos ao sul do local de instalação não precisam ser considerados na modelagem 3D, pois não causarão sombra ao painel em nenhuma época do ano, assim como objetos com altura inferior ao local da montagem. A Figura 17 mostra a vista superior do cenário e o entorno criado.

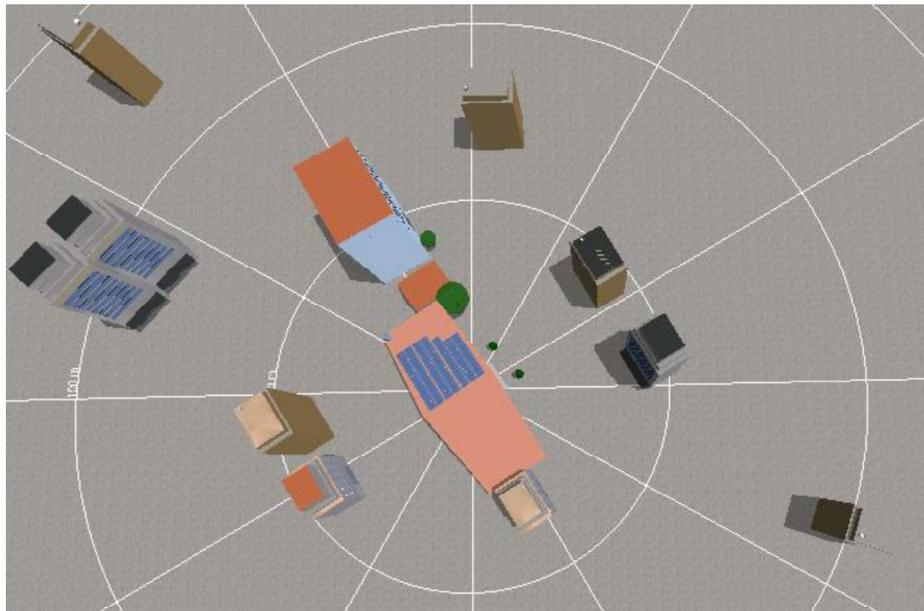


Figura 17 - Vista superior do cenário adotado (Fonte: Autor, 2020).

A grande vantagem da modelagem 3D é que após desenhados os blocos que representam as construções do entorno e o próprio local de instalação, o software faz toda simulação de sombreamento ao longo de cada dia do ano. É interessante notar como algumas construções próximas ao local não causam nenhum sombreamento, enquanto outras, mesmo que distantes, provocam o sombreamento em algum momento do dia e do ano. A Figura 18 mostra um exemplo de sombreamento parcial causado por dois prédios a aproximadamente 100 metros de distância.

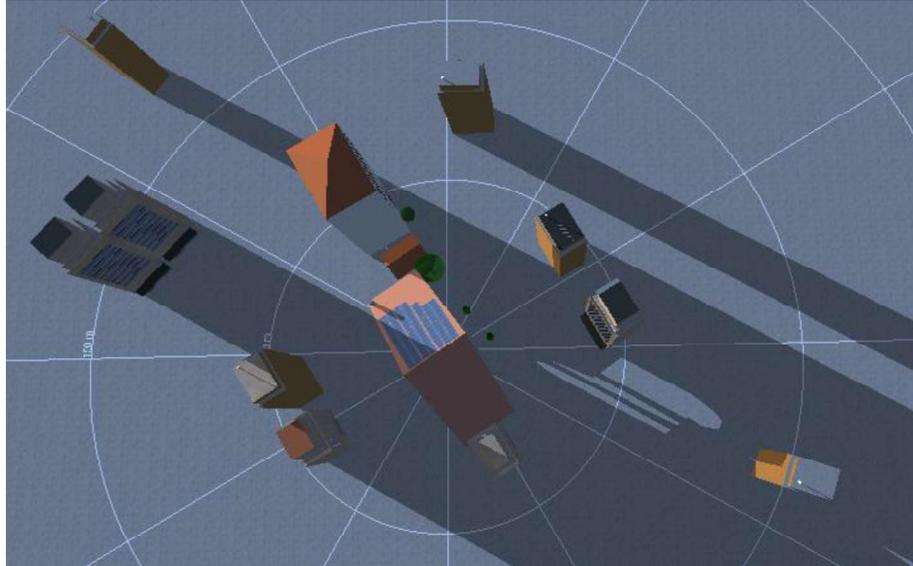


Figura 18 - Vista superior da simulação às 16:30h do dia 22/06 (Fonte: Autor, 2020).

