

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS
GERAIS - CAMPUS PIUMHI
BACHARELADO EM ENGENHARIA CIVIL

YURI MÁRCIO GOULART

DIMENSIONAMENTO E IMPLANTAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA ON-GRID EM
SOLO – ESTUDO DE CASO

Piumhi
2025

YURI MÁRCIO GOULART

DIMENSIONAMENTO E IMPLANTAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA ON-GRID EM
SOLO – ESTUDO DE CASO

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado ao Instituto Federal de Ciência e Tecnologia de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Civil.

Orientador: Professor Me. Junior Henrique Canaval

Piumhi

2025

G694d Goulart, Yuri Márcio.

Dimensionamento e implantação de usina fotovoltaica on-grid em solo: estudo de caso [manuscrito] / Yuri Márcio Goulart. – 2025.
67 f. : il. color.

Orientador: Junior Henrique Canaval.

Trabalho de Conclusão de Curso (bacharelado) – Instituto Federal Minas Gerais. *Campus* Piumhi, 2025.

1. Sistemas de energia fotovoltaica - usinas. 2. Desenho (engenharia) - Dimensionamento. 3. Energia Solar - implantação. 4. Custos - redução. 5. Sistema On-grid. I. Canaval, Júnior Henrique. II. Instituto Federal de Minas Gerais. *Campus* Piumhi. III. Título.

CDD 333.794

Catálogo: Andreia Cristina Damasceno - CRB-6/1974



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS GERAIS

Campus Piumhi

Diretoria de Ensino

Docentes Campus Piumhi

Rua Severo Veloso 1880 - Bairro Bela Vista - CEP 37925-000 - Piumhi - MG
(37)3371-3353 - www.ifmg.edu.br

YURI MÁRCIO GOULART

**DIMENSIONAMENTO E IMPLANTAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA ON-GRID EM
SOLO – ESTUDO DE CASO**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado ao Instituto Federal de Ciência e
Tecnologia de Minas Gerais como requisito parcial
para a obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Civil.

Aprovado em: 08/07/2025

BANCA EXAMINADORA

Piumhi, 08 de julho de 2025.



Documento assinado eletronicamente por **Junior Henrique Canaval, Professor**, em 09/07/2025, às 15:28, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Stella Maria Gomes, Professora**, em 09/07/2025, às 17:40, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Jéssica Marcelle Corradi Diniz Gonçalves Martins, Professora Substituta**, em 09/07/2025, às 17:59, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site
<https://sei.ifmg.edu.br/consultadocs> informando o código verificador **2378735** e o
código CRC **EA002571**.

Dedico este trabalho a Deus.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela minha capacidade e força de vontade. A minha família e esposa pelo apoio.

RESUMO

Este estudo apresenta o processo de dimensionamento e implantação de uma usina fotovoltaica em solo, conectada à rede (on-grid), visando reduzir custos de energia na produção de café em uma propriedade rural. Para isso, descrevem-se cada etapa, desde a análise detalhada do consumo energético até a instalação final da usina, abordando aspectos como posicionamento dos módulos, seleção de equipamentos (painéis e inversores), aterramento e proteção elétrica. O sistema foi projetado considerando potenciais variações sazonais de irradiação solar, necessidade de expansão futura e estratégias para minimizar perdas na geração. A usina, homologada junto à concessionária, opera com um mecanismo de compensação de créditos, o que tornou o projeto economicamente viável e sustentável. Após o primeiro ano completo de operação, a soma da geração alcançou 67,88 MWh, próxima à estimativa inicial de 5760 kWh mensais, embora fatores como acúmulo de poeira e limpezas menos frequentes tenham afetado sutilmente o desempenho. Os resultados reforçam a viabilidade técnica e econômica de projetos fotovoltaicos no setor agrícola, contribuindo tanto para eficiência operacional quanto para práticas ambientais sustentáveis.

Palavras-chave: sistemas de energia fotovoltaica - usinas; desenho (engenharia) - dimensionamento; energia solar - implantação; custos - redução; sistema on-grid.

ABSTRACT

This study presents the process of designing and implementing an on-grid, ground-mounted photovoltaic system aimed at reducing energy costs in coffee production on a rural property. Each stage is detailed, from the in-depth analysis of energy consumption to the final installation of the power plant, covering aspects such as module positioning, equipment selection (panels and inverters), grounding, and electrical protection. The project was planned considering potential seasonal variations in solar irradiation, future expansion needs, and strategies to minimize generation losses. The plant, approved by the local utility, operates under a net metering scheme, which made the project economically viable and sustainable. After the first full year of operation, total generation reached 67.88 MWh, close to the original estimate of 5760 kWh per month, despite minor performance impacts due to dust accumulation and less frequent cleaning routines. These results confirm the technical and economic feasibility of photovoltaic projects in the agricultural sector, enhancing both operational efficiency and environmental sustainability.

Keywords: photovoltaic energy systems - power plants; drawing (engineering) - sizing; solar energy - implementation; costs - reduction; on-grid system.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|----|
| Figura 1 — Gráfico de geração | 16 |
| Figura 2 — Orientação Painéis Solares América do Sul | 20 |
| Figura 3 — Incidência de Raios Solares Verão e Inverno | 21 |
| Figura 4 — Fluxograma..... | 30 |
| Figura 5 — Propriedade Rural..... | 30 |
| Tabela 1 — Irradiação Solar..... | 31 |
| Figura 6 — Inversores..... | 37 |
| Figura 7 — Conexão com a rede | 39 |
| Figura 8 — Local da Usina | 39 |
| Figura 9 — Poeira | 40 |
| Figura 10 — Cronograma..... | 43 |
| Figura 11 — Estrutura Linha Dupla | 45 |
| Figura 12 — Simulação de Módulos | 46 |
| Figura 13 — Estrutura | 47 |
| Figura 14 — Estrutura Solar..... | 48 |
| Figura 15 — Detalhes de Fixação | 48 |
| Figura 16 — Detalhe de fixação Clamps Centrais e Laterais | 49 |
| Figura 17 — Detalhe Diagrama Unifilar..... | 49 |
| Figura 18 — Desenho Vista Superior | 50 |
| Figura 19 — Furação dos Pilares..... | 51 |
| Figura 20 — Desenhos da Furação do Aterramento e de Caixas de Passagens | 51 |
| Figura 21 — Terraplenagem e muro de contenção..... | 52 |
| Figura 22 — Gabarito..... | 53 |
| Figura 23 — Eletrodutos | 54 |
| Figura 24 — Eletrodutos parede | 55 |
| Figura 25 — Quadro parte CC | 56 |
| Figura 26 — Quadro geral..... | 57 |
| Figura 27 — Casa de inversores..... | 58 |
| Figura 28 — Torneira | 59 |
| Figura 29 — Produção primeiro mês completo | 60 |
| Figura 30 — Produção primeiro ano completo | 61 |
| Figura 31 — Usina Pronta | 62 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ART | Anotação de Responsabilidade Técnica |
| CA | Corrente Alternada (AC) |
| CC | Corrente Contínua (DC) |
| CEMIG | Companhia Energética de Minas Gerais |
| CRESESB | Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito |
| CV | Cavalo-vapor |
| FP | Fator de Potência |
| INMET | Instituto Nacional de Meteorologia |
| kVA | Kilovoltampere |
| kW | Unidade de medida de energia (kilowatt), usada pelo Sistema Internacional de Medidas (SI) |
| kWh | kilowatt-hora (quantidade de kW que pode ser gerada ou consumida em 1 hora) |
| kWp | quilowatt-pico |
| MPPT | Ponto Rastreador de Potência Máxima |
| UFV | Usina Fotovoltaica |
| W | Unidade de medida de energia (Watt), usada pelo Sistema Internacional de Medidas (SI). |

SUMÁRIO

| | | |
|--------|---|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 11 |
| 2 | OBJETIVOS | 12 |
| 2.1 | Objetivo geral..... | 12 |
| 2.2 | Objetivos específicos..... | 12 |
| 3 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 13 |
| 3.1 | Usina solar | 13 |
| 3.2 | Energia solar fotovoltaica..... | 13 |
| 3.3 | Microgeração distribuída e sistema de compensação de energia.... | 14 |
| 3.4 | Insolação e irradiância solar | 14 |
| 3.5 | Inversor solar..... | 15 |
| 3.5.1 | <i>Dimensionamento do inversor</i> | 15 |
| 3.5.2 | <i>Oversizing e clipping</i> | 15 |
| 3.5.3 | <i>Mppts (maximum power point trackers) e mismatch</i> | 17 |
| 3.6 | Painel fotovoltaico..... | 17 |
| 3.6.1 | <i>Potência nominal e eficiência</i> | 18 |
| 3.6.2 | <i>Dimensionamento</i> | 19 |
| 3.6.3 | <i>Orientação</i> | 20 |
| 3.6.4 | <i>Inclinação dos módulos solares</i> | 21 |
| 3.6.5 | <i>Espaçamento entre as fileiras</i> | 22 |
| 3.7 | Redes monofásicas, bifásicas e trifásicas | 23 |
| 3.8 | Transformadores | 23 |
| 3.9 | Cabos e eletrodutos | 24 |
| 3.9.1 | <i>Capacidade de condução de corrente e dimensionamento</i> | 24 |
| 3.9.2 | <i>Queda de tensão</i> | 25 |
| 3.9.3 | <i>Dimensionamento de eletrodutos</i> | 25 |
| 3.10 | Dispositivos de proteção..... | 26 |
| 3.10.1 | <i>Strings fotovoltaicas e strings box</i> | 26 |
| 3.10.2 | <i>Disjuntores</i> | 27 |
| 3.11 | Aterramento | 27 |
| 4 | METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO | 29 |
| 4.1 | Análise do potencial solar da região | 31 |
| 4.2 | Avaliação da demanda energética | 31 |
| 4.2.1 | <i>Consumo atual da propriedade</i> | 32 |
| 4.2.2 | <i>Projeções futuras de consumo</i> | 32 |
| 4.2.3 | <i>Consumo de outras propriedades</i> | 34 |
| 4.2.4 | <i>Cálculo final do consumo total incluindo todas as etapas</i> | 34 |
| 4.3 | Seleção e dimensionamento de equipamentos | 34 |
| 4.3.1 | <i>Painéis solares</i> | 35 |
| 4.3.2 | <i>Inversores solares</i> | 36 |

| | | |
|---------|--|----|
| 4.4 | Escolha do local para a instalação da usina | 38 |
| 4.5 | Avaliação das instalações elétricas | 40 |
| 4.6 | Análise de viabilidade financeira e projeção de payback | 41 |
| 4.7 | Projeto e execução | 41 |
| 4.7.1 | <i>Homologação da usina junto a Cemig</i> | 42 |
| 4.7.2 | <i>Planejamento e cronograma</i> | 42 |
| 4.7.3 | <i>Orientação, inclinação e espaçamento dos módulos solares</i> | 44 |
| 4.7.3.1 | Orientação dos módulos solares | 44 |
| 4.7.3.2 | Inclinação dos módulos solares..... | 44 |
| 4.7.3.3 | Espaçamento entre as fileiras dos módulos solares..... | 44 |
| 4.7.4 | <i>Estrutura solar</i> | 47 |
| 4.7.5 | <i>Desenhos do sistema</i> | 49 |
| 4.7.5.1 | Diagrama unifilar básico | 49 |
| 4.7.5.2 | Vista superior com painéis instalados | 50 |
| 4.7.5.3 | Desenhos da furação dos pilares | 50 |
| 4.7.5.4 | Desenhos da furação das caixas de passagem e aterramento | 51 |
| 4.8 | Preparo do terreno | 51 |
| 4.9 | Gabarito de obra | 52 |
| 4.10 | Eletródutos, caixas de passagem e cabos corrente contínua | 53 |
| 4.11 | Cabos corrente alternada e quadro elétrico geral | 56 |
| 4.12 | Execução do aterramento | 57 |
| 4.13 | Casa de inversores e ponto de água | 58 |
| 4.14 | Limpeza e sistema de monitoramento | 59 |
| 5 | RESULTADOS | 60 |
| 6 | CONCLUSÃO | 63 |
| | REFERÊNCIAS | 64 |

1 INTRODUÇÃO

A transição para fontes de energia renováveis desempenha um papel crucial no cenário global, sobretudo diante das preocupações com mudanças climáticas e desenvolvimento sustentável. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica destaca-se por sua capacidade de suprir demandas energéticas de maneira limpa, renovável e economicamente competitiva. Diversos setores, incluindo o agronegócio, vêm adotando soluções em energia solar para reduzir custos operacionais e ampliar sua autonomia.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em 2023, o agronegócio representa 14,61% da capacidade instalada de geração distribuída solar no Brasil, reflexo da elevação das tarifas de energia para produtores rurais e da oferta de linhas de crédito específicas. A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que regulamentou a injeção de excedentes na rede, assegura o sistema de compensação de créditos, possibilitando a redução significativa dos gastos com eletricidade.

Neste contexto, o presente trabalho apresenta um estudo de caso detalhado sobre o dimensionamento e a implantação de uma usina fotovoltaica em solo, conectada à rede da CEMIG, para atender às demandas energéticas de uma propriedade rural voltada à produção de café. O estudo aborda desde os aspectos técnicos do projeto e da instalação até a análise de desempenho e viabilidade, demonstrando o potencial de expansão do uso de energias renováveis no agronegócio brasileiro.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Apresentar, por meio de um estudo de caso, o processo completo de dimensionamento e implantação de uma usina fotovoltaica conectada à rede (on-grid) em solo, avaliando sua viabilidade técnica e econômica para a redução de custos com energia elétrica em uma propriedade rural produtora de café.

2.2 Objetivos específicos

Para alcançar o objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

1. Analisar a demanda energética da propriedade rural, considerando o consumo atual, as projeções de consumo futuro e as unidades consumidoras beneficiadas pelo sistema de compensação de créditos.
2. Dimensionar os principais componentes do sistema fotovoltaico — incluindo os módulos solares, inversores e dispositivos de proteção — com base no potencial de irradiação solar da região e na demanda energética calculada.
3. Descrever detalhadamente as etapas do projeto executivo, desde o preparo do terreno, a instalação das estruturas de suporte e dos equipamentos, até as conexões elétricas e o processo de homologação junto à concessionária.
4. Avaliar o desempenho real da usina após o primeiro ano de operação, comparando a geração de energia efetivamente medida com as estimativas realizadas na fase de projeto.
5. Verificar a viabilidade econômica do investimento, confirmando a redução de custos na fatura de energia e a projeção do tempo de retorno (payback).

