



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA AGRÍCOLA



MILTON ANGELO ONGARO NETO

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE PARA SISTEMAS DE IRRIGAÇÃO
PIVÔ CENTRAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheiro Agrícola** à Faculdade de Engenharia Agrícola da Universidade Estadual de Campinas.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Pires de Camargo

CAMPINAS

2022

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

On3d Ongaro Neto, Milton Angelo, 1999-
Dimensionamento de sistema fotovoltaico conectado à rede para sistemas de irrigação pivô central / Milton Angelo Ongaro Neto. – Campinas, SP : [s.n.], 2022.

Orientador: Antonio Pires de Camargo.
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Agrícola.

1. Sistema fotovoltaico. 2. Geração de energia. 3. Irrigação. I. Camargo, Antonio Pires de, 1986-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Agrícola. III. Título.

Informações adicionais, complementares

Título em outro idioma: Grid-connected photovoltaic system sizing for center pivot irrigation systems

Palavras-chave em inglês:

Photovoltaic system

Power generation

Irrigation

Titulação: Engenheiro Agrícola

Banca examinadora:

Antonio Pires de Camargo [Orientador]

Marcelo Gradella Villalva

Jhonnatan Alexander Yepes Guarnizo

Data de entrega do trabalho definitivo: 22-11-2022

RESUMO

O Brasil é uma das maiores potências agrícolas do mundo, sendo que sua produção vem aumentando anualmente. A obtenção de altas produtividades nos cultivos é fortemente influenciada pelo clima, sendo que a chuva é uma das variáveis que mais afeta a produção. Acerca disso, o emprego de métodos de irrigação permite suprir as necessidades hídricas das culturas e aumentar a segurança na produção agrícola frente as adversidades climáticas, em particular àquelas relacionadas com a má distribuição espacial e temporal de chuvas. A irrigação é a prática de aplicar água artificialmente no solo, sendo que para grandes áreas, o sistema pivô central é um dos mais utilizados. Entretanto, como é um sistema de irrigação por aspersão mecanizado, são utilizados motores para movimentação das torres móveis e elevadas potências de motobombas para entregar a vazão e pressão necessárias ao sistema, fazendo com que os custos de energia para realizar a operação sejam elevados. Com base nestas afirmações, uma solução interessante para a redução destes custos, a qual é pouco explorada no Brasil, é a geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos. Existem dois tipos de sistemas fotovoltaicos, sendo os sistemas ligados a rede (sistemas on-grid) ou em um banco de baterias (sistemas off-grid). Para o pivô central, devido a quantidade de energia necessária para realizar a irrigação e tendo em vista que boa parte do tempo irrigado é durante o período noturno, um banco de baterias não seria viável para este projeto. Deste modo, este trabalho busca analisar e descrever um projeto de sistema fotovoltaico on-grid, para gerar a energia necessária para um pivô central.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico; on-grid; pivô central; irrigação;

ABSTRACT

Brazil is one of the largest agricultural leaders in the world, and its production has been increasing annually. Obtaining high yields in crops is strongly influenced by the climate, and rain is one of the variables that most affects production. The use of irrigation methods allows to fulfill the crops water needs and increases the security of agricultural production in the face of climatic adversities, particularly those related to poor spatial and temporal distribution of rainfall. Irrigation is the practice of applying water artificially to the soil, and for large areas, the center pivot system is one of the most used. However, as it is a mechanized sprinkler irrigation system, motors are used to move the mobile towers and high power pumps are needed to deliver the flow and pressure for the system, making the energy costs high. An interesting solution to reduce the operational costs, which is still little explored in Brazil, is the generation of energy by photovoltaic systems. There are two types of photovoltaic systems, being the systems connected to the grid (on-grid systems) or in a battery banks (off-grid systems). For the center pivot, due to the amount of energy needed to perform the irrigation and having in mind that a good part of the irrigated time is during the night, a bank of batteries would not be suitable. This work seeks to analyze and describe design fundamentals of an on-grid photovoltaic system to generate the necessary energy for a center pivot.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE TABELAS	6
1 INTRODUÇÃO	7
2 DESENVOLVIMENTO	9
2.1 Sistema de irrigação pivô central.....	9
2.1.1 Componentes do sistema e princípios de operação	9
2.1.2 Potências requeridas pelo pivô central	10
2.2 Componentes do sistema fotovoltaico on-grid	11
2.2.1 Módulos fotovoltaicos	12
2.2.2 Conversor CC-CA	18
2.2.3 Medidor de consumo de energia.....	19
2.2.4 Quadro de proteção e cabos elétricos	20
2.3 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico on-grid	20
2.3.1 Definição da energia necessária	21
2.3.2 Quantidade de módulos	22
2.3.3 Ângulo de inclinação dos módulos.....	23
2.3.4 Seleção do conversor CC-CA.....	24
2.3.5 Arranjo dos módulos	26
2.3.6 Dispositivos de proteção e cabeamento.....	26
2.3.7 Espaçamento entre strings	29
3 ESTUDO DE CASO	31
3.1 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico on-grid para pivô central	31
3.2 Estimativa de investimento no projeto.....	37
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	40
5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	41

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquemático de um sistema de irrigação pivô central	9
Figura 2. Pivô central operando.....	10
Figura 3. Motoredutor de uma torre móvel do pivô central	11
Figura 4. Células fotovoltaicas monocristalinas, policristalinas e filme fino (Fonte: NeoSolar).	13
Figura 5. Curva PV e IV de um módulo fotovoltaico (CARNEIRO et al, 2018).....	14
Figura 6. Curva IV com variações na temperatura (Fonte: PVsyst).....	15
Figura 7. Curva PV com variações da intensidade luminosa (Fonte: PVsyst).....	15
Figura 8. Curva IV com alteração na intensidade luminosa (Fonte: PVsyst).....	16
Figura 9. Esquema de funcionamento de um diodo de by-pass (VILLALVA, 2013).	17
Figura 10. Sentido de rotação dos eixos para o sistema de rastreamento solar (SILVA et al, 2022).....	17
Figura 11. Comparação entre a geração de energia durante o dia entre sistemas de painéis fixas e com o rastreamento. (Fonte: VALLDOREIX GREENPOWER, 2015).....	18
Figura 12. Software Global Solar Atlas.....	24
Figura 13. Comparação entre o oversizing de dois diferentes dias (Fonte: Souza (2019)).....	26
Figura 14. Capacidade de condução de corrente (Fonte: ABNT NBR 5410).....	28
Figura 15. Esquemático de montagem de um sistema fotovoltaico (Fonte: Cortez (2013).	30
Figura 16. Irradiação na cidade de Vera-MT	32
Figura 17. Informações STC e dimensões dos módulos utilizados.....	33
Figura 18. Informações técnicas do conversor escolhido.....	34
Figura 19. Esquema de distribuição dos módulos fotovoltaicos.	35

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Ângulo de inclinação recomendado com base na latitude (VILLALVA, 2013).	23
Tabela 2. Valores da resistividade para diferentes materiais (Fonte: UFBA; 2022).....	27
Tabela 3. Valores da tarifa para a região de Vera – MT (Fonte: Energisa; 2022)	38
Tabela 4. Horário de cada tarifa para a concessionaria Energisa (Fonte: ENERGISA; 2022)	38
Tabela 5. Lista de componentes e preços do sistema fotovoltaico.....	39

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, houve um aumento exponencial nas áreas irrigadas no Brasil, segundo a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA, 2021). O Brasil possui 8.195.391 hectares irrigados, sendo que a irrigação por meio de pivô central é equivalente a 19% deste valor, correspondendo aproximadamente a 1,55 milhões de hectares. Segundo o IBGE (2022), em 2021 a área plantada no Brasil foi de aproximadamente 81,3 milhões de hectares, sendo que as áreas irrigadas correspondem a 10,1% deste valor, sendo que isso evidencia elevado potencial de aumento na área irrigada no Brasil para os próximos anos.

Segundo Rodriguez (2022), 17% da área agricultável mundial é irrigada, sendo que esta responde por 40% da produção dos alimentos consumidos no mundo. Conseqüentemente a produção irrigada mundialmente é 2,5 vezes maior se comparado a produção em sequeiro, confirmando que métodos de irrigação podem contribuir para o aumento na produção de alimentos.

A irrigação é a prática de aplicar artificialmente a água no solo a fim de suprir as necessidades hídricas da cultura (CAMARGO et al., 2018), evitando assim o déficit hídrico da mesma e conseqüentemente contribuindo para aumento da produtividade. Deste modo, a irrigação traz ao produtor a segurança contra a falta de chuva em sua lavoura, a qual vem sendo um grande problema para a agricultura de sequeiro no Brasil. Com o aumento da população mundial, também será necessário aumentar a produção de alimentos, desta forma o cultivo irrigado em conjunto com outras práticas agrícolas proporciona aumento da produção de alimentos em uma mesma área, evitando a necessidade de desmatamento para suprir esta demanda.

Há diferentes tipos de sistemas de irrigação, sendo que os mais utilizados são aspersão convencional, pivô central, gotejamento e microaspersão. O pivô central é uma máquina de irrigação automatizada, sendo que este sistema consiste em um ponto fixo, chamado de ponto pivô, e linhas laterais suportadas por torres autopropelidas que giram em torno deste ponto fixo. A linha lateral conduz a água para os emissores que são distribuídos ao longo dos vãos que compõem o pivô central (CAMARGO et al., 2018).

Se comparado com os outros sistemas de irrigação, os pivôs centrais geralmente são utilizados para irrigar grandes áreas, usualmente variando entre 50 e 250 ha, sendo que quanto maior a área, maior o número de torres e a potência necessária do conjunto motobomba para alimentar o sistema. Diferentemente de outros países que realizam a irrigação por meio da gravidade devido as fontes de água localizadas nas montanhas, no Brasil são poucos os lugares

onde é possível irrigar desta forma, tornando assim a energia um elemento essencial para a agricultura irrigada. Sendo assim, a energia elétrica tem sido o principal custo variável na irrigação (RODRIGUEZ; 2022). Pensando nisso, como o pivô é um sistema de irrigação mecanizada que trabalha praticamente durante um dia (até 21 horas/dia) para irrigar totalmente a área, os gastos de energia são elevados.

A principal fonte geradora de energia elétrica utilizada no Brasil são as hidrelétricas, as quais detêm 55,3% da produção nacional. Em seguida tem-se o gás natural e a energia eólica, sendo que estas 3 fontes são responsáveis por aproximadamente 80% da produção nacional (EPE, 2022). A energia solar é responsável por apenas 2,55% da produção de energia, todavia a produção de energia por meio de sistemas fotovoltaicos vem aumentando ao longo dos anos, sendo que houve um aumento de 55,9% na produção de 2020 para 2021 (EPE, 2022).

A energia solar fotovoltaica é uma fonte renovável de energia que consiste na conversão da luz solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. A energia gerada pode ser conduzida até um banco de baterias (sistema fotovoltaico off-grid) ou diretamente para a rede elétrica (sistema fotovoltaico on-grid). Geralmente, os sistemas off-grid são menores devido a capacidade de armazenamento das baterias, visto que para grandes gerações são necessárias várias baterias. Já nos sistemas on-grid não existem problemas com relação a quantidade gerada, pois toda a energia é direcionada para a rede de transmissão elétrica mantida por concessionárias de energia e convertida em créditos para o usuário.

Os sistemas on-grid são uma possível solução para reduzir os gastos com energia elétrica em locais onde há a conexão com a rede de transmissão, sendo que a tendência é de aumentar a utilização destes sistemas no Brasil frente ao aumento das tarifas ao longo dos últimos anos. Desse modo, os sistemas on-grid são uma opção para fazendas que utilizam grandes quantidades de energia, como é o caso da irrigação por pivô central.

Este trabalho tem como objetivo descrever, projetar, dimensionar e analisar um sistema de geração de energia fotovoltaica on-grid com a finalidade de gerar a energia necessária para sistemas de irrigação por pivô central, sendo incluída também uma breve análise de preços e de viabilidade para um estudo de caso.