No fim de tarde, assim no como início da manhã, a sombra projetada por altos edifícios, atinge distâncias maiores, devido a posição mais baixa do sol no horizonte. A animação produzida no software mostra a variação da direção do sombreamento ao longo do ano.

Finalizada a composição do cenário e do sombreamento parcial, é possível visualizar as perdas específicas de cada módulo devido a sua posição. Esta funcionalidade permite ao projetista definir os melhores lugares para instalação. A Figura 19 mostra as perdas causadas por sombreamento parcial para o modelo criado e mapa de calor para o sombreamento.

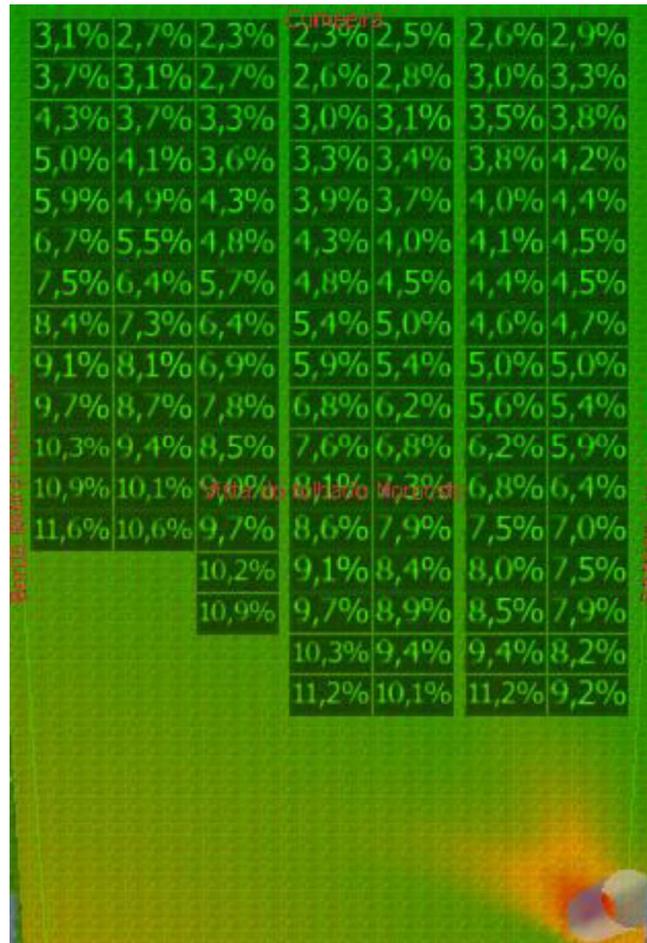


Figura 19 - Perda estimada por sombreamento em cada módulo fotovoltaico. (Fonte: Autor, 2020)

Como visto na Figura 19, há um excesso de sombreamento do lado inferior esquerdo e quase nenhum sombreamento na parte superior, provavelmente causados por algum edifício próximo. Por isso o arranjo fotovoltaico foi montado nesta disposição, evitando áreas onde o sombreamento é maior ao longo do ano e aumentando a eficiência do sistema. O software permite diversos outros tipos de visualização do cenário 3D e das configurações do sistema, incluindo a conexão dos inversores, cabos e caixas de junção, podendo o usuário separar por cores os módulos de cada série e avaliar o desempenho por grupo de módulos.

Com a criação da modelagem 3D, o sistema precisou ser redimensionado para uma potência nominal de 44,69 kWp para que pudesse satisfazer a demanda de 60 MWh. A Figura 20 apresenta os resultados para a modelagem proposta.