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Usina solar

De acordo com o CEPEL-CRESESB (2014), um sistema fotovoltaico é estruturado em blocos funcionais: um bloco gerador, um de condicionamento de potência e, opcionalmente, um de armazenamento. O bloco gerador é responsável pela captação da energia e contém os arranjos de módulos fotovoltaicos, o cabeamento que os interliga e a estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência, por sua vez, gerencia a energia produzida e é composto por equipamentos como inversores, que convertem a corrente contínua (CC) para alternada (CA), além de controladores de carga e dispositivos de proteção e supervisão. Já o bloco de armazenamento utiliza acumuladores elétricos, como baterias, e sua presença é característica de sistemas que necessitam de autonomia energética, como os do tipo off-grid e híbridos.

3.2 Energia solar fotovoltaica

"A energia solar fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Isto se dá, por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica que atua utilizando o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico" (Imhoff, 2007, *apud* Almeida *et al.*, 2021, p. 2).

O efeito fotovoltaico é caracterizado pela geração de uma diferença de potencial elétrico que ocorre quando a luz é absorvida por materiais semicondutores. A descoberta desse fenômeno é frequentemente creditada a Adams e Day, que identificaram o efeito em 1876. No entanto, foi somente com o desenvolvimento da teoria quântica por Max Planck, em 1900, que se pôde compreender cientificamente o processo. Vale ressaltar que Edmond Becquerel, em 1839, já havia observado reações químicas induzidas pela luz que resultavam em correntes elétricas, sendo assim considerado um precursor na descoberta do efeito fotovoltaico (Carneiro, 2010).

A energia solar fotovoltaica apresenta grande potencial para a geração de eletricidade em larga escala, com a vantagem de ser uma fonte de energia limpa e renovável. Essa tecnologia tem se destacado nos últimos anos devido ao avanço

tecnológico e à redução dos custos de implantação, tornando-se cada vez mais acessível e competitiva no mercado energético.

3.3 Microgeração distribuída e sistema de compensação de energia

A microgeração distribuída consiste na produção de energia elétrica próxima ao ponto de consumo, utilizando fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica. De acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, essa modalidade abrange sistemas com potência instalada de até 75 kW. A microgeração permite que os consumidores reduzam seus custos com eletricidade e, ao mesmo tempo, contribuam para uma matriz energética mais sustentável.

O sistema de compensação de energia permite que o excedente de energia gerada pelos sistemas on-grid seja injetado na rede elétrica, gerando créditos para o consumidor. Esses créditos podem ser utilizados em meses futuros, quando o consumo de energia for superior à geração, como em dias nublados ou durante a noite. Os créditos energéticos têm validade de até 60 meses. Além disso, a Resolução Normativa nº 687/2015 expandiu o sistema, permitindo o uso compartilhado de créditos entre diferentes unidades consumidoras de um mesmo titular, ampliando as possibilidades de aproveitamento da energia gerada.

Com a homologação do sistema fotovoltaico junto à concessionária, o medidor convencional do padrão de energia da unidade consumidora é substituído por um medidor bidirecional. Esse novo equipamento tem a capacidade de registrar, em quilowatts-hora (kWh), tanto o consumo de energia proveniente da rede elétrica quanto a energia injetada pelo sistema fotovoltaico. Assim, ao final de cada ciclo de faturamento, a concessionária efetua o balanço entre o que foi consumido e o que foi gerado, permitindo a compensação de créditos conforme previsto na Resolução Normativa nº 482/2012 (e suas atualizações).

3.4 Insolação e irradiância solar

Insolação é definida como a duração do período do dia em que uma área recebe luz solar direta, também conhecida como duração do brilho solar. Segundo Sousa *et al.* (2003, *apud* Medeiros, Holanda e França, 2018), a insolação influencia

diretamente processos ambientais, uma vez que a radiação solar incidente sobre a superfície do solo condiciona diversos processos naturais.

Irradiância solar, por outro lado, refere-se à potência da radiação solar que atinge uma determinada superfície por unidade de área, expressa em watts por metro quadrado (W/m^2). Esta medida inclui a intensidade de radiação solar, que é fundamental para sistemas de energia solar e processos fotossintéticos. Como mencionado por Santos (2014, *apud* Medeiros, Holanda e França, 2018), a radiação solar fornece energia essencial para a geração de energia renovável através de células fotovoltaicas.

3.5 Inversor solar

Os inversores são componentes eletrônicos essenciais em um sistema fotovoltaico, pois sua função é converter a energia gerada pelos painéis, que está em corrente contínua (CC), para corrente alternada (CA), formato utilizado pela maioria dos equipamentos elétricos (PINHO; GALDINO, 2014 *apud* ALMEIDA et al., 2015). Além de realizar essa conversão, o inversor também monitora as condições da rede elétrica para garantir a injeção segura da energia solar gerada.

3.5.1 Dimensionamento do inversor

O dimensionamento do inversor é feito com base na potência nominal do sistema fotovoltaico, considerando a soma das potências dos módulos solares conectados. Contudo, é comum que o campo fotovoltaico seja propositalmente dimensionado com uma potência superior à capacidade nominal do inversor, prática conhecida como *oversizing*.

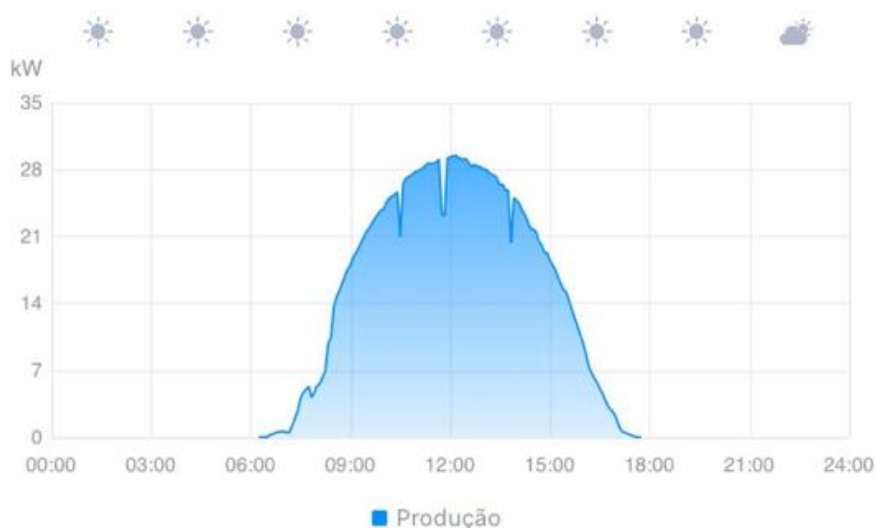
3.5.2 Oversizing e clipping

No *oversizing*, a potência total dos módulos solares instalados excede a capacidade nominal do inversor. Em outras palavras, é possível conectar, por exemplo, um arranjo fotovoltaico de até 15 kW a um inversor de 10 kW. Essa prática visa maximizar a geração de energia em horários de menor irradiância, como nas

primeiras horas da manhã e no final da tarde, quando os módulos não operam em sua potência máxima (SOUZA, 2019). Assim, o inversor permanece em níveis de operação mais eficientes por mais tempo ao longo do dia, aumentando a geração total sem exigir um inversor de maior capacidade.

Na Figura 1 é possível observar a relação entre a capacidade de geração e o horário do dia. O pico de geração ocorre geralmente por volta do meio-dia, período em que a irradiância é máxima e os módulos recebem os raios solares de forma mais perpendicular. Em inversores sem oversizing, toda a potência fornecida pelos módulos é convertida em energia; entretanto, quando há oversizing, ocorre o fenômeno de clipping nos picos de irradiância. Nesse caso, o inversor “corta” ou “achata” a crista do gráfico de potência, limitando a saída à sua potência nominal.

Figura 1 — Gráfico de geração



Fonte: Autor (2025).

Esse “corte” implica na perda de parte da energia apenas no pico máximo de irradiância. No entanto, em termos de custo-benefício, a perda não é significativa, pois a maior parte do dia os módulos não atingem sua potência máxima devido à variação da posição do sol, do ângulo de incidência e das condições atmosféricas. Dessa forma, o oversizing permite diluir o custo do inversor em um número maior de módulos, reduzindo o investimento que seria necessário para adquirir um inversor de maior capacidade e, ao mesmo tempo, elevando a produção total ao longo do dia.

3.5.3 Mppts (*maximum power point trackers*) e mismatch

O MPPT, sigla para Maximum Power Point Tracker ou Ponto Rastreador de Potência Máxima, é um componente eletrônico, geralmente integrado ao inversor solar, que desempenha um papel crucial na otimização da geração de energia. Sua função é ajustar constantemente a tensão e a corrente elétrica provenientes dos módulos solares para garantir que eles operem em seu ponto de máxima potência em qualquer situação. Essa otimização contínua é necessária porque o ponto de máxima potência dos painéis varia ao longo do dia devido a fatores como mudanças na intensidade da luz solar (irradiância) e sombras parciais.

O fenômeno do mismatch, ou incompatibilidade, ocorre devido ao descasamento de potência entre os módulos fotovoltaicos de um mesmo arranjo. Mesmo painéis com a mesma potência nominal podem apresentar potências reais distintas, seja por variações de fabricação ou por degradação não uniforme ao longo do tempo. Quando esses módulos são conectados em série para formar uma string, a geração de todo o conjunto é limitada pelo desempenho do módulo de menor corrente, o que acarreta perdas significativas de energia (MOREIRA, 2020).

Neste cenário, a eficiência do MPPT de um inversor de string convencional é comprometida. Como o rastreamento do ponto de máxima potência é realizado para o conjunto de painéis como um todo, e não para cada um individualmente, o sistema nivela a produção de todos os módulos pelo "elo mais fraco", não conseguindo extrair a potência máxima que cada painel poderia oferecer isoladamente. Para mitigar este problema, os inversores podem possuir múltiplos MPPTs, permitindo a conexão de strings independentes. Como cada MPPT gerencia sua própria string de forma autônoma, ajustando separadamente a máxima potência de cada conjunto, eventuais perdas por mismatch ou sombreamento em uma string não afetam o desempenho das demais, o que aumenta a eficiência geral do sistema.

3.6 Painel fotovoltaico

Um painel fotovoltaico, também conhecido como placa ou módulo solar, é um dispositivo formado por um conjunto de células fotovoltaicas conectadas. As células são feitas de materiais semicondutores, como o silício, que geram corrente elétrica ao

serem expostas à luz solar. De acordo com Carneiro (2010), a constituição interna de uma célula de silício é complexa, incluindo elementos como os contatos elétricos frontal e base, que funcionam como terminais; uma camada de revestimento antirreflexo para maximizar a absorção de luz; e as próprias regiões semicondutoras, que formam a junção responsável pelo efeito fotovoltaico.

3.6.1 Potência nominal e eficiência

A potência nominal de um módulo fotovoltaico é definida em condições de teste padrão (STC, do inglês Standard Test Conditions), que incluem irradiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C e um espectro solar de referência. Nessas circunstâncias, o fabricante mede a saída elétrica do painel e estabelece seu valor nominal em watts (W). O processo interno de fabricação considera a área útil do painel, a eficiência das células fotovoltaicas e o nível de irradiação aplicado em laboratório para determinar quantos watts são convertidos em energia elétrica.

Em um exemplo simplificado, se um módulo apresenta cerca de 2 m² de área e 20% de eficiência, então, sob 1000 W/m², a potência incidente seria de 2000 W, e a energia convertida em eletricidade próxima de 400 W. Na prática, diversas variáveis, como a qualidade dos materiais e as tolerâncias de fabricação, podem fazer com que a medição final oscile em torno desse valor teórico, resultando em uma potência nominal comercial (por exemplo, 400 W).

É importante ressaltar que a potência nominal serve como parâmetro de comparação e não reflete necessariamente o desempenho real em campo, já que o painel quase sempre opera em condições diferentes das de laboratório. Para estimar o valor mais próximo da realidade, considera-se que determinadas condições podem reduzir o rendimento efetivo dos módulos, incluindo sombreamento (perdas entre 1% e 5%), mismatch (1% a 5%), acúmulo de poeira ou sujeira (1% a 5%) e inclinação/orientação inadequadas (até 12% a 20% de perda). Além disso, as altas temperaturas exercem impacto relevante, pois cada 1°C acima de 25°C pode reduzir a potência nominal de um módulo (SOLFÁCIL, 2025).

Outra variável a ser considerada é a perda de eficiência ao longo do tempo, que ocorre à medida que os módulos solares envelhecem. De acordo com o Portal Solar (2025), mesmo os painéis de melhor qualidade sofrem um decréscimo gradual

em seu desempenho, podendo perder até 3% no primeiro ano e, em média, cerca de 0,7% ao ano nos períodos subsequentes. Essa degradação decorre de fenômenos como o Light Induced Degradation (LID) e o Potential Induced Degradation (PID), que ao longo de décadas enfraquecem as ligações químicas nas células fotovoltaicas. Por isso, muitos fabricantes oferecem uma garantia de desempenho de 25 anos, assegurando pelo menos 80% da capacidade inicial ao final desse período. Ainda assim, um painel pode manter parte considerável de sua produção por mais de 30 ou 40 anos, embora com eficiência reduzida.

3.6.2 Dimensionamento

Após determinar a quantidade de kW necessária para suprir o consumo mensal, calcula-se quantos kW cada módulo poderá gerar nesse mesmo período, levando em conta fatores como irradiância, potência nominal e possíveis perdas, conforme orienta o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CEPEL-CRESESB, 2014).

Primeiro, identifica-se o consumo mensal total da instalação (kWh/mês).

Em seguida, calcula-se a geração mensal aproximada de cada módulo (em kWh/mês). Podemos partir da potência nominal do painel em quilowatts e do valor médio de horas de sol equivalente no local em (horas/dia). As horas de sol equivalente são a forma prática de converter a irradiância diária (kWh/m²/dia) em “quantas horas plenas de sol” o sistema recebe.

O cálculo da geração média diária por painel é realizado através da Equação (1).

$$G_{dia, mod} = P_{nom} \times H_{sol} \times (1 - p) \quad (1)$$

Onde:

- P_{nom} é a potência nominal do painel (em kW). Ex.: 410 W → 0,41 kW
- H_{sol} é a média de horas de sol equivalente por dia (ex.: 5,29 h/dia)
- p representa o fator de perdas total (ex.: 0,20 para perdas de 20%).