2 DESENVOLVIMENTO

Neste tópico serão descritos componentes e características de sistemas de irrigação pivô central e de sistemas fotovoltaicos on-grid, destacando-se fundamentos para projeto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos aplicáveis a energização dos componentes do pivô central.

2.1 Sistema de irrigação pivô central

2.1.1 Componentes do sistema e princípios de operação

Um sistema de irrigação por pivô central, pode ser dividido em 4 partes (Figura 1), sendo que as 3 iniciais estão descritas abaixo.

- Conjunto de sucção: Responsável por coletar a água no reservatório e conduzi-la até o sistema de bombeamento.
- Sistema de bombeamento: Nas situações em que há disponibilidade de energia elétrica, o bombeamento é formado pelo conjunto motobomba elétrico (MBE) e componentes para os seus componentes elétricos como a chave de partida e transformadores. O MBE é um dos principais componentes do sistema, pois ele é responsável por gerar a vazão e pressão necessária para o pleno funcionamento dos aspersores.
- Adutora ou recalque: Responsável por conduzir a água do bombeamento até a entrada do ponto pivô.

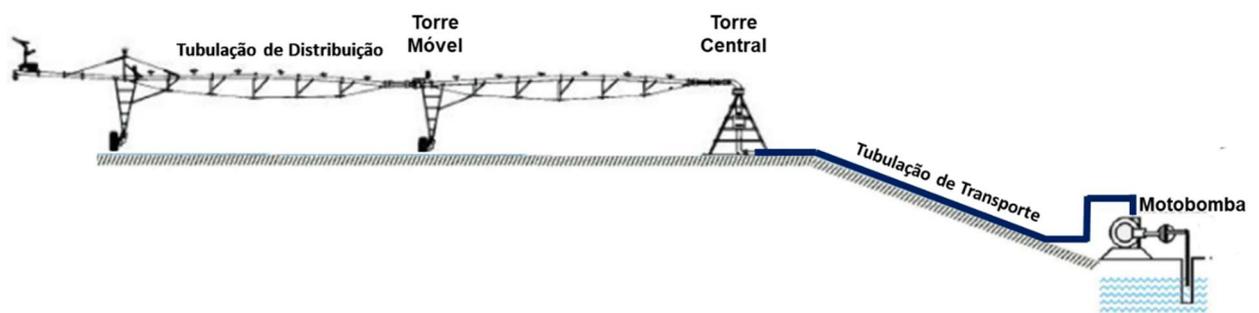


Figura 1. Esquemático de um sistema de irrigação pivô central

Um pivô central (Figura 2) consiste em um ponto fixo (ponto pivô), o qual é conectado a adutora, vãos ou lances, lance em balanço e canhão final. Os vãos consistem em uma tubulação aérea suportada por torres móveis. Essa tubulação conduz a água para os aspersores, que estão distribuídos de modo equidistante ao longo de toda a linha lateral. As torres do pivô

movimentam-se de modo circular em torno do ponto pivô, com isso as torres percorrem diferentes distâncias para realizar uma volta completa. De modo geral, as torres móveis são acionadas com base no desalinhamento entre torres, sendo que, ao atingir um determinado ângulo de desalinhamento entre a torre anterior ou sucessora, esta pode parar ou ligar na tentativa de sempre manter alinhada a linha lateral.

O tempo de revolução do pivô é ajustado pelo dispositivo denominado percentímetro, o qual permite configurar a lâmina bruta aplicada. O ajuste do percentímetro define a velocidade de deslocamento da última torre do pivô. Quanto maior a velocidade de deslocamento da última torre, menor é o tempo de revolução do pivô e menor é a lâmina bruta aplicada. A variação no tempo de revolução do pivô e consequentemente na velocidade média da última torre é dada pela proporção do tempo que o motoredutor localizado em cada torre móvel fica ligado e desligado, sendo que esta regulagem é realizada por meio do percentímetro.



Figura 2. Pivô central operando

2.1.2 Potências requeridas pelo pivô central

Geralmente o pivô central irriga grandes áreas e consequentemente as potências demandadas são elevadas. A potência absorvida por uma unidade de bombeamento (P_a) depende da vazão do sistema (Q), altura manométrica total (H_{MT}) e o rendimento da bomba (η_b), podendo ser calculado por meio da Eq. (1).

$$P_a = \frac{\gamma Q H_{MT}}{\eta_b} \quad (1)$$

Para valores de potência absorvida acima de 20 CV, é comum adotar-se uma folga de 10% na seleção da potência do motor elétrico a ser instalado. Além disso, em cada torre móvel há um motoredutor com um sistema de transmissão até as rodas (Figura 3), sendo o conjunto responsável por fazer com que a torre se movimente. Devido os diferentes perímetros percorridos por cada torre, geralmente são usadas duas ou mais potências para os motoredutores ao longo da linha lateral, sendo utilizado a potência menor nas primeiras torres e maiores nas últimas. A potência dos motores instalados para movimentação das torres varia entre 0,5 CV a 1,5 CV (CAMARGO et al; 2018).



Figura 3. Motoredutor de uma torre móvel do pivô central

Além disso, quando o pivô é equipado com canhão final, usualmente é instalada uma bomba em série (bomba *booster*) no final da linha lateral do pivô para pressurizar e fornecer a vazão requerida pelo canhão.

2.2 Componentes do sistema fotovoltaico on-grid

Os sistemas fotovoltaicos ligados a rede, os quais são chamados de Grid-tie ou On-grid, são compostos basicamente por:

- Painel Solar ou módulo fotovoltaico: Responsável por produzir a energia elétrica.

- Conversor CC-CA: A energia elétrica gerada nos painéis é em corrente contínua. O papel do conversor é converter a corrente contínua em corrente alternada, a qual é transmitida para rede elétrica.
- Medidor de energia do consumidor: Relógio bidirecional, o qual tem o papel de medir a diferença entre o consumo e a geração de energia.
- Quadros de proteção: Quadros instalados antes e após o conversor, contendo dispositivos para proteger o circuito elétrico.

2.2.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são um conjunto de células fotovoltaicas conectadas eletricamente, montadas sobre uma estrutura metálica. Essas células são as responsáveis pela conversão da radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica, sendo que este fenômeno é denominado como efeito fotovoltaico.

Tipos de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas mais utilizadas em usinas solares são de silício monocristalino (Figura 4), sendo que ainda existem células de silício policristalinos mas praticamente não são mais utilizadas. Para ambos, o processo de produção da célula é parecido. Após a fabricação do lingote do material, o mesmo é cortado em finas fatias para criar os wafers de silício. Como o silício não possui elétrons livres, não é um bom condutor de eletricidade (NASCIMENTO, 2004), com isso são submetidos a um processo químico para introduzir impurezas em ambas as faces. Para realizar este processo, é necessário utilizar materiais com polaridades diferentes, ou seja, um com excedente de elétrons e o outro com falta de elétrons. Deste modo são formadas as duas camadas da célula fotovoltaica, as camadas P (positiva) e N (negativa) (NASCIMENTO, 2004). Vale ressaltar que existem células fotovoltaicas com múltiplas junções, as quais possuem mais de duas camadas. Estas permitem uma maior produção de energia, todavia são mais caras e não são tão utilizadas quanto as de duas camadas. Após este processo, as células recebem uma camada metálica em uma das faces e uma grade metálica na outra, as quais são os terminais elétricos das células.

Comparando os dois tipos de células citadas anteriormente, os custos de produção e o preço final das células monocristalinas são mais elevados se comparados ao de policristalino, todavia, a eficiência de produção de energia para as policristalinas são de 17% a 18% (SILVA et al, 2022) enquanto as monocristalinas podem atingir até 22,2% devido a tecnologias como

type-N e Topcon (AE Solar GmbH; 2022). Além disso, em condições de operação, as células monocristalinas tendem a funcionar melhor em condições de pouca luz se comparado as policristalinas.

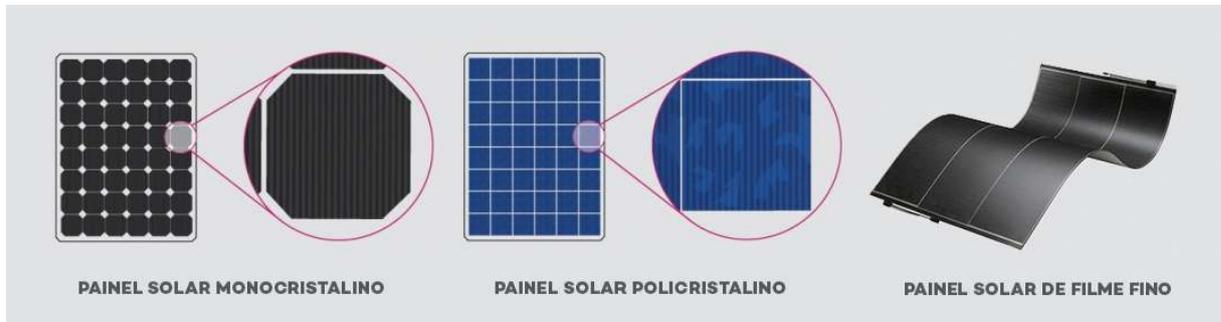


Figura 4. Células fotovoltaicas monocristalinas, policristalinas e filme fino (Fonte: NeoSolar).

Existem outros tipos de células fotovoltaicas, com os módulos flexíveis de filme fino (Figura 4), todavia possuem um preço mais elevado e não são utilizados para fins de geração de energia para potências elevadas.

Efeito fotovoltaico nas células

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que consiste em produzir eletricidade por meio da luz solar. Como descrito anteriormente, as células fotovoltaicas são compostas de no mínimo duas camadas, sendo a camada N com um excedente de elétrons e a P com a falta dos mesmos. A camada N é extremamente fina e permite a penetração da luz solar, fazendo com que a energia seja descarregada sobre os elétrons e deste modo os elétrons excedentes flutuam da camada N para a P formando um campo elétrico (VILLALVA, 2013). Esses elétrons em movimento são coletados nos eletrodos metálicos das células e, quando há um circuito fechado, há fluxo de corrente elétrica.

Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Cada célula fotovoltaica consegue gerar uma tensão por volta de até 0,6 V. Já a corrente gerada depende diretamente da área da célula e da intensidade luminosa incidente sobre ela (SILVA et al, 2022). Como existem diferentes tamanhos de módulos fotovoltaicos com diferentes quantidades de células, a corrente e tensão geradas por um módulo fotovoltaico nas condições de teste padrão (STC), a qual é a condição padrão de teste dos módulos em laboratório, varia dependendo do fabricante, sendo assim, essas informações devem ser obtidas

diretamente no catálogo técnico. Vale ressaltar que as condições STC correspondem a irradiação de 1000 W/m^2 , espectro de massa de ar de 1,5 e temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Conseqüentemente, em condições reais de funcionamento, há pequenas variações em relação aos valores dos catálogos.

A corrente e tensão das células estão diretamente relacionadas com a potência de um sistema fotovoltaico, sendo que a curva IV, representada em vermelho na Figura 5, é a relação entre a corrente e tensão do módulo. Neste gráfico pode-se obter algumas informações importantes sobre as características elétricas de um determinado módulo, como a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a tensão de circuito aberto (V_{oc}).

Outra informação importante é a curva PV (Potência x Tensão), representada na Figura 5 com a cor azul, sendo que em seu máximo local representa o ponto de máxima potência (MPP), o qual é o ponto onde há a maior geração de energia pelo sistema, deste modo tem-se como objetivo que o sistema fotovoltaico opere o mais próximo possível deste ponto. A curva PV se relaciona diretamente com a curva IV, pois a potência é calculada com base na multiplicação entre a corrente e a tensão, sendo assim, quando há uma queda brusca na corrente, isto afeta diretamente a curva PV.