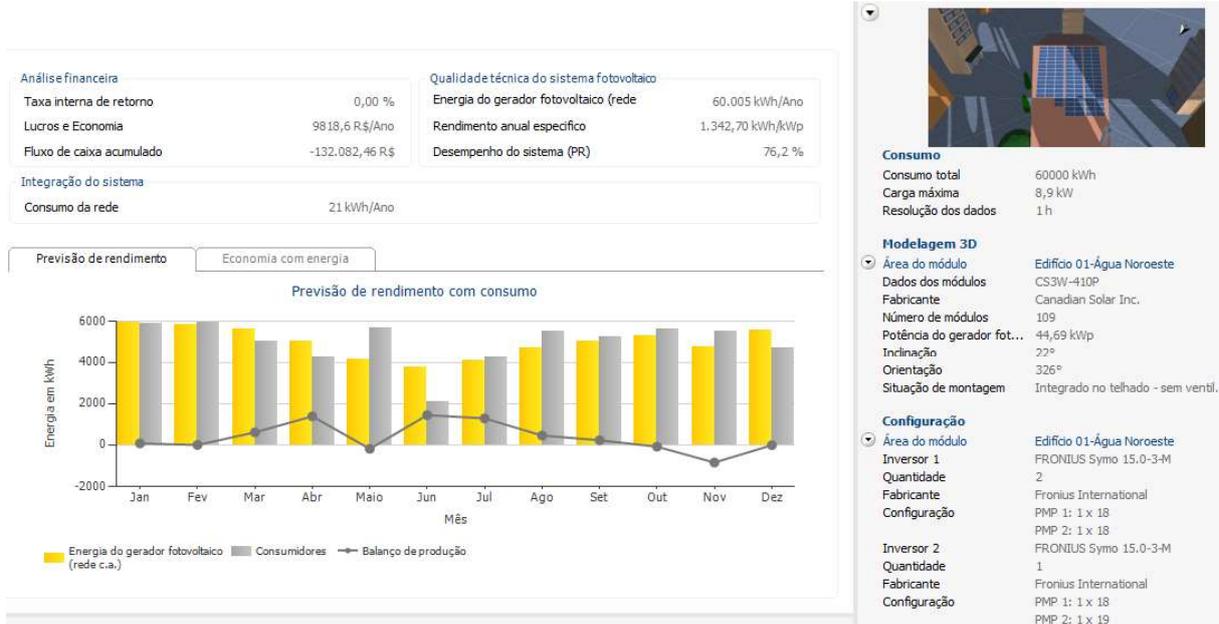


Figura 20 - Resultado do dimensionamento com modelagem 3D extraído do PV Sol (Fonte: Autor, 2020).

É possível visualizar que o sistema de 44,65 kWp foi composto por 109 módulos de 410W e atendeu a demanda estipulada de modo praticamente exato, sem gerar excedentes. Para atender a geração do sistema e manter o mesmo fabricante de inversores dos modelos anteriores, foi escolhido o inversor *Fronius International 15 kWp*. Foram necessários 3 inversores para atingir, e no caso, superar, a potência exigida no arranjo fotovoltaico.

O software exibe ainda um relatório detalhado das perdas em cada componente do sistema, facilitando o entendimento e possibilitando que sejam feitas correções para otimização do arranjo. A Figura 21 mostra o relatório de perdas gerais, gerado através do PV Sol, para o modelo configurado.

Irradiação global - horizontal	1.774,36 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-17,74 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	12,79 kWh/m ²	0,73 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	42,82 kWh/m ²	2,42 %
Sombreamento independente do módulo	-50,98 kWh/m ²	-2,81 %
Reflexão na superfície de módulo	-15,13 kWh/m ²	-0,86 %
Irradiação global no plano dos módulos	1.746,11 kWh/m²	
	1.746,11 kWh/m ²	
	x 240,801 m ²	
	= 420.465,41 kWh	
Irradiação global fotovoltaica	420.465,41 kWh	
Sujeira	0,00 kWh	0,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 18,57 %)	-342.401,44 kWh	-81,43 %
Energia fotovoltaica nominal	78.063,97 kWh	
Sombra parcial, específica do módulo	-5.433,95 kWh	-6,96 %
Comportamento sob baixa irradiação	-2.078,87 kWh	-2,86 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-7.200,01 kWh	-10,21 %
Diodos	-143,73 kWh	-0,23 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-1.264,15 kWh	-2,00 %
Mismatch (conexão/sombra)	-330,57 kWh	-0,53 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	61.612,69 kWh	
Potência CC mínima não atingida	-21,91 kWh	-0,04 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	-102,75 kWh	-0,17 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	0,00 kWh	0,00 %
Perda no seguidor PMP	-11,67 kWh	-0,02 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	61.476,36 kWh	
Energia na entrada do inversor	61.476,36 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-76,96 kWh	-0,13 %
Conversão c.c./c.a.	-1.394,22 kWh	-2,27 %
Consumo em espera (Inversor)	-25,99 kWh	-0,04 %
Perda cabeamento total	0,00 kWh	0,00 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	59.979,18 kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	60.005,12 kWh	