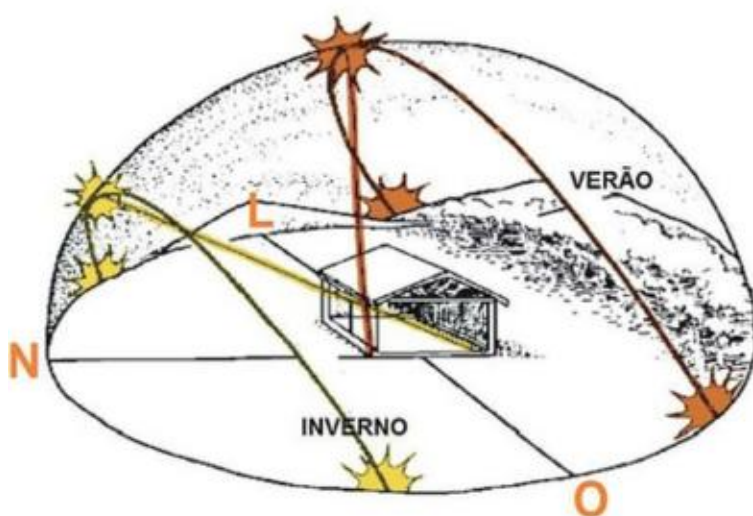
Uma vez definidas as perdas e estimada a geração média mensal de cada placa, divide-se a exigência total de kW (Cm) pela produção média de um módulo para se obter o número final de painéis necessários. Com esse procedimento, aproxima-se melhor o dimensionamento das condições reais de operação, evitando-se subdimensionar o sistema e garantindo que a geração atenda à demanda energética do local.

3.6.3 Orientação

A orientação dos módulos fotovoltaicos refere-se à direção em que os módulos são instalados em relação ao sol. De acordo com o manual do CEPTEL-CRESESB (2014), para uma operação eficiente, os módulos fotovoltaicos devem ser orientados em direção ao equador. No hemisfério Sul, isso significa voltá-los para o Norte Verdadeiro, enquanto no hemisfério Norte, a orientação deve ser para o Sul Verdadeiro.

A orientação pode variar dependendo do local da instalação e das limitações arquitetônicas. Em sistemas residenciais, por exemplo, telhados com diferentes inclinações podem afetar a orientação ideal. Em locais onde a orientação norte não é possível, ainda é possível instalar os módulos voltados para leste ou oeste, porém com uma leve redução na eficiência do sistema, na Figura 2 é apresentado o caminho do sol no hemisfério Sul.

Figura 2 — Orientação Painéis Solares América do Sul



Fonte: Portal Solar (2024).

3.6.4 Inclinação dos módulos solares

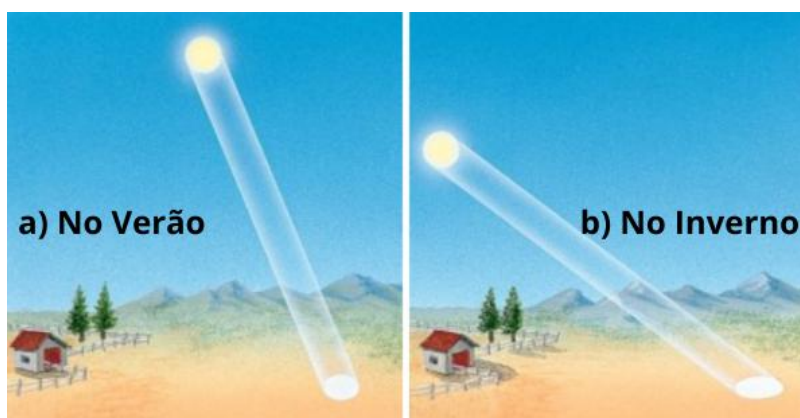
A inclinação dos módulos fotovoltaicos é outro fator crítico que influencia a produção de energia. Quanto mais perpendiculares os raios solares incidirem sobre o painel fotovoltaico, maior é a eficiência de geração. A inclinação visa não apenas impedir o acúmulo de partículas de poeira sobre o painel, como também garantir a maior incidência em períodos do ano em que os raios solares possuem uma maior inclinação, conforme ilustrado na Figura 3.

De acordo com o manual do CEPEL-CRESESB (2014), o ângulo de inclinação ideal é igual à latitude do local de instalação, mas pequenas variações de até 10° em torno dessa latitude não causam impacto significativo na geração de energia anual.

No Brasil, que está próximo ao Equador, a inclinação ideal dos módulos varia entre 10° e 30° . No entanto, é possível ajustar a inclinação para otimizar a produção de energia em determinados períodos do ano. Para sistemas projetados para fornecer maior produção durante o inverno, pode-se optar por uma inclinação maior do que a latitude local. Já para maximizar a produção no verão, inclinações menores podem ser aplicadas.

Em sistemas de montagem fixa, uma inclinação otimizada proporciona maior eficiência sem a necessidade de ajustes sazonais. No entanto, em alguns projetos, são utilizados rastreadores solares, que ajustam a inclinação dos módulos automaticamente ao longo do dia para maximizar a captação de energia solar.

Figura 3 — Incidência de Raios Solares Verão e Inverno



Fonte: Universidade Federal do Rio Grande do Sul (2010).

3.6.5 Espaçamento entre as fileiras

O espaçamento entre os módulos fotovoltaicos deve ser cuidadosamente planejado para evitar sombras e garantir que os módulos não bloqueiem a luz solar uns dos outros, especialmente nas primeiras e últimas horas do dia, quando o ângulo do sol é mais baixo. O sombreamento parcial pode causar uma queda significativa na produção de energia, pois afeta diretamente o desempenho dos módulos.

O espaçamento adequado varia de acordo com a inclinação dos módulos e a latitude da instalação. Quanto maior a inclinação, maior deve ser o espaçamento para evitar que um módulo projete sombra sobre o outro. Além disso, o espaçamento precisa ser ajustado para maximizar o uso da área disponível, garantindo que a densidade de módulos não comprometa a eficiência do sistema.

O cálculo do espaçamento entre módulos deve considerar o ângulo solar em diferentes épocas do ano, de forma a evitar sombreamento e perdas de energia em qualquer estação.

Esse cálculo é realizado por meio de trigonometria, determinando a projeção das sombras ao longo do dia. A fórmula básica para calcular a projeção da sombra de um módulo é demonstrada na Equação (2).

$$L = \frac{AI}{\tan(I)} \quad (2)$$

Onde:

- L é a projeção da sombra no solo (em metros).
- AI é altura inclinada
- I é o ângulo de incidência

Para determinar o ângulo de incidência solar no período de maior projeção de sombra dos painéis, considera-se o solstício de inverno, que ocorre por volta de 21 ou 22 de junho. Segundo Matias (2025), esse fenômeno resulta do movimento de translação combinado à inclinação axial da Terra, em torno de $23^{\circ}27'$. Para fins de cálculo, o valor foi arredondado para $23,5^{\circ}$, refletindo a variação do Sol ao longo da

eclíptica (entre $-23,5^\circ$ e $+23,5^\circ$). Desse modo, no dimensionamento da sombra, toma-se como base o extremo de inclinação que o Sol pode atingir nesse período. O cálculo é realizado através da Equação (3).

$$I = 90^\circ - (\text{Latitude} + 23,5^\circ) \quad (3)$$

3.7 Redes monofásicas, bifásicas e trifásicas

Segundo a CEMIG (2024), no estado de Minas Gerais, existem diferentes tipos de ligações elétricas, cada uma adequada a diferentes necessidades de consumo.

- Ligação monofásica, que utiliza um disjuntor monopolar de até 70A, é a mais comum em residências e pequenos comércios com poucos equipamentos elétricos. Esse tipo de ligação possui dois condutores (uma fase e um neutro) e opera em tensões de 127V ou 120V.
- Ligação bifásica, que emprega um disjuntor bipolar de até 63A, é indicada para residências e comércios que possuem uma maior quantidade de equipamentos elétricos. Ela utiliza três condutores (dois fases e um neutro) e opera em tensões de 127/220V ou 120/240V.
- Ligação trifásica é destinada principalmente a indústrias e estabelecimentos comerciais com alta demanda de energia. Ela possui quatro condutores (três fases e um neutro) e opera em tensão de 127/220V.

3.8 Transformadores

De acordo com Helerbrock (2025), os transformadores são dispositivos elétricos que alteram os níveis de tensão e corrente por meio do princípio da indução eletromagnética, sendo essenciais na distribuição de energia. Eles são classificados principalmente em elevadores e redutores. Para o transporte de energia em longas distâncias, utilizam-se os transformadores elevadores, que aumentam a tensão para que a corrente seja menor, minimizando as perdas por efeito Joule na rede de transmissão. Já na etapa de consumo, os transformadores redutores, como os

presentes nos postes, diminuem a tensão para níveis seguros e compatíveis com as instalações residenciais e comerciais.

3.9 Cabos e eletrodutos

O dimensionamento correto de cabos e eletrodutos em instalações fotovoltaicas é fundamental para garantir a eficiência e a segurança do sistema. A NBR 5410:2004 estabelece os critérios para a seleção da seção dos cabos e o diâmetro dos eletrodutos, levando em consideração fatores como capacidade de condução de corrente, queda de tensão, condições de instalação e dissipação de calor.

3.9.1 Capacidade de condução de corrente e dimensionamento

A capacidade de condução de corrente (ampacidade) é o máximo de corrente que o cabo pode transportar sem que a temperatura do condutor ultrapasse os limites seguros para o material isolante. Os cabos são classificados de acordo com a temperatura que o material pode suportar, como PVC (70°C) ou EPR/XLPE (90°C).

Calcula-se a corrente nominal através da Equação (4).

$$I = \frac{P}{V} \tag{4}$$

Onde:

- I é a corrente (em amperes),
- P é a potência (em watts),
- V é a tensão (em volts).

A corrente nominal do circuito deve ser ajustada com fatores de correção, que levam em consideração a temperatura ambiente, tipo de isolamento e o tipo de instalação (eletroduto, ao ar livre, subterrâneo) e o agrupamento de condutores. A NBR 5410 oferece tabelas que permitem ajustar a ampacidade dos cabos conforme as condições específicas de instalação.

3.9.2 Queda de tensão

A NBR 5410 define os limites aceitáveis para a queda de tensão em instalações elétricas, incluindo sistemas fotovoltaicos. A queda de tensão ocorre devido à resistência dos condutores, resultando em uma diferença de potencial elétrico ao longo do cabo quando a corrente passa por ele. É essencial que essa queda permaneça dentro dos limites estabelecidos pela norma para garantir a eficiência do sistema e evitar perdas significativas de energia.

Quando a queda de tensão calculada excede os limites definidos pela NBR 5410, uma solução comum é aumentar a seção do cabo, reduzindo assim as perdas elétricas. Essa prática é especialmente crucial em usinas fotovoltaicas, onde os cabos muitas vezes percorrem longas distâncias, conectando os módulos solares aos inversores e aos pontos de conexão com a rede elétrica.

3.9.3 Dimensionamento de eletrodutos

Os eletrodutos são dimensionados considerando o número de cabos, o diâmetro de cada cabo e o fator de preenchimento para garantir a dissipação adequada de calor e permitir manutenções futuras. Os limites de preenchimento recomendados pela NBR 5410 são:

- 53% da área livre para um cabo,
- 31% para dois cabos,
- 40% para três ou mais cabos.

Para dimensionar o diâmetro do eletroduto, é necessário calcular a área total ocupada pelos cabos, levando em consideração o diâmetro dos condutores e a espessura do isolamento. O fator de preenchimento especificado na NBR 5410 é então aplicado para ajustar o diâmetro do eletroduto, garantindo que haja espaço suficiente para acomodar os cabos de forma adequada, permitindo dissipação de calor e futuras manutenções.

A escolha do material do eletroduto depende das condições ambientais. Eletrodutos de PVC são indicados para áreas internas com menor exposição a riscos, enquanto eletrodutos metálicos são preferidos em locais sujeitos a altas temperaturas, impactos ou exposição a agentes químicos, devido à sua maior resistência.

3.10 Dispositivos de proteção

De acordo com CEPEL-CRESESB (2014), a segurança e a minimização de falhas em sistemas fotovoltaicos dependem do dimensionamento e da utilização correta dos dispositivos de proteção. A proteção do sistema é composta tanto por mecanismos já integrados aos equipamentos modernos, como a função anti-ilhamento dos inversores, quanto pela instalação de componentes externos. Entre os dispositivos externos essenciais, devem ser previstos disjuntores, protetores contra surtos (DPS), e sistemas de aterramento e de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA).

3.10.1 Strings fotovoltaicas e strings box

As strings são conjuntos de módulos fotovoltaicos conectados em série, formando circuitos que aumentam a tensão do sistema para atender às necessidades do inversor. Essas strings convergem nas strings box, instaladas entre os módulos solares e o inversor. As strings box abrigam diversos dispositivos de proteção, como Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS), disjuntores e seccionadores, além de facilitarem a organização e manutenção do sistema, permitindo a desconexão individual das strings quando necessário.

Para dimensionar os DPS em uma usina fotovoltaica, a NBR 5410:2004 orienta sobre a escolha adequada da classe: Classe I para surtos diretos de raios, Classe II para surtos indiretos e Classe III para proteção adicional de equipamentos mais sensíveis. A corrente de descarga nominal do DPS deve ser dimensionada conforme a exposição esperada a surtos, variando geralmente entre 5 kA e 20 kA para instalações menores, enquanto a corrente máxima de descarga, que indica a capacidade de suportar picos, costuma estar entre 20 kA e 40 kA.

Os DPS são conectados ao sistema de aterramento, protegendo o sistema fotovoltaico ao desviar para a terra as correntes geradas por descargas atmosféricas indiretas ou surtos transitórios na rede elétrica. Já os disjuntores e seccionadores, embora não estejam ligados diretamente ao aterramento, atuam na proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos, além de possibilitar a desconexão segura dos circuitos, garantindo a eficiência e segurança do sistema.

3.10.2 Disjuntores

Os disjuntores são componentes essenciais no sistema de proteção de uma usina fotovoltaica, presentes tanto nas strings box quanto no quadro de distribuição geral. Nas strings box, eles protegem cada string de sobrecargas e curtos-circuitos, garantindo que um problema em uma string não afete todo o sistema. No quadro de distribuição geral, disjuntores de maior capacidade são usados para proteger a conexão entre o inversor e a rede elétrica, além de permitir a desconexão segura durante manutenções ou emergências.