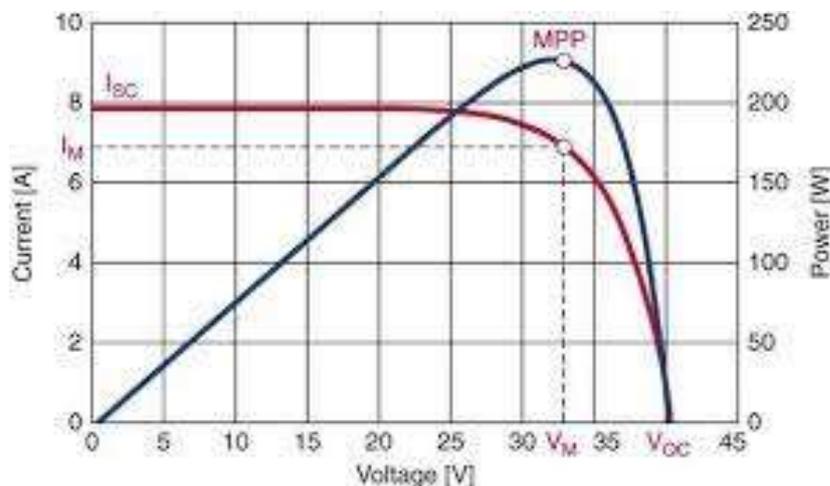


Figura 5. Curva PV e IV de um módulo fotovoltaico (CARNEIRO et al, 2018).

As curvas PV e IV possuem um comportamento muito próximo em todos os módulos fotovoltaicos, independente do fabricante, todavia, há alguns fatores climáticos que alteram o seu comportamento. Como a luz solar é a fonte utilizada nos módulos para gerar energia elétrica, a variação de sua intensidade afeta diretamente na quantidade de energia produzida, pois a intensidade solar altera a corrente gerada, como pode-se observar na Figura 8. Como a intensidade solar varia constantemente ao longo do dia, a corrente gerada também varia.

Outro fator que afeta diretamente a curva IV é a temperatura da célula, quanto maior a temperatura de operação, menor a tensão de circuito aberto (V_{oc}) (Figura 6). Deste modo, a intensidade da luz e a temperatura afetam diretamente a curva PV do sistema (Figura 7), acarretando uma grande variação na produção de energia ao longo do dia.

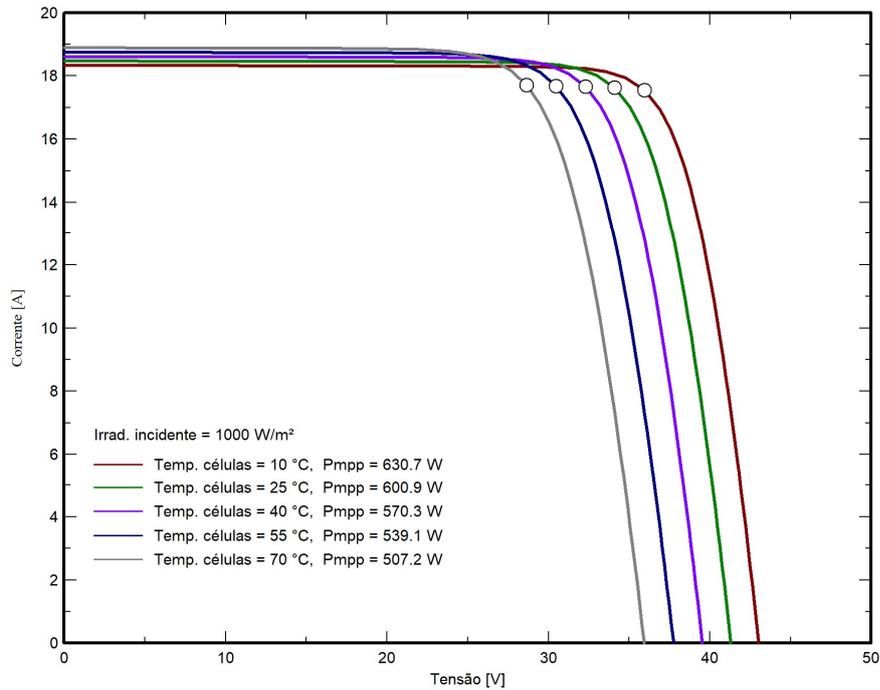


Figura 6. Curva IV com variações na temperatura (Fonte: PVsyst).

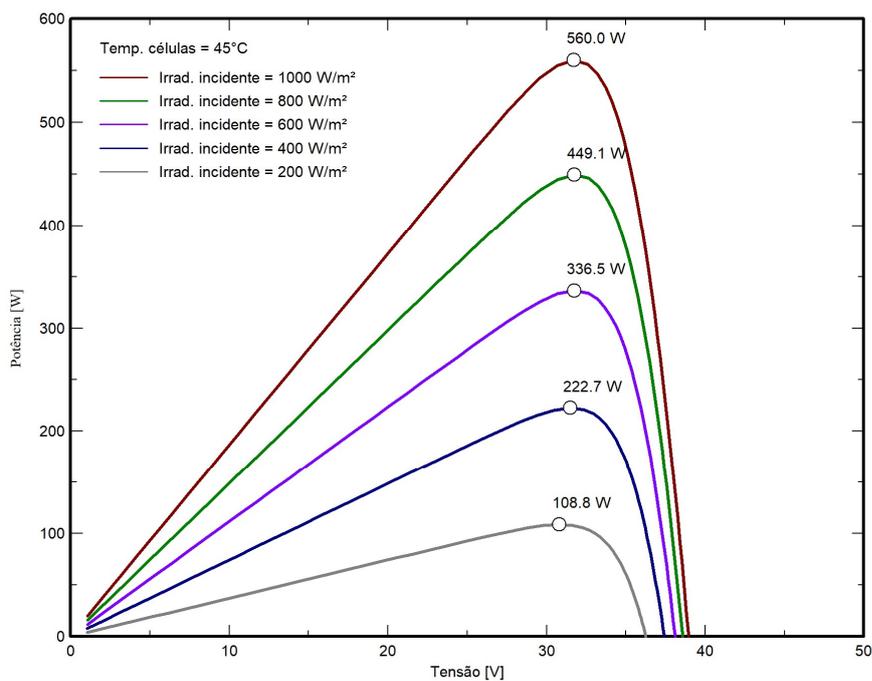


Figura 7. Curva PV com variações da intensidade luminosa (Fonte: PVsyst).

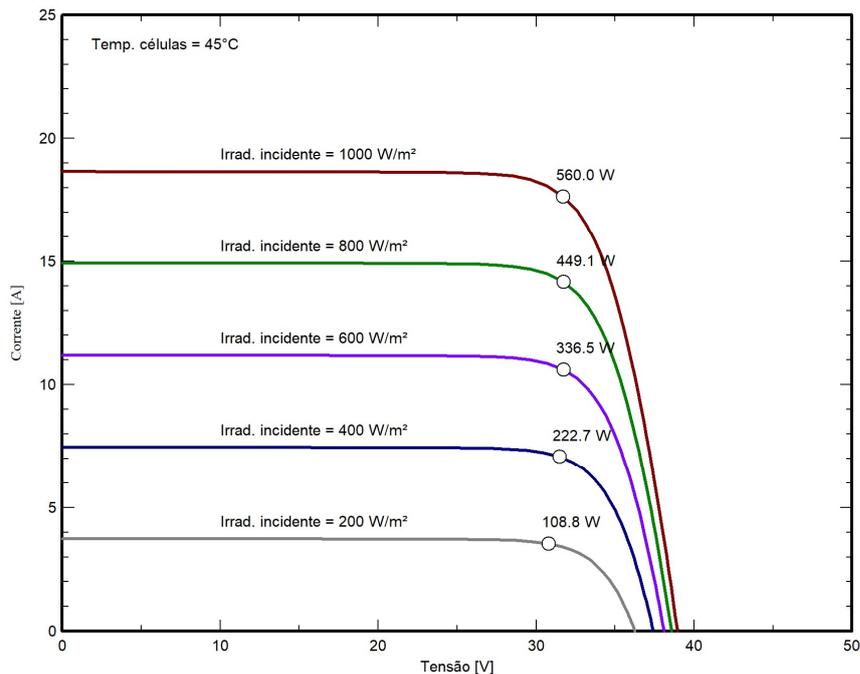


Figura 8. Curva IV com alteração na intensidade luminosa (Fonte: PVsyst).

Outro fator importante, que é um problema em um sistema fotovoltaico, é o sombreamento parcial do módulo. Como as células de um módulo geralmente são ligadas em série, ao sombrear uma única célula, a produção de corrente gerada por ela é muito baixa ou nula, deste modo ela deixa de conduzir energia e impede a passagem da corrente gerada nas outras células (COUTINHO *et al*, 2016), conseqüentemente afeta a produção de energia do módulo todo. Sendo assim, deve-se escolher cuidadosamente o local de instalação do sistema para evitar o sombreamento.

Para minimizar os efeitos causados pelo sombreamento, geralmente os módulos utilizam um diodo ligado em paralelo com um determinado número de células, o chamado diodo de by-pass, o qual permite a passagem de corrente desviando-se de um conjunto que há uma célula sombreada e assim minimizando as perdas na produção de energia. A Figura 9 representa um esquema da ligação de um diodo de by-pass desviando a corrente de uma célula sombreada.

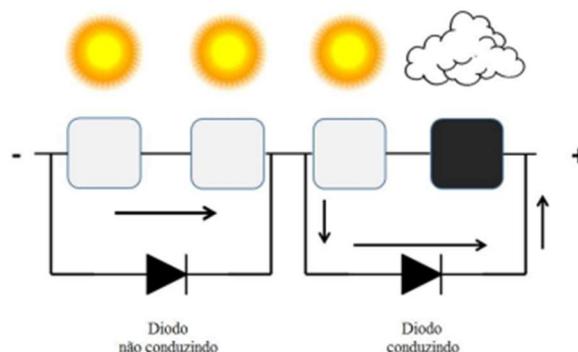


Figura 9. Esquema de funcionamento de um diodo de by-pass (VILLALVA, 2013).

Rastreamento automático da posição do sol

Os módulos com o rastreamento automático otimizam o ângulo de incidência dos raios solares ao longo do dia e dos meses do ano, possibilitando assim as melhores condições para gerar energia. Este sistema pode conter um ou dois graus de liberdade, alterando a inclinação da placa e rotacionando a mesma (eixo vertical e horizontal), como indicado na Figura 10.



Figura 10. Sentido de rotação dos eixos para o sistema de rastreamento solar (SILVA et al, 2022).

O mecanismo de rotação vertical permite rastrear o movimento do sol ao longo do dia, enquanto o mecanismo de rotação horizontal permite ajustar o ângulo de inclinação para adaptar-se às condições da altura do sol. A Figura 11 representa a comparação entre a geração de energia durante o dia entre a instalação com os painéis com o ângulo de inclinação fixo e o sistema *tracker* com a rotação nos dois eixos. Nela pode-se observar que os painéis trabalham com um rendimento maior durante um longo período do dia ao utilizar a tecnologia *tracker*.

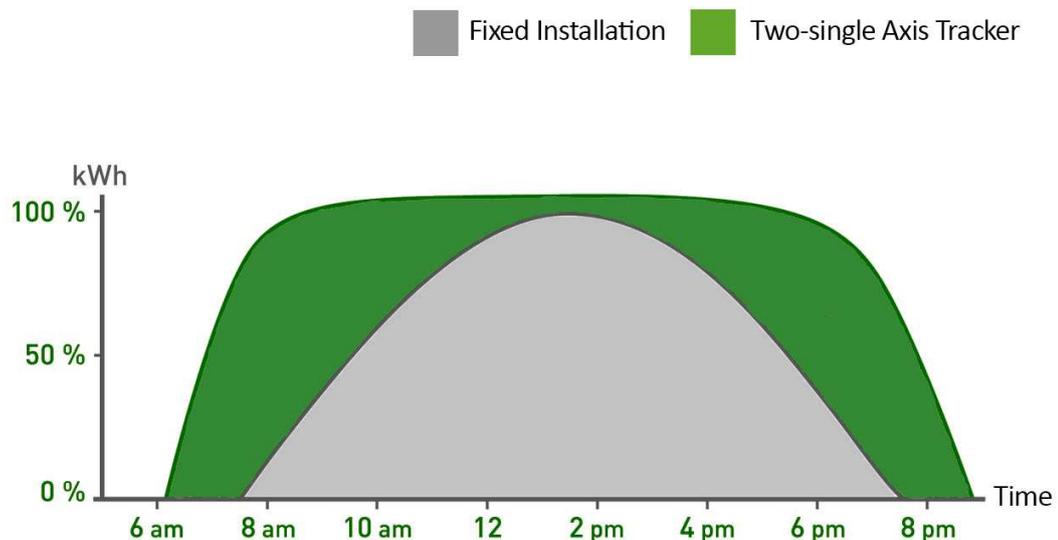


Figura 11. Comparação entre a geração de energia durante o dia entre sistemas de painéis fixas e com o rastreamento. (Fonte: VALLDOREIX GREENPOWER, 2015).

