

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

EDERSON LUIZ DE CAMARGO JÚNIOR

YAN CARLOS GIROTTO

**ASPECTOS COMERCIAIS E TÉCNICOS ENVOLVIDOS NA INSTALAÇÃO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 96,12 KWP EM ÁREA RURAL.**

PONTA GROSSA

2022

EDERSON LUIZ DE CAMARGO JÚNIOR

YAN CARLOS GIROTTO

ASPECTOS COMERCIAIS E TÉCNICOS ENVOLVIDOS NA INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 96,12 KWP EM ÁREA RURAL.

Commercial and technical aspects involved in the installation of a 96.12 kWp photovoltaic system in rural area.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, do Departamento De Automação e Engenharia Elétrica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).
Orientador: Dr. Marcio Mendes Casaro.

PONTA GROSSA

2022



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

Esta licença permite download e compartilhamento do trabalho desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-lo ou utilizá-lo para fins comerciais. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

EDERSON LUIZ DE CAMARGO JÚNIOR

YAN CARLOS GIROTTO

**ASPECTOS COMERCIAIS E TÉCNICOS ENVOLVIDOS NA INSTALAÇÃO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 96,12 KWP EM ÁREA RURAL.**

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

Data de aprovação: 10 / Maio / 2022

Marcio Mendes Casaro
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Alexandre Junior Fenato
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Edison Luiz Salgado Silva
Mestrado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

PONTA GROSSA

2022

Dedico este trabalho à minha família e amigos que
me acompanharam durante essa longa e
desafiadora jornada.

AGRADECIMENTOS

Com toda certeza estes agradecimentos não demonstram a gratidão de toda essa jornada. Foram tantas pessoas envolvidas em diversos momentos que resultaram nessa etapa. Foram tantos amigos e mestres que participaram e nos ajudaram no desenvolvimento pessoal e profissional. Porém de forma objetiva tentamos agradecer a todos os grupos de pessoas que estiveram presentes.

Agradecemos primeiramente às nossas famílias que sempre nos apoiaram e nos fortaleceram em todos os momentos mesmo de longe.

Aos nossos amigos que sempre nos ajudaram e passaram todos esses desafios conosco.

A todos os professores que sempre estiveram dispostos a oferecer seu conhecimento e sua experiência.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Marcio Mendes Casaro, pela sabedoria com que nos guiou nesta trajetória.

Agradeço também à empresa GLOW Energia Solar, que abriu as portas para aprendermos e iniciarmos nosso desenvolvimento profissional, possibilitando o desenvolvimento deste trabalho, em especial ao Engenheiro Tiago Alves e ao Thales Miqueias dos Santos que nos acompanharam nessa jornada.

Enfim, a todos os que por algum motivo contribuíram para a construção dos conhecimentos que exprimimos neste trabalho de conclusão de curso.

RESUMO

O presente trabalho procura trazer uma visão prática sobre a implantação de um sistema de microgeração fotovoltaica de 75kW, correspondente à potência do inversor, alimentado por 96,12kWp de módulos fotovoltaicos na cidade de Carambeí. O sistema foi instalado em solo sobre uma estrutura metálica, em área rural na cidade de Carambeí. São abordados tanto os aspectos comerciais quanto o detalhamento de cálculos necessários para a implementação correta da usina. Além disso, este trabalho procura comparar os resultados obtidos de geração e implementação com o que foi previsto na parte de projeto.

Palavras-chave: Geração; Fotovoltaica; Comercial; Engenharia.

ABSTRACT

The present work seeks to bring another view on solar energy, approaching in a practical way the implementation of a microgeneration photovoltaic system of 96.12 kWp with a 75kW inverter in the city of Carambeí. The system was installed on the ground on a metallic structure. Both the commercial aspects and calculations necessary for the correct implementation of the plant are detailed. In addition, this work seeks to compare the results obtained from generation and implementation with what was predicted in the design part.

Palavras-chave: Generation; Photovoltaic; Commercial; Engineering.

LISTA DE ILUSTRAÇÃO

Figura 1 - Movimento da terra em relação ao sol	15
Figura 2 - Posição do Sol ao longo dos meses	16
Figura 3 - Melhor orientação do módulo de acordo com o hemisfério de instalação	17
Figura 4 - Células e painéis Monocristalinos e Policristalinos	18
Figura 5 - Estrutura do módulo fotovoltaico	19
Figura 6 - Inversor de String	20
Figura 7 - Inversor de string com 3 MPPT	21
Figura 8 - Influência de sombreamento em inversor de string	22
Figura 9 - Descritivo de uma fatura de energia - COPEL	24
Figura 10 - Reajustes tarifários ao longo dos anos	26
Figura 11 - Média de consumo da unidade	27
Figura 12 - Irradiação solar diária média mensal em Carambeí	28
Figura 13 - Vista geral da propriedade/Local de instalação	29
Figura 14 – Pré-projeto desenvolvido na ferramenta SolarEdge	30
Figura 15 - Inversor WEG 75kW	30
Figura 16 Módulo Risen 445W	31
Figura 17 - Geração prevista mensal	31
Figura 18 - Investimento e retorno em 5 anos	33
Figura 19 - Dados técnicos inversor solar WEG SIW400-ST075	36
Figura 20 - Marcação do que será removido do terreno	38
Figura 21 - Vista lateral da estrutura de fixação	39
Figura 22 - Caixa de passagem com haste de aterramento	39

Figura 23 - Espessura dos cabos instalados no módulo pelo fabricante.	40
Figura 24 - Cabo 4mm ² instalado no módulo pelo fabricante.	40
Figura 25 - Capacidade de condução de corrente	41
Figura 26 - Referência do fator de agrupamento	41
Figura 27 - Fator de correção por temperatura	42
Figura 28 - Fator de correção por agrupamento de circuitos	43
Figura 29 - Desenho executivo, implantação de strings e eletroduto PEAD	44
Figura 30 - NBR5410 Definição taxa de ocupação	45
Figura 31 - Folha de dados cabos solares Cortox	45
Figura 32 - Medidas comerciais eletroduto PEAD	46
Figura 33 - Eletroduto PEAD 3" em vala	47
Figura 34 - Queda de tensão dos condutores	47
Figura 35 - Projeto abrigo	48
Figura 36 - Descrição dos equipamentos contidos no abrigo	50
Figura 37 - Pré projeto desenvolvido na ferramenta SolarEdge	51
Figura 38 - Foto da usina implementada	52
Figura 39 - Geração prevista em projeto.	53
Figura 40 - Geração de 2021, a partir da liberação do sistema em outubro.	53
Figura 41 - Geração de 2022, de janeiro a março.	54
Figura 42 - Geração de 2022, de janeiro a março.	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados do Módulo fotovoltaico	34
Tabela 2 - Fatores de correção	43

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada: fluxo ordenado de elétrons num único sentido mediante a presença de uma diferença de potencial.
CC	Corrente Contínua: corrente elétrica cujo sentido varia no tempo.
F	Frequência: grandeza física que indica o número de ocorrências de um evento em um determinado intervalo de tempo.
V	Tensão: diferença de potencial elétrico entre dois pontos.
Isc	Corrente de curto-circuito (short circuit): é a máxima corrente elétrica que o módulo pode fornecer.
Voc	Tensão de circuito aberto (open circuit): é a máxima tensão que o módulo pode fornecer.
Imp	Corrente de máxima potência (maximum power): é a corrente que o módulo fornece quando opera no seu ponto de máxima potência.
Vmp	Tensão de máxima potência: é a tensão que o módulo apresenta nos seus terminais quando opera no seu ponto de máxima potência.
Pmp	Ponto de máxima potência: esta é a potência de pico do módulo fotovoltaico.
MPPT	É o ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico (maximum power point tracker). Encontra-se no joelho da curva IV e no pico da curva PV.
SF	Sistema fotovoltaico: junção de todos os equipamentos que possibilitam a geração de energia por meio de módulos fotovoltaicos.
Wp	Unidade de medida padrão dos painéis fotovoltaicos.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	REFERENCIAL TEÓRICO	14
2.1	Recurso solar	14
2.2	Módulos fotovoltaicos.....	17
2.3	Inversor de Frequência	19
2.4	Inversores de <i>strings</i>	20
2.5	<i>Stringbox</i> - aterramento - transformador	22
2.6	Normas Aneel	23
2.7	Tarifas COPEL (local).	24
3	DESENVOLVIMENTO.....	26
3.1	Comercial.....	26
3.1.1	Levantamento de necessidade, desenvolvimento de proposta.	27
3.2	Engenharia.....	34
3.2.1	Ajuste da Corrente de curto-circuito (ISC).....	34
3.2.2	Ajuste da tensão em circuito aberto (VOC)	35
3.2.3	Divisão das <i>strings</i> e MPPTs.....	36
3.2.4	Supressão vegetal.....	37
3.2.5	Aterramento.....	38
3.2.6	Cabos CC e infraestrutura	40
3.2.6.1	Capacidade de condução de corrente dos cabos CC	40
3.2.6.2	Fator de correção dos cabos CC	41
3.2.6.3	Taxa de ocupação dos eletrodutos	44
3.2.6.4	Critério da Queda de tensão	47
3.2.7	Abrigo	48
4	RESULTADOS	51
4.1	Implementação e resultado da implementação (foto - inversor, <i>string box</i> , separação CC/CA).	51
4.2	Geração entregue.	52
5	CONCLUSÃO.....	55

1 INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica é aquela na qual a radiação solar é transformada diretamente em energia elétrica, onde as células fotovoltaicas são feitas a partir de materiais semicondutores, normalmente silício. Quando a célula é exposta à luz, parte dos elétrons do material iluminado absorve fótons, isto é, partículas de energia presentes na luz solar. A energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é processada pelo inversor de frequência, que tem como principal função compatibilizar a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos com a energia disponibilizada pelas redes das concessionárias de energia elétrica. (ABSOLAR, 2022)

A energia solar tem se mostrado um ótimo substituto de parte da energia disponibilizada pelas concessionárias que normalmente são provenientes de hidro e termelétricas, e além de ser uma opção de energia sustentável é uma fonte de proteção contra os aumentos dos valores demonstrados nas faturas de energia. Segundo a (ANEEL) agência nacional de energia elétrica, a tarifa para residências e para pequenos comércios aumentaram 82% o que acabou superando a inflação para o período de 10 anos.

O Brasil em 2020 obtinha em sua matriz energética a energia solar fotovoltaica representando apenas 1,6% de sua fonte de geração (EPE, 2021). E desde 2020 o Brasil tem apresentado um crescimento exponencial com relação ao mercado fotovoltaico, que passou de uma potência de geração de 2,68GW em 2020 para 8,26GW no início de 2021 (Hein, 2021). Já em 2022 até abril, os brasileiros atingiram a marca histórica de 15GW instalados, mostrando que o setor de energia solar tem sido uma opção de investimento muito requerida dentro do país (FotoVolt, 2022).

Este trabalho tem como objetivo demonstrar a implementação de uma usina fotovoltaica, desde a análise comercial até a demonstração de cálculos de projeto, além da comparação dos resultados de geração da usina com os dados propostos na venda do projeto. Será abordado de forma prática a parte técnica e a parte comercial.

No capítulo 2, referencial teórico, são abordados tópicos fundamentais que compõem um sistema fotovoltaico.

No capítulo 3 encontra-se o desenvolvimento do trabalho, que é dividido em duas grandes áreas, comercial e engenharia. O primeiro tópico a ser abordado dentro do

capítulo 3.1 foi o aspecto comercial, demonstrando como é feita a abordagem técnica/comercial para o levantamento de todos os dados necessários para o trabalho posterior do corpo de engenharia. A seção 3.2 aborda os principais pontos do dimensionamento elétrico para implementação de um microgerador fotovoltaico de 96,12kWp instalado em solo

No capítulo 4 encontram-se os resultados de implementação e geração obtidos. Os dados obtidos neste capítulo foram comparados com os dados calculados e propostos na seção comercial.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Recurso solar

O sol, mesmo a uma distância média de 150 milhões de quilômetros da Terra, é considerado a principal fonte de energia desta. Porém, grande parte dessa energia que banha o planeta Terra todos os dias não é aproveitada pelos seres humanos. Para se ter uma ideia, análises periódicas feitas do espaço apontam que 174 mil TW chegam à Terra em uma hora, e desses, apenas 54% incidem na superfície da Terra (7% é refletido e 47% é absorvido pela superfície terrestre), os outros 46% restantes que não chegam à superfície são absorvidas ou refletidas pela atmosfera. Extrai-se, portanto, que aproximadamente 94 mil TW chegam, de fato, à superfície terrestre. (TRENBERTH et al., 2009).