Para o dimensionamento correto dos disjuntores em sistemas fotovoltaicos, é essencial seguir diretrizes claras para garantir a segurança e eficiência. Segundo a NBR 5410:2004, o processo envolve várias etapas, começando pela identificação das cargas que o disjuntor deverá proteger.

O dimensionamento dos disjuntores se baseia na corrente de operação das cargas do circuito. Primeiro, é necessário calcular a corrente total de projeto, somando as correntes de todas as cargas conectadas. Após determinar a corrente de projeto, o passo seguinte é aplicar um fator de segurança para garantir uma proteção adequada e evitar disparos indesejados. De acordo com a WEG (2023), esse fator costuma variar entre 1,25 e 1,5, a depender da aplicação. A corrente nominal necessária para o disjuntor é então determinada multiplicando-se a corrente de projeto por este fator de segurança. Por exemplo, se uma string opera com uma corrente de 32 A, um fator de segurança de 1,25 resultaria em um disjuntor dimensionado para 40 A.

3.11 Aterramento

O aterramento é um aspecto fundamental para a segurança e funcionalidade dos sistemas elétricos, e em sistemas fotovoltaicos, ele desempenha um papel crucial na proteção contra surtos, falhas e descargas elétricas indesejáveis. De acordo com a ABNT NBR 5410:2004, o aterramento consiste na ligação intencional de estruturas ou equipamentos à terra, criando um caminho seguro para as correntes elétricas indesejáveis, como as de surto ou falta, minimizando riscos para as pessoas e para os equipamentos.

O dimensionamento eficiente de um sistema de aterramento depende de fatores como a resistividade do solo, que pode variar conforme as características geológicas e o grau de umidade, influenciados por fatores climáticos. A medição da resistividade do solo é um procedimento para avaliar a qualidade do aterramento, embora, em muitos casos de instalações de menor porte, essa prática possa não ser economicamente viável devido aos custos associados.

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CEPEL – CRESESB, 2014) destaca que, em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é necessário implementar tanto o aterramento de proteção, que conecta as carcaças dos equipamentos ao terra, quanto o aterramento funcional, que liga o circuito elétrico ao terra pelo condutor neutro no lado de corrente alternada. Já no lado de corrente contínua, as necessidades de aterramento variam conforme a tecnologia dos módulos e inversores, sendo que, em alguns casos, uma das polaridades pode ser aterrada, enquanto em outros o sistema pode operar em flutuação.

O manual também enfatiza que todos os componentes metálicos expostos devem ser aterrados para garantir a segurança elétrica e a equipotencialização do sistema, e que a interconexão dos sistemas de aterramento individuais, especialmente em grandes instalações, aumenta a eficiência da malha de aterramento, podendo ser feita por cabos de cobre nu enterrados. Essa prática é particularmente importante para assegurar que qualquer corrente de falha seja eficientemente direcionada para a terra, evitando danos aos equipamentos e garantindo a segurança do sistema como um todo.

4 METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

Para o desenvolvimento deste trabalho, adotou-se como metodologia o estudo de caso, que consiste em uma investigação empírica e aprofundada de um fenômeno contemporâneo dentro de seu contexto real. A principal vantagem dessa abordagem é possibilitar a análise detalhada das complexidades e particularidades de uma situação específica, permitindo a aplicação prática de conceitos teóricos e a coleta de dados que dificilmente seriam obtidos em estudos puramente teóricos.

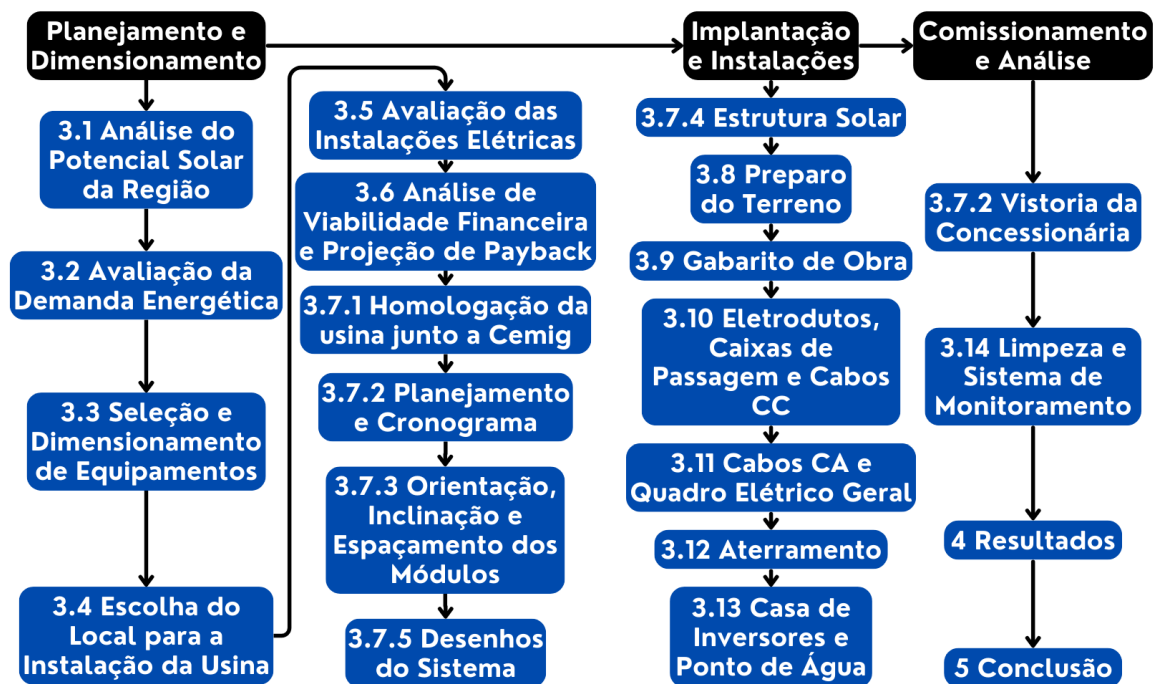
Essa metodologia mostra-se especialmente adequada para este projeto, pois permite a observação direta de todas as etapas de dimensionamento e implantação de um sistema fotovoltaico, desde o planejamento inicial até a análise de desempenho em operação. O objeto deste estudo de caso é uma propriedade rural produtora de café, localizada no município de Piumhi, em Minas Gerais, onde foi projetada e instalada a usina fotovoltaica descrita neste trabalho. Na Figura 4 é apresentado o fluxograma que resume as principais fases metodológicas abordadas, enquanto na Figura 5 é ilustrado uma vista aérea da propriedade em questão.

O dimensionamento do sistema constitui uma etapa essencial para o sucesso do projeto, exigindo a análise do potencial solar local, a avaliação das demandas energéticas da propriedade e a definição do local ideal para instalação dos painéis. Tais medidas visam garantir que o sistema opere de forma eficiente e sustentável, atendendo plenamente às necessidades energéticas da propriedade.

A execução teve início com o preparo do terreno e seguiu até a instalação dos módulos fotovoltaicos e dos demais componentes essenciais. Esse processo frequentemente apresentou desafios técnicos que demandaram soluções específicas para assegurar a montagem correta e o pleno funcionamento do sistema.

Ao longo deste trabalho, são descritas as soluções adotadas em cada fase, oferecendo uma visão abrangente do processo de implantação de uma usina fotovoltaica em solo. São abordados tanto os aspectos técnicos quanto as adaptações necessárias para superar os obstáculos encontrados durante a implementação.

Figura 4 — Fluxograma



Fonte: Autor (2025).

Figura 5 — Propriedade Rural



Fonte: Autor (2025).

4.1 Análise do potencial solar da região

A quantidade de radiação captada pelas placas solares depende de fatores como a irradiância solar do local, a área de captação, o tempo de exposição e a inclinação das placas. No Brasil, os valores diários de radiação solar podem ser consultados no site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Utilizando o sistema de consultas *SunData*, é possível obter os valores médios mensais de radiação solar ao informar apenas a latitude e longitude do local desejado.

Após inserir as coordenadas, o sistema fornece dados do ponto mais próximo onde foram realizadas medições. A irradiância solar na região estudada é considerada alta, conforme demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 — Irradiação Solar

| 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 |
| Plano Horizontal | 0° N | 5,59 | 5,92 | 4,94 | 4,8 | 4,22 | 4,04 | 4,25 | 5,2 | 5,29 | 5,51 | 5,16 | 5,52 | 5,04 | 1,88 |
| Ângulo igual a latitude | 21° N | 5,08 | 5,64 | 5,04 | 5,36 | 5,12 | 5,14 | 5,33 | 6,1 | 5,6 | 5,37 | 4,75 | 4,95 | 5,29 | 1,35 |
| Maior média anual | 21° N | 5,08 | 5,64 | 5,04 | 5,36 | 5,12 | 5,14 | 5,33 | 6,1 | 5,6 | 5,37 | 4,75 | 4,95 | 5,29 | 1,35 |
| Maior mínimo mensal | 16° N | 5,24 | 5,75 | 5,06 | 5,28 | 4,95 | 4,93 | 5,12 | 5,94 | 5,58 | 5,45 | 4,89 | 5,12 | 5,28 | 1,05 |

Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2024).

Portanto, o nível de irradiância médio 5,29 kWh/m²/dia, confirma que a região é ideal para a implantação da usina fotovoltaica.

4.2 Avaliação da demanda energética

O dimensionamento de uma usina fotovoltaica requer uma avaliação detalhada da demanda energética da propriedade. Este processo envolve três etapas principais:

a análise do consumo atual, a projeção de futuros consumos e a consideração de outras propriedades beneficiadas pelo sistema de compensação.

4.2.1 Consumo atual da propriedade

A primeira etapa consiste em avaliar o consumo já existente na fazenda. Para isso, o dimensionamento é realizado com base nos quilowatts (kW) consumidos mensalmente, considerando a média anual de consumo. A média anual é crucial porque o consumo pode variar significativamente entre os meses, e a Cemig oferece um sistema de compensação que permite utilizar a energia excedente gerada em meses de menor consumo nos meses de maior demanda.

Nas contas de luz enviadas mensalmente pela concessionária, consta o histórico de consumo dos últimos 12 meses da instalação. No entanto, o proprietário informou que recentemente foi instalado um novo padrão de energia, resultando na ausência de um histórico completo de consumo na conta atual. Para contornar essa limitação, foram utilizados os dados de consumo do ano anterior fornecidos pelo proprietário. Dessa forma, foi possível calcular a média anual de consumo mensal, através da Equação (5), resultando em 3852 kWh por mês.

$$\text{Média Anual} \left(\frac{kWh}{\text{mês}} \right) = \frac{\sum \text{Consumo Mensal}}{\text{Número de Meses}} \quad (5)$$

4.2.2 Projeções futuras de consumo

A segunda etapa do dimensionamento envolve a avaliação de projeções futuras de consumo. O proprietário informou sobre a futura aquisição de um secador de café, fornecendo especificações detalhadas e modelo do equipamento para uma avaliação precisa. Este secador de café demandará uma quantidade significativa de energia, e é essencial considerar este futuro consumo no dimensionamento da usina fotovoltaica.

Cálculo de consumo de um secador de café:

O secador de café a ser adquirido possui as seguintes especificações:

- Capacidade: 15 m³
- Número de motores: 3
- Potência total dos motores (P): 9 cv (cavalos-vapor)
- Tempo de operação (H): 10 horas por dia
- Número de dias de operação por mês (D): 26 dias
- Período de operação: 4 meses (safra de café)

O primeiro passo foi converter a potência total dos motores de cavalos-vapor (cv) para quilowatts (kW), através da Equação (6).

$$\text{Potência total em kW} = 9CV \times 0,7355 = 6,62kW \quad (6)$$

Com a potência em kW, calculou-se o consumo mensal de um secador durante o período da safra, como demonstrado na Equação (7).

$$\text{Cons. Mensal(kWh)} = 6,62kW \times \frac{10h}{\text{dia}} \times 26 \frac{\text{dias}}{\text{mês}} = \frac{1.721,2kWh}{\text{mês}} \quad (7)$$

Considerando que a projeção inclui a aquisição de dois secadores, o consumo mensal total durante a safra foi duplicado, conforme demonstrado na Equação (8).

$$\text{ConsumoMensalTotal (kWh)} = \frac{1.721,2kWh}{\text{mês}} \times 2 = \frac{3.442,4kWh}{\text{mês}} \quad (8)$$

Finalmente, para que este consumo sazonal fosse incluído no cálculo da demanda média anual, o valor foi ponderado para um período de 12 meses, como foi demonstrado na Equação (9).

$$\text{MédiaAnual} \left(\frac{kWh}{\text{mês}} \right) = \frac{3.442,4kWh}{\text{mês}} \times \frac{4}{12} = \frac{1.147,47kWh}{\text{mês}} \quad (9)$$

4.2.3 Consumo de outras propriedades

O terceiro passo é levantar o consumo de outras propriedades que serão beneficiadas com a geração da usina através do sistema de compensação. O proprietário informou o consumo de cinco residências. Com esses dados, foi feita a média anual de consumo de cada propriedade, e no final, as médias foram somadas, conforme detalhado na Equação (10).

$$Comp. \left(\frac{kWh}{mês} \right) = 191,5 + 76,91 + 199,6 + 225 + 112 = \frac{805,01kWh}{mês} \quad (10)$$

4.2.4 Cálculo final do consumo total incluindo todas as etapas

Com as informações das etapas anteriores — consumo atual da propriedade, projeções futuras e o consumo das demais residências — foi possível determinar de forma precisa a demanda energética total. O cálculo final, que soma todas essas parcelas de consumo, é apresentado na Equação (11), garantindo que o dimensionamento da usina fotovoltaica atenda às necessidades atuais e futuras da propriedade.

$$T \left(\frac{kWh}{mês} \right) = 3852kWh + 1.147,47kWh + 805,01kWh = \frac{5.804,48kWh}{mês} \quad (11)$$

4.3 Seleção e dimensionamento de equipamentos

O primeiro passo na seleção e dimensionamento do equipamento para a usina fotovoltaica é a escolha das especificações e marcas dos equipamentos a serem utilizados. Para isso, é realizada uma pesquisa de mercado para encontrar equipamentos que atendam aos requisitos de eficiência, durabilidade, garantia e segurança. Após aplicar esses filtros, são selecionadas as marcas que oferecem o melhor custo-benefício.