Em estudo realizado por Peres *et al.* (2020), comparou-se a geração de energia solar fotovoltaica em três cidades do Brasil (Belém, Brasília e Porto Alegre), analisando três diferentes condições, sendo elas com os painéis fixos segundo a literatura, painéis fixos com base na otimização dos ângulos e a terceira com o rastreamento automático de dois eixos. Foi possível observar um aumento significativo na geração de energia solar ao comparar os sistemas de painéis fixos com o rastreamento automático. Comparando a geração dos painéis fixos com os ângulos descritos na literatura (Tabela 1) e os valores obtidos com o rastreamento automático, é possível observar que houve um aumento de 19,61% em Belém, 22,98% em Brasília e 20,63% em Porto Alegre (PERES *et al.*, 2020). Todavia, do mesmo modo que há o aumento significativo da eficiência com o sistema de rastreamento, há um aumento no preço do projeto, sendo assim, se faz necessário realizar um estudo da viabilidade econômica para a instalação do mesmo.

2.2.2 Conversor CC-CA

O conversor CC-CA, também conhecido comercialmente como inversor de frequência para sistemas on-grid possui uma função importante no sistema fotovoltaico. Os módulos fotovoltaicos geram uma determinada tensão e corrente dependendo da intensidade solar, arranjo dos módulos e especificações técnicas do fabricante, todavia a corrente gerada nos módulos é em corrente contínua. Como o sistema é conectado à rede elétrica, a qual possui corrente alternada, deve-se converter a corrente contínua em alternada. Além disso, estes conversores CC-CA possuem um sistema eletrônico sofisticado cuja finalidade é que a corrente de saída do conversor tenha o formato senoidal sincronizado com o formato da rede (VILLALVA, 2013).

Com relação a tensão dos conversores, nas especificações técnicas para a entrada há a faixa de operação do mesmo, sendo que a tensão máxima deve ser respeitada a fim de evitar danos ao equipamento. O conversor deve ser dimensionado com base na tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos, limitando a quantidade de módulos em série. Já para a tensão de saída, deve-se escolher um conversor com tensão nominal compatível com a tensão da rede de transmissão local. Vale ressaltar que no Brasil, os conversores utilizados devem operar em uma frequência de 60 Hz, a qual é a frequência das redes elétricas.

Para a corrente na entrada, há limitações com relação a corrente máxima gerada e de curto-circuito. Já para a saída, a limitação está relacionada a corrente máxima fornecida pelo conversor. A eficiência do conversor está ligada diretamente o quão eficiente é a conversão de corrente contínua em corrente alternada. Além disso, é informado a potência máxima do gerador fotovoltaico, a qual é o limite de potência que o sistema fotovoltaico produz, ou seja, o conversor não permite que os módulos produzam mais energia.

Os conversores utilizados para a conexão do sistema fotovoltaico à rede possuem uma função muito importante que é o MPPT (Maximum Power Point Tracking), cuja finalidade é manter os painéis fotovoltaicos operando no ponto de máxima potência dos módulos, fazendo com que maximize a produção do sistema e mantendo um alto rendimento. Esta função é um algoritmo simples que consiste em perturbar e observar a reação dos painéis, ou seja, o algoritmo altera a tensão de funcionamento dos módulos e observa a potência gerada, com isso ele vai aumentando a tensão até observar que a potência reduziu, quando isso ocorre, ele começa a reduzir a tensão a fim de aumentar a potência até observar sua redução, deste modo esta função faz com que o sistema flutue em torno do ponto de máxima potência (SILVA et al., 2022).

2.2.3 Medidor de consumo de energia

O medidor de consumo de energia é instalado entre o quadro de proteção de corrente alternada e o ponto de conexão com a rede elétrica, ele tem o papel de medir a diferença entre o consumo e a geração de energia, permitindo um controle da concessionária com relação a quantidade de energia que foi produzida por meio do sistema fotovoltaico e o consumo de energia da rede. Desse modo gera-se os créditos de energia, os quais são a energia excedente do seu sistema que será enviado para a rede elétrica e poderá ser utilizado dentro de um período de tempo.

A contabilização desses créditos é importante pois o dimensionamento do sistema fotovoltaico geralmente é realizado com base na média de consumo de energia do cliente. Desse modo, há uma variação do consumo de energia entre os meses do ano, assim como a produção de energia do sistema fotovoltaico, o qual produzirá mais energia no verão se comparado com o inverno.

2.2.4 Quadro de proteção e cabos elétricos

Os cabos elétricos são responsáveis por conectar todos os componentes de um sistema fotovoltaico e conduzir a corrente gerada. Seu dimensionamento é realizado por meio da segunda lei de Ohm e a queda de tensão, os quais estão descritos no tópico de dimensionamento do sistema. Vale ressaltar que os cabos devem ser dimensionados com base na corrente de curto-circuito dos painéis, pois é a corrente máxima gerada. A corrente de curto-circuito é aquela que acontece quando os terminais do painel fotovoltaico estão em curto-circuito, sendo que nessa situação não existe tensão elétrica e a corrente do painel alcança o valor máximo (VILLALVA, 2013).

Com relação aos dispositivos de proteção do sistema, as *strings* (conjunto de módulos fotovoltaicos ligados em série) podem ser ligadas por meio uma caixa de conexões, a qual é denominada como *string box*. Esta deve possuir no mínimo o grau IP54 de proteção, o qual significa que é protegida contra poeira e projeções de água. A *string box* concentra todos os cabos elétricos em dois barramentos (positivo e negativo), além de fusíveis de proteção (VILLALVA, 2013). Em projetos de energia solar, um dos principais dispositivos de proteção são os fusíveis (VILLALVA, 2013), sendo que devem ser apropriados para o uso em corrente contínua, ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico, proteger contra sobrecorrente e curto-circuito e ser capaz de interromper correntes de falta provenientes de outras fontes de energia, como a rede elétrica (ABNT NBR 16690, 2019).

Além disso, entre o conversor e os módulos é necessário instalar a chave seccionadora e dispositivo de proteção contra surto (DPS), além do barramento de aterramento, sendo que este conjunto é chamado de quadro de proteção de corrente contínua. Após a conversão da corrente contínua para alternada, é instalado um quadro de proteção de corrente alternada entre o conversor e a rede elétrica, sendo que este contém os disjuntores bipolar, disjuntor diferencial residual e o DPS (VILLALVA, 2013)

2.3 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico on-grid

Para dimensionar um sistema fotovoltaico se faz necessário seguir basicamente 5 etapas, sendo elas: estimativa da energia a ser gerada pelo sistema fotovoltaico; definição da quantidade de painéis; seleção do conversor CC-CA; arranjo dos painéis; e, definição das proteções e dimensionamento do cabeamento.

2.3.1 Definição da energia necessária

No início do projeto, é necessário calcular a potência necessária no sistema ou o consumo médio de energia, a fim de calcular a quantidade de painéis que serão utilizados para gerar a energia desejada. Para isso, pode-se realizar a média do consumo de energia mensal ($E_{c(mês)}$) ou, para o caso do pivô central, utilizar a potência requerida no mesmo.

Para o caso de utilizar uma conta de energia, tem-se a Eq. (2).

$$E_{c(mês)} = \frac{E_{c(jan)} + E_{c(fev)} + \dots + E_{c(dez)}}{12} \quad (2)$$

Em que: E_c é a energia consumida em cada mês do ano em kWh.

Vale ressaltar que para sistemas conectados à rede pode-se utilizar a média mensal da energia consumida, pois quando há uma produção maior que o consumo, esta energia é contabilizada como crédito na concessionária de energia, os quais serão utilizados nos meses em que o consumo é maior que a geração.

Para o caso de calcular por meio de uma potência conhecida, é necessário também conhecer o tempo que o pivô será utilizado durante o ano (t), com isso, é possível calcular a energia consumida (Eq.3).

$$E_{c(mês)} = \frac{P t}{12} \quad (3)$$

Em que: P é a potência (kW); t é o tempo de operação ao longo do ano (h).

Para um sistema de irrigação por pivô central, o tempo é a quantidade de horas que o pivô vai operar no ano. Já a potência do sistema depende principalmente da potência do motor que aciona a bomba, potência dos motoredutores utilizados nas torres e, caso exista um sistema de canhão final instalado no pivô, a bomba *booster*.

A potência de uma bomba *booster* de um pivô varia de 3 a 5 CV. Já o conjunto motobomba apresenta ampla variação de potências, sendo calculado com base na altura manométrica total, vazão do sistema e rendimento da bomba. Para os motoredutores, as potências variam geralmente de 0,5 até 1,5 CV, instalando-se nas primeiras torres motoredutores de menor potência e nas torres finais de maior potência. Em pivô central, quanto maior a potência do motoredutor, maior a velocidade de deslocamento, sendo que a seleção de motoredutores é realizada considerando a lâmina de projeto, o diâmetro de pneus, o percurso de cada torre móvel ao longo da revolução do pivô e o tempo de revolução do pivô central. Além disso, para o projeto elétrico do pivô central assume-se que até 60% dos motoredutores são acionados simultaneamente, já que o deslocamento de torres móveis é acionado com base no desalinhamento entre torres.

Deste modo, pode-se calcular a potência do pivô central do seguinte modo:

$$P = \sum_{i=1}^{N_{motor}} P_{motor} + P_{booster} + 0,6 \sum_{i=1}^{N_{motoreductor}} P_{motoreductor} \quad (4)$$

Em que: P é a potência do pivô central (kW); P_{motor} indica a potência do(s) conjunto(s) de bombeamento (kW); $P_{booster}$ é a potência da bomba booster (kW), caso haja canhão final; $P_{motoreductor}$ indica a potência de cada motoreductor (kW) instalado ao longo das torres móveis do pivô central.

Vale ressaltar que os sistemas de pivô central são projetados para que a lâmina máxima de projeto seja aplicada em 21 h, a fim de evitar operação nas 3 horas do dia em a tarifa é classificada como horário de ponta.

2.3.2 Quantidade de módulos

Para determinar a quantidade de painéis do sistema para gerar a energia necessária calculada no item anterior, é necessário conhecer a irradiação média anual ($I_{s(ano)}$) do local da instalação. Esta irradiação pode ser encontrada por meio do atlas solar global, atlas brasileiro de energia solar ou bancos de dados que possuem esta informação. Com isso, após selecionar um determinado painel para utilizar nos projetos, pode-se calcular a energia gerada por módulo.

$$E_{m(ano)} = I_{s(ano)} A_M \eta_M \quad (4)$$

$$E_{m(mês)} = \frac{E_{m(ano)}}{12} = I_{s(mês)} A_M \eta_M \quad (5)$$

Em que: A_M é a área do módulo (m²) e η_M é a eficiência do módulo (%). Ambas as informações são obtidas por meio do catálogo técnico do fabricante. Sendo assim, é possível calcular o número de módulos fotovoltaicos (N_M) utilizados no projeto.

$$N_M = \frac{E_{c(mês)} - \text{taxa obrigatória}}{E_{m(mês)} F} \quad (6)$$

Em que F é o fator de performance do sistema, o qual é utilizado para levar em consideração possíveis perdas do sistema, como sombreamento, mismatch, temperatura, sujeira, cabeamento, entre outros. O valor de F varia de 0,7 a 0,85. Vale ressaltar que mismatch refere-se à incompatibilidade devido a diferença entre as potências reais dos módulos fotovoltaicos. Segundo o INMETRO (2021), a potência real do módulo pode variar de 100% até 105% da potência nominal do mesmo.