Figura 21 - Relatório de perdas gerais extraído do PV Sol. (Fonte: Autor, 2020)

Observa-se que a temperatura de funcionamento dos módulos é o fator que mais impacta nas perdas, representando 10,21% do total, seguido do sombreamento parcial, que representa 6,96%. Também é possível notar a baixa perda de energia na conversão do inversor, de apenas 2,4%, que se deve ao fato dele ter sido dimensionado com FDI igual a zero para maximizar a geração. Todas as demais perdas são exibidas na tabela e estão dentro dos padrões de normalidade.

Além da forma geral de apresentação dos resultados, o usuário pode gerar dezenas de tipos de relatórios diferentes, definindo as variáveis de interesse. Este tipo de informação ajuda a entender melhor o funcionamento do sistema e comparar com o rendimento real, além de verificar se os componentes estão atuando conforme o esperado.

A modelagem 3D apresentou um resultado significativamente discrepante em relação a potência necessária para suprir o consumo de 60 MWh/ano se comparado aos modelos anteriores. Tal diferença se dá, sobretudo, a inclusão do sombreamento parcial no modelo, que havia sido ignorado nos demais dimensionamentos. O quadro 7 traz a comparação entre todos os projetos realizados.

Quadro 7 - Comparação entre modelos de dimensionamento.

Tipo de Modelagem	Fonte de Dados	Potência Nominal Calculada (kWp)	Potência Nominal Definida (kWp)	Taxa de Desempenho	Desvio em relação ao modelo Convencional
Convencional	SunData	40,93	41	80%	-
Convencional	INMET	40,45	41	80%	-
PVsyst	INMET	37,1	37	87%	-9,8%
PV Sol	INMET	38,1	38	86%	-7,3%
PV Sol 3D	INMET	44,69	44,69	76%	9,0%

Fonte: Autor (2020)

Com a inclusão de um cenário real, onde os objetos e construções do entorno causam sombreamento parcial nos módulos em determinadas épocas do ano, a taxa de desempenho do sistema caiu para 76% e foi preciso um sistema mais robusto para compensar tais perdas, neste caso, 9% acima do modelo convencional.

As diferenças indicam que o modelo convencional fornece uma taxa de desempenho um pouco acima dos modelos criados nos softwares que não consideram sombreamentos parciais, o que significa que no fator fixo de 20% está incluso alguma perda por sombreamento. O que a modelagem 3D mostra é, que, dependendo do perfil da cidade e da quantidade de prédios na vizinhança a perda provocada pelo sombreamento pode ser muito maior e comprometer a eficiência do sistema.

4.4. AVALIAÇÃO ECONÔMICA

A análise financeira neste projeto se dá de maneira distinta do cálculo geralmente realizado para sistemas de energia solar. Normalmente, os resultados financeiros aparecem como taxa de retorno do investimento, levando em consideração o valor de aquisição e instalação do arranjo, a tarifa energética paga naquela cidade e uma estimativa de inflação

anual. A economia obtida ao longo dos anos pela troca do sistema comum pelo sistema de energia solar, no entanto, não se faz relevante na comparação entre diferentes modelos de dimensionamento, pois todos se propõem a gerar 60 MWh/ano para suprir o consumo estipulado.

Obviamente, o custo de instalação do sistema está relacionado a potência nominal do mesmo, pois se refletirá na quantidade de módulos necessários e na potência do inversor. Sistemas maiores também exigem mais tempo de instalação e de criação do projeto técnico, o que ajuda a elevar o custo de instalação.

Ao se comparar diferentes modelos de dimensionamento, o que deve ser levado em consideração é o custo de se fazer uma escolha errada. Sistemas de geração fotovoltaica tendem a ser mais eficientes se configurados já sob medida, pois a necessidade de acrescentar mais módulos para compensar um sistema subdimensionado pode levar a uma má adaptação do inversor, ocasionando perdas excessivas e até danos aos equipamentos.

Outro fator contrário a adaptação de potência de sistemas fotovoltaicos é a obrigatoriedade, por exigência da ANEEL, da entrega e aprovação do projeto técnico junto a distribuidora local de energia. Caso o sistema dimensionado não gere a quantidade de energia esperada e o consumidor deseje corrigir a potência, será necessário a criação de um novo projeto elétrico para ser homologado com a distribuidora, o que acarretará mais custos.