4.3.1 Painéis solares

Para o dimensionamento da usina fotovoltaica, foram selecionadas placas da marca Risen, modelo RSM144-6-410M, com potência nominal de 410 W por painel. O fabricante informou que esses módulos apresentavam um coeficiente de temperatura de $-0,37\%/^{\circ}\text{C}$, indicando uma redução percentual de potência para cada grau acima de 25°C . Em dias quentes, conforme a Solfácil (2025), a temperatura superficial dos painéis pode ultrapassar a 60°C , resultando em cerca de 35°C acima dos padrões de teste, o que acarreta em uma perda de 12,95% na potência, calculada através da Equação (12).

$$p_{temp} = (60^{\circ} - 25^{\circ}) \times 0,37\% \approx 12,95 \quad (12)$$

Outra fonte potencial de perdas seria a poeira, particularmente relevante no caso de estradas não pavimentadas nas proximidades, pois o acúmulo de partículas na superfície dos módulos pode bloquear parte da radiação solar. Entretanto, no presente projeto, considerou-se que essas perdas extras poderiam ser praticamente eliminadas graças ao compromisso do proprietário em manter os módulos limpos por lavagens frequentes e em aplicar medidas para minimizar a dispersão de poeira na estrada de acesso.

Além disso, a Risen Energy garantia que, após 25 anos, cada módulo manteria 84,8% de sua capacidade original, o que corresponde a uma perda acumulada de 15,2% ($100\% - 84,8\%$). Para assegurar que a usina continuasse a suprir a mesma demanda após esse período, foi necessário considerar tanto a redução de potência em função do calor quanto a degradação de longo prazo.

Inicialmente, calculou-se a geração diária ideal de cada painel, sem considerar as perdas, utilizando a Equação (13). Este cálculo toma a potência nominal de 0,41 kW e a irradiância média de $5,29 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$.

$$0,410\text{kW} \times \frac{5,29\text{kWh}}{\text{m}^2} = \frac{2,17\text{kWh}}{\text{dia}} \quad (13)$$

Em seguida, foram aplicadas as perdas de temperatura ($1 - 0,1295 = 0,8705$) e de degradação após 25 anos ($1 - 0,152 = 0,848$) de forma sucessiva, conforme demonstrado na Equação (14).

$$2,17 \times 0,8705 \times 0,848 = \frac{1,60kWh}{dia} \quad (14)$$

Depois, calculou-se a energia gerada por cada painel por mês, multiplicando a geração diária por 30 dias, como mostrado na Equação (15).

$$\frac{1,6kWh}{dia} \times 30dias = \frac{48kWh}{mês} \quad (15)$$

Assim, para suprir a demanda de consumo de 5804,48 kWh/mês, determinou-se a quantidade de painéis necessários dividindo a demanda total pela geração individual de cada painel, como mostrado na Equação (16).

$$\frac{\frac{5804,48kWh}{mês}}{\frac{48kWh}{mês}} = 120,93 \quad (16)$$

Por fim, arredondando, chegou-se a 121 painéis. Desse modo, mesmo ao final de 25 anos, a usina fotovoltaica manteria capacidade suficiente para suprir a meta de 5804,48 kWh/mês, considerando as perdas de temperatura e a degradação dos módulos ao longo do tempo.

4.3.2 Inversores solares

O transformador da fazenda, com potência de 37,5 kVA, era responsável por atender toda a carga elétrica disponível naquele ponto de conexão. Em outras palavras, possuía um limite físico para a quantidade de energia que poderia ser fornecida ou recebida sem risco de sobrecarga ou aquecimento excessivo. Assim,

caso o sistema fotovoltaico injetasse uma potência acima desses 37,5 kVA, o transformador operaria fora de sua faixa segura, acarretando problemas de estabilidade, aquecimento e até falhas mais graves na rede.

Por essa razão, a soma das potências nominais dos inversores precisava ser restringida à capacidade máxima do transformador, garantindo que a quantidade de energia injetada não excedesse o que a concessionária e a infraestrutura local (no caso, esse transformador) poderiam suportar de forma confiável.

Na propriedade, a rede elétrica de atendimento era bifásica. Embora fosse possível trazer uma rede trifásica até a fazenda, o custo seria alto e o investimento ficaria por conta do proprietário, inviabilizando o projeto.

No mercado de energia solar, os inversores com melhor custo-benefício para a usina seriam unidades trifásicas com saída de 220 V e potência de 37,5 kW. No entanto, devido à limitação da rede bifásica, seria necessário utilizar um autotransformador para adaptar a rede, o que aumentaria os custos e acarretaria em perda de energia durante a conversão.

Os inversores disponíveis no mercado com maior custo-benefício e que não precisavam de autotransformadores tinham potências de até 10 kW. Portanto, considerando o custo e o balanceamento dos circuitos dos painéis solares, foram escolhidos cinco inversores monofásicos com saída de 220 V e potência de 7,5 kW, da marca Sofar Solar, modelo 7.5KTLM-G2, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 — Inversores



Fonte: Autor (2025).

Segundo o fabricante, esse modelo de inversor suportava uma entrada máxima de energia de 9,98 kWp, operando com um overload máximo aproximado de 1,33%.

Logo, embora o cálculo inicial apontasse para 121 painéis, decidiu-se instalar 120 módulos para evitar que a potência total dos painéis ultrapassasse o limite suportado pelos inversores. Dessa forma, cada inversor recebeu 24 placas, resultando em 9,84 kWp por inversor, o que mantinha a usina dentro de sua capacidade nominal e reduzia o risco de sobrecarga no sistema. Com 49,2 kWp instalados e considerando que cada módulo gerasse aproximadamente 48 kWh ao mês, estimou-se uma produção média de 5760 kWh/mês, valor suficiente para atender às necessidades energéticas do cliente, sem exceder a capacidade dos inversores ou da rede de atendimento.

4.4 Escolha do local para a instalação da usina

Como eram necessárias 120 placas solares, cada uma com cerca de 2 m², a área mínima para a instalação foi estimada em aproximadamente 240 m², sem considerar os espaçamentos. Esse dimensionamento preliminar foi fundamental para direcionar a escolha do local.

No entanto, diversos fatores adicionais precisaram ser levados em conta para garantir a viabilidade e a eficiência do projeto. Em primeiro lugar, optou-se por eliminar as áreas que apresentavam pontos de sombra ao longo do dia, já que o sombreamento reduzia significativamente a produção de energia solar.

O cenário ideal teria sido a instalação em telhados sem sombras e orientados para o norte, o que maximizaria a exposição solar. Contudo, todos os telhados com tamanho suficiente apresentavam sombreamentos, inviabilizando essa opção. Diante disso, decidiu-se pela implantação em solo — mesmo que, inicialmente, houvesse preferência pelos telhados para reduzir custos de estrutura e liberar o solo para outros usos.

Outro fator crucial foi a distância do ponto de conexão ao padrão de energia, ilustrado na Figura 7. Quanto maior a distância, maiores eram os custos com cabos, além das perdas elétricas. Assim, buscou-se um espaço próximo ao padrão para minimizar essas despesas.

Figura 7 — Conexão com a rede



Fonte: Autor (2025).

A escolha do local também precisou obedecer aos requisitos de segurança e às normas da concessionária de energia. Conforme a ND 5.1 da Cemig, havia uma faixa de servidão de 15 metros para a rede elétrica, exigindo afastamento mínimo de 7,5 metros de cada lado da fiação, a fim de evitar interferências ou riscos durante manutenções.

Após essa análise, selecionou-se uma área sem uso, próxima aos terreiros de café e à estrada de entrada da fazenda, conforme pode ser visto na Figura 8. Esse local atendia à maior parte dos requisitos: ausência de sombras, proximidade com o padrão de energia, cumprimento das exigências de segurança e uso racional do espaço disponível.

Figura 8 — Local da Usina



Fonte: Autor (2025).

Entretanto, houve um aspecto negativo: a estrada de acesso não era pavimentada, resultando em grande incidência de poeira, sobretudo nos meses de seca, um problema ilustrado na Figura 9. Essa poeira poderia se acumular sobre os módulos fotovoltaicos, formando uma espécie de "película" que reduzia a captação dos raios solares. Para mitigar essas perdas, o proprietário comprometeu-se a lavar os módulos com maior frequência, arcando com a manutenção extra. Embora não tenha sido a condição ideal, tratou-se do único local viável para a instalação, e a limpeza periódica deveria manter a eficiência de geração nos níveis esperados.

Figura 9 — Poeira



Fonte: Autor (2025).

4.5 Avaliação das instalações elétricas

Como a usina foi instalada em solo, a conexão foi realizada diretamente ao padrão de energia da propriedade. Para isso, foi necessário verificar a capacidade de carga desse padrão, assegurando que ele pudesse suportar a usina fotovoltaica sem sobrecargas. Além disso, foi fundamental avaliar as condições do padrão de energia e das instalações elétricas existentes, garantindo que estivessem em conformidade com as normas técnicas vigentes. A homologação e a conexão à rede elétrica por

parte da concessionária dependiam do cumprimento dessas normas, exigindo que todas as instalações estivessem devidamente regularizadas e seguras.

Felizmente, o padrão de energia era novo e atendia às normas, não sendo necessárias mudanças. O padrão era bifásico, equipado com um disjuntor de 200 A.

4.6 Análise de viabilidade financeira e projeção de payback

Para além da análise técnica, a metodologia do presente estudo contemplou uma análise de viabilidade financeira para determinar o tempo de retorno do investimento (payback). O ponto de partida foi o orçamento consolidado do projeto, que totalizou um investimento de aproximadamente R\$ 200.000,00. Este montante foi segregado em R\$ 180.000,00 para o sistema fotovoltaico — incluindo a aquisição de todos os módulos, inversores, estruturas de fixação, cabeamentos, dispositivos de proteção e os custos de projeto, homologação e mão de obra — e R\$ 20.000,00 para a infraestrutura civil de suporte, que abrangeu os serviços de terraplenagem, a construção da casa de inversores, as fundações em concreto e a instalação de cercamento e ponto de água. A projeção da economia foi fundamentada na tarifa de energia de R\$ 0,689 por kWh, vigente na época, e na efetiva redução do custo mensal da propriedade, que passou de uma média de R\$ 3.968,64, valor calculado com base na tarifa de energia e na geração mensal estimada, para a taxa mínima de R\$ 34,45 (equivalente a 50kW). Com isso, projetou-se uma economia anual de R\$ 47.623,68. A partir desses dados, o cálculo do payback simples, obtido pela divisão do investimento total pela economia anual, resultou em aproximadamente 4,20 anos. Contudo, ao considerar a inflação energética, estimou-se que o retorno real do investimento seria alcançado em um período entre 3 e 4 anos.

4.7 Projeto e execução

A fase de projeto foi fundamental para o sucesso da usina fotovoltaica. Nessa etapa, foram tratados os processos de homologação junto à Cemig e o planejamento detalhado das atividades, incluindo a elaboração de um cronograma. Esses passos foram essenciais para garantir que todas as fases subsequentes do projeto ocorressem de maneira organizada e eficiente.

4.7.1 Homologação da usina junto a Cemig

Este trabalho não se aprofundou na explicação detalhada do processo de projeto e homologação junto à concessionária. Portanto, abordaram-se brevemente as principais etapas dessa fase.

A primeira etapa para que a usina fotovoltaica se tornasse viável foi a homologação junto à Cemig, a concessionária de energia.

Para essa homologação, eram necessários os documentos pessoais do proprietário ou documentos da empresa (se fosse o caso), além de um formulário de dados, memorial descritivo simples, certificado de segurança dos inversores emitido por órgão responsável e um diagrama unifilar básico que exemplificasse como seria a ligação dos componentes e o dimensionamento de placas, inversores, dispositivos de proteção e cabos. Também era necessária a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) emitida pelo responsável técnico.

Todos os detalhes da homologação estavam presentes no Manual de Geração Distribuída disponível no site da Cemig e também na Resolução Normativa ANEEL nº 1.059. Uma vez que o projeto fosse enviado, a concessionária tinha um prazo para emitir o parecer de acesso. Esse parecer permitia ao responsável técnico iniciar as obras. A obra precisava ser concluída, e era necessário solicitar a vistoria dentro do prazo de validade do parecer de acesso, que, no caso de microgeração, era de 120 dias.

Na vistoria, agentes visitavam a usina para conferir se tudo havia sido executado de acordo com o projeto apresentado e se estava conforme as normas vigentes. Nesse momento, o medidor do padrão de energia era substituído por um novo medidor bidirecional, capaz de medir a energia produzida e consumida. A partir dessa instalação, os disjuntores da usina podiam ser ligados e ela passava a produzir e contabilizar energia elétrica.

4.7.2 Planejamento e cronograma

Após a aprovação da usina fotovoltaica pela Cemig, o primeiro passo consistiu na elaboração de uma lista de compra dos materiais e equipamentos necessários. Para isso, foi elaborado um croqui e foram realizadas diversas medições no local de

instalação, assegurando a quantificação precisa de cada item. Como a empresa responsável pela instalação não mantinha estoque, os equipamentos tiveram de ser encomendados e levaram cerca de 30 dias para começar a chegar.

Para otimizar o tempo, todas as atividades que poderiam ser adiantadas foram executadas enquanto se aguardava a chegada dos equipamentos. A usina foi entregue em funcionamento 90 dias após o fechamento do contrato, sendo aproximadamente 20 dias destinados à aprovação do projeto e à emissão do parecer de acesso pela concessionária.

Após a aprovação, iniciaram-se os serviços de preparação do terreno, incluindo a construção de um muro de contenção, o nivelamento do solo, a montagem de um alambrado em torno do local de instalação para garantir a segurança da usina, além da construção da casa de inversores para abrigar os equipamentos e quadros elétricos. O cronograma detalhado, com a duração e a sequência das principais etapas do projeto, é apresentado na Figura 10.

Figura 10 — Cronograma



Fonte: Autor (2025).

4.7.3 Orientação, inclinação e espaçamento dos módulos solares

Na instalação da usina, foram considerados três fatores cruciais para maximizar a eficiência do sistema fotovoltaico e evitar perdas de rendimento: orientação, inclinação e espaçamento dos módulos solares. Isso ocorreu porque, quanto mais perpendiculares estivessem os raios solares em relação ao painel, maior seria a quantidade de irradiação convertida em eletricidade, reduzindo ao máximo as perdas que poderiam comprometer o desempenho do sistema.