A taxa obrigatória é a taxa mensal cobrada pela concessionária de energia, devendo ser considerada em projetos pequenos. No sistema pivô central, onde a energia consumida é

elevada, esta taxa pode ser desconsiderada nos cálculos. Deste modo, tem-se a equação abaixo para estimativa do número de módulos fotovoltaicos.

$$N_M = \frac{E_{c(mês)}}{E_{m(mês)} * F} \quad (7)$$

2.3.3 Ângulo de inclinação dos módulos

A captação de energia é afetada devido algumas variáveis, sendo elas a inclinação do eixo de rotação da terra, o ângulo de inclinação da placa, a altura solar e o ângulo azimutal do Sol. Deve-se ter em mente duas regras básicas para a instalação (VILLALVA; 2013): 1) Sempre que possível, para projetos abaixo da linha do Equador, orientar o módulo com a face voltada para o norte geográfico, a fim de maximizar a produção média diária e, caso o projeto esteja localizado acima da linha do Equador, deverá ser orientada para o Sul geográfico; 2) ajustar o ângulo de inclinação com o solo para otimizar a produção ao longo do ano.

A maioria dos sistemas fotovoltaicos possuem um ângulo fixo de inclinação. A escolha errada deste ângulo reduz a eficiência do sistema e é importante para obter uma boa produção média de energia ao longo do ano. Não existe um consenso sobre a determinação deste ângulo, mas geralmente se utiliza a latitude do local, como indicado na tabela abaixo. O ângulo de inclinação é ilustrado na Figura 15.

Tabela 1. Ângulo de inclinação recomendado com base na latitude (VILLALVA, 2013).

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

Vale ressaltar que ângulos menores que 10° não são recomendados devido ao acúmulo de poeira sobre a placa. Além disso, há softwares que indicam o ângulo ideal para dada localização do sistema. O software online Global Solar Atlas (Figura 12), o qual é utilizado para obter a irradiação de um determinado local, indica esta inclinação ideal para instalar os módulos, todavia, os valores calculados por meio do software e da Tabela 1 são um pouco divergentes. Geralmente são utilizados os valores do software, pois a tabela é uma forma mais

empírica de se calcular. Segue abaixo um exemplo da utilização do Global Solar Atlas para obter a irradiação e o ângulo de inclinação dos módulos.

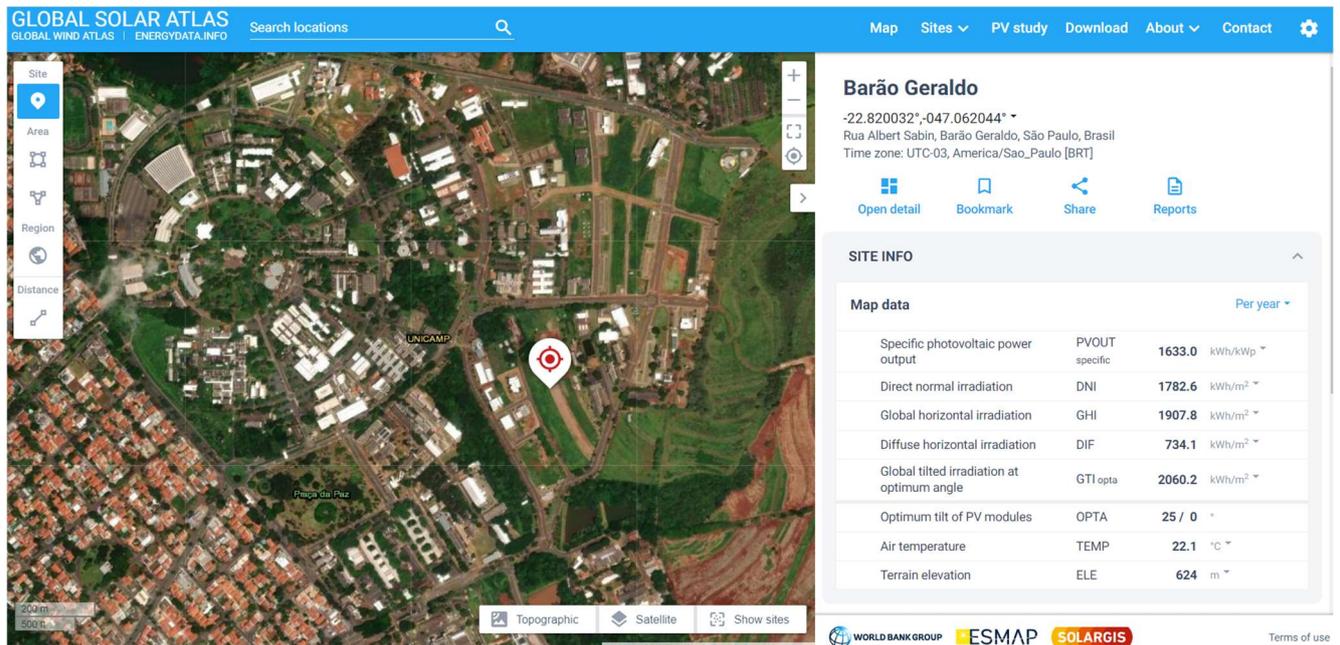


Figura 12. Software Global Solar Atlas

2.3.4 Seleção do conversor CC-CA

A escolha do conversor CC-CA e o arranjo dos painéis são etapas que devem ser realizadas juntas, pois o arranjo dos painéis alterará a corrente e a tensão do projeto, e o conversor deve atender a esses requisitos. Como há a variação da temperatura ao longo do ano, tem-se um aumento da tensão gerada nos painéis, a qual não pode ultrapassar os limites do conversor. Sendo assim, por segurança são realizadas a seguinte verificação:

$$V_{OC,crítico} = V_{OC(M)} N_M (1 + |K(T_{min} - T_{STC})|) \quad (8)$$

$$V_{DC(inv)} > V_{OC,crítico} \quad (9)$$

Em que: $V_{DC(inv)}$ é a tensão máxima de entrada do conversor em corrente contínua (V); $V_{OC,crítico}$ é a tensão de circuito aberto crítica (V); $V_{OC(M)}$ é a tensão de circuito aberto (V); K é o coeficiente térmico dos módulos (%/°C); T_{min} é a menor temperatura no local de instalação; T_{STC} é a temperatura em STC (25°C).

Vale ressaltar que para o pleno funcionamento do conversor CC-CA, a tensão de operação dos módulos deve estar dentro da faixa de operação do conversor, sendo assim, deve-se respeitar a seguinte relação:

$$V_{MPP,min(inv)} < V_{MPP(M)(Tmax)} \quad (10)$$

$$V_{MPP,max(inv)} < V_{MPP(M)(Tmin)} \quad (11)$$

Em que: $V_{MPP,min(inv)}$ e $V_{MPP,max(inv)}$ são, respectivamente, o limite inferior e superior da faixa de operação do conversor CC-CA (V); $V_{MPP(M)(Tmax)}$ é a tensão no ponto de máxima potência para a maior temperatura do local de instalação; $V_{MPP(M)(Tmin)}$ é a tensão no ponto de máxima potência para a menor temperatura do local de instalação.

Outro ponto importante para o dimensionamento do conversor CC-CA são os conceitos de fator de *oversizing* e *clipping*. Segundo Souza (2019), *oversizing* é o termo utilizado quando os módulos estão superdimensionados em relação à potência do conversor. Desse modo, há mais módulos no sistema do que o conversor é capaz de receber. Como consequência deste superdimensionamento, tem-se o clipping, o qual é um grampeamento da curva de potência do conversor. O fator de oversizing (F_{ovs}) pode ser calculado por meio da seguinte equação:

$$F_{ovs} = \frac{P_{pv(STC)}}{P_{inv.CA}} \quad (12)$$

$$P_{pv(STC)} = N_M P_M \quad (13)$$

Em que: P_M é a potência do módulo; $P_{inv.CA}$ é a potência do conversor para corrente alternada; P_{pv} é a potência fotovoltaica.

Segundo Silva et al. (2022), um valor interessante para o fator de oversizing a fim de não superdimensionar os módulos fotovoltaicos e consequentemente deixar de produzir uma determinada quantidade de energia devido ao clipping é de $F_{ovs} = 1,25$. Portanto, tem-se que:

$$P_{inv.CA} = \frac{P_{pv(STC)}}{1,25} \quad (14)$$

Deste modo, pode-se calcular a potência desejada para o conversor. Obviamente não será possível obter um valor exato para esta potência pensando nos conversores comerciais. Sendo assim, deve-se recalculá-lo tendo em mente que quanto maior o seu valor, maior o clipping da curva. Segundo Pinto e Galdino (2014), recomenda-se que o fator de oversizing esteja dentro da faixa entre 1,18 e 1,33, sendo que o limite inferior para esta relação é de 0,95. Vale ressaltar que $F_{ovs} = 1$ ou inferior a isso não é interessante economicamente para o sistema, pois o conversor estará superdimensionado para a maior parte do tempo, ou seja, atingirá sua potência máxima somente no horário de pico do sol, o qual ocorre em um curto período no dia.

A Figura 13 demonstra o clipping de um conversor CC-CA para um dia que não foi atingido a potência do conversor e outro que ultrapassou a mesma, representados por meio da linha laranja e azul respectivamente.

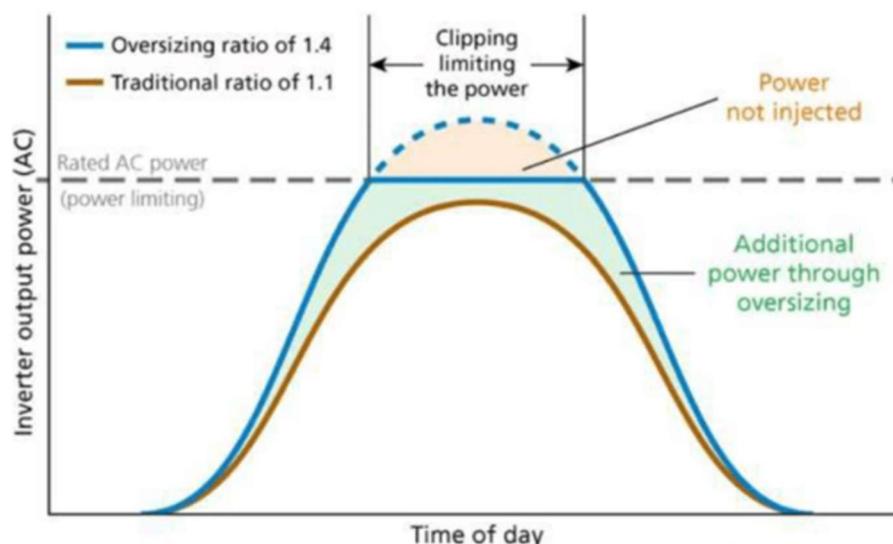


Figura 13. Comparação entre o oversizing de dois diferentes dias (Fonte: Souza (2019))

2.3.5 Arranjo dos módulos

O arranjo dos painéis fotovoltaicos é realizado para variar a corrente e a tensão do projeto. Este arranjo é dado pela conexão de painéis em série e em paralelo, sendo que painéis ligados em série, os quais tem o nome de *string*, são somadas as tensões dos mesmos, enquanto ligados em paralelo, soma-se a corrente.

Como o objetivo é dimensionar um sistema para uma determinada potência predefinida, sendo que a mesma é calculada por meio da multiplicação entre a corrente e tensão provenientes dos módulos fotovoltaicos, o arranjo dos painéis será realizado pensando nas correntes e tensões máximas do conversor, corrente gerada para o dimensionamento de cabos elétricos. *Strings* em paralelo precisam ter obrigatoriamente o mesmo número de módulos a fim de evitar o retorno da energia elétrica acarretando sobrecarga dos módulos.

Vale ressaltar que a escolha do conversor CC-CA e o arranjo dos painéis estão diretamente relacionados, pois na ficha técnica dos conversores há recomendações sobre as tensões e correntes máximas, deste modo tem-se a quantidade máxima de painéis em série e *strings* em paralelo que podem ser utilizados.