Segundo dados da AIE (Agência Internacional de Energia), no ano de 2019 foi consumido 25 mil TWh, o que significa que, se a humanidade fosse capaz de converter 26% da energia incidente no mundo em um período de 1 hora, seria energia suficiente para alimentar a demanda energética mundial no ano de 2019 (TRENBERTH et al., 2009).

A energia incidente na terra ou Irradiância solar, por sua vez, é a taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente expressa em watts por metro quadrado (W/m^2) (ABNT NBR 10899:2013).

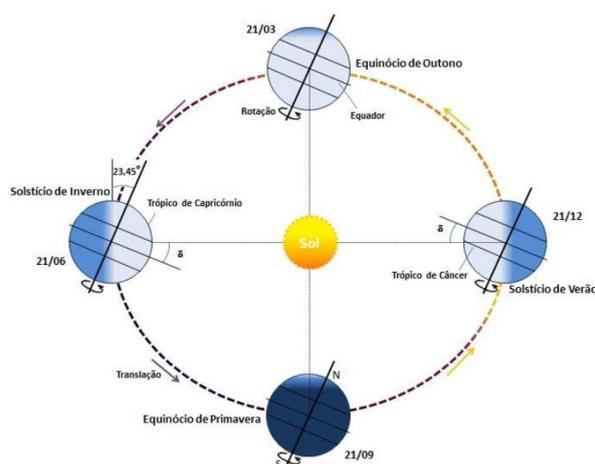
Em uma visão mundial, a geração de energia renovável proveniente do sol teve um crescimento expressivo nos últimos anos, mas ainda não cresceu suficientemente em comparação com a atual demanda de energia elétrica. No ano de 2021, a existência de invernos mais frios e verões mais quentes – que, consequentemente, impulsionou o uso excessivo de ar-condicionado e aquecedor -, aliada à crise na economia devido à pandemia mundial da COVID-19 – onde as pessoas ficaram mais em casa - ocasionou a quebra do recorde mundial de buscas por fontes não renováveis de energia - como carvão e gás -, superando a busca por energia solar. Neste sentido, é possível afirmar que, embora a geração de energia fotovoltaica tenha garantido muitos adeptos, ainda há muito espaço para o

crescimento deste segmento, bem como das demais fontes renováveis (AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, 2022)

A maneira mais eficiente para geração de energia elétrica a partir da energia solar, é através de módulos fotovoltaicos. Para que possa ser extraída a melhor eficiência módulos, deve-se entender o movimento da Terra em relação ao Sol: anualmente, a Terra faz o movimento de translação, dando uma volta, de maneira elíptica, em torno do Sol; ao mesmo tempo, durante o período aproximado de vinte e quatro horas, a Terra gira em seu próprio eixo que, por sua vez, é deslocado em um ângulo de $23,45^\circ$. Tais características, juntas, são responsáveis pela definição das estações do ano (PINHO, 2014).

Observa-se que na Figura 1, durante o ano, nos equinócios de Outono (21/03) e de Primavera (21/09), o Sol ao meio-dia se alinha com a linha do equador, enquanto no Solstício de Inverno (21/06) e Solstício de Verão (21/12), o Sol se alinha ao trópico de câncer (PINHO, 2014).

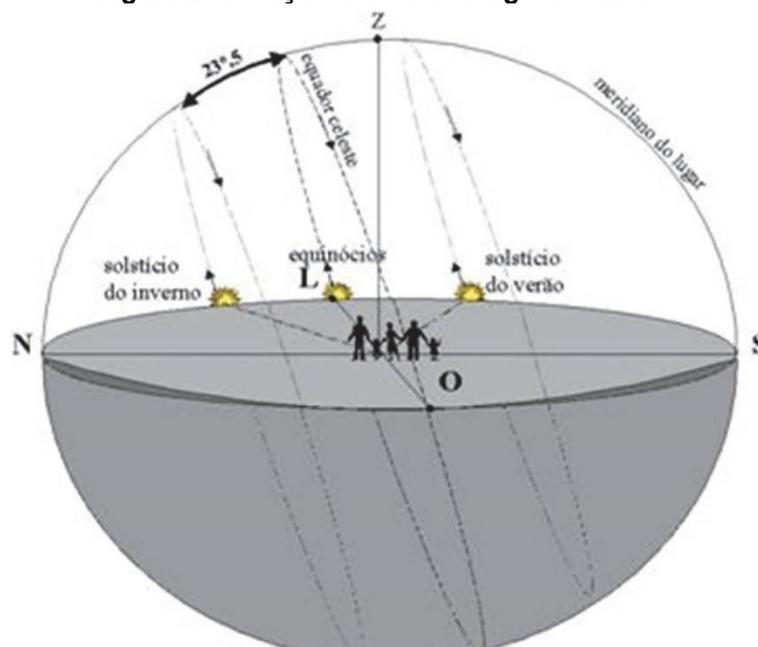
Figura 1 - Movimento da terra em relação ao sol



Fonte: PINHO, 2014

Para um observador no Brasil, olhando para norte, tem-se a informação de que o Sol nasce à direita, sinalizando o leste, e se põe à esquerda, sinalizando o hemisfério oeste.

Figura 2 - Posição do Sol ao longo dos meses



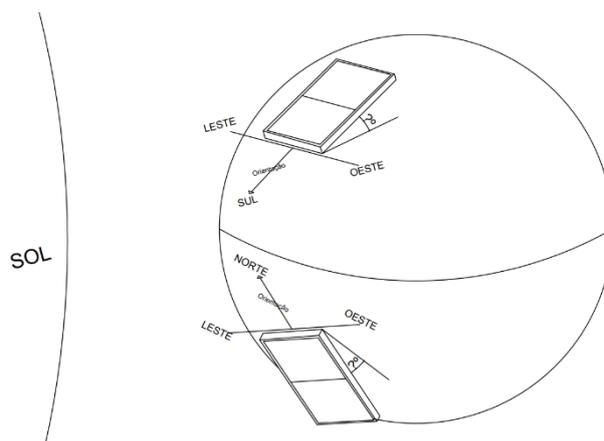
Fonte: BEDAQUE, 2016

Ao analisar a trajetória do Sol na Figura 2, observa-se que o rosto da pessoa que está orientada ao norte, em comparação às costas dela, irá receber uma quantidade maior de sol durante o dia todo. Constata-se, portanto, que para quem está no hemisfério sul, a melhor orientação para se posicionar um módulo fotovoltaico é voltado para norte e, sendo a instalação realizada no hemisfério norte, a melhor orientação é voltada para o sul.

Um segundo critério a se analisar é a inclinação dos módulos em relação à Terra, que é totalmente dependente da latitude em que o sistema será construído. Em outras palavras: quanto mais perto da linha do equador, menor deve ser a inclinação do módulo, ao mesmo tempo em que, quanto mais próximo dos polos, maior deve ser a inclinação das placas, justamente para compensar a curvatura da Terra. Essa dinâmica pode ser entendida melhor na Figura 3.

Com tudo, para um sistema bem dimensionado deve ser levado em conta o posicionamento geográfico e ângulo de instalação dos módulos, pois esses fatores influenciam diretamente na irradiação percebida pelos mesmos.

Figura 3 - Melhor orientação do módulo de acordo com o hemisfério de instalação



Fonte: Autoria própria

2.2 Módulos fotovoltaicos

Para gerar energia através do Sol, são utilizados materiais semicondutores. O mais famoso semicondutor utilizado nos painéis fotovoltaicos é o silício. É comum encontrar esse material em forma similar à areia, porém, para poder ser utilizado, é necessário um tratamento que o transforma em cristais puros de silício para dessa forma serem formadas as células fotovoltaicas que são dispositivos desenvolvidos para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica (ABNT NBR 10899;2013).

A junção de várias células fotovoltaicas encapsuladas e ligadas dá origem aos módulos fotovoltaicos, que têm, por finalidade, a geração de energia elétrica. Há uma grande variedade de painéis disponíveis no mercado, de diversos tamanhos e potências. O módulo também pode ser definido como a unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (ABNT NBR 10899:2013).

Dois principais tipos de células fotovoltaicas são utilizados para compor os módulos: silício policristalino e monocristalino, os quais são encontrados na grande parte dos painéis comerciais - sendo o monocristalino o mais eficiente (Portal Solar, 2022).

O silício monocristalino é facilmente identificável, devido à sua cor uniforme e cantos mais arredondados, o que indica que o material tem uma alta pureza. A tecnologia monocristalina surge através de um tarugo cilíndrico de silício puro, que é fatiado em várias lâminas. Após o tratamento, é formada a célula fotovoltaica, a qual tem os seus quatro lados cortados e fica em formato circular, de forma a otimizar o espaço dentro do módulo fotovoltaico. Na Figura 4, é possível observar as células monocristalinas e um módulo feito a partir dessa tecnologia.

Os módulos monocristalinos têm uma eficiência de 15 a 22% e, mesmo sendo mais caros - devido ao grau de pureza -, diminuem a quantidade de módulos necessários para alcançar determinada potência. Além disso, tendem a trabalhar melhor do que os módulos policristalinos quando há pouca luminosidade.

Figura 4 - Células e painéis Monocristalinos e Policristalinos



Fonte: Autoria Própria

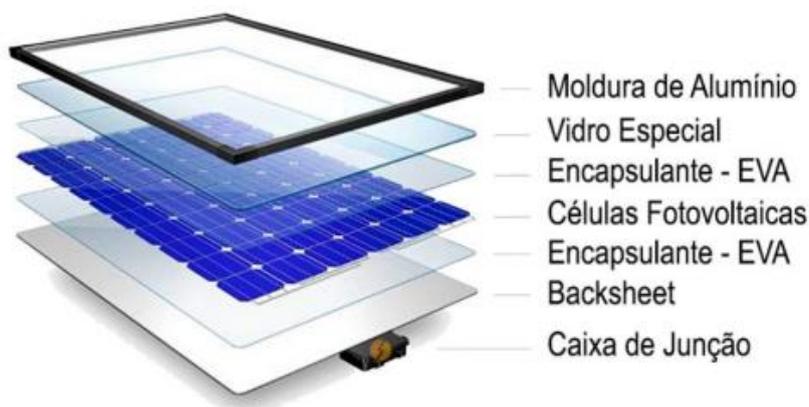
A tecnologia Policristalina é bem similar a monocristalina, a grande diferença é que essa é feita a partir de vários cristais de silício. Estes cristais são fundidos em blocos quadrados e então fatiados em lâminas para serem acoplados na placa. Devido ao seu formato, sua produção se torna bem mais simples do que as células monocristalinas. É notável a diferença das células quando olhadas de perto, a

tecnologia policristalina forma células nada uniformes, criando uma espécie de manchas como pode ser visto na Figura 4.

Tanto na eficiência, quanto na durabilidade ambas as tecnologias são bem similares, os módulos policristalinos vão de 14-20% de eficiência.

A estrutura de um módulo fotovoltaico também é importante e está exemplificada na Figura 5. A moldura de alumínio tem a função garantir a robustez e facilitar a instalação do módulo na estrutura. O vidro, se trata de um vidro temperado que garante a segurança contra intempéries como granizo, além de ser coberto por uma película hidrofóbica que tem a função de repelir as sujeiras e a água da chuva. O encapsulante etileno acetato de vinila (EVA), tem como função o isolamento elétrico das células. Por fim o *Backsheet* é a parte de trás que tem função de isolar eletricamente e lacrar o módulo contra qualquer tipo de sujeira, líquido ou gás.