4.7.3.1 Orientação dos módulos solares

Conforme a Revisão Bibliográfica, a melhor orientação para instalações no hemisfério sul é o norte verdadeiro. Dessa forma, os módulos desta usina foram todos alinhados nessa direção, levando em conta a topografia e outras restrições do local (como a presença de edificações e linhas de servidão).

4.7.3.2 Inclinação dos módulos solares

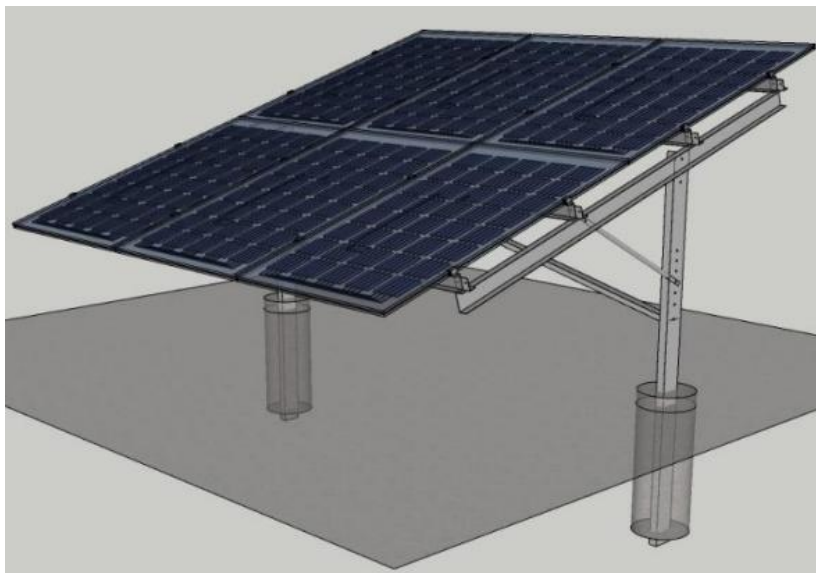
A inclinação foi definida de modo a otimizar a captação de energia ao longo do ano. O estudo considerou a latitude local (aproximadamente 20°) e o custo adicional que eventuais ajustes sazonais acarretariam. Optou-se, então, por uma inclinação fixa de 20° , valor próximo à latitude, garantindo um bom desempenho anual sem demandar mão de obra especializada para alterar o ângulo em diferentes estações.

4.7.3.3 Espaçamento entre as fileiras dos módulos solares

O espaçamento entre as fileiras foi essencial para evitar sombreamento e garantir que cada módulo recebesse irradiação solar suficiente, minimizando perdas de eficiência. Para calcular esse espaçamento, o primeiro passo foi determinar o comprimento total da estrutura que suporta os módulos. Optou-se por uma estrutura de linha dupla, onde cada seção acomodava seis módulos, dispostos em duas fileiras de três módulos cada, conforme ilustrado na Figura 11.

Considerando o comprimento de cada módulo (2,015 m) e um espaçamento de 5 cm para os grampos de fixação, o comprimento total foi calculado através da Equação (17).

Figura 11 — Estrutura Linha Dupla



Fonte: Arcol Solar (2021).

$$\text{Comprimento} = (2.015 \text{ m} \times 2) + 0,05\text{m} = 4,08\text{m} \quad (17)$$

Com o comprimento total definido, calculou-se a altura inclinada da estrutura, que corresponde à projeção vertical da fileira de painéis, utilizando a Equação (18).

$$\text{AlturaInclinada} = 4,08\text{m} \times \text{sen}(20^\circ) = 1,39\text{m} \quad (18)$$

O próximo passo foi determinar o ângulo de incidência solar mais baixo do ano, que ocorre no solstício de inverno. Para a latitude da fazenda (aproximadamente 20° sul), este ângulo foi calculado conforme demonstrado na Equação (19).

$$90^\circ - (20^\circ + 23,5^\circ) = 90^\circ - 43,5^\circ = 46,5^\circ \quad (19)$$

Finalmente, com a altura inclinada e o ângulo de incidência, foi possível calcular a projeção máxima da sombra (L) que uma fileira de painéis projetaria sobre a outra, conforme demonstrado na Equação (20).

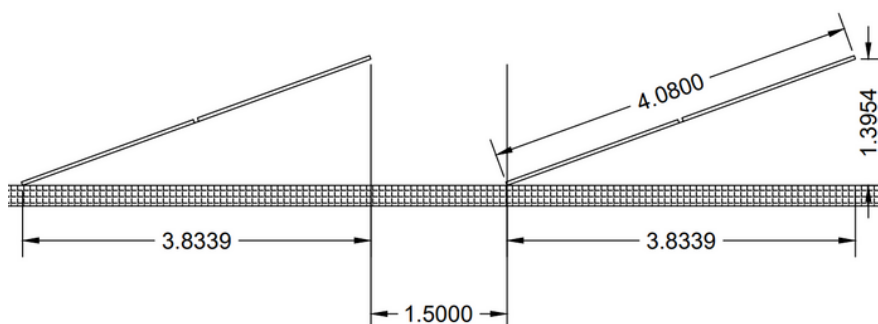
$$L = 1,39m / \tan(46,5^\circ) = 1,32m \quad (20)$$

Portanto, a projeção da sombra dos painéis solares no solstício de inverno ao meio-dia foi de aproximadamente 1,32 metros. Esse era o espaçamento mínimo necessário entre as fileiras de módulos solares na Fazenda Penedos para evitar sombreamento, garantindo que cada módulo recebesse luz solar direta ao longo de todo o ano.

Na instalação, definiu-se um espaçamento de 1,5 metros, de acordo com o espaço disponível e a disposição das fileiras, como pode ser visto na simulação ilustrada na Figura 12. Esse valor excedia o mínimo calculado e era sempre recomendável deixar uma margem adicional para pequenas variações durante a execução do projeto. Além disso, durante o nascer e o pôr do sol, algumas sombras laterais poderiam atingir os módulos, mas o impacto na geração de energia permaneceria muito pequeno.

Para estabelecer o espaçamento entre fileiras, também foi preciso avaliar a logística de movimentação dentro da usina. Em fazendas solares com grande quantidade de painéis, esse espaçamento, dependendo do projeto, deveria permitir até mesmo a passagem de um veículo para eventuais manutenções. No presente caso, por se tratar de uma usina de pequeno porte, o espaçamento de 1,5 metros foi suficiente para viabilizar manutenções e limpeza dos módulos.

Figura 12 — Simulação de Módulos



Fonte: Autor (2025).

4.7.4 Estrutura solar

As estruturas solares para placas fotovoltaicas foram projetadas para serem eficientes e resistentes, garantindo a durabilidade das instalações, como pode ser visto na Figura 13. Segundo a Arcol Solar, a estrutura utilizada era do tipo linha dupla, fabricada em aço estrutural com base fixada por concretagem, seguindo as normas NBR 6123 (cargas de vento) e NBR 8800 (estruturas de aço).

Figura 13 — Estrutura

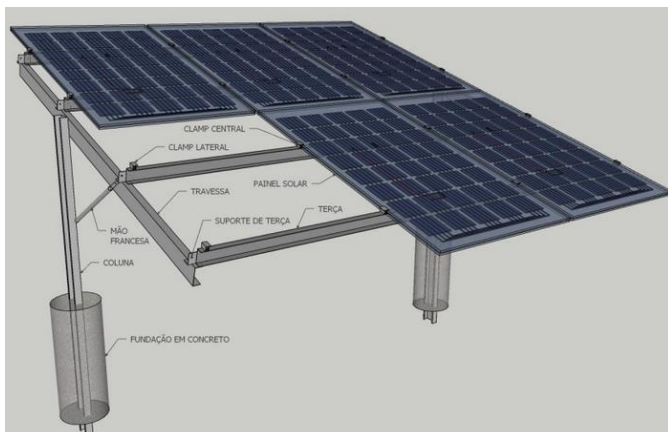


Fonte: Autor (2025).

O sistema permitia ajustar a inclinação dos módulos solares entre 4° e 23°, adaptando-se às condições locais para otimizar a captação solar. As mesas para ancoragem dos módulos eram fabricadas em aço estrutural, com terças que permitiam espaçamentos de 3,00 a 4,25 metros. A estrutura recebia um acabamento galvanizado a fogo por imersão, o que garantia maior resistência à corrosão e aos raios UV. Cada conjunto da estrutura suportava 2 linhas de 3 placas. Ao posicionar 2 conjuntos lado a lado, economizava-se um pilar; em vez de 2 pilares para cada conjunto, utilizava-se apenas 1 pilar no centro, resultando em 3 pilares para 2 conjuntos, 4 pilares para 3 conjuntos, e assim por diante. Além disso, a estrutura possuía contraventamentos entre os pilares, proporcionando maior estabilidade e

resistência ao sistema. Na Figura 14 é demonstrado os componentes que formam o conjunto da estrutura solar.

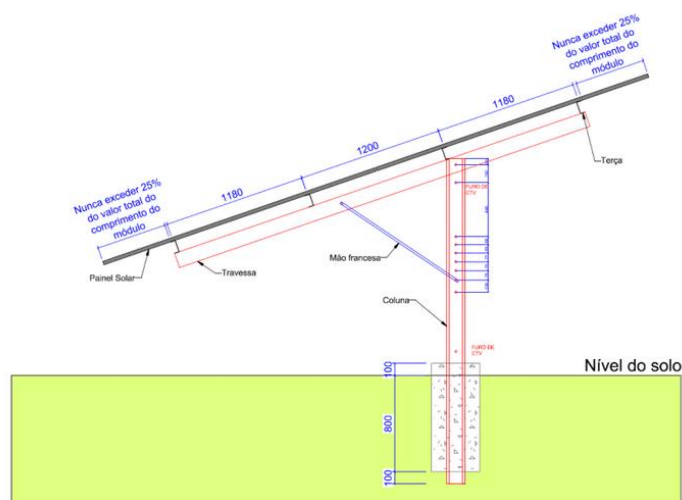
Figura 14 — Estrutura Solar



Fonte: Arcol Solar (2021).

A montagem da estrutura exigiu a criação de uma base sólida. Primeiro, abriu-se um buraco com 700 mm de profundidade. Em seguida, a coluna metálica foi cravada 100 mm no fundo, e concretou-se o espaço, formando uma coluna de 800 mm de altura, com 100 mm acima do nível do solo para acabamento e proteção, conforme detalhado no desenho técnico da Figura 15. Depois da concretagem dos pilares e da montagem das estruturas, cobriu-se toda a área da usina com brita, garantindo um acabamento permeável, de baixo custo, e que evita o crescimento de plantas.

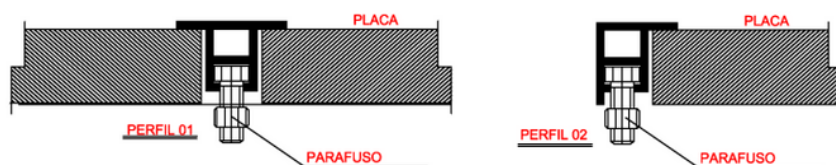
Figura 15 — Detalhes de Fixação



Fonte: Arcol Solar (2021).

A fixação dos módulos ocorreu por meio de clamps (grampos de alumínio) centrais e laterais, garantindo a segurança e a estabilidade dos painéis, como ilustrado na Figura 16.

Figura 16 — Detalhe de fixação Clamps Centrais e Laterais



Fonte: Arcol Solar (2021).

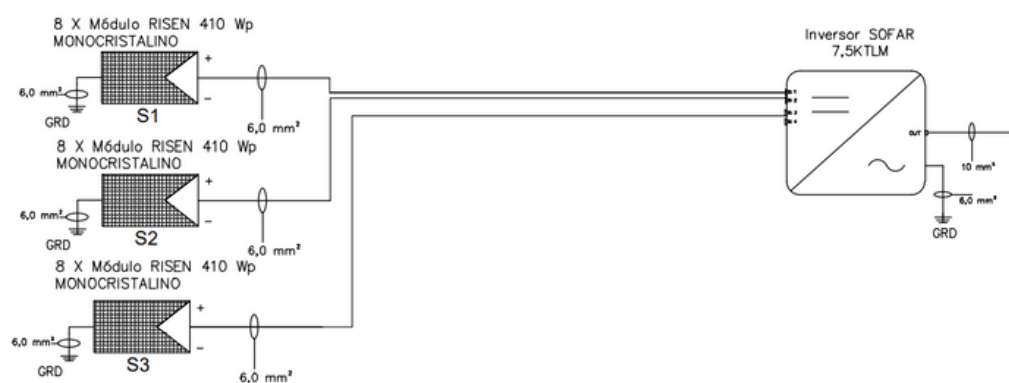
4.7.5 Desenhos do sistema

Os desenhos foram feitos com base em medidas e especificações técnicas dos elementos da usina. Eles foram essenciais para projetar o sistema de modo que tudo ficasse conforme planejado e dentro das normas técnicas, além de orientar todos os colaboradores envolvidos na instalação e manutenção da usina.

4.7.5.1 Diagrama unifilar básico

Para a homologação e registro da usina, é necessário o diagrama unifilar básico, que representa como as ligações elétricas serão feitas. Este diagrama, sem escala, indica a bitola de todos os cabos do sistema, além dos equipamentos e dispositivos de proteção. Na Figura 17 é apresentado um detalhe do diagrama unifilar.

Figura 17 — Detalhe Diagrama Unifilar

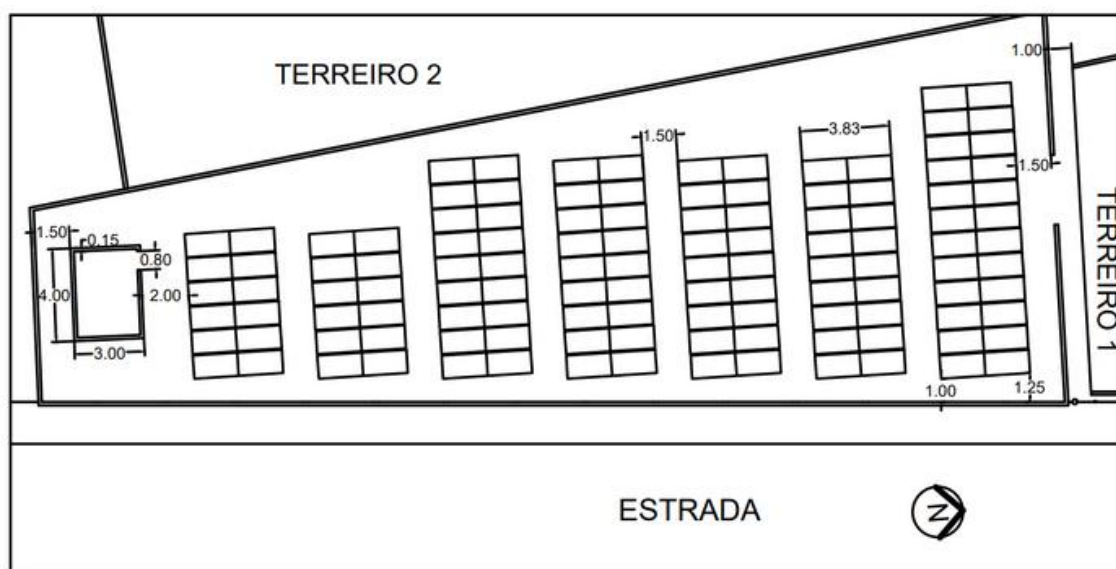


Fonte: Autor (2025).