2.3.6 Dispositivos de proteção e cabeamento

Para dimensionar a bitola de um condutor elétrico, utiliza-se a segunda lei de Ohm e os conceitos de queda de tensão, os quais estão descritas abaixo.

$$R = \frac{\rho L}{A} \quad (15)$$

$$\Delta E = 2 R i \cos \varphi \quad (16)$$

Em que: R é a resistência elétrica do condutor (Ω); i é a corrente elétrica (A); ρ é a resistividade do condutor ($\Omega.m$); L é comprimento do condutor (m); A é a área da seção transversal do condutor (m^2); ΔE é a queda de tensão (V); $\cos \varphi$ é o fator de potência (-).

A resistividade é uma propriedade específica de cada material e pode ser encontrada na Tabela 2 (UFBA, 2022).

Tabela 2. Valores da resistividade para diferentes materiais (Fonte: UFBA; 2022).

Material	ρ ($\Omega. mm^2 / m$)
Prata	0,0162
Cobre	0,0169
Ouro	0,0240
Alumínio	0,0262
Níquel	0,0720
Platina	0,1000
Ferro	0,0980
Bronze	0,1800
Aço Silício	0,6200

Combinando-se as equações 13 e 14 e isolando a área A , tem-se a seguinte equação:

$$A = 2 \cos \varphi \frac{\rho L i}{\Delta E_{adm}} \quad (17)$$

Na Eq. 15, a queda de tensão admissível (ΔE_{adm}) para circuitos monofásicos e trifásicos é prevista na norma NBR 5410, sendo de até 5% para circuitos trifásicos. Para o fator de potência em circuitos trifásicos pode-se utilizar o fator de potência mínimo estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012) de 0,92. Já para circuitos monofásicos, $\cos \varphi = 1$. Deste modo, realizando as substituições tem-se as seguintes equações para dimensionamento da seção de condutores.

$$\text{Circuito monofásico: } A = 2 \frac{\rho L i}{\Delta E_{adm}} \quad (18)$$

$$\text{Circuito trifásico: } A = 1,84 \frac{\rho L i}{\Delta E_{adm}} \quad (19)$$

Pode-se observar que a corrente influencia diretamente na seção do condutor e, deste modo, a associação de painéis em paralelo acarretará o aumento da seção dos condutores. Além disso a distância entre os painéis e o conversor CC-CA também é um fator que acarretará o aumento da bitola dos cabos. Os condutores devem ser dimensionados para a corrente de curto-circuito dos painéis, sendo que devem respeitar a capacidade máxima para a condução de corrente de cada seção nominal prevista na norma ABNT NBR 5410:2004 como indicado na Figura 14, sendo que para a instalação ao ar livre deve-se utilizar o método de referência D (ABNT NBR 5410, 2004).

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1 000	767	679	698	618	1 012	906	827	738	1 125	996	792	652
Alumínio												
16	48	43	44	41	60	53	54	48	66	59	62	52
25	63	57	58	53	79	70	71	62	83	73	80	66
35	77	70	71	65	97	86	86	77	103	90	96	80
50	93	84	86	78	118	104	104	92	125	110	113	94
70	118	107	108	98	150	133	131	116	160	140	140	117
95	142	129	130	118	181	161	157	139	195	170	166	138
120	164	149	150	135	210	186	181	160	226	197	189	157
150	189	170	172	155	241	214	206	183	261	227	213	178
185	215	194	195	176	275	245	234	208	298	259	240	200
240	252	227	229	207	324	288	274	243	352	305	277	230
300	289	261	263	237	372	331	313	278	406	351	313	260
400	345	311	314	283	446	397	372	331	488	422	366	305
500	396	356	360	324	512	456	425	378	563	486	414	345
630	456	410	416	373	592	527	488	435	653	562	471	391
800	529	475	482	432	687	612	563	502	761	654	537	446
1 000	607	544	552	495	790	704	643	574	878	753	607	505

Figura 14. Capacidade de condução de corrente (Fonte: ABNT NBR 5410)

Com relação aos dispositivos de proteção, os fusíveis utilizados em sistemas fotovoltaicos são do tipo gPV, os quais são utilizados na proteção das strings em situações de falhas, sendo que devem ser dimensionados com base na corrente de curto-circuito

($I_{SC,STC}$) especificada nos catálogos técnicos dos módulos (VILLALVA; 2013). Segundo a norma ABNT NBR 16690 (2019), é obrigatório o uso de proteção contra sobrecorrente em strings se:

$$(N_M - 1) I_{SC,STC} > I_{M MÁX.OCPR} \quad (20)$$

Deste modo, caso necessário o uso de dispositivos de proteção contra sobrecorrente, os mesmos devem atender simultaneamente as condições abaixo:

$$1,5 I_{SC,STC} < I_n < 2,4 I_{SC,STC} \quad (21)$$

$$I_n \leq I_{M MÁX.OCPR} \quad (22)$$

Em que: I_n é a corrente nominal do dispositivo e $I_{M MÁX.OCPR}$ é a máxima corrente reversa suportada pelo módulo (especificada nos catálogos dos fabricantes).

Vale ressaltar que as strings fotovoltaicas podem ser agrupadas em paralelo sob a proteção de um único dispositivo se atender simultaneamente as condições a seguir (ABNT NBR 16690, 2019):

$$I_n > 1,5 S_G I_{SC,STC} \quad (23)$$

$$I_n < I_{M MÁX.OCPR} - [(S_G - 1)I_{SC,STC}] \quad (24)$$

Em que: S_G é o número de strings sob a proteção de um único dispositivo.

2.3.7 Espaçamento entre strings

O espaçamento entre as fileiras é importante para evitar a incidência da sombra entre os módulos, a qual é extremamente prejudicial para o desempenho do sistema. Este espaçamento deve levar em consideração a maximização da produção e o fator de utilização do terreno (f).

$$f = \frac{L}{D} \quad (25)$$

Em que: L é a largura da placa e D a distância entre os módulos.

Geralmente o f está entre 35% e 45% (VILLALVA, 2013). São empregadas duas estratégias para o cálculo do D , sendo a primeira com o objetivo de reduzir a presença de sombra e a segunda a maximizar o f , ocasionando na redução da eficiência (utilizada quando há maiores restrições do espaço). Na estratégia 1 assume-se $D = 3,5 z$, sendo que z é a altura da haste de fixação do painel solar. Na estratégia 2 considera-se que $D = 2,25 L$.

Além das estratégias apresentadas acima, caso não haja restrições de área para a instalação dos módulos, é possível calcular a distância máxima entre strings para que não ocorra o sombreamento entre os mesmos, como indicado na Figura 15.

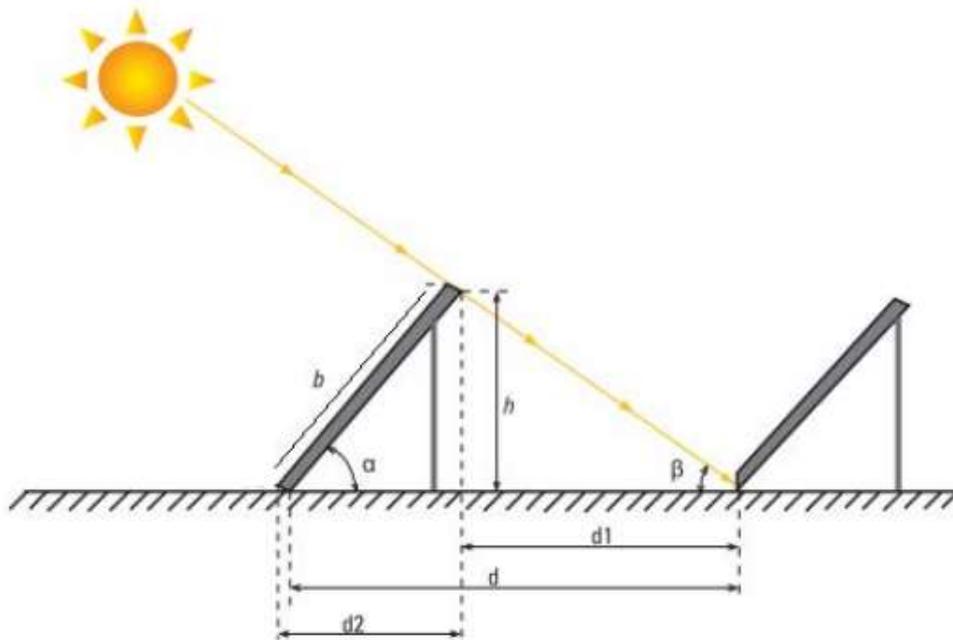


Figura 15. Esquemático de montagem de um sistema fotovoltaico (Fonte: Cortez (2013)).

Na figura acima, β é o ângulo que corresponde à altura mínima do Sol no solstício de inverno, deste modo, evitando o sombreamento. Com base nestas informações, é possível calcular o valor da distância d entre placas, a qual é a menor distancia possível para que não ocorra o sombreamento entre as placas. Segue abaixo etapas para o cálculo de d :

$$\cos \alpha = \frac{d_2}{b} \rightarrow d_2 = b \cos \alpha \quad (26)$$

$$\sin \alpha = \frac{h}{b} \rightarrow h = b \sin \alpha \quad (27)$$

$$\tan \beta = \frac{h}{d_1} \rightarrow d_1 = \frac{h}{\tan \beta} \quad (28)$$

Deste modo, como $d = d_1 + d_2$, realizando esta soma e substituindo h na equação de d_1 , obtém-se a seguinte equação:

$$d = \frac{b \sin \alpha}{\tan \beta} + b \cos \alpha \therefore d = b \left(\frac{\sin \alpha}{\tan \beta} + \cos \alpha \right) \quad (29)$$

Para o cálculo de β , é necessário calcular o ângulo zenital z , pois são complementares. Deste modo, pode-se calcular z por meio das seguintes equações (ZORZETO, 2021):

$$\cos z = \sin \theta \sin \delta + \cos \theta \cos \delta \cos w \quad (30)$$

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left[\frac{360}{365} (284 + n) \right] \quad (31)$$

$$w = |12 - H| 15^\circ \quad (32)$$

Em que: θ é a latitude do local, δ é a declinação, n é o número de dias passados, w o ângulo horário e H a hora civil local.

Vale ressaltar que quando parte do módulo está sombreado, as células fotovoltaicas deixam de se comportar como fontes de corrente e começam a tornar-se barreiras para a passagem. Isso pode fazer com que qualquer energia gerada no módulo não seja aproveitada, ou até destruir o módulo devido ao aquecimento da parte sombreada ao impedir a passagem da corrente (CORTEZ, 2013).

3 ESTUDO DE CASO

3.1 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico on-grid para pivô central

Para este exemplo, será considerado um pivô central com 10 torres móveis, capaz de irrigar uma área total de 104,67 ha, localizado no município de Vera-MT. As 6 primeiras torres possuem motoredutores de 0,75 CV e as outras 4 com 1,5 CV. O pivô não possui bomba booster no aspersor final e nem bomba injetora de fertilizantes. Além disso, o sistema foi projetado para uma lâmina de 8 mm em 21h, sendo estimado que a lâmina bruta aplicada será de 600 mm/ano. O sistema de bombeamento para este pivô possui uma motobomba elétrica de 125 CV, sendo que a rede local é trifásica com a tensão de 380 V.

Para o município de Vera-MT, tem-se as seguintes informações sobre a irradiação, as quais foram obtidas por meio do Global Solar Atlas (Figura 16).

Map data		Per year ▾	
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1637.9	kWh/kWp ▾
Direct normal irradiation	DNI	1726.1	kWh/m ² ▾
<input checked="" type="checkbox"/> Global horizontal irradiation	GHI	2002.3	kWh/m ² ▾
Diffuse horizontal irradiation	DIF	812.5	kWh/m ² ▾
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI _{opta}	2086.6	kWh/m ² ▾
Optimum tilt of PV modules	OPTA	18 / 0	°
Air temperature	TEMP	25.3	°C ▾
Terrain elevation	ELE	398	m ▾

Figura 16. Irradiação na cidade de Vera-MT

Vale ressaltar que o Global Solar Atlas indica a inclinação ótima para os módulos fotovoltaicos, todavia, como Vera-MT está localizado na latitude 12°, ao utilizar a Tabela 1 obtém-se a inclinação de 12°. Como a Tabela 1 é apenas um valor aproximado, seria mais interessante para o projeto utilizar o valor recomendado pelo software.