Figura 5 - Estrutura do módulo fotovoltaico



Fonte: Portal Solar, 2022

2.3 Inversor de Frequência

O inversor de frequência conceitua-se como o equipamento central de um sistema fotovoltaico, o qual possui, como principal função, a conversão da energia gerada pelos módulos em corrente contínua para uma tensão em corrente alternada.

Neste processo de conversão, o inversor prepara a energia de maneira que esta possa atender requisitos de qualidade para injeção na rede - mantendo, portanto, o mesmo nível tensão/corrente contínua para tensão/corrente alternada, fase e frequência, além de sempre buscar a menor distorção harmônica e maior eficiência

quando se compara a potência de entrada e potência de saída, chegando em alguns casos, a valores de eficiência de 99%. Desta forma, conclui-se que o inversor de frequência, entrega uma energia de qualidade para o sistema de distribuição da concessionária (PINHO, 2014).

2.4 Inversores de *strings*

Os inversores de *strings* são equipamentos que centralizam a conversão de todo um conjunto em um único ponto. É possível notar na Figura 6 que é um inversor robusto e que deve ser fixado em uma estrutura de alvenaria ou metálica. (Neosolar, 2022)

Figura 6 - Inversor de String



Fonte: Portal Solar, 2022

Conhecido também como inversor central é recomendado para projetos em grande escala e em telhados ou estruturas com poucas orientações uma vez que este trabalha um grupo de painéis ligados de forma única.

O inversor de *string* deve ser dimensionado analisando além da potência em kW, mas também número de MPPTs e *Strings* por MPPT existentes no diagrama elétrico do equipamento. O MPPT é uma sigla em inglês que também pode ser traduzido da seguinte maneira: rastreador de ponto máximo de potência. Os MPPTs são responsáveis por processar e encontrar melhor eficiência da energia gerada nas *strings*.

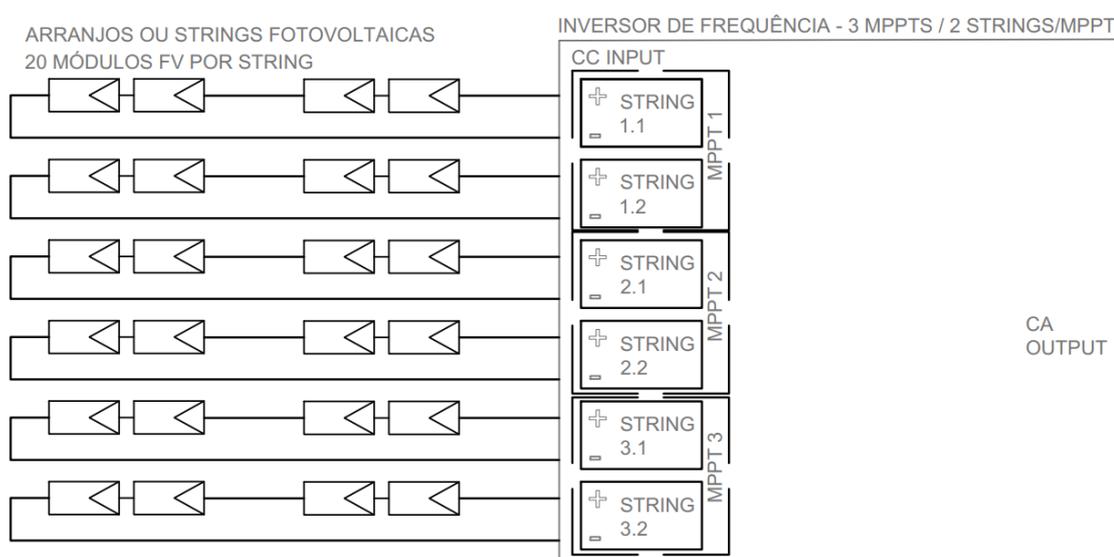
As *strings* por sua vez são conjuntos de módulos fotovoltaicos associados em série/paralelo. É comum encontrar *strings* únicas, como por exemplo: 20 módulos

associados em série, somando as tensões de cada módulo e buscando não exceder o limite de tensão de entrada CC do inversor, a qual pode variar entre 1000 e 1500V.

Em alguns casos, onde o inversor de frequência possui uma capacidade de corrente suficiente para uma associação em paralelo - cenário em que as correntes se somam - pode ser encontrado *string* com a seguinte configuração: duas séries de até 20 módulos associados em paralelo formando apenas uma *string*. (PINHO, 2014).

O exemplo prático pode ser visto na Figura 7, um cenário onde há 120 painéis corretamente dimensionados para a potência do inversor, e este tendo 3 MPPTs, cada MPPT com 2 *strings*. Sendo assim é possível dividir o conjunto em 6 arranjos de entradas separadas com 20 painéis cada, sendo que cada entrada processa a potência máxima do painel com o menor rendimento. (Neosolar, 2022)

Figura 7 - Inversor de string com 3 MPPT



Fonte: Autoria própria

A vantagem do inversor de *string* é o menor custo - R\$/kW - e a facilidade de manutenção, porém é importante ressaltar, que se um equipamento como esse utilizado sem um projeto corretamente dimensionado pode ocasionar perdas no sistema, pois se apenas um módulo de cada string tiver a geração comprometida - por fatores como sombreamento, posicionamento diferente dos demais - então toda a string será comprometida igualmente a esse módulo prejudicado, como pode ser visto na Figura 8.

Figura 8 - Influência de sombreamento em inversor de string



Fonte: NeoSolar, 2022

Esse método é o mais tradicional e garante uma boa geração quando bem dimensionado e executado de maneira correta. Em média estes inversores são comercializados com 10 anos de garantia e tem grande confiabilidade.

2.5 *Stringbox* - aterramento - transformador

As *stringbox* são dispositivos de proteção da parte CC de um sistema fotovoltaico. A conexão dos módulos chega até a *stringbox* e só então é feita a conexão no inversor. Ela atua tanto contra sobretensão quanto com sobrecorrente, além de ter uma chave seccionadora possibilitando o isolamento da conexão dos painéis com o inversor. Os componentes específicos que formam uma *stringbox* são: o invólucro, o dispositivo seccionador, o DPS, disjuntor ou fusível e os cabos CC que vem dos painéis. (Canal Solar, 2019).

Na composição do sistema fotovoltaico o aterramento é extremamente importante, pois ele traz a proteção para os painéis e para o inversor, além da proteção contra tensão de toque e de passo de quem está próximo à usina. Por conta disso é realizado aterramento de todos os módulos fotovoltaicos além de um aterramento ligado ao inversor.

O transformador se vê necessário principalmente quando é utilizado um inversor trifásico. Na grande maioria dos padrões de tensão no Paraná são 127-220V AC, enquanto o inversor trifásico processa e fornece energia acima de 380V AC. Por conta disso, para interligar qualquer sistema trifásico na rede elétrica local é de extrema importância utilizar um transformador para rebaixar a tensão.

2.6 Normas Aneel

A agência brasileira de energia elétrica (Aneel) fundamenta a geração distribuída de energia no Brasil, fornecendo normas a serem seguidas e regularizando a geração própria.

A partir de 17 de abril de 2012 através da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro teve a possibilidade de gerar sua própria energia através de fontes renováveis ou através de cogeração interligado diretamente na rede da distribuidora de energia, inclusive com a possibilidade de gerar excedente e fornecer a rede distribuidora da sua região. Isso é a micro/minigeração distribuída de energia elétrica. Em 2015 com o intuito de melhorar os prazos de funcionamento, além de simplificar os dados referentes à Geração Distribuída na fatura de energia, a Aneel ainda lançou a Resolução Normativa nº 687/2015 complementando e revisando algumas normas da 482/2012.

A norma vigente prevê a microgeração para uma potência de até 75 kVA do padrão de entrada da concessionária e minigeração a partir de 75 kVA, sendo que as regras de microgeração são aplicáveis ao grupo B de energia. Se necessário migrar a unidade consumidora para minigeração é necessária toda uma readequação desde a entrada de energia até mesmo na forma em que a unidade é tributada.

Outra norma prevista na 482/2012 é a possibilidade de injeção de energia pela parte da geração própria na rede da distribuidora, gerando uma espécie de compensação. Quando a somatória do mês é injetada mais energia do que foi consumido, o consumidor paga apenas o mínimo da concessionária local, e a diferença entre a energia injetada e consumida fica como créditos por até 60 meses a partir do mês de geração.

Referente aos custos de adesão e de projetos, a ANEEL se abstém. Fica totalmente a encargo do consumidor interessado em procurar uma empresa

responsável e especializada, a fim de dimensionar, submeter o projeto para análise e instalar o mesmo. Levando em consideração o custo benefício, tarifa da localidade, porte da unidade consumidora, tecnologia dos equipamentos, entre outros fatores que influenciam na tomada de decisão. Vale destacar também que mesmo quando injetado energia superior à consumida, é necessário dentro da baixa tensão (Grupo B) o pagamento da disponibilidade da rede de 30kWh(monofásico), 50kWh(bifásico), 100kWh(trifásico). Já para os consumidores de alta tensão (Grupo A) a parcela de energia da fatura pode ser zerada, porém a demanda contratada permanece o mesmo valor.

2.7 Tarifas COPEL (local).

As tarifas variam de acordo com o grupo de consumo em que a unidade consumidora está alocada. Podendo ser dividida principalmente em dois grupos mais comuns, grupo A e B.

A Resolução Homologatória 2.886, de 22 de junho de 2021, estabelece as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Copel Distribuição S.A como pode ser visto na figura H. Sendo que tanto a TE quanto a TUSD diferenciada que aparecem na Figura 9, são referentes a energia produzida na GD.

Figura 9 - Descritivo de uma fatura de energia - COPEL

Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cálc.	Aliq. ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO	kWh	171	0,429766	73,49	73,49	29,00%
ENERGIA ELET USO SISTEMA	kWh	171	0,401520	68,66	68,66	29,00%
ENERGIA TRIBUT DIFERENCIADA TE	kWh	188	0,288883	54,31	0,00	0,00%
ENERG TRIBUT DIFERENCIADA TUSD	kWh	188	0,380106	71,46	71,46	29,00%
ENERGIA CON B ESCASSEZ HID	kWh			36,11	36,11	29,00%
ENERGIA EQIV. INJ. BAND. ESC.H	kWh			26,69	0,00	0,00%

Fonte: Fatura de energia da Copel

A TE representa o valor referente ao valor pago sobre a energia consumida. Dentro da geração distribuída a TE é abatida integralmente, ou seja, para cada 1 kWh gerado, o valor referente a tarifa de energia é abatido integralmente pois é isenta de ICMS.

A TUSD representa a utilização da rede da distribuidora de energia. E a TUSD dentro da geração distribuída, para cada 1 kWh gerado e injetado na rede, é cobrado 29% do valor que é referente ao ICMS. Essa cobrança ocorre quando a energia injetada é utilizada para o abatimento na fatura. Sabendo disso, apesar de teoricamente nos dias atuais a GD ser livre de taxação, fica claro que há essa forma de taxação em cima da geração distribuída.

Há grupos de consumidores que têm subsídios nas tarifas de energia. Através da Resolução Normativa ANEEL n. 414, de 9 de setembro de 2010, o produtor rural, comprovando sua atuação tem acesso a uma tarifa mais baixa além da isenção da cobrança do ICMS o que torna sua conta de energia mais barata (Esfera Blog, 2021). Porém o decreto federal 9.642 de 2018, prevê o fim desse subsídio para o mês de dezembro de 2022(Burbello, 2022).

Os reajustes da tarifa de energia são bem comuns todo ano, no Paraná nos últimos 8 anos, a média anual de reajuste tem sido de 12,3%, o que pode ser visto na Figura 10.

As tarifas do grupo B, são conhecidas como convencionais, em resumo há apenas um único valor para qualquer horário do dia.