4.7.5.2 Vista superior com painéis instalados

Para complementar o projeto, foi elaborado um desenho mostrando a vista superior dos painéis solares instalados, como pode ser visto na Figura 18. Esse desenho teve o objetivo de apresentar a disposição final dos equipamentos, assegurando que todas as especificações técnicas e espaciais fossem atendidas.

Figura 18 — Desenho Vista Superior

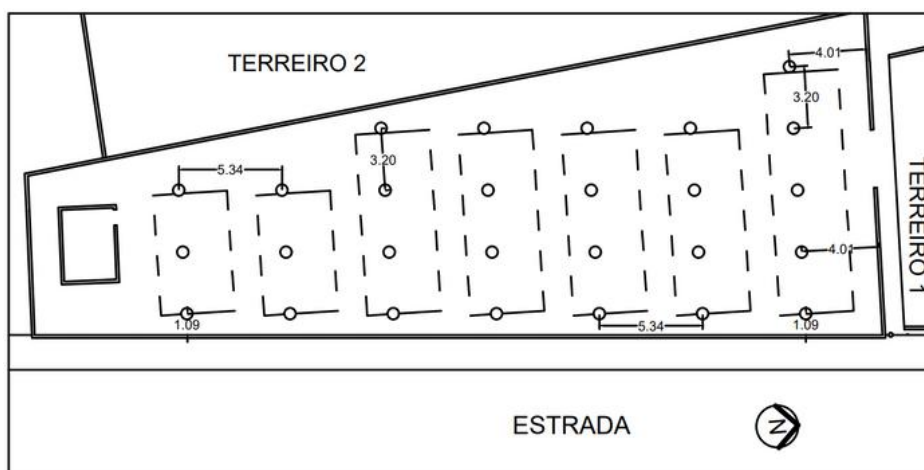


Fonte: Autor (2025).

4.7.5.3 Desenhos da furação dos pilares

Para determinar o local exato do centro dos furos dos pilares, consultou-se o datasheet da estrutura solar. Os pilares eram fixados nas travessas a uma distância de 600 mm do centro das travessas. Com a travessa inclinada a 20° , a projeção no solo do centro do pilar em relação ao centro da travessa foi calculada multiplicando-se os 600 mm pelo cosseno de 20° , resultando em 564 mm. As terças da estrutura permitiam um ajuste de vão entre os pilares de 3 metros a 4,25 metros, sendo que na fazenda, a distância entre os centros dos buracos foi estabelecida a cada 3,2 metros, para suportar 6 placas em linha dupla e seus grampos de fixação, com uma pequena margem de erro. Na Figura 19 é ilustrado o plano de furação dos pilares no terreno.

Figura 19 — Furação dos Pilares

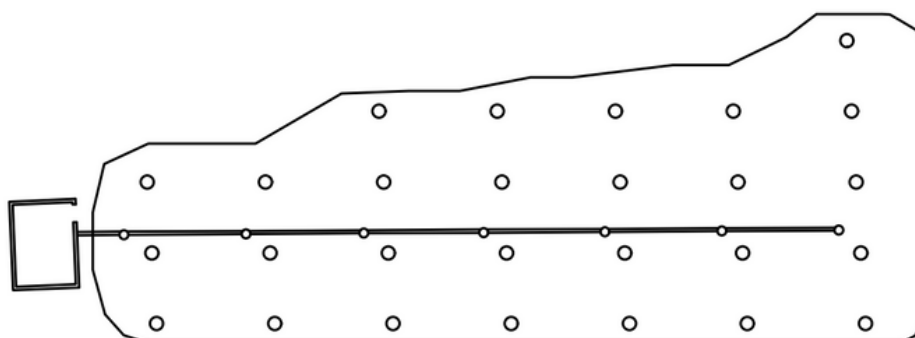


Fonte: Autor (2025).

4.7.5.4 Desenhos da furação das caixas de passagem e aterramento

Outro desenho detalhava os locais de furação das caixas de passagem de cabos e do sistema de aterramento, conforme apresentado na Figura 20. Esse desenho foi crucial para a fase de instalação, garantindo que todos os componentes elétricos ficassem posicionados corretamente conforme planejado.

Figura 20 — Desenhos da Furação do Aterramento e de Caixas de Passagens



Fonte: Autor (2025).

4.8 Preparo do terreno

Antes de iniciar a instalação da usina fotovoltaica, foi necessário preparar o terreno, que apresentava vegetação espontânea e um desnível acentuado. Para

corrigir essas condições, utilizou-se um trator equipado com pá carregadeira, removendo a vegetação e acertando a superfície. Em seguida, construiu-se um muro de contenção para estabilizar as áreas mais suscetíveis a erosões, nivelou-se o solo e realizou-se a compactação final, garantindo uma base firme e regular para a usina, como pode ser observado na Figura 21.

Depois que o terreno ficou pronto, foi erguido um muro de alambrado em todo o perímetro da usina, mantendo-se apenas um acesso frontal por meio de um portão de estrutura metálica e tela. Essas medidas de cercamento e controle de acesso asseguraram maior segurança para os equipamentos e para o fluxo de pessoas na área da usina.

Figura 21 — Terraplenagem e muro de contenção



Fonte: Autor (2025).

4.9 Gabarito de obra

Após o nivelamento e a compactação do terreno, iniciou-se o processo de gabarito da obra, demarcando-se com estacas e linhas os locais exatos de furação para a fixação das estruturas. Foram realizadas medições precisas no sentido do comprimento e da largura, cruzando-se as linhas nos pontos de furação e também nos demais alinhamentos, incluindo o perímetro da casa de inversores. Esse

procedimento, ilustrado na Figura 22, assegurou que todas as distâncias e ângulos atendessem às especificações do projeto.

Figura 22 — Gabarito



Fonte: Autor (2025).

4.10 Eletrodutos, caixas de passagem e cabos corrente contínua

Após a instalação e concretagem dos pilares da estrutura metálica, iniciou-se a fase de furação e instalação dos eletrodutos e das caixas de passagem de cabos. Para cada fileira de placas, foi instalada uma caixa de passagem, interligada a outras por meio de um eletroduto corrugado em linha reta, percorrendo o centro de toda a usina, como ilustrado na Figura 23. Esse duto conduz os cabos de forma subterrânea até a casa dos inversores. As caixas de passagem serviram como pontos de verificação ao longo do eletroduto, facilitando tanto a passagem dos condutores quanto futuras manutenções. Para sua confecção, utilizou-se um cano de PVC com 20 cm de diâmetro, cada caixa atingindo 30 cm de profundidade e sendo posteriormente fechada com tampas simples de 20 × 20 cm.

Figura 23 — Eletrodutos



Fonte: Autor (2025).

De acordo com a Tabela 33 da ABNT NBR 5410:2004, os condutores da usina solar foram classificados no método de referência D, que se aplica a “cabos multipolares em eletroduto enterrado no solo”. Como a isolação adotada é do tipo EPR ou XLPE, consultou-se a Tabela 37 da mesma norma para verificar a capacidade máxima de condução de corrente em função da bitola do cabo.

Nesse contexto, dimensionaram-se primeiramente os cabos de corrente contínua (CC) considerando a quantidade de strings por inversor: cada inversor dispõe de entradas para 3 strings, o que resultou em 15 strings ao dividir o total de placas pelo total de strings. Cada string possui 8 painéis em série, cada painel com potência máxima de 410 W, atingindo assim 3280 W por string. A corrente de cada arranjo foi calculada dividindo-se 3280 W pela tensão de operação de 220 V, obtendo-se cerca de 14,9 A por string.

Embora um cabo de 2,5 mm² pudesse atender a essa corrente, optou-se por um cabo de 6 mm², garantindo maior margem de segurança e, conseqüentemente, desprezando a queda de tensão, graças à folga de bitola.

Para o dimensionamento do eletroduto, precisou-se considerar a medida externa do cabo (incluindo isolação). O cabo de 6 mm² tinha área total de 15,2 mm²; por serem dois condutores por string (positivo e negativo), multiplicou-se 2 × 15,2 mm² pelo número de strings (15), totalizando 456 mm² de cabos. Em circuitos com 3 ou mais condutores, a norma limita o preenchimento a 40% da área do eletroduto. Assim, pelo cálculo de regra de três, a área mínima necessária seria de 1140 mm². O eletroduto de 1½" possuiria aproximadamente 1348 mm² de área, atendendo o requisito. Entretanto, na obra, utilizou-se eletrodutos de 3", assegurando ainda mais espaço livre e facilitando eventuais manutenções.

Após a última caixa de passagem, já instalada ao lado da casa de inversores, houve a continuidade dos cabos em um eletroduto de 1½", o qual atravessou a parede e distribuiu os condutores entre os inversores, como pode ser visto na Figura 24. Para facilitar a organização, prenderam-se juntos o cabo positivo e o cabo negativo de cada string, e, em seguida, reuniram-se os conjuntos de cabos referentes à mesma fileira de placas, mantendo uma progressão lógica das strings até os inversores. Essa medida simplificou não apenas o momento de conexão aos equipamentos, mas também a identificação de arranjos em eventuais manutenções.

Figura 24 — Eletrodutos parede



Fonte: Autor (2025).

Em cada fileira de placas, instalou-se ainda um pequeno quadro elétrico, que continha disjuntores individuais para cada string, bem como dispositivos de proteção

contra surtos (DPS), conforme detalhado na Figura 25. Essa configuração possibilitou a desconexão independente de cada arranjo, facilitando futuras intervenções ou manutenções, além de assegurar a proteção do sistema contra sobretensões e descargas elétricas.

Adicionalmente, ao chegarem ao inversor, mas antes da conexão, os cabos passaram por uma string box que abrigava mais dispositivos de proteção (DPS), reforçando a segurança e garantindo múltiplas camadas de proteção ao longo de todo o trajeto, desde as placas até a entrada do equipamento.

Figura 25 — Quadro parte CC



Fonte: Autor (2025).

4.11 Cabos corrente alternada e quadro elétrico geral

Após o inversor converter a energia de corrente contínua para corrente alternada, foi preciso injetar essa energia na rede. Para isso, de cada inversor saiu um cabo flexível conectado ao quadro geral da usina. Para calcular esse condutor, considerou-se a potência máxima de saída do inversor (7,5 kW ou 7500 W). Dividindo-se 7500 W por 220 V, chegou-se a 34,03 A. Em seguida, aplicou-se um fator de segurança de 25%, o que levou à definição de um cabo mínimo de 10 mm². Dessa forma, os cabos dos cinco inversores foram direcionados até o quadro geral, onde cada um passou por disjuntores bifásicos termomagnéticos de curva C, dimensionados em 50 A de acordo com a capacidade do cabo. Além disso, instalou-se uma chave seccionadora de 200 A entre o barramento do quadro e os condutores

vindos do padrão. A montagem final do quadro elétrico geral é apresentada na Figura 26.

Para levar a energia até o padrão, somou-se a potência de saída total ($7,5 \text{ kW} \times 5 = 37,5 \text{ kW}$ ou 37.500 W). Dividindo-se 37.500 W por 220 V , obteve-se $170,45 \text{ A}$, corrente que um cabo flexível de cobre de 70 mm^2 suportaria no limite. No entanto, optou-se por cabos de alumínio no formato 2 fases + neutro nu, utilizando o neutro como fio de apoio. Como a resistividade do alumínio é cerca de 65% maior que a do cobre, multiplicou-se 70 mm^2 por 1,65 para chegar a uma seção equivalente de $115,5 \text{ mm}^2$. Mesmo assim, escolheu-se um cabo de 185 mm^2 para evitar perdas de energia ao longo do trajeto entre o quadro geral e o padrão. Esse cabo triplex foi instalado de maneira aérea até o padrão de energia.

Figura 26 — Quadro geral



Fonte: Autor (2025).

4.12 Execução do aterramento

O aterramento foi executado em linha, com malha e hastes. Por todo o perímetro da usina, percorreu-se um cabo de cobre nu de 50 mm^2 . A cada $2,4 \text{ m}$, cravou-se uma haste de cobre de $2,4 \text{ m}$ de comprimento e 16 mm de diâmetro. Todas as estruturas metálicas foram interligadas a esse aterramento, incluindo os painéis e

os inversores, que ainda receberam proteção adicional por meio de DPS (Dispositivos de Proteção contra Surtos).

4.13 Casa de inversores e ponto de água

A casa de inversores, ilustrada na Figura 27, foi construída em alvenaria comum. Devido à baixa complexidade e à reduzida incidência de cargas, optou-se por uma fundação simples, com vigas baldrame apoiadas em alicerces de pedras compactadas e preenchidas com concreto. A alvenaria foi executada com blocos cerâmicos assentados com argamassa. Em seguida, aplicou-se um emboço de massa única, alisado e finalizado com desempenadeira.

A laje foi feita usando vigas pré-moldadas e lajotas cerâmicas, com espessura final de 10 cm, depois recebeu cobertura de telha metálica trapezoidal. Toda a estrutura foi pintada ao final. O acesso ficou por meio de um portão metálico, fechado na parte inferior e aberto com barras na superior, garantindo ventilação. Além disso, incluiu-se um contrapiso de concreto para o piso interno.