Com base na lâmina de projeto e na lâmina total, pode-se calcular o tempo anual de operação do pivô (t_{anual}), e consequentemente calcular a consumo total do projeto em kWh / ano.

$$t_{anual} = t_r \frac{h_{b_{anual}}}{h_b} = 21h \frac{600mm}{8mm} = 1575h/ano \quad (33)$$

$$P = \sum_{i=1}^{N_{motor}} P_{motor} + P_{booster} + 0,6 \sum_{i=1}^{N_{motoreductor}} P_{motoreductor} \quad (34)$$

$$P = \left[125CV + 0,6 * \left(6 * \frac{3}{4} CV + 4 * 1,5CV \right) \right] 735,5 = 96,57kW$$

$$E_{c(mês)} = \frac{P t_{anual}}{12} = \frac{96,57 * 1575}{12} = 12674,81kWh \quad (35)$$

Sendo assim, tem-se um consumo médio mensal de 12674,81 kWh. Os módulos fotovoltaicos utilizados neste projeto são o modelo HiKu7 Mono Perc 580W~610W CS7L da Canadian Solar, cujas informações técnicas estão descritas na Figura 17. A seleção da marca e modelo dos módulos fotovoltaicos é uma escolha do projetista, sendo que geralmente leva-se

e série. Inicialmente calcula-se a potência dos módulos, sendo assim, considerando um fator de oversizing de 1,25, pode-se calcular a potência do conversor.

$$P_{pv(STC)} = N_M * P_M = 160 * 600 = 96 \text{ kW} \quad (39)$$

$$P_{inv.CA} = \frac{P_{pv(STC)}}{F_{Ovs}} = \frac{P_{pv(STC)}}{1,25} = \frac{96}{1,25} = 76,8 \text{ kW} \quad (40)$$

Sendo assim, a potência nominal em corrente alternada do conversor comercial deve ser próxima a 76,8 kW. Deste modo, escolheu-se utilizar o conversor SIW400 ST075 da WEG, o qual possui uma potência nominal de saída de 75kW, as informações técnicas deste conversor estão representadas na Figura 18.

Especificações técnicas	SIW400G T025 W0	SIW400 ST075
	Eficiência	
Eficiência máxima	98,60%	98,80%
	Entrada	
Tensão de entrada máxima	1.100 V	1.100 V
Faixa de operação do MPPT	140 V – 1.000 V	200 V – 1.000 V
Tensão de partida	140 V	200 V
Corrente de entrada máxima/MPPT	28 A	44 A
Corrente máxima de curto-circuito/MPPT	36,4 A	55 A
Número de MPPTs	2	4
Número máximo de entradas por MPPT	2	4
	Saída	
Conexão à rede	Trifásica	Trifásica
Potência nominal de saída	23.000 W	75.000 W
Potência aparente máxima	25.300 VA	75.000 VA
Tensão de saída nominal	380 V / 415 V	380 V / 415 V
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	36,7 A	114 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	<3%	<3%

Figura 18. Informações técnicas do conversor escolhido.

Vale ressaltar que além da potência nominal de saída, deve-se conferir as correntes e tensões máximas suportadas pelo conversor e verificar se atendem as condições geradas nos módulos fotovoltaicos. Além disso, o número de entradas MPPT é uma informação muito importante para o dimensionamento, pois define a quantidade de arranjos de módulos que podem ser ligados independentes em um mesmo conversor.

$$F_{Ovs} = \frac{P_{pv(STC)}}{P_{inv.CA}} = \frac{96}{75} = 1,28 \quad (41)$$

Com este conversor, o novo valor de F_{Ovs} é de 1,28. Para realizar os arranjos entre os painéis, é necessário calcular os valores máximos de módulos em série e em paralelo que este conversor permite, sendo que esses cálculos foram realizados pensando na faixa de operação das entradas MPPT.

$$\text{Módulos em paralelo: } \frac{I_{max.inv}}{I_{mp.PV}} = \frac{44}{17,2} = 2,56 \therefore 2 \text{ strings em paralelo} \quad (42)$$

$$\text{Módulos em série: } \frac{V_{max.inv}}{V_{mp.PV}} = \frac{1000}{34,9} = 28,65 \therefore 28 \text{ módulos por string} \quad (43)$$

Além disso, vale calcular o número máximo de módulos em série e paralelo em cada entrada analisando as condições de circuito aberto e curto-circuito.

$$\text{Módulos em paralelo: } \frac{I_{max.inv}}{I_{sc.PV}} = \frac{55}{18,47} = 2,98 \therefore 2 \text{ strings em paralelo} \quad (44)$$

$$\text{Módulos em série: } \frac{V_{max.inv}}{V_{oc.PV}} = \frac{1100}{41,3} = 26,6 \therefore 26 \text{ módulos por string} \quad (45)$$

Com base nestas informações, para este conversor CC-CA e este modelo de painéis, podem ser utilizados 26 módulos em série e duas strings em paralelo. Tendo em vista este conversor possui 4 entradas MPPT, optou-se por utilizar 40 módulos por entrada, sendo ligados 20 em série e 2 strings em paralelo.

Por fim, é necessário calcular a tensão crítica devido a variação da temperatura. Para o módulo selecionado, o coeficiente de térmico é de $-0,26 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ e, por segurança, será considerado a temperatura mínima de 0° .

$$V_{OC,critico} = 41,3 * 20 * \left(1 + \left| \frac{-0,26}{100} (0 - 25) \right| \right) \quad (46)$$

$$V_{OC,critico} = 879,69 \text{ V} < 1100\text{V} = V_{DC(inv)} \quad (47)$$

Como $V_{OC,critico}$ não ultrapassa a tensão máxima do conversor, não haverá riscos de queimar o mesmo devido a variação da temperatura. Segue abaixo um esquema de montagem das strings ligadas no conversor para este projeto.

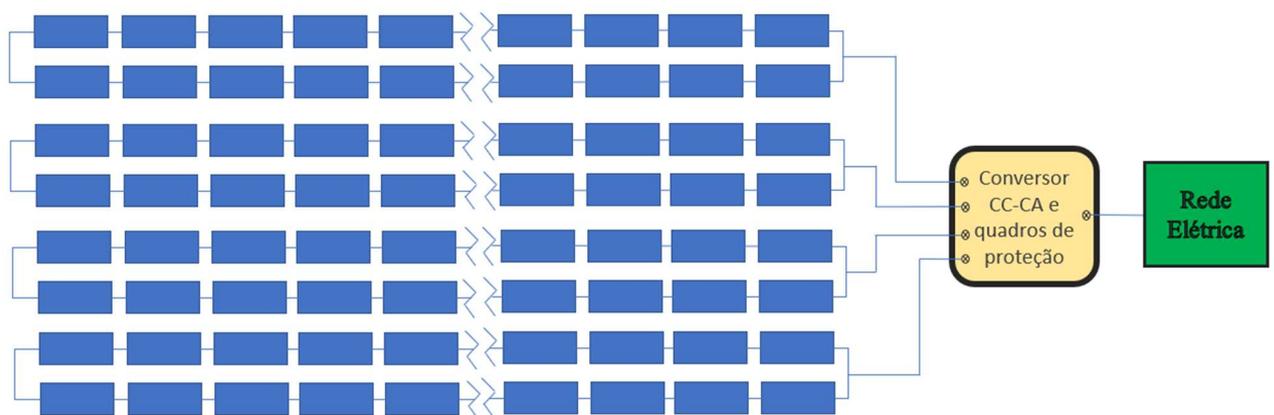


Figura 19. Esquema de distribuição dos módulos fotovoltaicos.

Neste esquema, será considerado uma distância de 50 m entre os módulos e o local onde será instalado os quadros de proteção e o conversor CC-CA, sendo que o conversor será instalado próximo da rede elétrica.

Com relação aos cabos elétricos utilizados neste sistema, deve-se dimensionar pensando na tensão gerada em uma string e a corrente gerada nas duas strings em paralelo. Como citado anteriormente, deve-se dimensionar a bitola dos mesmos com base na corrente de curto-circuito de 36,94 A, além disso, será considerado a tensão do ponto de máxima potência dos módulos de 826 V. Deste modo, sabendo que será gerada a corrente contínua pelos módulos e que o cabo utilizado será de cobre, pode-se calcular o comprimento do cabo utilizado por entrada MPPT e bitola dos mesmos com base nos dados apresentados no tópico de dimensionamento de cabos e dispositivos de proteção.

$$L = 4 * 2,172 * 20 * 1,1 + 50 * 2 = 274m \therefore L = 300m \quad (48)$$

$$A = 2 \frac{\rho L i}{\Delta E_{adm}} = 2 * \frac{0,0169 * 300 * 36,94}{826 * 0,05} = 9,07 \text{ mm}^2 \quad (49)$$

Sendo assim, será utilizado um cabo com a bitola comercial de 10 mm². Além disso, como a corrente gerada não ultrapassa os limites previstos na Figura 14, não há problemas em utilizar esta bitola. Vale ressaltar que o comprimento de cabos levou em consideração o comprimento dos 20 módulos em série, sendo utilizado 10% a mais de cabos como segurança para a instalação, como são 4 entradas MPPT utilizadas, o comprimento total de cabos no projeto é de 1200 m.

Por fim, é necessário calcular a distância entre as strings. Para este projeto, será considerado que há área suficiente para se instalar os módulos com a distância mínima para que não haja o sombreamento entre os módulos em nenhum período do ano. Sabendo que o solstício de inverno, o qual é a condição mais crítica do ano, ocorre no dia 21 de junho e com base na latitude local (θ) de 12°, tem-se que $n = 171$.

Além disso, para estes cálculos, será considerado o horário local às 7 h da manhã, pois há uma altura solar interessante para a incidência dos raios sobre os painéis, além disso, como o sol nasce próximo das 6 h da manhã no local estudado, ocorrerá o sombreamento entre as strings na primeira e última hora do dia. Como a irradiação solar nestes períodos é baixa, este sombreamento não acarretará perdas na produção de energia. Deste modo, segue os cálculos do ângulo β .

$$\delta = 23,45^\circ * \sin \left[\frac{360}{365} * (284 + 171) \right] = 23,44^\circ \quad (50)$$

$$w = |12 - 7| * 15^\circ = 75^\circ \quad (51)$$

$$\cos z = \sin 12 * \sin 23,44 + \cos 12 * \cos 23,44 * \cos 75 = 0,315 \therefore z = 71,64^\circ \quad (52)$$

$$z + \beta = 90^\circ \leftrightarrow \beta = 18,36^\circ \quad (53)$$

Com base neste ângulo, no comprimento e ângulo de inclinação dos painéis, é possível calcular a distância entre strings.

$$d = b \left(\frac{\sin \alpha}{\tan \beta} + \cos \alpha \right) = 1,303 * \left(\frac{\sin 18^\circ}{\tan 18,36^\circ} + \cos 18^\circ \right) \therefore d = 2,45m \quad (54)$$

Sendo assim, a distância adotada entre as strings será de 2,5 metros. Para finalizar este exemplo, será calculado a área total ocupada pelos módulos fotovoltaicos seguindo o esquema apresentado na Figura 19. Pensando nas dimensões de 2,172m x 1,303m (a x b) dos módulos, da distância (d) entre strings, tem-se a seguinte equação.

$$A_{total} = (N_{Módulos,série} a) [(N_{strings} - 1) d + (b \cos \alpha)] \quad (55)$$

$$A_{total} = (20 * 2,172) * [(8 - 1) * 2,5 + (1,303 * \cos 18^\circ)] = 814 m^2$$

Portanto, para suprir a demanda energética durante o ano para este pivô de 104ha, será utilizado uma área de 814 m² de painéis fotovoltaicos, sendo que esta área não ocupa nem 1% da área de produção deste pivô.