Já a cobrança dentro do grupo A é mais complexa. O grupo A, é dividido em 3 formas diferentes de cobrança sendo elas a demanda, tarifa de ponta e tarifa fora de ponta. A demanda é medida em kVA e é responsável por dizer à concessionária quanto o consumidor usará de potência instantânea da rede e deve pagar para ter essa demanda disponível, hoje por kVA é pago em torno de R\$25,00. A tarifa de ponta é cobrada entre as 18h e 21h que corresponde ao horário de maior demanda da rede elétrica das concessionárias do Brasil, por conta disso equivale a aproximadamente 4 vezes o valor da tarifa fora de ponta. Já a tarifa fora de ponta é a cobrada em qualquer outro horário de consumo e tem um valor mais acessível.

Figura 10 - Reajustes tarifários ao longo dos anos

Resolução	Vigência	Motivo	Reajuste Médio
2886/2021	22/06/2021	Revisão Tarifária Periódica	9,89%
2704/2020	23/06/2020	Reajuste Tarifário Anual	0,41%
2559/2019	24/06/2019	Reajuste Tarifário Anual	3,41%
2402/2018	24/06/2018	Reajuste Tarifário Anual	15,99%
2255/2017	24/06/2017	Reajuste Tarifário Anual	5,85%
2214/2017	01/05/2017	Reversão do EER Angra III	-1,17%
2096/2016	24/06/2016	Revisão Tarifária Periódica	-12,87%
1897/2015	24/06/2015	Reajuste Tarifário Anual	15,32%
1858/2015	02/03/2015	Revisão Tarifária Extraordinária	36,79%
1763/2014	24/06/2014	Reajuste Tarifário Anual	24,86%

Fonte: Site da copel

3 DESENVOLVIMENTO

A proposta deste capítulo é demonstrar como é tratado e realizado um projeto fotovoltaico dentro de uma empresa integradora de energia solar, mostrando os parâmetros adotados e o passo a passo para o desenvolvimento de um projeto fotovoltaico.

3.1 Comercial

A área comercial é tão importante quanto a área técnica no caso da energia fotovoltaica. É onde se dá início ao dimensionamento, estudo de viabilidade financeira e convencimento de um cliente a investir no sistema. Nesse cenário, será abordado o passo a passo de uma venda de energia solar.

3.1.1 Levantamento de necessidade, desenvolvimento de proposta.

O início do desenvolvimento de um projeto fotovoltaico deve ser feito através do levantamento de uma série de dados. No caso deste projeto, a unidade consumidora se trata de uma das maiores leiteiras da região dos Campos Gerais. Por conta disso, se torna necessário entender a ideia do consumidor, além dos dados técnicos, como: consumo de energia, área disponível para instalação, orientação geográfica do local, estruturas e possíveis locais de instalação, como barracões e construções, dados do padrão de entrada de energia – como potência do transformador, corrente do disjuntor -, distância do padrão até a área de instalação, tarifa de energia e preferências da área a ser utilizada.

O primeiro ponto a ser explorado é o padrão de entrada de energia, nesse caso há um padrão com disjuntor de 200A, alimentado por um transformador de 75kVa, sendo o maior padrão possível dentro do grupo B de energia.

É possível ver o consumo médio da unidade consumidora na Figura 11. Além desse consumo, há algumas outras unidades consumidoras com consumo semelhante, sendo assim é pertinente a instalação de um sistema que gere excesso de energia, para abater as outras unidades consumidoras de mesma titularidade.

**Figura 11 - Média de consumo da unidade
Histórico de Consumo e Pagamento**

Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor
09/2021	9186	15/10/2021	6.077,37
08/2021	7269	15/09/2021	4.520,92
07/2021	7270	16/08/2021	4.366,74
06/2021	7862	15/07/2021	3.922,28
05/2021	7163	15/06/2021	3.414,77
04/2021	7182	17/05/2021	3.277,97
03/2021	5919	15/04/2021	2.731,45
02/2021	7440	15/03/2021	3.445,78
01/2021	7457	17/02/2021	3.598,24
12/2020	7826	15/01/2021	3.855,15
11/2020	7571	15/12/2020	3.354,09
10/2020	7559	16/11/2020	3.336,37

Fonte: Fatura de energia Copel

Sabendo que a média do consumo, é a somatória dos consumos sobre os doze meses, encontra-se uma média de 7475kWh/mês. Sendo assim é possível calcular a potência necessária de acordo com a localização da unidade consumidora, que no caso é a cidade de Carambeí-PR. Utilizando a equação 1:

$$P_{FV}(Wp) = \frac{E}{HSP_{MA} * TD * 30} \quad (1)$$

Onde:

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

$E(Wh/mês)$ = Consumo médio mensal da unidade consumidora;

$HSP_{MA}(h)$ = Média diária anual de horas de Sol pleno incidente no plano do painel FV;

TD = Taxa de desempenho

Para obter a média diária anual de irradiação solar, foram utilizados os dados da Cresesb - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Na Figura 12 encontram-se os dados médios e mensais de irradiação. Os dados utilizados para o HSP, foram o de maior média anual para 21° de inclinação que condiz com a implementação em solo. Além disso, tem-se o consumo médio mensal do cliente, e para converter a HSP que dado em dias, esse valor é multiplicada por 30.

A taxa de desempenho de um sistema fotovoltaico, segundo Ramos (2018) gira em torno de 70 a 85%, baseado nesses valores, foi utilizada uma taxa de desempenho de 80%, de forma a manter dados conservadores a fim de ter certeza de que a geração prometida, será entregue ao consumidor. (RAMOS A. 2018).

Figura 12 - Irradiação solar diária média mensal em Carambeí

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
✓	Plano Horizontal	0° N	5,69	5,45	4,81	4,20	3,30	2,97	3,22	4,18	4,32	4,97	5,70	5,96	4,56
✓	Ângulo igual a latitude	25° N	5,12	5,19	4,98	4,84	4,15	3,92	4,18	5,06	4,64	4,86	5,20	5,27	4,79
✓	Maior média anual	21° N	5,25	5,28	5,00	4,78	4,05	3,80	4,07	4,97	4,63	4,93	5,33	5,42	4,79
✓	Maior mínimo mensal	44° N	4,30	4,56	4,66	4,86	4,40	4,27	4,51	5,24	4,46	4,36	4,42	4,36	4,53

Fonte: Cresesb

$$P_{FV}(Wp) = \frac{7475}{4,79 * 0,8 * 30} \quad (2)$$

$$P_{FV}(Wp) = 65 \text{ kWp} \quad (3)$$

Equação tirada do manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos (PINHO,2014).

A necessidade de 65 kWp, foi apresentada ao cliente, porém o mesmo pensa em ampliação futura, além de ter outras unidades consumidoras que poderiam ser exploradas dentro do sistema de compensação de créditos, por conta disso foi tomada à decisão de gerar o máximo dentro do limite da microgeração que é próximo a 100 kWp de painéis e 75kW de inversor.

Sabendo disso, foi feito o levantamento dos locais disponíveis para instalação. A Figura 13, que foi capturada por um drone, demonstra que há telhados e área em solo, porém, foi constatado em inspeção técnica que os barracões eram frágeis e antigos. Por conta disso, foi definido que era ideal instalar o projeto em solo, prevenindo qualquer risco de acidente. A área em solo utilizada deve ser a mais plana possível e próxima ao padrão de entrada, por esse motivo foi selecionada a área da Figura 14.

Figura 13 - Vista geral da propriedade/Local de instalação



Fonte: Autoria própria.

Figura 14 – Pré-projeto desenvolvido na ferramenta SolarEdge

Fonte: Autoria própria

Partindo da necessidade encontrada, foi levantado pela empresa os equipamentos disponíveis com os fornecedores procurando a melhor qualidade atrelada ao melhor preço. Neste caso, foi utilizado o inversor WEG SIW400 - ST075 que pode ser visto na Figura 15, e 216 painéis RISEN 445Wp RSM156-6-425-445M visível na Figura 16.

Figura 15 - Inversor WEG 75kW

Fonte: Autoria própria

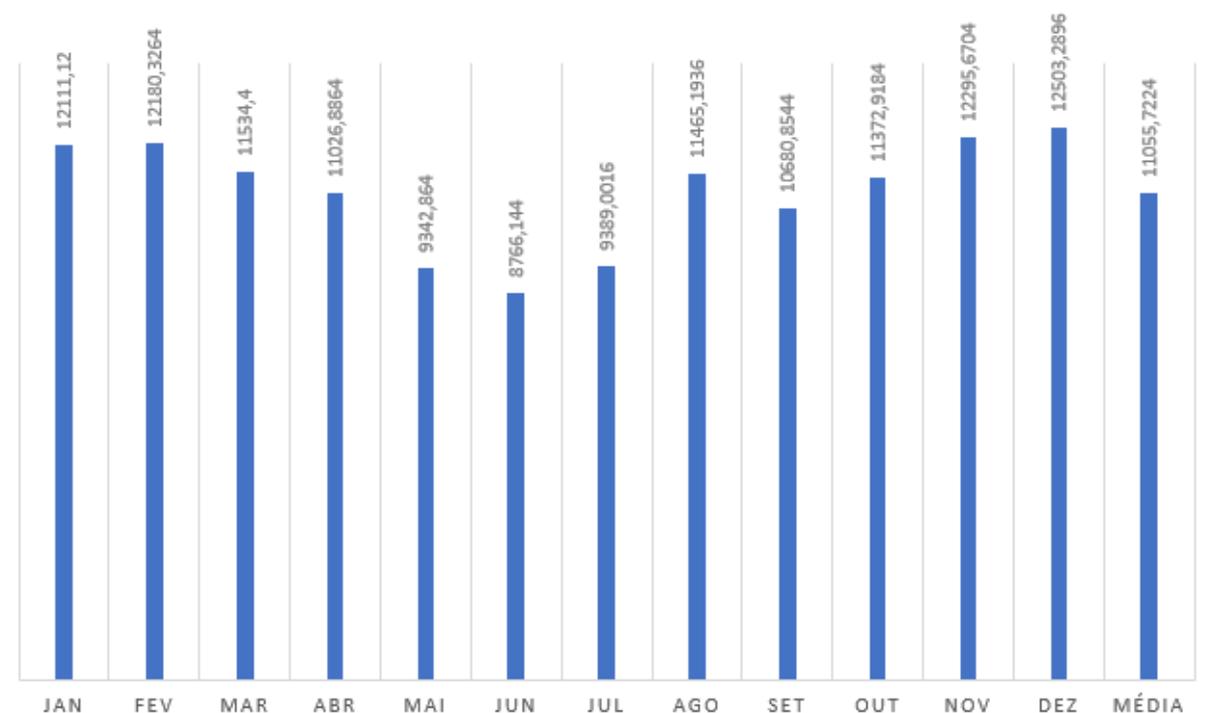
Figura 16 - Módulo Risen 445W



Fonte: Folha de dados RSM144-7-(445)M - (435 a 455)

Com essas informações foi proposto um projeto com 75kW de inversor e 96,12kWp de painéis. Para encontrar a geração prevista é utilizada a mesma equação 1, porém utilizando o HSP mensal e não o médio, com a potência do sistema definida. Na Figura 17 é demonstrado a geração anual prevista que foi apresentada ao cliente.

Figura 17 - Geração prevista mensal



Fonte: Autoria Própria

O estudo financeiro é baseado no “investimento x retorno”. É feita uma apresentação constatando quanto o sistema vai gerar de retorno financeiro ao longo de 5 anos e quanto o consumidor deverá investir para isso.

O retorno financeiro do sistema é feito através da quantidade média de energia gerada ao longo do ano, multiplicada pela tarifa do cliente. A Aneel, propõe a utilização de uma correção de 7%-12% de aumento anual de energia para esse estudo (referência Aneel). Neste caso é utilizado o menor valor, ou seja, o cenário onde irá subir menos a energia do consumidor. Isso se dá pela equação 2 e é calculado a economia dentro de 5 anos. No caso deste cliente a tarifa de energia paga é de R\$0,41 e a energia média mensal gerada é de 11055 kWh.

$$Economia = \Sigma(E \times (Tr \times 1,07)) = \quad (4)$$

Onde:

E = Energia média gerada;

Tr = Tarifa de Energia inicial da unidade;

1,07 = índice de correção anual da energia;

Sendo assim é possível explicar para o consumidor de forma clara, qual seria o provável ganho dele nos próximos 5 anos, facilitando a compreensão do quão benéfico é a implementação do sistema fotovoltaico. Sabendo que a economia mensal é em torno de R\$4.532,00 temos exposto através do Gráfico 1 o tempo do *payback* e também a rentabilidade anual do sistema através da Equação 5.