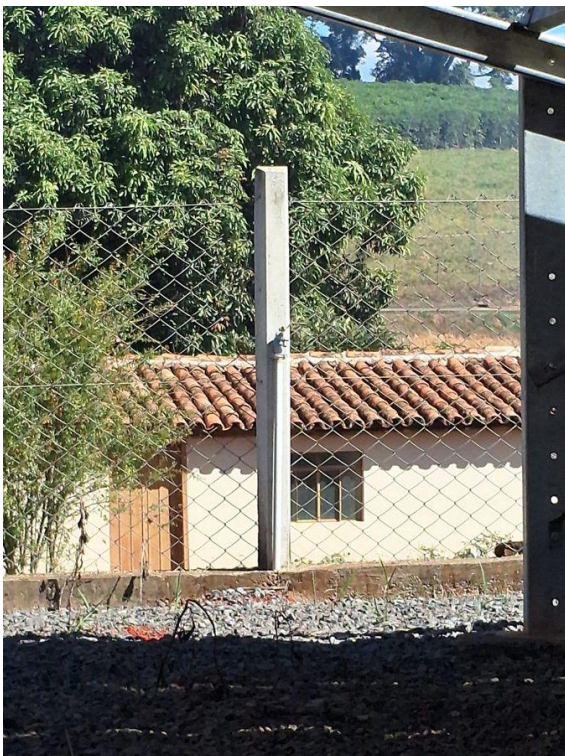
Figura 27 — Casa de inversores



Fonte: Autor (2025).

Para facilitar a limpeza dos módulos, foi levado um encanamento de água até o centro da usina, como mostrado na Figura 28. Essa torneira se mostrou fundamental para agilizar a higienização dos painéis, tornando o processo mais rápido e eficiente.

Figura 28 — Torneira



Fonte: Autor (2025).

4.14 Limpeza e sistema de monitoramento

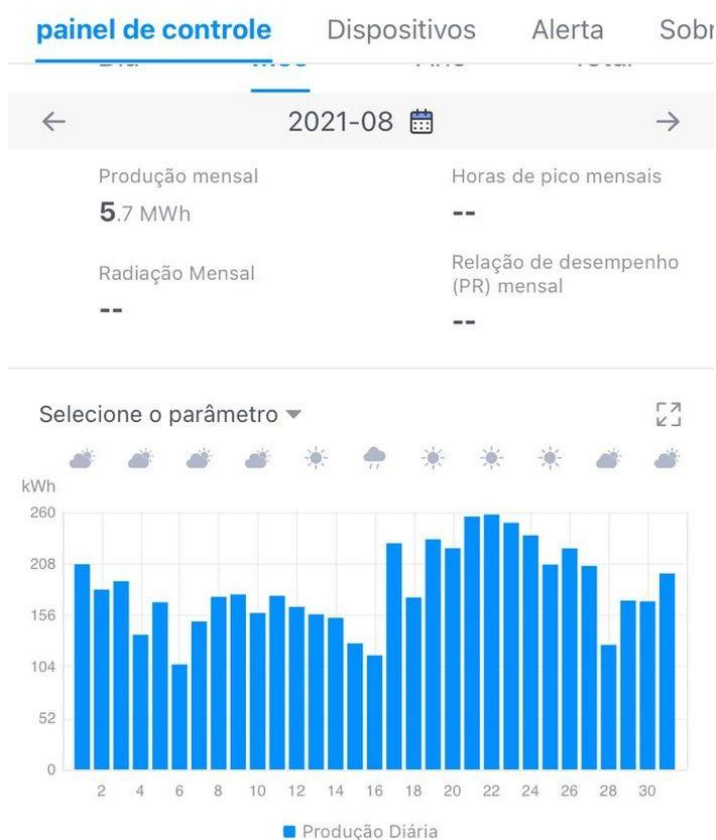
Após a finalização da obra, foi realizada uma limpeza geral, removendo todo o entulho e descartando os resíduos de maneira correta. Esse cuidado garantiu que o local ficasse livre de sujeiras e obstruções, preservando o visual e a segurança da usina.

Concluídas as etapas de limpeza, procedeu-se à vistoria da Cemig, e, em seguida, a usina pôde finalmente ser ligada. Para acompanhar seu funcionamento, os inversores dispuseram de um sistema de monitoramento conectado à internet, que registra dados de geração e potência ao longo do dia. Todas essas informações ficaram disponíveis em um aplicativo e em uma plataforma fornecida pelo fabricante, com armazenamento em nuvem. Para que o sistema operasse corretamente, os inversores precisaram de acesso a uma rede Wi-Fi com internet. Dessa forma, tornou-se possível acompanhar a geração em tempo real, além de visualizar relatórios diários, mensais, anuais e totais.

5 RESULTADOS

Após todo o processo finalizado, a geração da usina passou a ser monitorada pelo aplicativo do inversor, que emite relatórios diários, mensais e anuais em formato padronizado. Dessa forma, aguardou-se o primeiro mês completo de dados para uma análise inicial do desempenho. Durante esse período de operação, que coincidiu com o mês de agosto, ocorreram dias ensolarados e outros nublados, provocando variações significativas na produção diária. Mesmo assim, a usina alcançou um total de 5,7 MWh, equivalentes a 5700 kWh, ao final do mês, como detalhado no gráfico da Figura 29.

Figura 29 — Produção primeiro mês completo



Fonte: Autor (2025).

Como existem muitas variações ao longo do ano que afetam a produção de energia — como meses com menor duração de luz solar, diferentes inclinações do Sol e períodos de seca ou chuva — só depois de um ano completo de operação foi possível comprovar o desempenho e estabelecer a média anual da geração. Assim,

acompanhou-se a usina até completar seu primeiro ano completo de funcionamento. O gráfico da Figura 30, com barras mensais, mostrou a variação da energia gerada mês a mês. Ao final dos doze meses, a produção anual totalizou 67,88 MWh, e, dividindo esse valor pelos doze meses, chegou-se a uma média de 5,656 MWh, ou 5656 kWh, por mês.

Figura 30 — Produção primeiro ano completo



Fonte: Autor (2025).

Na Figura 31 é apresentado uma vista aérea da usina finalizada e em pleno funcionamento.

Figura 31 — Usina Pronta



Fonte: Autor (2025).

6 CONCLUSÃO

O estudo apresentado demonstrou, etapa por etapa, o processo de dimensionamento e implantação de uma usina fotovoltaica on-grid em solo, com foco na eficiência energética e na redução de custos para a produção de café. Desde a análise preliminar do potencial solar local até a execução final, observou-se que as escolhas técnicas foram capazes de atender às demandas previstas na propriedade.

Durante o planejamento, estimou-se uma geração mensal de aproximadamente 5760 kWh. Embora os valores coletados após um ano de operação não tenham atingido exatamente esse patamar, ficaram bastante próximos, considerando que o proprietário não controlou rigorosamente a incidência de poeira no local e realizou limpezas dos módulos com menos frequência do que o recomendado pelas condições da usina. Apesar dessas limitações, o sistema registrou uma produção de 67,88 MWh em seu primeiro ano, resultando em uma média de 5656 kWh mensais, o que confirma a viabilidade do projeto e sinaliza um potencial de melhora caso sejam adotadas rotinas de limpeza mais adequadas. Diante desta performance, confirma-se que a economia financeira está se concretizando conforme o planejado, o que reforça a projeção de que o retorno do investimento (payback) será de fato alcançado no horizonte esperado de 3 a 4 anos.

Os procedimentos de homologação e de atendimento aos requisitos técnicos da CEMIG foram bem-sucedidos, garantindo a operação segura da usina. A escolha criteriosa de painéis, inversores e dispositivos de proteção, aliada a um planejamento cuidadoso quanto a aterramento, cabeamento e posicionamento dos módulos, colaborou para minimizar perdas e otimizar a geração ao longo do dia.

No contexto agrícola, a adoção da energia solar fotovoltaica vai além de reduzir despesas elétricas, contribuindo também para a sustentabilidade ambiental, ao empregar uma fonte renovável e limpa. Mesmo considerando as oscilações anuais em termos de disponibilidade solar, o resultado após o primeiro ano reforçou a consistência da proposta e evidenciou a viabilidade de projetos semelhantes no setor rural, especialmente se forem seguidas práticas que controlem a poeira e ampliem a frequência de limpeza dos módulos.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, Eliane et al. **Energia solar fotovoltaica: revisão bibliográfica**. Engenharias On-line, v. 1, 2015, p. 21-33 Trabalho de Conclusão de Curso. Disponível em: <https://revista.fumec.br/index.php/eol/article/view/3574/1911>. Acesso em: 5 jun. 2024.
- ARCOL SOLAR. **Estruturas Para Painéis Solares**: Datasheet Estrutural. 4 ed. 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Agronegócio já representa quase 15% da capacidade instalada do Brasil**. ABSOLAR. São Paulo, 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/https-vidaruralmt-com-br-publicacao-aspixid486696/>. Acesso em: 23 out. 2024.
- BEDAQUE, Paulo; SERGIO BRETONES, Paulo. Variação da posição de nascimento do Sol em função da latitude. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 38, n. 3, 2016. e3307. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbef/a/7KxmyjMBkxw5DRTqMWd9GJR>. Acesso em: 23 jun. 2024.
- CARNEIRO, Joaquim. **Semicondutores: modelo matemático da célula fotovoltaica**. 2010 Trabalho de Conclusão de Curso. Disponível em: https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16960/1/Semicondutores_Modelo%20matem%20a1tico%20da%20c%20a9lula%20fotovoltaica.pdf. Acesso em: 5 jun. 2024.
- CEMIG. **ND-5.30: Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão**. Belo Horizonte: CEMIG Distribuição, 2024. Disponível em: https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2024/07/ND_5.30_Conexao-em-BT.pdf. Acesso em: 24 out. 2024.
- CEMIG. **Conexão Nova (ligação nova) e Aumento de Carga**. Cemig. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/atendimento/ligacao-nova-e-aumento-de-carga/>. Acesso em: 24 out. 2024.
- CEMIG. **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária – Rede de Distribuição Aérea – Edificações Individuais**. 5.1 ed. Belo Horizonte, MG, Brasil, 2022.
- CEMIG. **Manual de Geração Distribuída**. Cemig. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/manual-de-geracao-distribuida/>. Acesso em: 22 jun. 2024.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Disponível em: <https://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 29 mai. 2024.

CEPEL - CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2014. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 24 out. 2024.

COMPANHIA DE ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **CARTILHA MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**: Rev. c. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/Cartilha-Microgeracao-Distribuida-1.pdf>. Acesso em: 29 mai. 2024.

DE MEDEIROS, Raimundo Mainar; DE HOLANDA, Romildo Morant; DE FRANÇA, Manoel Vieira. **Interpolação da insolação média para o estado do Piauí–Brasil**. Revista de Geografia (Recife), v. 35, 2018. 5 p Trabalho de Conclusão de Curso. Disponível em: <https://pdfs.semanticscholar.org/3989/dc7f3a6d9be3f408e22dc033246ac31b963b.pdf>. Acesso em: 5 jun. 2024.

FREIRE, Paulo. **Sistema de aterramento de uma usina solar fotovoltaica**. Canal Solar. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/sistema-de-aterramento-de-uma-usina-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 11 out. 2024.

HELERBROCK, Rafael. **O que é um transformador?**. Brasil Escola. 2025. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/o-que-e/fisica/o-que-e-um-transformador.htm>. Acesso em: 14 jun. 2025.

LEITÃO, Joyce. **Inclinação axial da Terra**. InfoEscola. Disponível em: <https://www.infoescola.com/astrologia/inclinacao-axial-da-terra/>. Acesso em: 23 jun. 2024.

MATIAS, Átila. **Solstício**. Brasil Escola. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/solsticio.htm>. Acesso em: 12 fev. 2025.

MOREIRA, Hugo Soeiro. **Minimização de perdas por mismatch com otimizadores de potência**. Canal Solar. 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/minimizacao-de-perdas-por-mismatch-com-otimizadores-de-potencia/>. Acesso em: 14 jun. 2025.

NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2004 Trabalho de Conclusão de Curso.

PORTAL SOLAR. **A Melhor Direção do Pannel Solar Fotovoltaico**. Portal Solar. 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/a-melhor-direcao-do-pannel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 23 jun. 2024.

RISEN ENERGY. **RSM144-6-395M-420M**: Datasheet. 2020. Disponível em: https://www.solartraders.com/uploads/production/data_sheet/file/18610/datasheet_RSM144-6-395-420M.pdf?locale=es. Acesso em: 16 set. 2024.

SOFARSOLAR GMBH. **Inversor Sofar 3k-7.5KTL-G2**. Sofar Solar. Disponível em: <https://sofarsolar.eu/products/sofar-3k-7-5ktl-g2/>. Acesso em: 20 jun. 2024.

SOLAR DO POMARES. **Aterramento de Sistemas Fotovoltaicos: Tudo o Que Você Precisa Saber para Garantir Segurança**. Solar dos Pomares. Disponível em: <https://solar dospomares.com.br/aterramento-de-energia-solar-o-guia/>. Acesso em: 11 out. 2024.

SOLAR TRADERS. **RSM144-6-410M**. Disponível em: <https://www.solartraders.com/es/products/modulo/risen-rsm144-6-410m#product-data-anchor>. Acesso em: 20 jun. 2024.

SOLFÁCIL. **Como calcular as perdas do sistema fotovoltaico?**. Blog Solfácil. Disponível em: <https://blog.solfacil.com.br/energia-solar/como-calcular-as-perdas-do-sistema-fotovoltaico/#:~:text=Um%20m%C3%B3dulo%20fotovoltaico%20perde%20em,%2C%20no%20m%C3%A1ximo%2C%20269%20Watts..> Acesso em: 26 fev. 2025.

SOUZA, João. **Oversizing e clipping nos sistemas fotovoltaicos**. Canal Solar. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 15 jun. 2024.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL. **Insolação Solar**. Instituto de Física. 2010. Disponível em: <https://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/insolacao.htm>. Acesso em: 23 jun. 2024.

VELOSO, Juliana Freire. **Realidade e perspectivas da energia solar fotovoltaica em residências**: revisão de literatura. SEPOC, 2022 Trabalho de Conclusão de Curso. Disponível em: VELOSO, Juliana Freire. Realidade e perspectivas da energia solar fotovoltaica em residências: revisão de literatura. SEPOC 2022, 2022.. Acesso em: 5 out. 2024.

VILLALVA, Marcelo. **Como determinar o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos?**. Canal Solar. 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/como-determinar-o-angulo-de-inclinacao-dos-modulos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 23 jun. 2024.

WEG. **Como dimensionar o disjuntor e quais são as suas características?**. weg.net. 2023. Disponível em: <https://www.weg.net/tomadas/blog/arquitetura/como-dimensionar-o-disjuntor/>. Acesso em: 24 out. 2024.