Para casos de sistemas superdimensionados, o excedente de produção será enviado a distribuidora, e se não utilizado no prazo máximo de 5 anos o valor é perdido. Nesta situação, a grande desvantagem para o consumidor é ter pago um valor superior ao necessário por um sistema que atinja sua demanda de consumo.

Portanto, para o consumidor, o custo relacionado ao mau dimensionamento do projeto provém da necessidade de criação de um novo projeto de engenharia, da aquisição de novos módulos, da aquisição de inversores e de mais mão de obra para instalação, quando o projeto é subdimensionado, e um custo de aquisição já pago além do necessário quando o projeto é superdimensionado.

Para empresas responsáveis pelo dimensionamento e instalação de sistemas fotovoltaicos, criar um projeto fora dos padrões esperados, para mais ou para menos, certamente levará a insatisfação do cliente e a perda de credibilidade no mercado, o que pode ser um fator decisivo pela sobrevivência em um mercado em pleno crescimento.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram realizados cinco métodos distintos de dimensionamento de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, para compará-los entre si e poder chegar a evidências que apontem para um modelo mais robusto e preciso. No entanto, além do que expressou o resultado quantitativo, a comparação descritiva de cada modelo e a discussão gerada a respeito das condições climatológicas e das variáveis envolvidas no cálculo da potência nominal, possibilitou um amplo entendimento de cada método e, por consequência, das suas limitações. Desta forma, foi possível não só estabelecer um método ideal, mas entender quando é possível substituí-lo por um modelo mais simples sem que o resultado final seja comprometido.

Foi verificado que o modelo Convencional de dimensionamento se propõe a englobar todas as perdas de energia que acontecem na geração fotovoltaica, e de certo modo, estabelece uma taxa de dimensionamento plausível com a realidade brasileira. É possível afirmar que em muitos casos este modelo irá se adequar de forma praticamente exata, principalmente em situações onde existem poucas perdas por sombreamento. Porém, o Brasil é um país de extensão continental, com características climáticas diferentes em cada região, podendo o clima variar significativamente até mesmo entre cidades do mesmo estado. Como a geração fotovoltaica está diretamente relacionada à fatores como temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade, índice de radiação, direção cartesiana e ângulo de inclinação dos módulos, supor uma taxa que se enquadre em todas as condições é, no mínimo, arriscado. Em projetos onde a potência nominal seja pequena o método tende a funcionar melhor, pois o erro em valor absoluto acaba não acarretando custos tão elevados.

A utilização de softwares para o dimensionamento de geradores fotovoltaicos se mostrou uma alternativa mais confiável para sistemas de qualquer tipo e tamanho, todavia, desde que sejam realizados por um projetista com conhecimento técnico e domínio sobre a ferramenta, pra explorar todos os recursos, criar modelos 3D e realizar as configurações do sistema manualmente. Os resultados mostraram que os dois softwares analisados (PVsyst e PV Sol) subestimam, ou eliminam, diversas perdas em seus respectivos modelos de “dimensionamento básico”, deixando de considerar fatores como sombreamento parcial, conversão CC-CA, perda de carga nos cabos, etc. Os dois programas, quando confrontados na criação de um mesmo projeto, mostraram enorme semelhança nos resultados, com as definições padrões levando ambos a projetarem um sistema ainda menor do que o encontrado no modelo Convencional, mesmo que tenham algumas características particulares entre si.

No modelo Convencional pôde-se constatar que o PVsyst apresenta uma interface mais amigável e intuitiva, fazendo com que mesmo o usuário mais leigo consiga criar e simular um sistema em poucos passos, apesar dos possíveis erros associados. O PV Sol, por outro lado, exige um mínimo de conhecimento sobre termos técnicos, marcas e unidades de medida, e caso o usuário não consiga preencher todas as informações o programa não permite a simulação.