Gráfico 1 - Investimento x Retorno
Investimento x Retorno



Fonte: Autoria própria

$$Rentabilidade = \frac{E*Tr*12}{Investido} \times 100 = 14,4\% \quad (5)$$

Através desse estudo constatou-se que o *PayBack* seria de no máximo 70 meses e a rentabilidade anual de 14,4%. O resumo apresentado ao cliente pode ser visto na Figura 18.

Como o produtor rural está acostumado com investimentos a longo prazo, ele julgou como positivo o tempo de retorno e rentabilidade. Além disso, sabendo do fim do subsídio rural foi visto como extremamente necessário ter autonomia energética visto que para esse tipo de produtor um dos seus maiores custos é com a energia. Com tudo isso, foi obtido o aceite e fechamento do negócio e assim iniciado a implementação do projeto.

Figura 18 - Investimento e retorno em 5 anos

Investimento	R\$	376.950,55
Retorno em 5 anos	R\$	333.036,80

Fonte: Autoria própria

3.2 Engenharia

De acordo com os dados iniciais coletados na visita técnica comercial, bem como considerando as tratativas do contrato de prestação de serviço, foi feito o projeto executivo. Na Tabela 1 são demonstrados alguns dados encontrados no *datasheet* do módulo fotovoltaico usados nesta obra.

Tabela 1 - Dados do Módulo fotovoltaico

FABRICANTE	RISEN SOLAR TEC.
MODELO	RSM156-6-445M
NUMERO DE MÓDULOS	216
POTÊNCIA	445 Wp
POT. TOTAL	96120 Wp
TENSÃO EM CIRCUITO ABERTO(VOC)	52,72V
CORRENTE DE CURTO CIRCUITO (ISC)	10,77A
TENSÃO MÁXIMA POTÊNCIA	43,9V
CORRENTE MÁXIMA POTÊNCIA	10,15A
EFICIÊNCIA	20,5%
COEFICIENTE DE TEMPERATURA VOC	-0,29%/C°
COEFICIENTE DE TEMPERATURA ISC	0,05%/C°
COEFICIENTE DE TEMPERATURA PMAX	-0,37%/C°

Fonte: Folha de dados RSM144-7-(445) M - (435 a 455)

Os dados segundo o *datasheet* foram medidos de acordo com o padrão STC (*standard test condition*) que utiliza como base a irradiância de 1000w/m² e Temperatura da célula 25°C. Para utilização dos valores de corrente em locais onde a temperatura é diferente da STC, deve ser feita a normalização desses valores de acordo com os coeficientes de temperatura da Tabela 1.

3.2.1 Ajuste da Corrente de curto-circuito (ISC)

Para o ajuste da ISC, deve se considerar o pior caso, ou seja, quando a temperatura do módulo é mais elevada. De acordo com o PVsyst, a corrente máxima corrigida a 60°C não deve ultrapassar a corrente máxima do inversor de frequência.

Podemos aplicar a equação 6, para encontrar ISC corrigida a 60°C e posterior montar os arranjos fotovoltaicos dentro dos limites do inversor de frequência:

$$ISC_C = (((T_m - T_{STC}) * C_{isc}) / 100) + 1) * ISC_{stc} \quad (6)$$

ISC_C = ISC corrigido pelo coeficiente de temperatura.

T_m = Temperatura módulo no local de instalação.

T_{STC} = Temperatura de estudo considerado pelo fabricante do módulo

ISC_{stc} = Isc fornecida no datasheet do módulo

C_{isc} = Fator de correção isc (tabela X)

De forma numérica:

$$ISC_C = (((60 - 25) * 0,05) / 100) + 1) * 10,77 \quad (7)$$

$$ISC_C = 10,958A \quad (8)$$

O cálculo de distribuição de *strings* e MPPTs do inversor será demonstrado posteriormente no presente trabalho.

3.2.2 Ajuste da tensão em circuito aberto (VOC)

Para o ajuste do *voc*, utilizou-se uma metodologia semelhante à de *isc*, diferenciando-se, apenas, no que tange à temperatura, a qual deve ser mais baixa no presente caso, vez que, de acordo com *PVsyst*, a temperatura mínima a ser considerada deve ser a temperatura ambiente, considerando o pior caso, quando o sol aparece repentinamente no campo. Desse modo, foi considerada dias frios, as 8 horas da manhã, que segundo o site CLIMATEMPO foi de 0°C. A seguir, têm-se os cálculos obtidos:

$$VOC_C = (((T_m - T_{STC}) * C_{voc}) / 100) + 1) * VOC_{stc} \quad (9)$$

ISC_C = ISC corrigido pelo coeficiente de temperatura.

T_m = Temperatura módulo no local de instalação.

T_{STC} = Temperatura de estudo considerado pelo fabricante do módulo

ISC_{stc} = Isc fornecida no datasheet do módulo

C_{voc} = Fator de correção voc (tabela X)

De forma numérica:

$$V_{ocC} = \left(\frac{(0 - 25) * -0,29}{100} + 1 \right) * 52,72 \quad (10)$$

$$V_{oc} = 56,54 V \quad (11)$$

3.2.3 Divisão das strings e MPPTs

Quando se analisa o *datasheet* de um inversor de frequência fotovoltaico, é possível encontrar algumas informações básicas do equipamento, como: potência, tensão de operação, corrente, eficiência etc. Dentre os dados, extrai-se a quantidade de *mppts* e *strings* – sendo que, com base nessas informações, realiza-se o dimensionamento de divisão de módulos.

Figura 19 - Dados técnicos inversor solar WEG SIW400-ST075

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

Fonte: Folha de dados WEG SIW400-ST075

A. máxima de tensão de entrada

De acordo com o *datasheet* da Figura 19, a entrada máxima de tensão é de 1100V por *string*. Utilizando a tensão VOC corrigida – mencionada anteriormente na equação 11 -, é possível calcular a quantidade máxima de módulos associados em série que este inversor pode suportar por *string*.

$$Quat. Max. = \frac{1100}{56,54} \quad (12)$$

$$Quat. Max. = 19,45 \quad (13)$$

O cálculo mostra que, ao utilizar o inversor WEG SIW400-ST075, com os módulos Risen RSM156-6-445M, em Carambeí-PR, não se deve associar mais de 19 módulos por *string*.

B. Corrente de entrada máxima por MPPT

Tendo em vista que cada MPPT pode receber no máximo 44 amperes, como descrito no *datasheet*, esse inversor está apto a receber 11 amperes por *string*, uma vez que possui 4 *strings* em cada uma das 4 mppts – totalizando, portanto, 16 strings.

A ISC corrigida de 10,96 A - calculada anteriormente – em um cenário onde as 4 *strings* do inversor estariam ligadas, a corrente estaria próxima do limite do inversor, mas dentro do limite de operação exigidos pelo fabricante do inversor.

C. Dimensionamento final das mppts

O sistema acordado com o cliente tem como potência final 96120 Wp, que equivale a 216 módulos de 445Wp. Buscando-se um divisor comum, foram divididos os 216 módulos em 12 *strings* de 18 módulos, utilizando apenas 3 *strings* dos 4 disponíveis para cada MPPT, garantindo-se uma maior confiabilidade operacional ao sistema.

3.2.4 Supressão vegetal

Planejou-se a limpeza do terreno com o auxílio de imagens aéreas, as quais foram capturadas por drone durante a visita técnica. Assim, foi possível identificar os

pontos com maior vegetação para que pudesse ser executada a supressão vegetal – deixando, portanto, o terreno livre para implantação das estacas.

Figura 20 - Marcação do que será removido do terreno



Fonte: Autoria própria

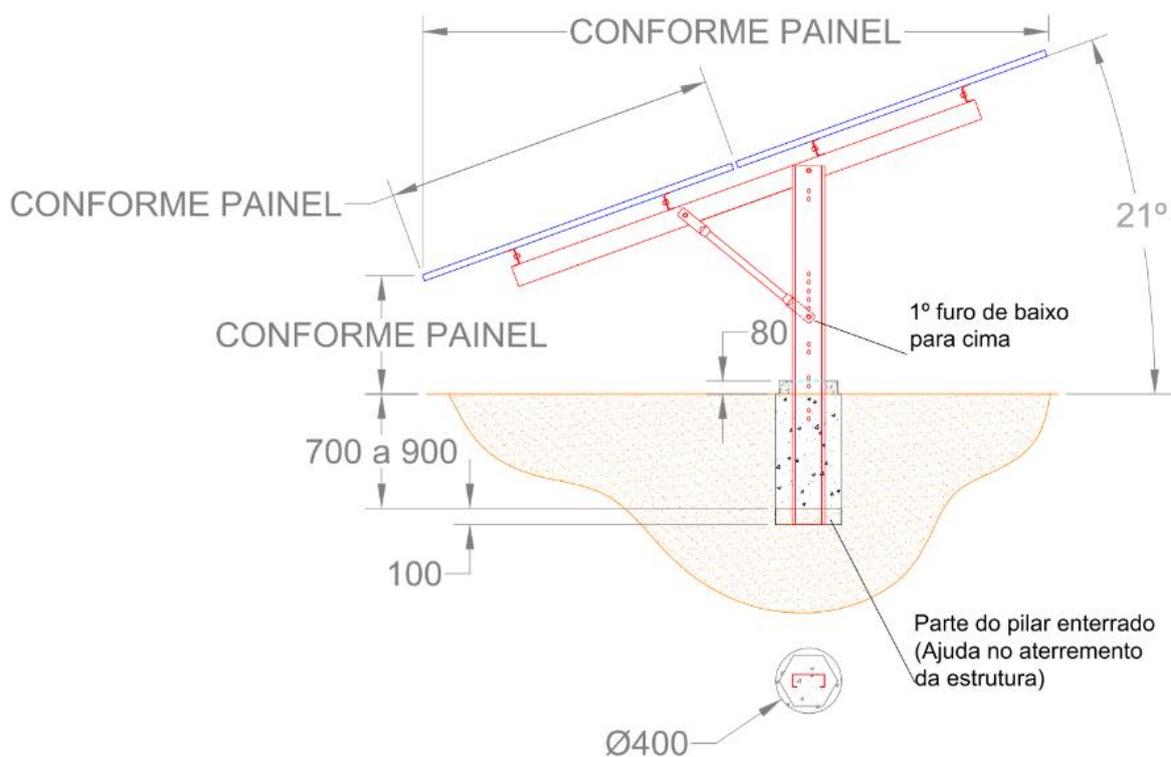
3.2.5 Aterramento

Os módulos fotovoltaicos foram aterrados por meio de interligação elétrica feita pelos grampos de fixação, o que ocorreu durante a montagem dos respectivos módulos sobre a estrutura.

No momento em que é fixado o grampo, automaticamente é retirado o verniz de proteção da parte metálica dos módulos, melhorando, assim, o contato elétrico entre as três partes: estrutura de fixação, grampo e módulo.

Desta maneira, a diferença de potencial elétrico entre os módulos e a estrutura se torna zero. A estrutura, por sua vez, será enterrada no solo, funcionando como haste de aterramento, que ficará em contato com a terra, como pode ser visto na Figura 21, a qual foi retirada do projeto construtivo da estrutura de fixação enviada pelo fornecedor.

Figura 21 - Vista lateral da estrutura de fixação



Fonte: Projeto fornecido pela empresa responsável pela fabricação das estruturas

O inversor, *string box*, transformador e o quadro de baixa tensão foram aterrados através de um condutor de cobre, que está conectado a uma haste de aterramento dentro da caixa de passagem localizada no interior do abrigo, visto na figura Figura 22.

Figura 22 - Caixa de passagem com haste de aterramento



Fonte: Autoria Própria.