3.2 Estimativa de investimento no projeto

Pensando tanto no pivô central quanto no sistema de energia fotovoltaica, ambos não excederão 1000 V, deste modo são considerados de baixa tensão. Sendo assim, sabendo que a empresa Energisa MT é a concessionária responsável por fornecer energia para Vera – MT e que será considerado a tarifária branca, pois a irrigação não será realizada no horário de pico, tem-se a Tabela 3, sendo que os horários de cada tarifa estão na Tabela 5.

MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA - BAIXA TENSÃO										
GRUPO	CLASSES	TUSD + TE (R\$/KWH)			TUSD (R\$/KWH)			TE (R\$/KWH)		
		PONTA	INTERM.	FORA PONTA	PONTA	INTERM.	FORA PONTA	PONTA	INTERM.	FORA PONTA
B1	RESIDENCIAL	1,72841	1,11412	0,65357	1,31893	0,85838	0,39783	0,40948	0,25574	0,25574
B2	COOPERATIVA DE ELETRIF. RURAL	1,55373	1,00470	0,60017	1,16882	0,76430	0,36467	0,38491	0,24040	0,24040
	RURAL	1,55373	1,00470	0,60017	1,16882	0,76430	0,35977	0,38491	0,24040	0,24040
	RURAL IRRIGAÇÃO	1,55373	1,00470	0,19805	1,16882	0,76430	0,11872	0,38491	0,24040	0,07933
	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	1,52068	0,98332	0,58740	1,14396	0,74804	0,35212	0,37672	0,23528	0,23528

Tabela 3. Valores da tarifa para a região de Vera – MT (Fonte: Energisa; 2022)

Tabela 4. Horário de cada tarifa para a concessionaria Energisa (Fonte: ENERGISA; 2022)

Horário	Posto Tarifário
15:30 – 17:30	Intermediário
17:30 – 20:30	Horário de Ponta
20:30 – 21:30	Intermediário
21:30 – 15:30	Fora de Ponta

Deste modo, pensando no tempo anual que o pivô trabalhará (t_{anual}) calculado anteriormente, tem-se que o pivô trabalhará 1350 h na tarifa fora de ponta e 225 h na intermediária, sendo 85,71% e 14,29% do tempo total respectivamente. Deste modo, com base no $E_{c(mês)} = 12674,81 kWh$, pode-se calcular o gasto de energia mensal e anual para realizar a irrigação.

$$\begin{aligned}
 \text{Gasto Energia}_{mês} &= E_{c(mês)} * \left(\frac{3}{21} * \text{Tarifa}_{interm.} + \frac{18}{21} * \text{Tarifa}_{fora\ ponta} \right) \\
 \text{Gasto Energia}_{mês} &= 12674,81 * \left(\frac{3}{21} * 1,00470 + \frac{18}{21} * 0,19805 \right) = R\$ 3.970,58 \quad (56) \\
 \therefore \text{Gasto Energia}_{anual} &= 3970,58 * 12 = R\$ 47.646,96
 \end{aligned}$$

Sendo assim, o gasto de energia anualmente para irrigar 600 mm é de R\$ 47.646,96. Com relação ao preço dos componentes do sistema, será considerado os valores presentes na Tabela 5.

Tabela 5. Lista de componentes e preços do sistema fotovoltaico.

Componentes	Quantidade	Custo Unitário (R\$)	Custo total (R\$)
Painel Canadian CS7L 600W	160	1497,60	239.616,00
Estrutura metálica – módulos	160	430,00	68.800,00
Conversor CC-CA SIW400 ST075	1	38.800,00	38.800,00
Dispositivos de proteção	1	2.697,49	2.697,49
Relógio Bidirecional	1	449,00	449,00
Cabos Elétricos de 10mm ²	1200	17,00	20.400,00

Somando os custos totais dos componentes, tem-se que o custo deste projeto é de R\$ 370.762,49. Comparando com o valor gasto anualmente com a energia, tem-se:

$$\frac{370.762,49 \text{ R\$}}{47.646,96 \text{ R\$/ano}} = 7,8 \text{ anos} \quad (57)$$

Deste modo, desprezando a taxa de juros anual e assumindo a tarifa de energia vigente em 2022, o sistema se paga após aproximadamente 7 anos e 10 meses. Vale ressaltar que para os últimos 3 anos, considerando a tarifa rural irrigação, houve um aumento anual de 14,45% na tarifa fora de ponta e 15,67% na intermediária (ENERGISA, 2022). Sendo assim, ao realizar os cálculos considerando estas porcentagens de aumento tarifário anualmente, o projeto de energia solar se pagará em aproximadamente 6 anos, como demonstrado abaixo.

$$\sum_{x=0}^n E_{c(mês)} * 12 * \left[\frac{3}{21} * Tarifa_{interm.} * (1,1567^x) + \frac{18}{21} * Tarifa_{fora\ ponta} * (1,1445^x) \right] \\ \sum_{x=0}^n 12674,81 * 12 * \left[\frac{3}{21} * 1,00470 * (1,1567^x) + \frac{18}{21} * 0,19805 * (1,1445^x) \right] = 370.762,49 \quad (58)$$

∴ *n* é aproximadamente 5,5

Sabendo que o pivô central possui uma vida útil de 20 anos, caso instale o sistema fotovoltaico na mesma época que o pivô, serão no mínimo 14,5 anos irrigando com uma redução considerável nas contas de energia elétrica. Além disso, como o painel utilizado neste projeto possui 25 anos de garantia, após as devidas reformas no pivô, este valor aumentará para 19,5 anos. Com base nestes dados, pode-se concluir que projetos de geração de energia solar são viáveis para esta aplicação.

Como em uma conta de energia há impostos, adicionais de bandeiras e multas caso ultrapasse a demanda contratada ou não cumpra com o contrato, o sistema fotovoltaico não irá anular a conta de energia completamente, mas reduzirá consideravelmente o valor.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foram descritos componentes e características de sistemas de irrigação pivô central e de sistemas fotovoltaicos on-grid, destacando-se fundamentos para projeto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos aplicáveis a energização dos componentes do pivô central. Com base nos cálculos desenvolvidos neste trabalho, pode-se afirmar que é viável utilizar energia fotovoltaica para gerar energia para a rede e convertê-la em créditos a serem utilizados posteriormente para a irrigação por pivô central. Além disso, é interessante utilizar o sistema on grid fornecendo energia somente para a rede, pois como a irrigação geralmente ocorre no período noturno devido ao preço menor de tarifa, a rede elétrica pode fornecer uma energia com tensão mais estável se comparado com a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, a qual há variações constantes dependendo da intensidade da radiação e condições climáticas.

Vale ressaltar, que como o pivô será utilizado apenas quando há a produção de uma determinada cultura, não gastará energia o ano todo. Deste modo, não há a necessidade de gerar a energia total para que o sistema fotovoltaico forneça completamente a energia necessária a fim do pivô operar sem utilizar a rede elétrica. Sendo assim, como os módulos solares geram energia todos os meses, mesmo quando o pivô não irá operar, não se faz necessário dimensionar o sistema para as condições mais críticas, podendo assim utilizar a irradiação média anual, consequentemente são utilizados menos módulos.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

VILLALVA, Marcelo. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONCEITOS E APLICAÇÕES**: Sistemas isolados e conectados à rede. 1. ed. São Paulo: [s. n.], 2013.

ALLDOREIX GREENPOWER. **The Benefits of Solar Trackers**. 1. ed. [S. l.], 2015. Disponível em: <http://www.valldoreix-gp.com/the-benefits-of-solar-trackers/>. Acesso em: 15 ago. 2022.

PERES, Anna Carolina *et al.* Otimização de painéis fotovoltaicos fixos e comparação com sistemas de rastreamento solar para três cidades brasileiras. **XVIII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído**, Porto Alegre, p. 1-8, 6 nov. 2020.

ZORZETO, Thais Queiroz. Ambientes para animais e plantas. **Radiação Solar**, Campinas, p. 12-34, 21 ago. 2021.

COUTINHO, Carlos Roberto *et al.* **Efeito do Sombreamento em módulos Fotovoltaicos**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, p. 1-8, 4 abr. 2016. Disponível em: <http://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/trabalhos/2594Pfinal.pdf>. Acesso em: 2 set. 2022.

NASCIMENTO, Cássio Araújo. **Princípio de Funcionamento da célula fotovoltaica**. [S. l.]: Universidade Federal de Lavras, 2004

SOUZA, João Paulo. **Oversizing e clipping nos sistemas fotovoltaicos**. In: SOUZA, João Paulo. Canal Solar. [S. l.], 30 jun. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 9 set. 2022.

ENERGISA. Tarifa Branca Beneficiará apenas clientes que consomem mais energia fora dos horários de pico. **Tarifa Branca**, Mato Grosso, 2022. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/sua-conta/tarifa-branca.aspx>. Acesso em: 7 out. 2022.

PINTO, João Tavares; GALDINO, Marcos Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL - CRESESB, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: Abnt, 2005.

CAVALCANTE, Ronaldo. **Materiais Elétricos**. Salvador: UFBA, 2003.

THE WORLD BANK GROUP BANK. **Global Solar Atlas**. [S. l.]: Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), 2022. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.350797,8.261719,3>. Acesso em: 15 set. 2022.

CANADIANSOLAR (org.). **HiKu7 Mono PERC**. Jiangsu: Csi Solar, 2022. Disponível em: https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/10/21134805/CS-Datasheet-HiKu7_CS7L-MS-R_v2.1_EN.pdf. Acesso em: 18 set. 2022.

WEG (Brasil). **Solar Inverter WEG**. Jaraguá do Sul: Weg, 2022. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h09/h17/WEG-SIW-inversores-string-50105878-pt.pdf>. Acesso em: 18 set. 2022.

CORTEZ, Ramiro José Monteiro. **Sistema de Seguimento Solar em Produção de Energia Fotovoltaica**. 2012. 94 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computação) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, [S. l.], 2013. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/72632/1/000157958.pdf>. Acesso em: 11 ago. 2022.

RODRIGUEZ, Fernando Antônio. **Breve contribuição para a história da agricultura irrigada no Brasil**. Brasília: [s. n.], 2022.

CAMARGO, Antonio Pires *et al.* **Irrigação por aspersão: SISTEMA PIVÔ CENTRAL**. Maringá: EdUEM, 2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (org.). **Produção Agrícola Municipal**. [S. l.]: IBGE, 2021. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/agricultura-e-pecuaria/9117-producao-agricola-municipal-culturas-temporarias-e-permanentes.html?=&t=resultados>. Acesso em: 30 set. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (org.). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022**. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/anuario-livro/>. Acesso em: 30 set. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA) (org.). **Atlas Irrigação: Uso da água na agricultura irrigada**. Brasília: ANA, 2021. Disponível em: <https://portall.snirh.gov.br/ana/apps/storymaps/stories/a874e62f27544c6a986da1702a911c6b>. Acesso em: 30 set. 2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Condições gerais de fornecimento de energia elétrica**: resolução normativa nº 414/2010. Brasília, DF, 2012.

SILVA, João Lucas de Souza *et al.* **Introdução à energia solar fotovoltaica**. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - UNICAMP, 2022.

ENERGISA, 2018-2021, Mato Grosso. **Histórico de reajustes tarifários [...]**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>. Acesso em: 4 out. 2022.

INMETRO. **Altera os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica, publicado pela Portaria Inmetro nº 4, de 4 de janeiro de 2011**. [S. l.], 11 abr. 2021.

AE SOLAR GMBH. **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM TECNOLOGIA DE CÉLULAS N-TYPE TOPCON**. Sunergia, São Paulo, 17 out. 2022. ABNT NBR 16690. **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto**. ABNT NBR, 2019.

NEOSOLAR. **PLACA SOLAR FOTOVOLTAICA: TUDO SOBRE**. NeoSolar, São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/placa-solar-fotovoltaica>. Acesso em: 25 nov. 2022.

CARNEIRO, Rafael Kotcherkoff *et al.* **DESENVOLVIMENTO DE TRAÇADOR DE CURVA I-V PORTÁTIL PARA CARACTERIZAÇÃO DE ARRANJOS FOTOVOLTAICOS ATÉ 400V E 10A**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, p. 1-8, 20 abr. 2018.