Por fim, a análise financeira explicou a imprevisibilidade ao tentar se medir, monetariamente, as diferenças de cada modelo. Sistemas que subestimam as perdas serão mais baratos para serem instalados, porém, não irão gerar a quantidade de energia necessária, e por consequência, o consumidor terá que pagar a diferença entre geração e consumo da maneira tradicional, com a tarifa imposta pela distribuidora. Esta diferença irá resultar em uma taxa de retorno do investimento maior e, certamente, fora do previsto, o que se analisado antes poderia ser motivo para inviabilizar o investimento. Caso o consumidor deseje ajustar a potência para satisfazer 100% do seu consumo, deverá criar e dar entrada à um novo projeto junto a distribuidora de energia, adquirir novos módulos e inversores, verificar se ainda existe área disponível para expandir o painel e, se não tiver condições de pagar à vista, negociar um novo financiamento com instituições bancárias.

Para sistemas que superestimam as perdas, o consumidor irá ter gasto um valor maior de projeto, equipamentos e instalação, terá suas parcelas mensais de financiamento maiores e se vendo obrigado a aumentar o seu consumo para equiparar com a geração de forma desnecessária ou gerar energia extra para a distribuidora local.

Por ser um mercado novo e em amplo crescimento, muitas empresas de energia solar ainda não estão aptas a realizar este serviço com excelência técnica, ainda assim, se multiplicam pelo país. O consumidor, que tampouco entende da tecnologia utilizada e é atraído exclusivamente pelos ganhos financeiros, é facilmente lesado na aquisição de um sistema para sua casa ou empresa e tende a optar por quem lhe oferecer o projeto mais barato. Muitas empresas, por inexperiência ou má fé, oferecem sistemas subdimensionados (mais baratos) para conquistarem o cliente, e só quando instalados o consumidor percebe que não está atendendo sua demanda. Uma alternativa, seria, o cliente exigir em contrato que o sistema gere, dentre uma margem de erro justa, a quantidade de energia prometida na etapa de dimensionamento, com a responsabilidade da empresa que realizou o serviço de corrigir caso tenha erros significativos, porém, esta prática é raramente empregada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **Notícias Externas**. Plataforma online. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_solar>. Acesso em: 15 jul. 2020.

CARNEIRO, J. **Módulos Fotovoltaicos Características e Associações**. Dissertação de Mestrado. Braga: Universidade do Minho, 2010.

CRESESB. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. Plataforma online. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_solar>. Acesso em: 15 jul. 2020.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Matriz Energética e Elétrica. Ministério de Minas e Energia**. Brasília: MME/EPE, 2018.

GASPARIN, F. P. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado. Porto Alegre - RS: UFRS, 2009.

KRENZINGER, A. *et al.* **Energia Solar**. Apostila elaborada para o curso de planejamento energético e ambiental. Laboratório de Energia Solar, Porto Alegre - RS, 1991.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Tese de doutorado. São Paulo – SP: USP, 2006.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. **Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão**. Revista Virtual de Química, vol. 7. nº 1, 2015.

MARCONI, M. A.; LAKATOS, E. M. **Fundamentos de Metodologia Científica**. 5ª ed. São Paulo: Atlas, 2003.

MINITAB. **Suporte para teste de normalidade**. Plataforma online. Disponível em: <<https://support.minitab.com/pt-br/minitab/19/help-and-how-to/statistics/basic-statistics/supporting-topics/normality/test-for-normality/>>. Acesso em: 15 jul. 2020.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª ed. São José dos Campos-SP: INPE, 2017.

PEREIRA, O. S.; GONÇALVES, F. F. **Dimensionamento de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica: Estudo de Caso do Sistema de Tubarão – SC**. Revista Brasileira de Energia, vol. 14. nº 1, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.

PRIEB, C. W. M. **Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado. Porto Alegre - RS: UFRS, 2002.

PVSYST. **PVsystem System Design Board**. Plataforma online. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/features/>. Acesso em: 15 jul. 2020.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Tese de Doutorado. Porto Alegre - RS: UFRS, 2010.

SEBRAE. **Cadeia de valor da energia solar fotovoltaica no Brasil**. Projeto Plataforma. Brasília-DF, 2018.

SOARES, G. F. W.; VIEIRA, L. S. R.; GALDINO, M. A. **Comparação de custos entre sistemas fotovoltaicos individuais e minicentrais fotovoltaicas para eletrificação rural**. Relatório Técnico CEPEL DTE-745/2010. Março de 2010.

TRENBERTH, K. E.; FASULLO, J. T.; KIEHL, J. **Earth's Global Energy Budget**. American Meteorological Society, 2009.

VALENTIN SOFTWARE. **PV Sol premium**. Plataforma online. Disponível em: <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>. Acesso em: 15 jul. 2020.