3.2.6 Cabos CC e infraestrutura

3.2.6.1 Capacidade de condução de corrente dos cabos CC

A corrente calculada que circula nos cabos CC é de 10,96A. Para suportar a corrente gerada pelo próprio módulo, ou até mesmo em casos de séries de módulos associados em paralelo - fato que aumenta a corrente -, o fabricante produziu o módulo com cabos de 4mm², conforme demonstrado na Figura 23:

Figura 23 - Espessura dos cabos instalados no módulo pelo fabricante.

MECHANICAL DATA	
Solar cells	Monocrystalline 166×83mm
Cell configuration	144 cells (6×12+6×12)
Module dimensions	2108×1048×35mm
Weight	24.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063-T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

Fonte: Datasheet Risen RSM144-7 435 a 455

Figura 24 - Cabo 4mm² instalado no módulo pelo fabricante.



Fonte: Autoria própria

O cabo de 4mm², por sua vez, confere uma maior confiabilidade para o sistema, tendo em vista que, nos dizeres da NBR 16612, os cabos unipolares de 4mm² com dois condutores carregados em eletroduto não ventilado a 30°C suportam até 33A (Figura 25).

Figura 25 - Capacidade de condução de corrente

C.3 Cabo em eletroduto diretamente enterrado

Dois cabos em paralelo (disposição dos cabos "1" de C.1) em um eletroduto enterrado na profundidade de 1,0 m. Resistividade térmica do terreno igual a 2,5 K.m/W, resistividade térmica do eletroduto igual a 6,0 K.m/W.

Tabela C.9 – Capacidade de condução de corrente para, temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Capacidade de condução de corrente A		
	20 °C	30 °C	40 °C
1,5	21	20	18
2,5	28	26	23
4	36	33	30
6	44	41	37
10	60	56	51
16	77	71	65
25	98	91	83
35	120	111	102
50	145	135	123
70	179	166	152

Fonte: NBR16612, Pag 31 - tabela C.9

3.2.6.2 Fator de correção dos cabos CC

A corrente demonstrada na Figura 25 é válida apenas para um circuito com dois condutores. Contudo, nesta instalação, há 12 *strings*, totalizando 12 circuitos e 24 condutores agrupados no mesmo eletroduto. Segundo a NBR 16612, devem ser usados os mesmos critérios da NBR5410 para o cálculo do fator de agrupamento dos cabos CC, de acordo com a Figura 26.

Figura 26 - Referência do fator de agrupamento

C.5 Agrupamento de circuitos

Em caso de agrupamento de circuitos, devem ser utilizados os fatores de agrupamento dados na ABNT NBR 5410.

Fonte: NBR16612, Tabela C.5 Pag 31

Para encontrar a corrente corrigida - que foi usada apenas para a especificação final dos condutores, em termos de condutividade -, é necessário aplicar os fatores de correção da forma descrita abaixo.

A equação 14 apresenta a utilização dos fatores de correção para a obtenção da corrente corrigida, conforme segue:

$$I_c = (I_p * FT * FA * FCRT * FH) \quad (14)$$

Onde:

I_c - Corrente corrigida

I_p - Capacidade de condução do condutor

FT - Fator de correção por temperatura

FA - Fator de correção por agrupamento

$FCRT$ - Fator de correção por resistividade do solo

FH - Fator de correção por Taxa de Distorção Harmônica

A. Fator de Correção por Temperatura (FT)

A instalação da referida usina está exposta, tão somente, aos fatores ambientais (vento, chuva etc.), vez que se trata de usina em solo, distante de motores e fontes artificiais de calor, vento ou umidade. Ademais, todos os seus trechos são em eletrodutos subterrâneos – recebendo influência, portanto, somente das condições de temperatura da localidade.

Considerando a temperatura máxima em Carambeí – a qual gira em torno de 30°C (CLIMATEMPO, 2003) -, bem como a instalação dos cabos enterrados no solo, adotou-se a temperatura de 35°C como referência. Por sua vez, o fator de correção por temperatura, segundo a tabela 40 da NBR5410, é de 0,89 para cabos com isolamento acima de 90°C.

Figura 27 - Fator de correção por temperatura
Tabela 40 — Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Do solo		
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85

Fonte: NBR 5410, Tabela 40

B. Fator de Correção por Agrupamento de Circuitos (FA)

O agrupamento máximo de circuitos vindos das *strings*, conforme mencionado acima, é de 12 circuitos. Consultando a Figura 28, que faz referência a tabela 42 da NBR5410, tem-se que o valor de FA é igual 0,45:

Figura 28 - Fator de correção por agrupamento de circuitos
Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)

Fonte: NBR 5410, Tabela 42

C. Fator de Correção por Resistividade do Solo (FCRT):

Levando-se em conta o solo encontrado na região e o nível de precipitação regular, o fator de correção por resistividade do solo, em um circuito de baixa tensão e enterrado distante da superfície, foi considerado unitário.

D. Fator de Correção por Distorção Harmônica (FH)

Por se tratar de uma instalação de geração, sem carga não linear, com inversores de fator de potência, o fator de FH foi considerado unitário.

Tabela 2 - Fatores de correção

Fator	FT	FA	FCRT	FH
valor	0,89	0,45	1	1

Fonte: Autoria própria

Aplicando os valores demonstrados nos itens a, b, c, d e a capacidade de condução de 33A do condutor de 4mm² na Fórmula 14, tem-se que:

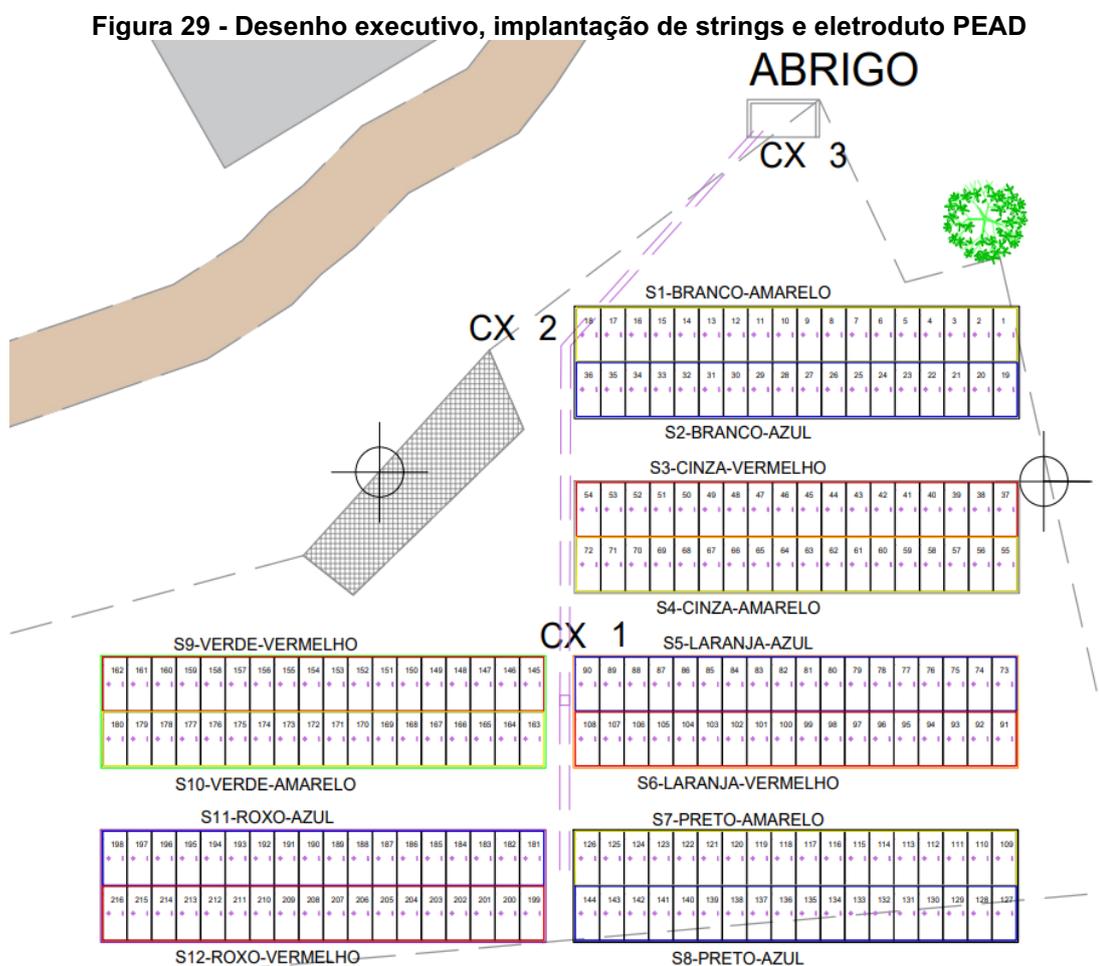
$$I_c = 33 * (0,89 * 0,45 * 1 * 1) \quad (15)$$

$$I_c = 13,21A \quad (16)$$

De acordo com o valor da corrente corrigida pelos fatores mencionados acima na equação 16, fica validada a utilização dos condutores de 4mm² na instalação, pois o valor de I_c é maior que 10,958A, produzido pelas *strings* de módulos.

3.2.6.3 Taxa de ocupação dos eletrodutos

Definidas as posições dos módulos e divisões de *strings*, define-se, também, a infraestrutura para o assentamento de cabos dos módulos até o abrigo. Para tal, o primeiro passo foi levantar a quantidade de cabos que irá passar pela infraestrutura.



Fonte: Fonte: Autoria própria

Dos módulos até o abrigo são 12 pares – um cabo positivo e outro negativo) de cabos CC vindos das *strings* S1 à S12. Para definição da espessura do eletroduto

PEAD que foi usado na obra, calcula-se a taxa de ocupação que os cabos solares preencherem no eletroduto, segundo a NBR 5410 a taxa de ocupação não deve ultrapassar 40%.

Figura 30 - NBR5410 Definição taxa de ocupação

- a) a taxa de ocupação do eletroduto, dada pelo quociente entre a soma das áreas das seções transversais dos condutores previstos, calculadas com base no diâmetro externo, e a área útil da seção transversal do eletroduto, não deve ser superior a:
- 53% no caso de um condutor;
 - 31% no caso de dois condutores;
 - 40% no caso de três ou mais condutores;

Fonte: NBR5410

A figura 31 mostra a espessura externa dos cabos solares, que usado para calcular a ocupação de cada condutor de acordo com a equação 17

Figura 31 - Folha de dados cabos solares Cortox

SEÇÃO	Nº DE CONDUTORES	ESPESSURA ISOLAÇÃO NOMINAL	ESPESSURA COBERTURA NOMINAL	Ø EXTERNO MAXIMO	RESISTENCIA MAXIMA A 20 °C	MASSA NOMINAL
		mm	mm	mm	Ω / KM	Kg / Km
1,50 mm ²	1	0,7	0,80	5,40	13,7	34
2,50 mm ²	1	0,7	0,80	5,90	8,21	47
4,00 mm ²	1	0,7	0,80	6,60	5,09	61
6,00 mm ²	1	0,7	0,80	7,40	3,39	83

Fonte: Folha de dados do fabricante

Área Ocupação Cabo #4mm²:

$$A = \pi r^2 = \pi * \left(\frac{6,6}{2}\right)^2 = 34,21 \text{ mm}^2 \quad (17)$$

Cada cabo ocupa uma área de 34,21mm², até o abrigo temos 12 circuitos, ou seja, 24 cabos unipolares. O cálculo abaixo demonstra qual a área interna mínima que o eletroduto PEAD deverá ter para abrigar 12 cabos solares de 4mm².

$$A = \frac{34,21 * 24}{0,4} = 2052 \text{ mm}^2 \quad (18)$$

Desta maneira foi calculado o diâmetro externo dos eletrodutos de 2 polegadas e as 3 polegadas, buscando-se um valor maior que 2052mm²:

Figura 32 - Medidas comerciais eletroduto PEAD**PEAD**

O PEAD destina-se ao mercado de infraestrutura elétrica. Trata-se de produto sustentável e ecológico, produzido com resinas recicladas de qualidade rigidamente controlada. O projeto de engenharia deve definir a aplicabilidade de enovelamento de concreto.

DIÂMETRO			
NOMINAL		INTERNO	EXTERNO
(pol.)	(mm)	(mm)	(mm)
1 1/4"	30	31,5	41,3
1 1/2"	40	43,0	56,0
2"	50	50,8	63,4
3"	75	75,0	89,0
4"	100	103,0	124,5
5"	125	128,8	155,5
6"	150	155,6	190,0
7"	175	176,0	202,0
8"	200	206,0	250,0

Fonte: Elecon

$$A(2'') = \pi r^2 = \pi * \left(\frac{50,8}{2}\right)^2 = 2026 \text{ mm}^2 \quad (19)$$

$$A(3'') = \pi r^2 = \pi * \left(\frac{75}{2}\right)^2 = 4418 \text{ mm}^2 \quad (20)$$

De acordo com os cálculos é possível afirmar que o eletroduto com o dimensionamento mais adequado é o eletroduto de 3 polegadas.

Calculando a taxa de ocupação de 24 cabos solares de 4mm² dentro do eletroduto PEAD 3".

➤ Taxa Ocupação (T.O)

Calculando a taxa de ocupação que não deve ultrapassar 40% para o pior caso, conforme estabelecido em norma, teremos:

$$T.O = \left(\frac{24 * 34,21}{4418}\right) * 100 = 18,58\% \quad (21)$$

De acordo com o cálculo 21 o dimensionamento se encontra dentro dos padrões estabelecidos em norma.

O eletroduto foi assentado dentro de uma valeta de 400x400mm.

Figura 33 - Eletroduto PEAD 3" em vala



Fonte: Autoria própria

3.2.6.4 Critério da Queda de tensão

Outro critério a ser avaliado para o dimensionamento da seção mínima dos condutores dos circuitos de tensão CC é a queda de tensão. Considerando os limites da NBR 16690, demonstrados na Figura 34

Figura 34 - Queda de tensão dos condutores

c) a queda de tensão nos condutores;

NOTA 3 O dimensionamento dos condutores do arranjo fotovoltaico afeta a queda de tensão sob condições de carga. Esta queda de tensão pode ser particularmente significativa em arranjos fotovoltaicos com baixa tensão e alta corrente de saída. Sob condições de carga máxima, recomenda-se que a queda de tensão verificada não seja superior a 3 % da tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência (nas STC).

Fonte: NBR 16690

A recomendação é que respeite uma queda de tensão menor que 3% para que evite perdas durante a transmissão da energia, provendo um melhor aproveitamento do sistema instalado, respeitando assim o investimento feito pelo proprietário. Para determinação da queda de tensão, foi utilizado a equação abaixo:

$$\Delta V = R * l * i \quad (22)$$

l: Comprimento do condutor (km)

R: Resistência (Ω /Km) obtida na folha de dados do condutor

ΔV : Queda de tensão (V)

I: Corrente elétrica na máxima potência (A)

Para validar todos os circuitos de condutores CC foi considerado o pior caso, ou seja, a *string* mais distante do abrigo, a aproximadamente 50 metros.

Segundo a NBR 16690, a tensão dos módulos deve ser no ponto de máxima potência em STC, já calculada anteriormente na fórmula 11, que diz que cada módulo gera 56,54V, totalizando 982,08V na *String* de 18 módulos.

Para o cálculo de queda de tensão será utilizado a resistência do cabo 4mm² CC demonstrado na Figura 31, $R = 5,09\Omega/\text{Km}$, onde percorrerá uma corrente de 10,95A a uma tensão de 982,08V:

$$\Delta V = 5,09 * 0,050 * 10,91 \quad (23)$$

$$\Delta V = 2,78V \quad (24)$$

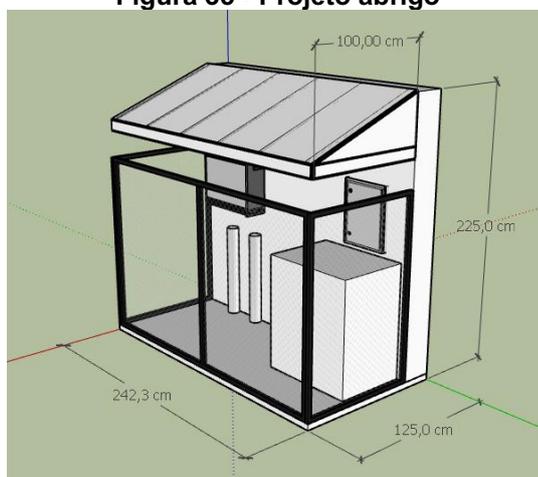
$$\Delta V(\%) = \frac{2,78}{982,08} * 100 = 0,28\% \quad (25)$$

A queda de tensão encontrada ficou consideravelmente abaixo do recomendado pela norma, trazendo benefícios econômicos e técnicos para todo o sistema fotovoltaico.

3.2.7 Abrigo

De modo geral, o abrigo é o local destinado para a instalação do inversor de frequência, quadros, *stringbox* e transformador.

Figura 35 - Projeto abrigo



Fonte: Autoria própria

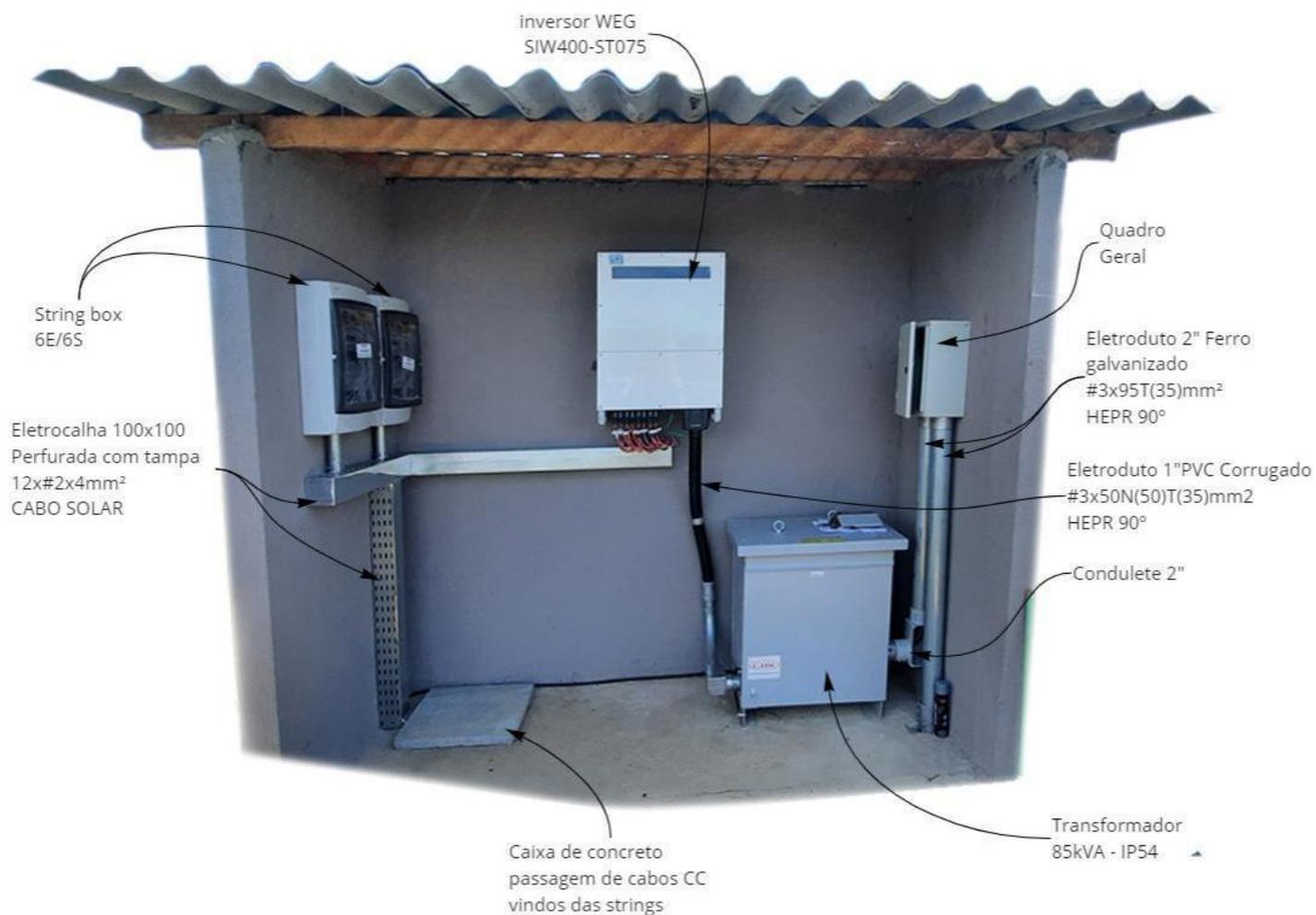
Na imagem abaixo, pode ser visto o projeto após a execução, com a descrição de cada elemento que está instalado no seu interior. Neste projeto, os elementos foram posicionados seguindo uma sequência lógica, iniciando pela caixa de passagem de concreto – a qual recebe todo cabeamento CC advindo das *strings* que se encontram na vala demonstrada na Figura 33.

Na sequência, os cabos percorrem a eletrocalha, vão para as *stringsbox* e se conectam ao inversor – o qual, por sua vez, processa toda a energia CC, transformando-a em CA em níveis de tensão de linha de 380V trifásico. Para que essa energia seja compatível com a alimentação de energia do cliente, foi instalado um transformador para abaixar essa tensão para 220V trifásico.

O último elemento instalado no abrigo tem função de segurança, tratando-se de um quadro de comando em que fica alocado um disjuntor de caixa moldada e um DPSs para proteção contra curtos circuitos e descargas atmosféricas.

Após o processo supramencionado, a usina está pronta para ser ligada ao ramal de alimentação de energia do cliente que suporte a corrente gerada.

Figura 36 - Descrição dos equipamentos contidos no abrigo



Fonte: Autoria própria

4 RESULTADOS

4.1 Implementação e resultado da implementação (foto - inversor, *string* box, separação CC/CA).

A Figura 37 mostra o pré-projeto da usina apresentada na parte comercial para ser comparada com a Figura 38 que é uma foto aérea retirada através de um drone. Com isso podemos comparar se a implementação real condiz com o projeto.

Figura 37 - Pré projeto desenvolvido na ferramenta SolarEdge



Fonte: Designer SolarEdge, Autoria própria

Figura 38 - Foto da usina implementada

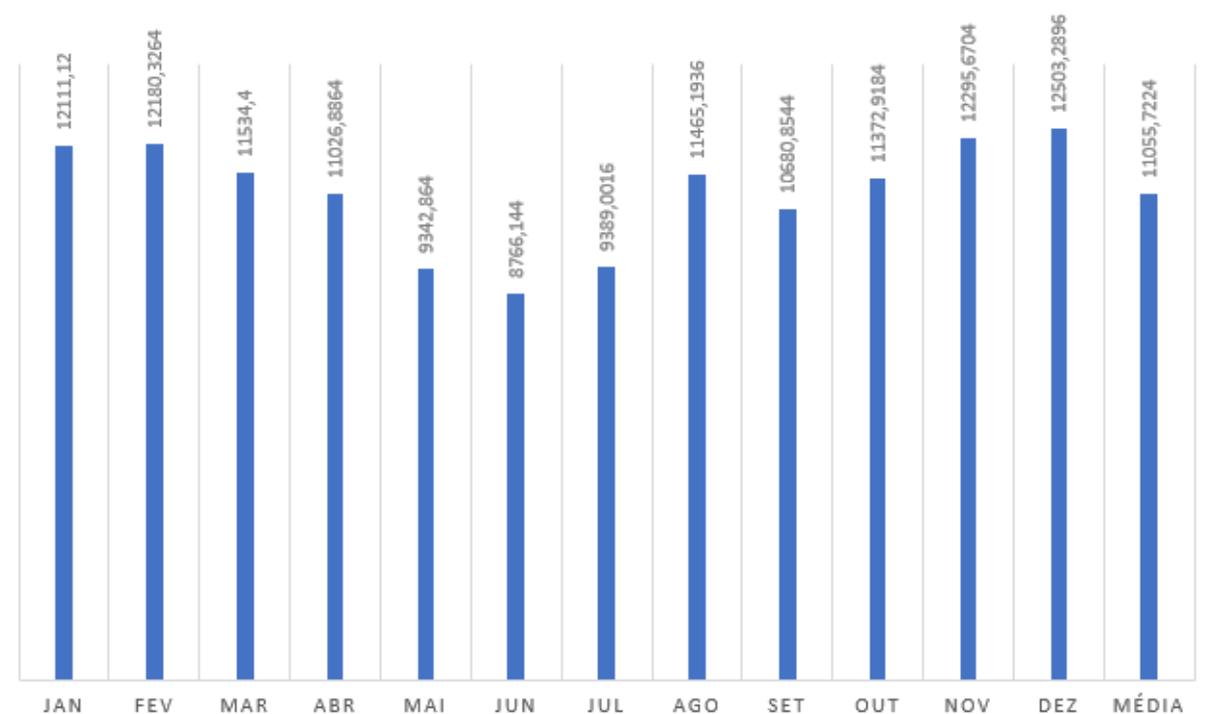


Fonte: Imagem capturada por drone, autoria própria

4.2 Geração entregue.

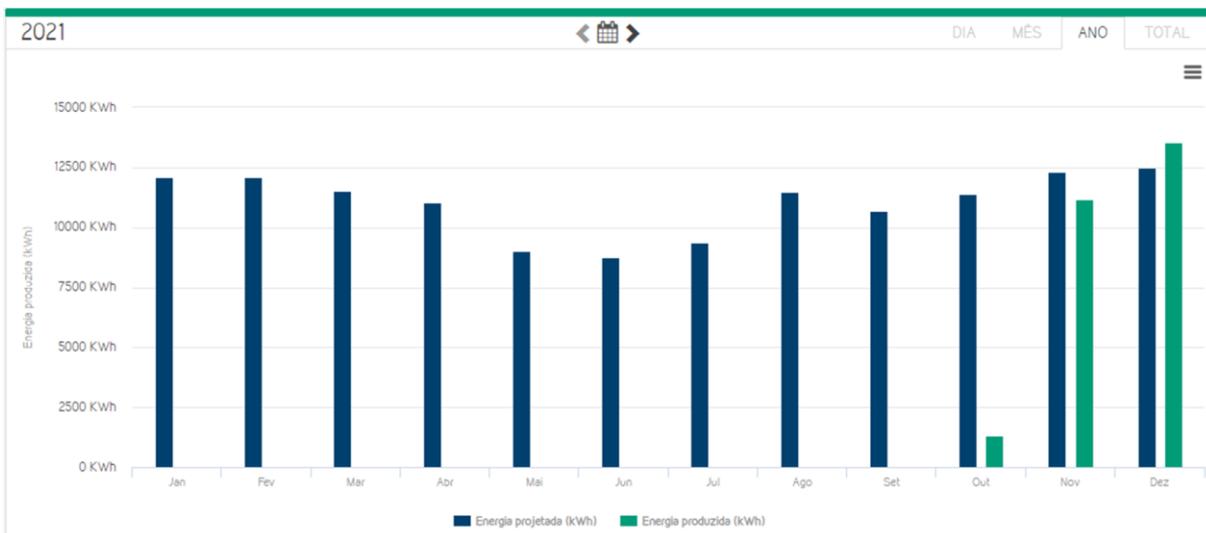
Na figura 39, temos a estimativa de geração que foi apresentada no capítulo 3. Já em seguida na Figura 40 e 41 é exibido um gráfico de barras de geração prevista e geração real após a liberação do sistema, a barra pintada de verde representa a geração real, enquanto que a barra em azul representa a geração calculada. As curvas de geração reais da usina vão de novembro de 2021 a março de 2022.

Figura 39 - Geração prevista em projeto.

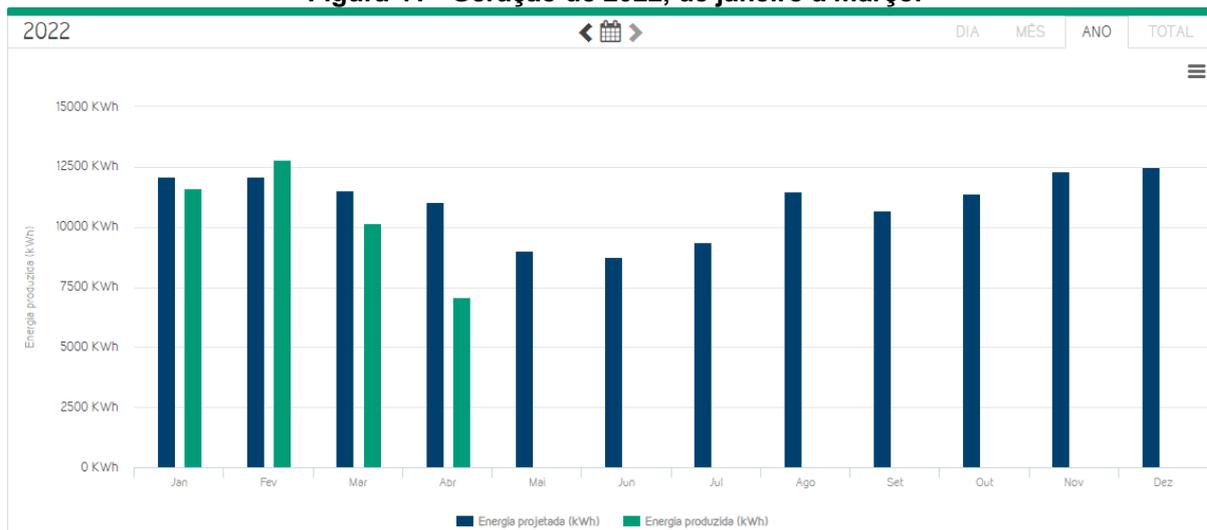


Fonte: Autoria própria

Figura 40 - Geração de 2021, a partir da liberação do sistema em outubro.



Fonte: SolarView Monitoramento

Figura 41 - Geração de 2022, de janeiro a março.

Fonte: SolarView Monitoramento

Na figura 42 está exposto os valores exatos de geração de cada mês comparado a energia de geração esperada, assim pode ser feito um comparativo mais exato.

Utilizando uma média simples, é obtido o valor de 11857 kWh de energia produzida sendo que a expectativa era de 12112 kWh.

Figura 42 - Geração de 2022, de janeiro a março.

<p>Mês: Novembro Energia produzida: 11.181,5 mil kWh Energia Esperada: 12.295,0 kWh</p>
<p>Mês: Dezembro Energia produzida: 13.548,0 mil kWh Energia Esperada: 12.503,0 kWh</p>
<p>Mês: Janeiro Energia produzida: 11.597,9 mil kWh Energia Esperada: 12.111,0 kWh</p>
<p>Mês: Fevereiro Energia produzida: 12.808,5 mil kWh Energia Esperada: 12.118,0 kWh</p>
<p>Mês: Março Energia produzida: 10.152,3 mil kWh Energia Esperada: 11.534,0 kWh</p>

Fonte: SolarView Monitoramento

5 CONCLUSÃO

Através do desenvolvimento constata-se que a implementação de usina energia solar fotovoltaica deve ser feita com atenção aos detalhes. São vários pontos importantes a serem abordados que vão garantir o funcionamento e segurança da usina. Todos os cálculos utilizados refletem a importância da engenharia e trazem uma série de conhecimentos que podem ser utilizados na implementação de novos projetos, tal conhecimento pode ser resumido em experiência de projetos.

A parte comercial se mostra tão importante quanto a engenharia, foi através de uma série de levantamentos e análises que foram desenvolvidos por parte da empresa, que motivaram o cliente a investir e tornaram possível a implementação do sistema.

É através dos resultados de geração e tempo de funcionamento da usina, que é possível comprovar se tudo foi dimensionado corretamente. Nos resultados

podemos perceber que a geração projetada e a geração real estão coincidindo, claramente há uma variação devido a oscilação do climática da região que nunca é precisa, sendo uma diferença de 2% a menos do que a energia esperada. Em meses como o de janeiro houve uma menor geração comparada à projeção, porém em fevereiro e março tivemos uma superação desta estimativa.

Dessa forma conclui-se que a usina está entregando o resultado esperado e a implementação prática da usina também atendeu as expectativas, como podemos ver na comparação entre a imagem digital dos painéis e a foto tirada após a execução.

REFERÊNCIAS

ABNT NBR 5410: **Instalações elétricas em baixa tensão, 2004.**

ABNT NBR 16690, **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto, 2019.**

ABNT NBR 16612 **(Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura — Requisitos de desempenho)” 2017.**

ABSOLAR. **O que é energia fotovoltaica.** Site da associação brasileira de energia solar, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 25/04/2022.

Bedaque, P. **Variação da posição de nascimento do Sol em função da latitude.** Revista Brasileira de Ensino de Física [online]. 2016, v. 38, n. 3. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/1806-9126-RBEF-2015-0023>. Acesso em: 25/04/2022.

Burbello, V. **Após fim do desconto na energia, produtores buscam por opções renováveis.** Blog Canal Rural, 2022. Disponível em: <https://www.canalrural.com.br/noticias/agricultura/apos-fim-do-desconto-na-energia-produtores-buscam-por-opcoes-renovaveis/#:~:text=O%20decreto%20federal%209.642%20de,residencial%20urbana%20com%20a%20rural.>

EPE. **Balanco energético 2021:** Brazilian Energy Balance. Publicação anual de balanço Energético Anual da empresa de pesquisa energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 20/04/2022.

Esfera Blog. **Energia rural:** Quem tem direito e como funciona. Blog EsferaBlog, 2021. Disponível em: <https://esferaenergia.com.br/blog/energia-rural/>. Acesso em: 25/04/2022.

FotoVolt. **Brasil ultrapassa 15 GW em solar fotovoltaica**. Site FotoVolt, 2022. Disponível em: <https://www.arandanet.com.br/revista/fotovolt/noticia/4190-Brasil-ultrapassa-15-GW-em-solar-fotovoltaica>. Acesso em: 25/04/2022

Hein, H. **Brasil termina 2021 com recordes na geração de energia solar**. Blog Canal Solar, 29 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/brasil-termina-2021-com-recordes-na-geracao-de-energia-solar/>. Acesso em: 25/04/2022.

IEA. **Agencia Internacional de Energia**. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>. Acesso em 17/04/2022.

MIRANDA, F. **Energia solar fotovoltaica: Uma breve revisão**. Revista virtual de química. Niterói, RJ, vol. 7, n. 1, p. 126-143, 14, out. 2015.

Neosolar. **O que são MPPT e MPLE no inversor solar**. Site Neosolar, 2022. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/tecnologia-mppt-mlpe-otimizacao-inversor-solar?gclid=Cj0KCQjw3lqSBhCoARIsAMBkTb3Gf6Za4xec2MvdWhxqw3BWzuzTaYZm2FfJfQIDRGXUxebozcZ3lqwaApmeEALw_wcB. Acesso em: 25/04/2022

PINHO, J. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

Portal Solar. **Tipos de Pannel fotovoltaico**. Blog Portal Solar, 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-pannel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 25/04/2022.

Portal Solar. **Passo a passo da fabricação do pannel solar**. Blog Portal Solar, 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/passo-a-passo-da-fabricacao-do-pannel-solar.html>. Acesso em: 25/04/2022.

Portal Solar. **O inversor solar**. Blog Portal Solar, 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>. Acesso em: 25/04/2022.

PVsyst. **Array voltage sizing**. Site PVsyst Photovoltaic Software, 2022. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/systemgrid_vocond.htm. Acesso em: 25/04/2022.

Ramos A. **Análise de desempenho de sistema fotovoltaico conectado** - um estudo de caso em uma instituição de ensino pública de governador Valadares. IX Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental São Bernardo do Campo/SP – 26 a 29/11/2018

Vinturini, M. **Entenda as especificações básicas dos componentes da stringbox.** Blog Canal Solar, 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entenda-as-especificacoes-basicas-string-box/>. Acesso em:25/04/2022.